



DANMARKS OLIE- OG GASPRODUKTION 2012

samt anden anvendelse af undergrunden

FORORD

Når man ser på den historiske udvikling for den danske olie- og gasproduktion, vil 2012 blive husket for især to forhold.

Den 4. juli 2012 var det 40 år siden den danske olie- og gasproduktion blev indledt med igangsætning af produktion fra Dan feltet, som fortsat producerer olie og gas. Næsten 28 procent af den samlede danske olieproduktion siden 1972 er hentet fra Dan feltet, og der er udsigt til, at feltet vil producere olie og gas i mange år endnu.

Den 9. juli 2012 trådte statens selskab Nordsøfonden ind som partner i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) med en andel på 20 procent. Dermed blev Nordsøfonden føjet til listen over selskaber med olieproduktion i Danmark. Nordsøfonden trådte ind i DUC som en følge af Nordsøaftalen fra 2003, og varetager hermed statens interesser i DUC.

Det danske område i Nordsøen kan efter 40 års produktion betegnes som et modent område med stor fokus på optimering af igangværende produktion og vedligeholdelse af eksisterende anlæg.

Der gennemføres fortsat efterforskning efter nye olie- og gasfelter. Ligesom der investeres i nye anlæg til indvinding af olie og gas. I 2012 blev der gennemført investeringer i efterforskning på ca. 1,2 mia. kr., og der blev investeret ca. 5,7 mia. kr. i nye anlæg. Det er mere end i 2011.

Fundamentet for indvindingen af olie og gas er, at det sker på en sikkerheds-, sundheds- og miljømæssig forsvarlig måde. Et nyt EU-direktiv om sikkerhed ved offshore olie- og gasoperationer vil styrke fokuset på at forebygge og begrænse konsekvenserne af større ulykker.

Fra dansk side er det også en prioritet, at indvindingen af olie og gas sker på en energieffektiv måde. Der blev derfor i 2012 indgået en ny handlingsplan for en styrket indsats for at reducere energiforbruget på anlæggene i Nordsøen i perioden 2012-2014. Den nye handlingsplan bygger på de gode erfaringer fra handlingsplanen for 2006-2011, hvor det lykkedes at reducere energiforbruget med 18 procent. Med den nye handlingsplan forventes et yderligere fald i energiforbruget.

Årets rapport om Danmarks olie- og gasproduktion offentliggøres ligesom sidste år alene på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. Rapporten vil ikke blive udsendt i en trykt udgave.

København, juni 2013



Ib Larsen

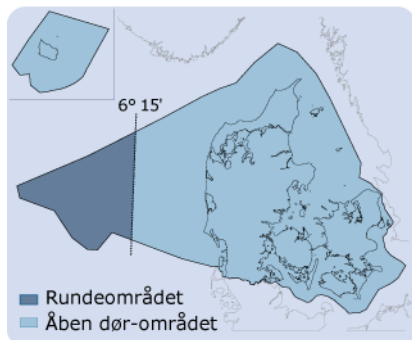
INDHOLD

Forord	3
Indhold	5
1 Koncessioner og efterforskning	6
2 Anden anvendelse af undergrunden	14
3 Produktion og udbygning	17
4 Sikkerhed og sundhed	22
5 Klima og miljø	29
6 Ressourcer	34
7 Økonomi	40
Bilag A: Producerede og injicerede mængder	46
Bilag B: Danmarks producerende felter	49
Bilag C: Producerede mængder, reserver og betingede ressourcer pr. 1. januar 2012	90
Bilag D: Økonomiske nøgletal	91
Bilag E: Gældende økonomiske vilkår	92
Bilag F: Geologisk tidssøjle	93
Bilag G: Tilladelser og rettighedshavere pr. 1. maj 2013	94
Bilag H: Dansk koncessionsområde – maj 2013	99
Omregningsfaktorer	101

1

KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

fig. 1.1 Det danske koncessionsområde



Det er nu 50 år siden, at der første gang blev givet en tilladelse til efterforskningen af olie og gas i Nordsøen, og der gøres stadig nye fund. Den første efterforskningsboring i Nordsøen blev udført i 1966. Indtil nu er der i alt boret 132 efterforskningsboringer i den vestlige del af Nordsøen. Næsten halvdelen af efterforskningsboringerne har ført til fund af olie eller gas. Cirka halvdelen af fundene har vist sig at kunne udnyttes kommercielt. Det lover godt for mulighederne i den kommende 7. udbudsrunde.

7. UDBUDSRUNDE

I Danmark udbydes området vest for 6°15' østlig længde som udgangspunkt i udbudsrunder (se figur 1.1 og boks 1.1), mens resten af det danske koncessionsområde udbydes efter åben dør proceduren (se figur 1.1 og boks 1.2). Den seneste udbudsrunde, 6. runde, blev afholdt i 2005-2006. Siden har der været stor efterforskningsaktivitet i de 14 licenser, der blev tildelt i runden. Nogle af 6. runde tilladelserne er tilbageleveret, mens vurdering af fund eller supplerende efterforskningsarbejde foretages i de resterende tilladelser.

boks 1.1

Fakta om den kommende udbudsrunde i Nordsøen

Området i den danske del af Nordsøen vest for 6° 15' østlig længde udbydes efter offentlig indkaldelse af ansøgninger i en såkaldt udbudsrunde. Vilklarene for udbudsrunder bliver - efter forelæggelse for Folketingets Klima-, Energi- og Bygningsudvalg - offentliggjort i Den Europæiske Unions Tidende og i Statstidende mindst 90 dage før ansøgningsfristens udløb. Invitationsskrivelse samt oplysninger om vilkår og ledige arealer m.v. vil derefter være at finde på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Tilladelserne meddeles af klima-, energi- og bygningsministeren i henhold til § 5 i undergrundsloven. Der lægges vægt på:

- at ansøgere har fornøden sagkundskab og økonomisk baggrund,
- at samfundet har mest mulig indsigt i og gavn af arbejdet med tilladelsen,
- de efterforskningsarbejder, som ansøger tilbyder at udføre.

Herudover kan andre relevante, objektive og ikke-diskriminerende udvælgelseskriterier fastsættes.

Inden en tilladelse meddeles, skal ministeren forelægge sagen for Klima-, Energi- og Bygningsudvalget i Folketinget.

Efterforskningstilladelser meddeles for et tidsrum på op til 6 år. I den enkelte tilladelse indgår et arbejdsprogram, hvori de efterforskningsarbejder, som rettighedshaveren er forpligtet til at udføre, er beskrevet.

Den seneste udbudsrunde blev afholdt i 2006. Denne runde var den 6. udbudsrunde i Danmark. I 2013 planlægges den 7. udbudsrunde afholdt.

Energistyrelsen har i samarbejde med De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) og Nordsøfonden oprettet en hjemmeside, www.oilgasin.dk, hvor information om 7. runde vil kunne findes, så snart informationen foreligger.

Et nyt udbud af rundeområdet er under forberedelse, og Energistyrelsen forventer, at den 7. danske udbudsrunde annonceres i slutningen af 2013. Tidspunktet og vilkårene for 7. runde vil blive udmeldt af klima- energi og bygningsministeren efter forelæggelse for Folketingets Klima-, Energi og Bygningsudvalg og offentliggjort i Den Europæiske Unions Tidende og i Statstidende.

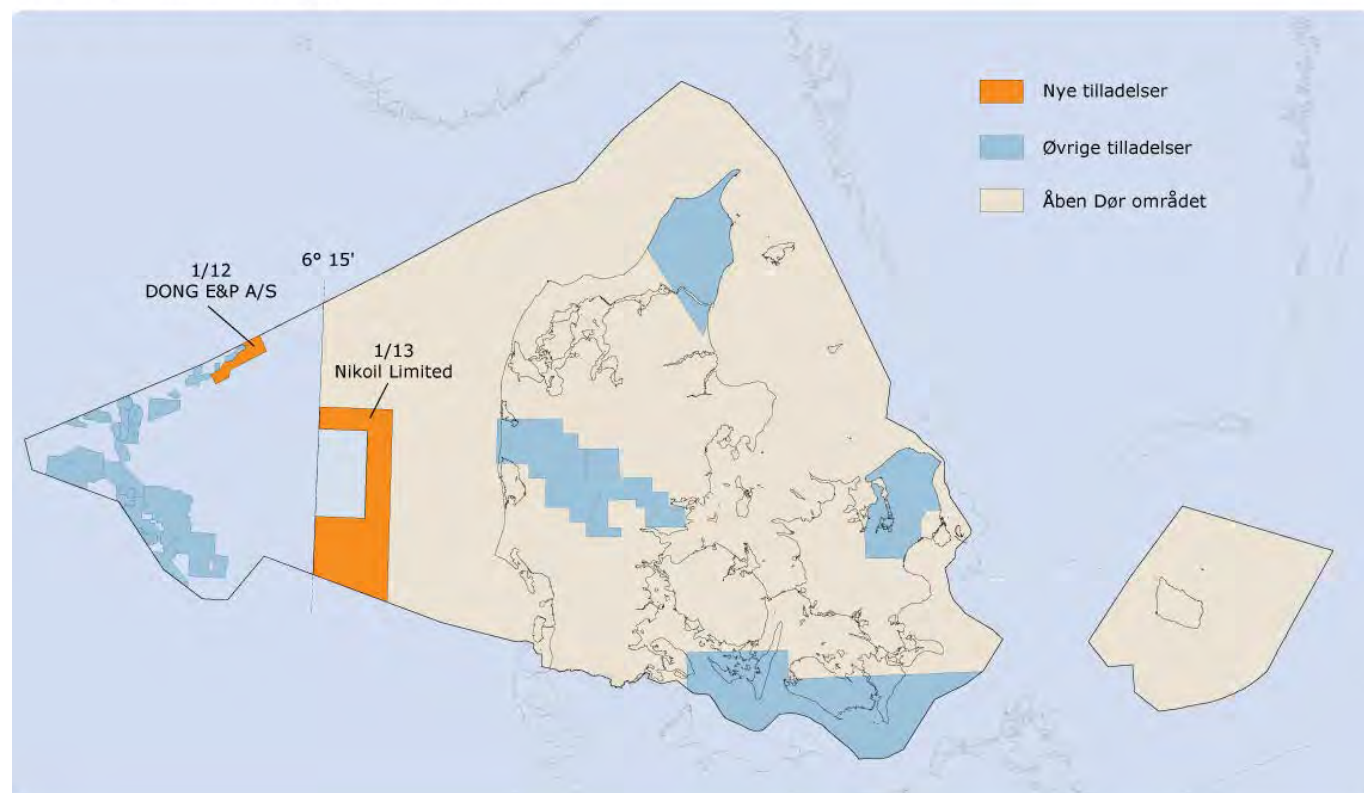
Som led i forberedelserne til en ny udbudsrunde gennemføres en strategisk miljøvurdering (SMV) for rundeområdet. Resultaterne fra denne SMV vil blive inddraget i arbejdet med vilkårene for 7. runde.

Der findes stadig interessante efterforskningsmuligheder i den danske del af Nordsøen. Selvom rundeområdet må betragtes som et modent område, er der stadig efterforskningsmål, der ikke er intensivt efterforsket. De senere år har der været øget fokus på sandsten af sen og mellem jurassisk alder, og De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) har igangsat et større projekt for at belyse de jurassiske efterforskningsmuligheder. Men også i de yngre dele af lagserien kan der være interessante muligheder. Forskellige olieselskaber vurderer i øjeblikket fund i lag af Palæogen alder lige over kalken og i endnu yngre lag af Neogen alder, se bilag F.

NYE TILLADELSER

Klima-, energi- og bygningsministeren gav den 23. november 2012 tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter til DONG E&P A/S med en andel på 80 pct. og Nordsøfonden med en andel på 20 pct. Tilladelsen, der har nummer 1/12, omfatter et område i nærheden af Siri og Nini felterne i Nordsøen, se figur 1.2. Nordsøfonden varetager statsdeltagelsen på 20 pct. i alle nye tilladelser.

fig. 1.2 Nye tilladelser i 2012 og begyndelsen af 2013



boks 1.2

Åben Dør-procedure

En Åben Dør-procedure blev i 1997 indført for alle ikke-koncessionsbelagte områder øst for 6°15' østlig længde, dvs. hele det danske landområde samt området offshore med undtagelse af den vestligste del af Nordsøen. Området er vist i figur 1.1 samt bilag H1. Den vestligste del af Nordsøen udbydes i forbindelse med udbudsrunder.

Olieselskaberne kan løbende inden for den årlige åbningsperiode fra den 2. januar til den 30. september søge om koncessioner baseret på først til mølle-princippet.

I Åben Dør-området er der ikke hidtil gjort kommercielle fund af olie eller gas. Kravene til arbejdsprogrammet i en Åben Dør-ansøgning er derfor mere lempelige end i området i den vestlige del af Nordsøen.

I juni 2012 indførte klima-, energi- og bygningsministeren en midlertidig pause for nye tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter på land, hvor målet er naturgas i lag af skifer (skifergas). Pausen indføres for at undersøge muligheden for at fremme en produktion af skifergas, der kan ske sikkerheds- og miljømæssigt fuldt forsvarligt.

Koncessionskort samt invitationsskrivelse til Åben Dør-proceduren kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Det er klima- og energi- og bygningsministeren der, efter forelæggelse for Klima-, Energi- og Bygningsudvalget i Folketinget, udsteder tilladelserne.

Tilladelsen blev givet efter gennemførelsen af minirundprocedure. Proceduren skal benyttes, hvis det besluttes at behandle en uopfordret ansøgning om en eneretstilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter. Proceduren indebærer, at andre olieselskaber end ansøgeren også får mulighed for at indgive ansøgning om området.

På grund af den forventede forholdsvis begrænsede levetid af infrastrukturen i området blev det besluttet at behandle ansøgningen for at sikre, at eventuelle nye fund, der vil være afhængige af eksisterende infrastruktur, kan udnyttes.

Den 17. april 2013 gav klima- energi- og bygningsministeren tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter til Nikoil Ltd. med en andel på 80 pct. og Nordsøfonden med en andel på 20 pct. Tilladelsen, der har nummer 1/13, blev givet under Åben Dør-proceduren, og omfatter et område lige øst for rundeområdet i Nordsøen, se figur 1.2 og boks 1.2.

STATSDELTAGELSE I DUC FRA JULI 2012

Med virkning fra 9. juli 2012 indtrådte Nordsøfonden i DUC (Dansk Undergrunds Consortium) med en andel på 20 pct. Nordsøfonden har dermed overtaget en væsentlig del af produktionen fra Nordsøen og er blevet medejer af de tilhørende platforme, behandlingsanlæg og rørledninger. Det var et af hovedpunkterne i Nordsøaftalen i 2003, at der skulle være statsdeltagelse i forbindelse med forlængelsen af Eneretsbevillingen frem til 2042.

Det er A.P. Møller – Mærsk A/S og Mærsk Olie og Gas A/S, der er bevillingshaverne i Eneretsbevillingen, og Mærsk Olie og Gas A/S er operatør for bevillingen. Gennem DUC partnerskabet har Mærsk Olie og Gas A/S gennem en række år sammen med Shell og Chevron gennemført efterforskning og produktion af olie og gas i bevillingsområdet. Det er i det samarbejde, at staten nu deltager med 20 pct. via Nordsøfonden. Shell Olie og Gasudvinding Danmark B.V., Holland, Dansk Filial, deltager

fig. 1.3 Opdeling af tilladelse 4/06 og 8/06 i delområder



med 36,8 pct., A.P. Møller - Mærsk A/S samt Mærskolie og Gas A/S deltager med 31,2 pct. og Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA, deltager med 12,0 pct.

ÆNDRINGER AF TILLADELSER

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser og forlængelser af tilladelser samt vilkårene herfor.

Koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, opdateres løbende og indeholder beskrivelser af alle ændringer i form af forlængelser, overdragelser af andele og arealtilbageleveringer.

Bilag G viser oplysninger om de gældende tilladelser pr. 1. maj 2013. Koncessionsskortene i bilag H1 og H2 viser placeringen af tilladelse.

Overdragelser

PA Resources Denmark ApS trådte med virkning fra 22. maj 2012 ud af tilladelse 9/95. Selskabets andel på 26,8 pct. blev overtaget proportionalt af de øvrige selskaber i tilladelsen, A.P. Møller - Mærsk A/S, DONG E&P A/S, Noreco Oil Denmark A/S og Danoil Exploration A/S.

I forbindelse med forlængelsen af efterforskningsperioden for tilladelse 4/06 ud over 22. maj 2012 blev tilladelsen opdelt i to delområder, se figur 1.3. To af selskaberne – Bayerngas Petroleum Danmark A/S og EWE Vertrieb GmbH trådte i den forbindelse ud af tilladelsen til det sydvestlige delområde, som nu betegnes 4/06, delområde B. Selskabernes andele på henholdsvis 30 pct. og 15 pct. blev overtaget af Wintershall Noordzee B.V., som derefter har 80 pct. af tilladelsen til delområdet.

Med virkning fra 22. maj 2012 blev Altinex Oil Denmark A/S' (Noreco) andel på 40 pct. i tilladelse 7/06 overtaget af DONG E&P A/S. DONG, som dermed har en andel på 80 pct. i tilladelsen, overtog samtidig operatørskabet i tilladelsen.

I tilladelse 8/06 overtog Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA, med virkning fra 15. januar 2013 en andel på 12 pct. i et mindre delområde, som grænser op til Valdemar feltet i Eneretsbevillingen. Andelen blev overtaget fra A.P. Møller - Mærsk A/S og Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V. (Holland), Dansk Filial, der reducerede deres andele i delområdet tilsvarende. Området betegnes herefter 8/06, delområde B, mens resten af tilladelsesområdet betegnes som delområde A, se figur 1.3.

New World Resources ApS overtog med virkning fra 15. juni 2012 en andel på 12,5 pct. fra Danica Resources ApS i tilladelse 1/08. Med virkning fra 31. januar 2013 overtog selskabet en yderligere andel på 12,5 pct. fra Danica Resources. New World har derved en andel på 25 pct. i tilladelsen. New World Resources Operations ApS overtog operatørskabet i tilladelsen fra Danica pr. 15. juni 2012.

New World Jutland ApS overtog med virkning fra 6. maj 2012 andele på 12,5 pct. fra Danica Jutland ApS i tilladelse 1/09 og 2/09. Med virkning fra 15. september 2012 overtog selskabet yderligere andele på 12,5 pct. i de to tilladelser fra Danica Jutland. New World har derved andele på 25 pct. i begge tilladelser. New World Operations ApS overtog pr. 1. oktober 2011 operatørskabet i tilladelse fra Danica.

Forlængelser af tilladelser

Energistyrelsen har i 2012 og i begyndelsen af 2013 meddelt forlængelse med henblik på efterforskning af de i tabel 1.1 angivne tilladelser. Det er en forudsætning for forlængelserne, at rettighedshaverne har forpligtet sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejder i de pågældende områder.

fig. 1.4 Tilbageleveringer i området vest for 6°15' østlig længde

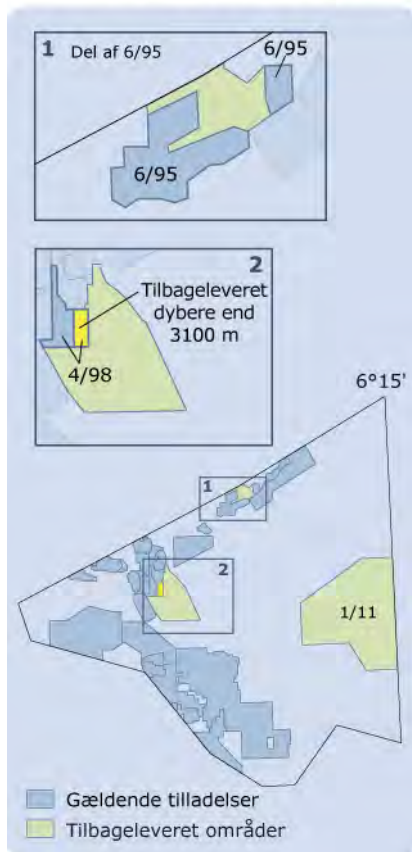
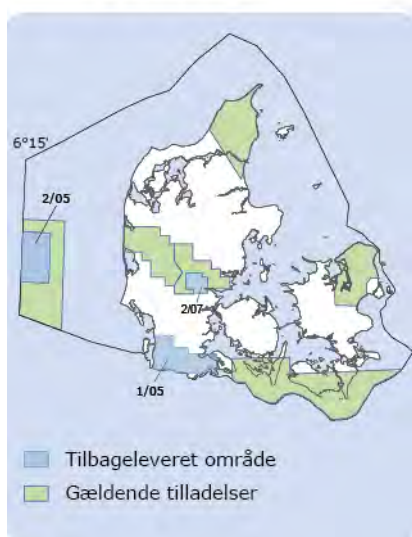


fig. 1.5 Tilbageleveringer i Åben Dør-området i 2012



tabel 1.1: Tilladelser forlænget med henblik på videre efterforskning

Tilladelse	Operatør	Udløb
4/98 (top 3100 m)	DONG E&P A/S	29-06-2013
9/95	Mærsk Olie og Gas A/S	22-05-2014
7/06	DONG E&P A/S	22-05-2014
9/06	Mærsk Olie og Gas A/S	22-05-2014
1/05	PGNiG	05-10-2012
12/06	PA Resources UK Ltd.	22-05-2014
5/06	Wintershall Noordzee B.V.	22-08-2013
4/06 (delområde A)	Wintershall Noordzee B.V.	22-11-2013
4/06 (delområde B)	Wintershall Noordzee B.V.	22-01-2015

Ophørte tilladelser og arealtilbageleveringer

Dele af tilladelse 6/95 (Siri) blev tilbageleveret den 15. november 2012. Tilladelsen omfatter derefter kun feltafgrænsningen af Siri forekomsterne samt områder, hvor der er forekomster under vurdering, se figur 1.4.

Rettighedshaveren i tilladelse 4/98 tilbageleverede pr. 1. januar 2013 størstedelen af tilladelsesområdet. Det tilbageleverede område indeholder Svane-strukturen, hvor der med Svane-1 boringen i 2002 blev påvist gas under højt tryk i Øvre Jura sandsten i næsten 6 kilometers dybde. Tilladelsen bevares til den nordvestlige del af 4/98 området, der vurderes at indeholde en del af Solsort olieforekomsten. Som det fremgår af figur 1.4, er tilladelsen til en del af området ikke længere gældende under 3100 meters dybde.

Tilladelse 2/05 og 1/11 blev begge tilbageleveret den 27. januar 2013, se figur 1.4 og 1.5. De to nabotilladelser omfattede et område i den centrale del af den danske Nordsøen, både i Åben Dør- og rundeområdet. Noreco Oil Denmark A/S var operatør for tilladelse 2/05 og rettighedshaveren i begge tilladelser var selskaberne Noreco Oil Denmark A/S (47 pct.), Elko Energy A/S (33 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). Rettighedshaverne borede i samarbejde Luna-1 efterforskningsboringen i begyndelsen af 2012 i tilladelse 1/11, se afsnittet om efterforskningsboringer nedenfor.

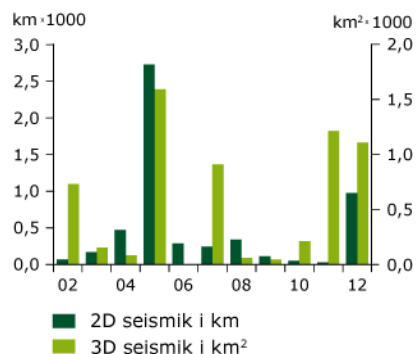
Tilladelse 2/07 blev tilbageleveret den 24. februar 2012. Tilladelsen dækkede et område i Åben Dør-området på land i Midtjylland. Rettighedshaveren var GMT Exploration Company Denmark ApS (37,5 pct.), JOG Corporation (27,5 pct.), Armstrong Dansk, LLC (5 pct.), Dunray, LLC (5 pct.), Jimtown Ranch Corporation (5 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). I tilladelsen blev Løve-1 efterforskningsboringen udført i 2011, men der blev ikke fundet kulbrinter.

Tilladelse 1/05 udløb den 5. oktober 2012. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) var operatør for tilladelsen, som dækkede et større område i Sønderjylland. Rettighedshaveren var PGNiG (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). I tilladelsen blev der i 2009 udført 2D og 3D seismiske undersøgelser og i slutningen af 2011/begyndelsen af 2012 blev Feldsted-1 efterforskningsboringen udført. Der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

FORUNDERSØGELSER

Energistyrelsen forlængede i 2012 fortrolighedsperioden fra 5 til 10 år for "spec"-seismiske data, der indsamles i henhold til forundersøgelsestilladelser efter undergrundens § 3. Ændringen gælder kun for nye tilladelser til forundersøgelser, som foretages af specialiserede firmaer med henblik på videresalg af de seismiske data til olieselskaberne. Med ændringen svarer vilkårene hermed til dem, der nu anvendes i flere andre Nordsølande.

fig. 1.6 Indsamlede seismiske data i perioden 2002-2012



Aktivitetsniveauet for seismiske forundersøgelser i 2002-2012 er vist i figur 1.6. Figur 1.7 viser placeringen af forundersøgelserne i Nordsøen, mens figur 1.8 viser placeringen i Åben Dør-området. På Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, findes en oversigt med supplerende oplysninger om de omtalte forundersøgelser.

BP Norge AS foretog i august-september 2012 en 4D seismisk undersøgelse på det Norske Hod felt. Undersøgelsen strakte sig i begrænset omfang ind på dansk område.

fig. 1.7 Geofysiske undersøgelser foretaget vest for 6°15' østlig længde



fig. 1.8 Geofysiske undersøgelser foretaget på land i 2012

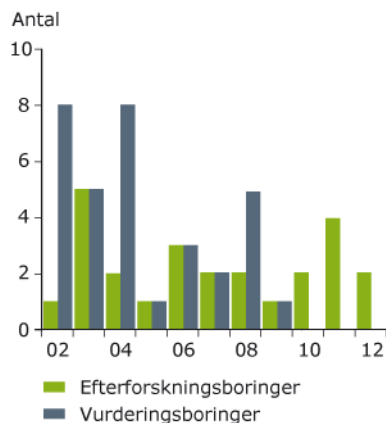


Mærsk Olie og Gas A/S foretog i maj-august en 4D seismisk undersøgelse af oliefelterne i den sydlige del af Det Sammenhængende Område under Eneretsbevillingen. I oktober-december 2012 blev der desuden foretaget en såkaldt "Ocean Bottom Node" 3D seismisk undersøgelse af Dan feltet. Ved den type undersøgelse anvendes hydrofoner på havbunden. Derved er det muligt at registrere både S- og P-bølger fra de reflekterede seismiske signaler, hvilket forbedrer mulighederne for at kunne vurdere kalkreservoirets lithologiske egenskaber og væskeindhold.

TGS-Nopec Geophysical Company ASA gennemførte i april måned 2012 en regional 2D seismisk undersøgelse i Nordsøen. Der blev indsamlet data i Centralgraven og øst for graven.

Olieselskabet New World Oil and Gas har gennem sine danske datterselskaber New World Resources Operations ApS og New World Operations ApS gennemført 2D seismiske undersøgelser på land. Der blev i marts-april 2012 og igen i juli-august 2012 foretaget undersøgelser i Midtjylland inden for tilladelserne 1/09 og 2/09. I

fig 1.9 Efterforsknings- og vurderingsboringer udført fra 2002-2012



august-september 2012 fortsatte undersøgelserne på Lolland-Falster samt på Langeland og Ærø. Undersøgelserne i Midtjylland blev i december 2012 til januar 2013 fulgt op med en mere detaljeret 3D seismisk undersøgelse nord for Grindsted.

Hjørring Varmeforsyning gennemførte i samarbejde Dansk Fjernvarmes Geotermisselskab en 2D seismisk undersøgelse øst for Hjørring i forbindelse med kortlægningen af mulighederne for indvinding af geotermisk energi. Undersøgelsen blev gennemført i august-september 2012.

Ud over de omtalte geofysiske undersøgelser er der foretaget en geokemisk undersøgelse i 2012. Undersøgelsen blev foretaget i juni-juli 2012 af DONG E&P A/S. Der blev i den forbindelse indsamlet i alt 132 havbundsprøver ved Solsort og Siri forekomsterne i Nordsøen.

BORINGER

Der blev i 2012 udført to efterforskningsboringer i Centralgraven Luna-1 og Hibonite-1, se figur 1.10. Aktivitetsniveauet for efterforskningsboringer fra 2002-2012 er vist i figur 1.9, hvor borerne er placeret i de år, hvor de er påbegyndt.

På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk, findes en oversigt over samtlige danske efterforsknings- og vurderingsboringer.

Efterforskningsboringer

Luna-1

Altinex Oil Denmark A/S (Noreco) stod som operatør for tilladelse 1/11 for udførelsen af Luna-1 efterforskningsboringen i februar-marts 2012. Boringen, der blev udført i samarbejde med den øst for liggende tilladelse 2/05, fandt ikke kulbrinter.

Luna-1 blev boret på et Rotliegendes prospekt på Ringkøbing-Fyn Højderyggen i den vestlige del af Nordsøen, omtrent 60 km fra Centralgraven.

Luna-1 blev boret som en lodret boring og sluttede i vulkanske konglomerater af sandsynligvis Rotliegendes alder i en dybde af 2073 meter under havets overflade.

Der blev taget en borekerne, udboret sidevægskerner og foretaget omfattende målinger.

Foruden Noreco var det olieselskabet Elko Ltd. og Nordsøfonden, der deltog i boringen. Baseret på resultaterne besluttede rettighedshaverne i januar 2013 at tilbagelevere de to tilladelser. Rettighedshaveren besluttede samtidig, at boreoplysningerne kunne frigives.

Hibonite-1

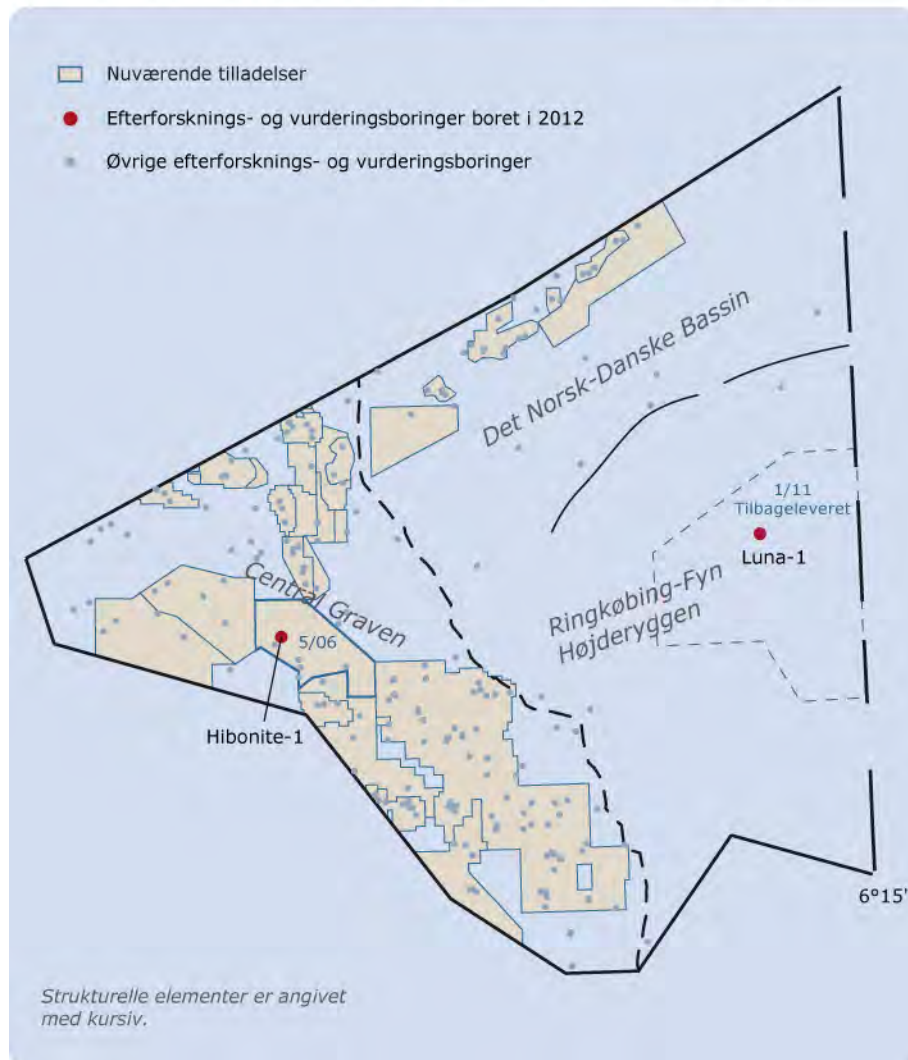
Wintershall Noordzee B.V., som er operatør for tilladelse 5/06, udførte fra september 2012 til april 2013 efterforskningsboringen Hibonite-1 (5504/1-3) i den vestlige del af Nordsøen. Boringen gjorde fund af olie i Øvre Jura sandsten.

Hibonite-1 blev boret som en afbøjet boring og sluttede i lersten af Jura alder i en dybde af 4431 meter lodret under havets overflade. Der blev taget borekerner og gennemført et loggingprogram. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie og gas.

For nærmere at vurdere udstrækningen af oliefundet blev der udført to sideboringer, Hibonite-1A og Hibonite-1B. Begge sideboringer bekræftede tilstedeværelsen af olieholdig sandsten af sen Jura alder.

Olieselskaberne i tilladelsen skal nu vurdere resultaterne nærmere og dernæst udarbejde en plan for de yderligere arbejder, der skal gennemføres for at kunne tage stilling til, om oliefundet kan udnyttes kommercielt. Ud over Wintershall deltog olieselskaberne Bayerngas og EWE samt Nordsøfonden i boringen.

fig. 1.10 Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2012 vest for 6°15' østlig længde



2

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 VARMEPRODUKTION

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 og et anlæg på Amager siden 2005. Et nyt anlæg var i 2012 under etablering ved Sønderborg, og varmeproduktion fra anlægget er indledt i februar 2013.

Produktionen af geotermisk energi gennem de seneste ti år er vist i figur 2.1. Samlet set blev der i 2012 produceret 288 TJ geotermisk energi til fjernvarmeproduktion. Det svarer til varmeforbruget i ca. 4.400 husstande. Det er ca. 74 procent mere end i 2011 og skyldes, at anlægget på Amager gennem 2012 har fungeret mere stabilt end året før.

Miljøvurdering

Energistyrelsen sendte den 17. august 2012 et forslag til plan for udbud af områder til efterforskning og indvinding af geotermisk energi med tilhørende miljøvurdering i offentlig høring. Høringen blev iværksat på baggrund af bestemmelser herom i lov om miljøvurdering af planer og programmer, jævnfør lovbekendtgørelse nr. 936 af 24. september 2009. Høringen blev afsluttet den 12. oktober 2012. På baggrund af de indkomne høringssvar besluttede Energistyrelsen at gennemføre planen for udbud af områder til efterforskning og indvinding af geotermisk energi.

Den endelige fastsættelse af planen med tilhørende miljørapport og sammenfattende redegørelse blev offentliggjort på Energistyrelsens hjemmeside den 14. januar 2013. På baggrund af planen kan der ansøges om nye tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. De nærmere bestemmelser herom kan findes på Energistyrelsens hjemmeside. Der kan søges om nye tilladelser to gange om året med ansøgningsfrist den 1. februar og den 1. september.

Nye tilladelser og ansøgninger

Der er i 2012 udstedt syv nye tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. Tilladelse dækker områder ved Viborg, Rønne, Struer, Givskud, Hjørring, Farum og Helsingør.

I februar 2013 er der desuden modtaget to nye ansøgninger om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi ved Brønderslev og Hillerød.

Områderne for de nye tilladelser udstedt i 2012 og ansøgninger modtaget i februar 2013 er vist i figur 2.2.

fig. 2.1 Produktion af geotermisk energi, 2003-2012

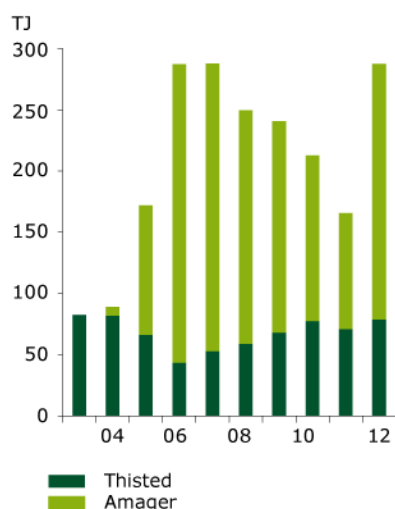
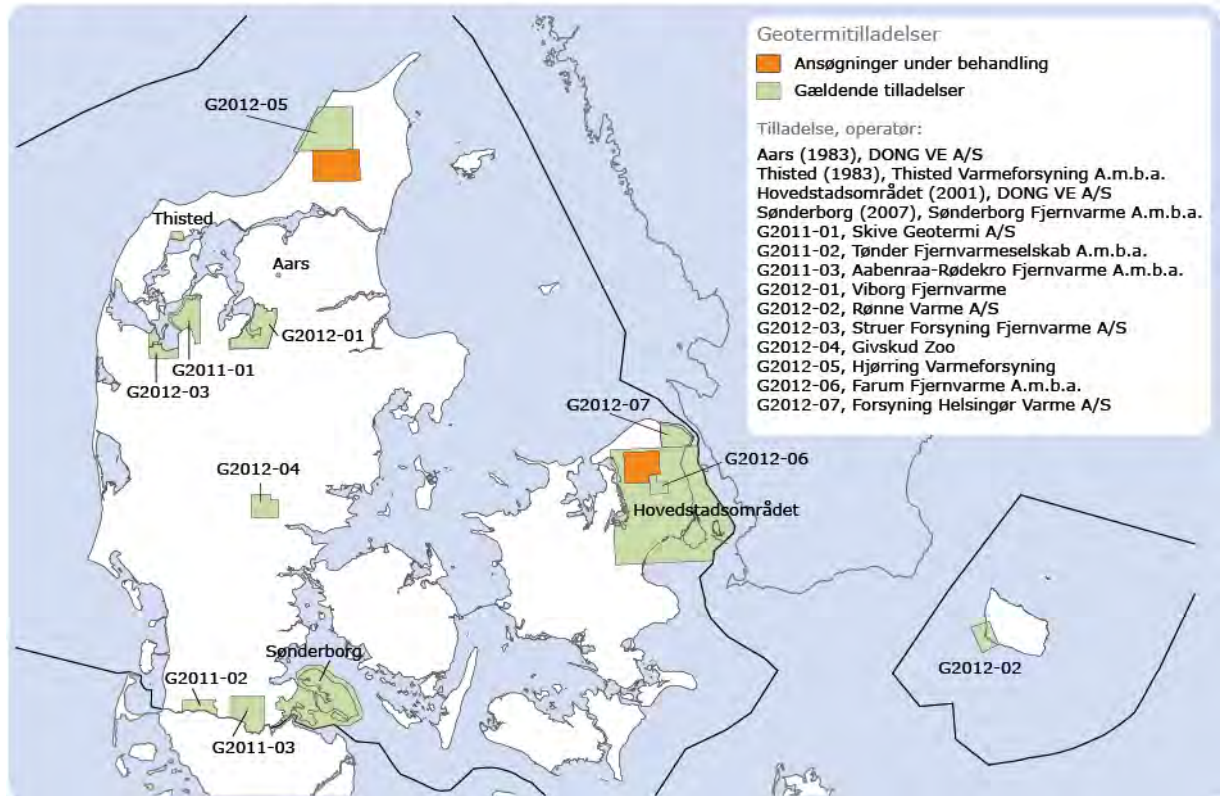


fig. 2.2 Geotermittilladelser og -ansøgninger ved begyndelsen af 2013



Hjørring Varmeforsyning foretog i august-september 2012 en seismisk undersøgelse med henblik på kortlægning af mulighederne for indvinding af geotermisk energi. Der blev indsamlet ca. 57 km 2D seismiske linjer ved brug af vibroseismisk udstyr. Placeringen af linjerne er vist på figur 1.8.

Efterforskningsboring Kvols-2 ved Viborg

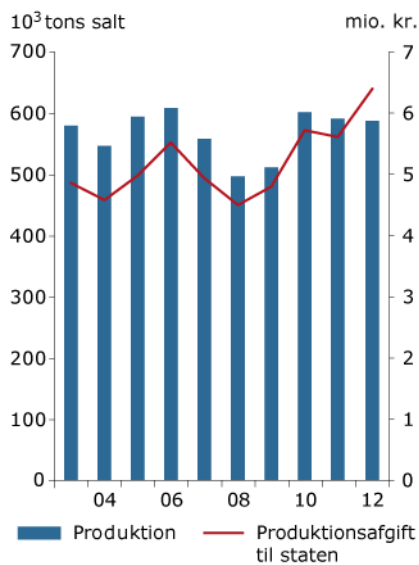
I perioden fra februar til juni måned 2012 blev efterforskningsboringen Kvols-2 udført i nærheden af Viborg. Boringen blev udført for at efterforske, om der kan findes sandstenslag, som er egnede til produktion af geotermisk energi. Kvols-2 blev udført som en afbøjet boring, og blev boret til 2763 meters dybde under terræn, svarende til en lodret dybde under terræn på ca. 2481 meter. Det lykkedes ikke at bore gennem de forventede sandstenslag, og boringen blev lukket med cement på en sådan måde, at der eventuelt senere kan bores videre i Kvols-2. Den øverste hulsektion af den planlagte Kvols-3 boring blev etableret i februar måned 2012. Der blev boret til en dybde af 241 meter under terræn. På grund af problemerne med borearbejderne i Kvols-2, blev der ikke boret yderligere i Kvols-3. Projektet vedrørende geotermisk varmeproduktion ved Viborg er på baggrund af problemerne med udførelse af Kvols-2 boringen udskudt, og selskaberne bag tilladelsen er i færd med at evaluere projektet.

Støtte til fremme af geotermisk energiproduktion

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.

Der blev gennemført et møde med en række interessenter vedrørende geotermisk energi den 11. september 2012. På mødet blev der udvekslet erfaringer fra igangværende geotermiprojekter og udvekslet ideer til anvendelse af midlerne fra den afsatte pulje med henblik på at fremme mulighederne for geotermisk varmeproduktion.

fig. 2.3 Saltproduktion og statens indtægter fra produktionsafgiften, 2003-2012



På baggrund af mødet er der igangsat en række initiativer omkring udredning om muligheder for risikoafdækning, screening af geotermiske muligheder i en række byer, indpasning af geotermi i fjernvarmesystemerne, drejebog om geotermi samt etablering af en Web-baseret GIS platform, hvor der er adgang data om undergrunden.

GASLAGRING

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.

Der findes flere oplysninger om gaslagrene ved Stenlille og Lille Torup i Energistyrelsens rapport "Danmarks olie- og gasproduktion - og udnyttelse af undergrunden, 2009".

SALTINDVINDING

I Danmark indvindes salt et enkelt sted ved Hvornum ca. 8 km sydvest for Hobro. Det er selskabet Akzo Nobel Salt A/S, der indvinder salt fra en salthorst i undergrunden. Selskabet har en eneretsbevilling til produktion af salt fra den danske undergrund. Saltet anvendes til konsumsalt, industrisalt og vejsalt.

Den årlige produktion af salt er omkring 500.000 til 600.000 tons, og statens indtægter fra produktionsafgift er 5 til 6 mio. kr. om året. Figur 2.3 viser de seneste ti års produktion af salt og de statslige indtægter i form af produktionsafgifter.

3

PRODUKTION OG UDBYGNING

I 2012 var det 40 år siden Danmarks produktion af olie- og gas begyndte. Det første producerende felt var Dan feltet, som kom i produktion den 4. juli 1972 og feltet producerer stadig olie og gas.

Efter 40 års produktion kan Danmark betegnes som et modent område med stor fokus på produktionsoptimering og vedligeholdelse af eksisterende brønde for alle anlæg i Nordsøen. Samtidigt arbejdes der på at udføre flere af de tidligere godkendte udbygningsplaner. Energistyrelsen godkendte en ny plan for videreudbyg-

fig. 3.1 Placering af produktionsanlæg i Nordsøen 2012

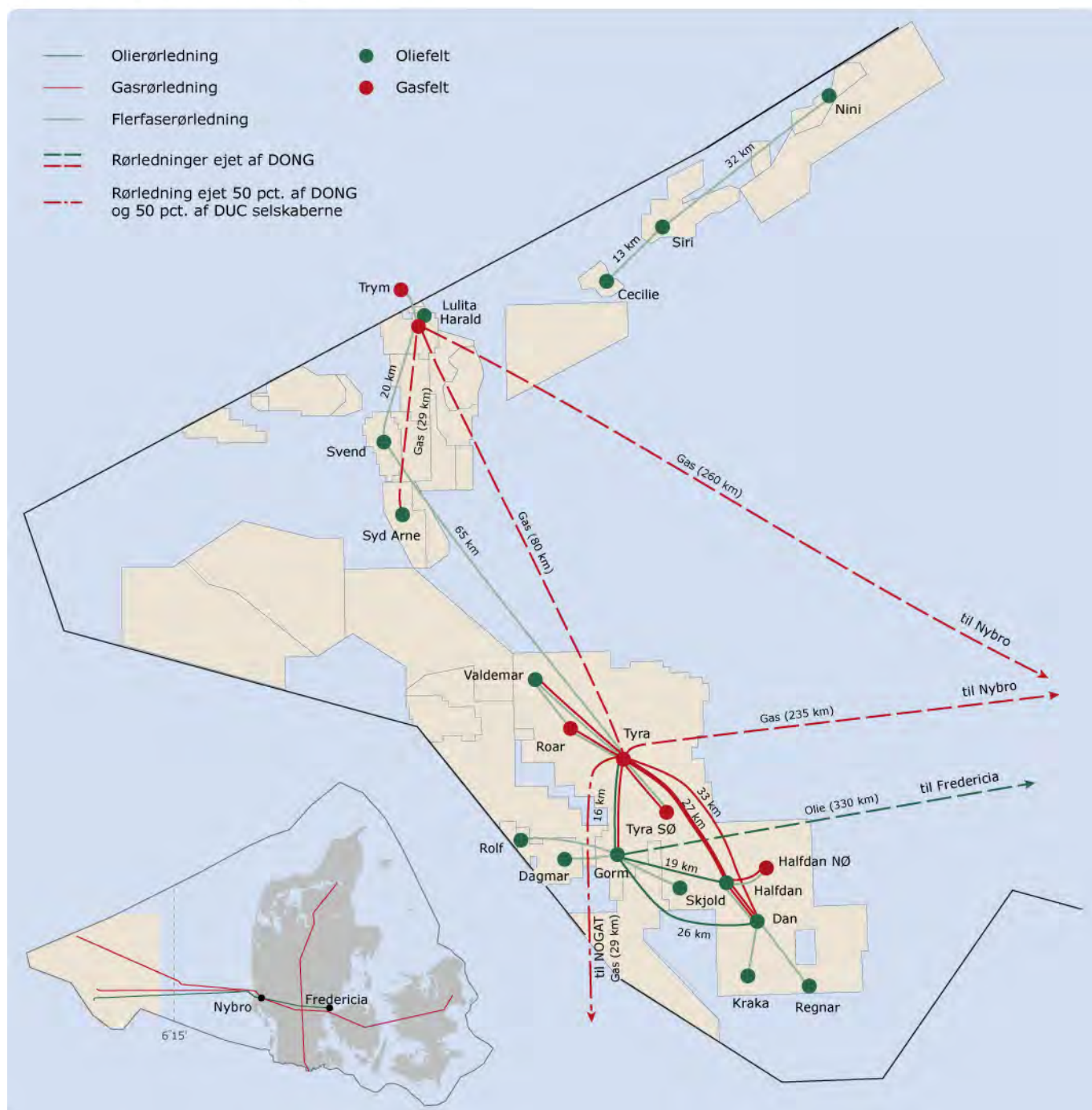
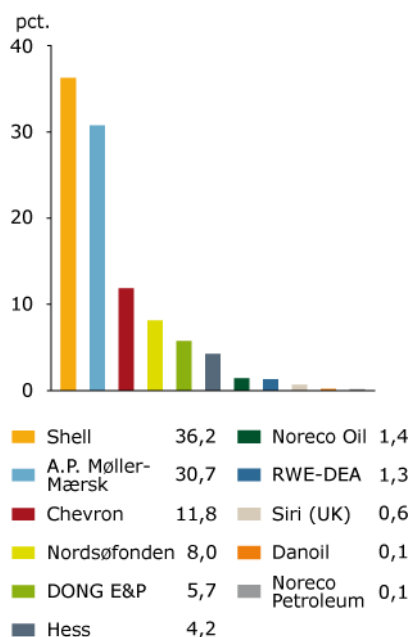


fig. 3.2 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



ning af det eksisterende felt Tyra Sydøst i 2012. En beskrivelse af samtlige producerende felter kan findes i bilag B, *Producerende felter*. Oversigten indeholder udbygningsaktiviteter, investeringer, historisk produktion og tilbageværende reserver. Derudover er der en kort beskrivelse for hvert felt af de geologiske forhold, produktionsstrategi og anlæggene samt et feltkort, der viser de eksisterende indvindings- og injektionsbrønde.

PRODUKTIONEN I 2012

Alle Danmarks producerende felter er placeret i Nordsøen og kan ses på figur 3.1 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.

Samlet har i alt 11 selskaber andel i produktionen fra de danske felter. De enkelte selskabers andel af olieproduktionen kan ses på figur 3.2. Den 9. juli 2012 indtrådte det statsejede selskab, Nordsøfonden, som partner i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) med en andel på 20 %. De tre øvrige DUC partners andel er tilsvarende reduceret så Shell nu har en andel på 37 %, A.P. Møller - Mærsk en andel på 31 % og Chevron en andel på 12 %. DUC har med 87 pct. den største andel af olieproduktionen og 97 pct. af gaseksporten.

Indvindingen i den danske del af Nordsøen kom i 2012 fra i alt 278 aktive produktionsbrønde, hvoraf 199 er oliebrønde og 79 er gasbrønde. 106 aktive vandinjektionsbrønde og 3 gasinjektionsbrønde bidrog til indvindingen.

Produktion af olie og gas fra de enkelte felter er angivet i bilag A. Gasproduktionen er opdelt i salgsgas, injektionsgas, gas til brændstof samt afbrændt gas. Ligeledes er der i bilag A angivet tal for produktion og injektion af vand samt udledning af CO₂.

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

Olieproduktionen

I 2012 blev der produceret 11,7 mio. m³ olie (202.196 tønner/dag), hvilket er et fald på 8,6 pct. i forhold til i 2011. Dermed fortsætter produktionen fra den danske del af Nordsøen som forventet med at aftage, og produktionen er nu halveret 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. Udviklingen i olie- og gasproduktionen i de sidste 25 år kan ses på figur 3.3.

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.

Gasproduktionen

Den totale gasproduktion for 2012 var 5,6 mia. Nm³. Heraf blev 4,9 mia. Nm³ gas sendt til land som salgsgas, hvilket er et fald på 13,7 pct. i forhold til 2011.

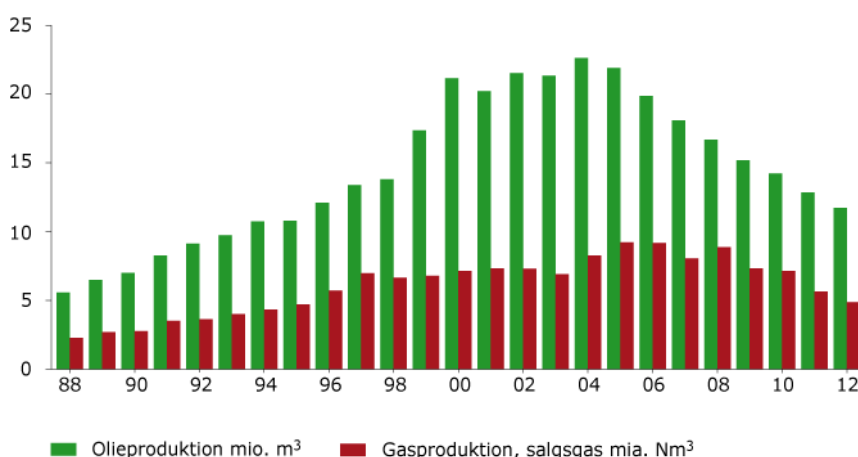
Den resterende del af gasproduktionen er hovedsagelig brugt som brændstof på platformene. En mindre del af gassen er afbrændt uden nyttiggørelse (flaring) af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. På Siri reinjiceres den overskydende gas, da der ikke er nogen eksportmulighed. Forbrug af gas til brændstof og gasafbrænding uden nyttevirkning er beskrevet i kapitel 5, *Klima og miljø*. En oversigt over den historiske udvikling siden 1972 findes i bilag A.

Vandproduktionen og vandinjektionen

Vand produceres som et biprodukt i forbindelse med produktionen af olie og gas. Vandet kan både stamme fra naturlige vandzoner i undergrunden og fra den vandinjektion, som udføres for at fremme olieproduktionen. Andelen af vand i den samlede væskeproduktion for den danske del af Nordsøen stiger og nåede i 2012 op på 74,5 pct. Det kræver meget energi at håndtere disse store andele produceret vand, der for visse gamle felter er helt oppe omkring 90 pct. I 2012 var vandproduktionen 34,4 mio. Nm³, hvilket er et fald på 3,5 pct. i forhold til 2011. Vandinjektionen er i 2012 faldet med 11 pct. i forhold 2011.

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.

fig. 3.3 Produktion af olie og gas i perioden 1988-2012



UDBYGNING I 2012

Der er i 2012 blevet boret og afsluttet en ny produktionsbrønd på Tyra feltet, TWC-19 og en ny vandinjektionsbrønd på Halfdan feltet, HBB-2. Brønden skal dog i første omgang fungere som produktionsbrønd.

Seks gamle brønde på hhv. Dan og Gorm felterne er blevet lukket, hvoraf fire af brøndene på Gorm feltet forventes genbrugt til nye brønde. 16 brønde på Dan, Gorm, Tyra og Halfdan felterne har gennemgået reparations- eller vedligeholdelsesaktiviteter, der krævede anvendelse af en borerig. En del andre brønde er vedligeholdt med andet udstyr.

Samlet set har niveauet for etablering af helt nye brønde i 2012 været lavere end i 2011. Der har til gengæld været et fokus på optimering og vedligeholdelse af gamle brønde. Udbygningsfremdriften har været præget af, at tre af de boreplatforme, som opererede i den danske del af Nordsøen, i årets løb hver var på værft i to til tre måneder, for at blive opgraderet.

De udførte boreriger og øvrige udbygningsaktiviteter repræsenterer en samlet investering på 5,7 mia. kr., hvilket er knap 10 pct. højere end i 2011.

Godkendte udbygningsplaner og igangværende aktiviteter

Dan feltet

På Dan feltet blev der arbejdet med at etablere en ny produktionsbrønd, MFF-35, arbejdet blev imidlertid ikke afsluttet, som forventet. På grund af tekniske problemer er brønden midlertidigt suspenderet lige over reservoir. Brønden indgår i en udbygningsplan, der blev godkendt i 2011, og er en genboring af den tidligere lukkede brønd, MD-1B. Brønden MD-3 er blevet lukket i 2012.

Feltet gennemgår en kampagne med vedligehold og reparation eller lukning af eksisterende brønde og installationer.

Gorm feltet

På Gorm feltet er der, som led i en udbygningsplan, der blev godkendt i 2011, blevet lukket fem brønde, hvoraf de fire planlægges genbrugt til nye og mere produktive brønde.

Halfdan feltet

På Halfdan feltet er der i 2012 udført en ny vandinjektionsbrønd HBB-2, som led i en udbygningsplan, der blev godkendt 2008. Arbejdet med yderligere en ny brønd er indledt i 2012 og forventes afsluttet i 2013.

Hejre feltet

For Hejre feltet arbejdes der med at realisere den udbygningsplan, som blev godkendt i 2011. Der arbejdes med planlægning og design, og det nye anlæg forventes klar i 2015.

Siri feltet

På Siri anlægget arbejdes der fortsat med at etablere en permanent forstærkning af undervandskonstruktionen. Arbejdet har været mødt af udfordringer undervejs og er blevet forsinket men forventes færdiggjort ved udgangen af 2014. Situationen har indflydelse på produktionen fra både Siri og de tilknyttede satellitplatforme Nini og Cecilie, da anlægget af sikkerhedsmæssige årsager bliver lukket ned i perioder, hvor den forventede bølgehøjde er over 6 m.

Syd Arne feltet

På Syd Arne feltet er den nye platform, som blev godkendt i 2010, blevet installeret. Der arbejdes med endelig færdiggørelse af anlægget samt tilslutning til den eksisterende platform. Sideløbende har der været udført vedligeholdelsesarbejde på en række brønde.

Tyra feltet

Fra Tyra Vest platformen er der udført en ny olieproduktionsbrønd, TWC-19D, som er et led i den udbygningsplan, der blev godkendt for Tyra i 2011. Brønden har til formål at undersøge og udnytte olieakkumulationen på den sydlige del af Tyra feltet.

Tyra Sydøst feltet

En omfattende plan for videreudbygning af Tyra Sydøst feltet blev godkendt den 20. november 2012. Planen indeholder etablering af en ny platform med fire ben og med plads til 16 brønde. Den nye platform forbindes med bro til den eksisterende TSEA platform. Projektet omfatter desuden etablering af en rørledning fra Tyra Øst platformen til den nye platform for levering af løftegas til nye såvel som gamle brønde. Parallelt med rørledningen lægges kabler til strømforsyning og kontrolsignaler.

På baggrund af de planlagte første 12 produktionsbrønde forventes den samlede produktion fra feltet forøget med ca. 3,3 mio. m³ olie og ca. 4,6 mia. Nm³ gas. Pro-

duktion fra de nye brønde forventes igangsat i foråret 2015. De samlede investeringer i forbindelse med udbygningen er anslået til ca. 5 mia. kr.

Valdemar feltet

På Valdemar feltet blev de afsluttende arbejder i forbindelse med brønden VBA-9 udført i 2012. En større vedligeholdelseskampagne af flere ældre Valdemar brønde blev godkendt i december 2012, og kampagnen forventes gennemført i 2013.

De øvrige felter

På felterne Cecilie, Dagmar, Harald, Kraka, Lulita, Nini, Regnar, Roar, Rolf, Skjold og Svend har der ikke været større udbygningsmæssige aktiviteter i 2012.

Fremtiden for Dagmar feltet, der har været lukket siden 2005 på grund af ringe eller ingen produktion af kulbrinter, forventes afklaret i 2013.

Efterforsknings- og vurderingsboringer, som er udført i 2012, omtales i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*. Oplysninger om godkendte udbygningsplaner og nye planer under behandling kan endvidere findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

4

SIKKERHED OG SUNDHED

Sikkerhed og sundhed på faste og mobile offshoreanlæg på dansk sokkelområde reguleres af offshoresikkerhedsloven og regler udstedt i medfør af denne. Offshoresikkerhedsloven med tilhørende regler kan findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Offshoresikkerhedsloven er baseret på, at selskaberne selv fastsætter høje sikkerheds- og sundhedsmæssige krav og reducerer risici til et niveau, der er så lavt som rimelig praktisk muligt. Endvidere er offshoresikkerhedsloven baseret på, at virksomhederne har et ledelsessystem for sikkerhed og sundhed, så de selv kan styre risici og sikre, at bestemmelser i love og regler overholdes.

Energistyrelsen fører sammen med Søfartsstyrelsen tilsyn med virksomhedernes styring af risici, herunder overholdelse af love og regler. Energistyrelsen samarbejder med en række andre nationale myndigheder og nationale samt internationale organisationer, heriblandt Offshoresikkerhedsrådet, Miljøstyrelsen, North Sea Offshore Authorities Forum og International Regulators Forum om løbende at forbedre sikkerheds- og sundhedsforhold på offshoreanlæg.

Et højt niveau for sikkerhed og sundhed er af afgørende betydning for de op mod 3.000 personer, der har deres arbejdsplads på offshoreanlæg på dansk sokkelområde.

Et EU-direktiv om sikkerhed ved offshore olie- og gasoperationer ventes vedtaget i løbet af sommeren 2013. Direktivets formål er at forebygge større ulykker og begrænse konsekvensen af sådanne ulykker, hvis de alligevel skulle ske. Derved vil man opnå et større sikkerhedsniveau og en bedre beskyttelse af det marine miljø i hele EU. Direktivet er en reaktion på "Deepwater Horizon" ulykken i den Mexicanske Golf i april 2010, hvor 11 mennesker omkom, boreplatformen sank, og mere end 4,9 mio. tønder (780.000 m³) olie strømmede ud i havet, se boks 4.1.

boks 4.1

EU-direktiv om sikkerhed ved offshore olie - og gasoperationer

I april 2010 skete der en eksplosion på den flydende boreplatform "Deepwater Horizon", som udførte borearbejde på BP's Macondo felt. 11 mennesker omkom, boreplatformen sank, og gennem en periode på tre måneder strømmede mere end 4,9 mio. tønder (780.000 m³) olie ud i Den Mexicanske Golf.

Som reaktion på ulykken igangsatte Kommissionen et analysearbejde for at vurdere, om en tilsvarende ulykke kunne ske i EU's farvande. Kommissionen fandt bl.a. at de lovgivningsmæssige rammer for efterforskning og udnyttelse af olie- og gas ikke i alle EU's medlemsstater gav det mest effektive udgangspunkt for at imødegå større ulykker. Endvidere var det ikke klart, hvor ansvaret for oprydning og udbedring af skader efter et større oliespild var placeret.

På baggrund af analysearbejdet fremsatte Kommissionen i oktober 2011 et forslag til regulering af olie- og gasaktiviteter offshore, som nu har resulteret i et direktivforslag, der ventes vedtaget i sommeren 2013 og skal være implementeret i national lovgivning senest 2 år efter vedtagelse.

Implementeringen af direktivet vil medføre ændringer af den danske lovgivning på området. Samtidig med implementering af direktivet skal de eksisterende direktiver vedrørende arbejdsmiljø m.v. fortsat være implementeret i hidtidigt omfang. Herudover fastsætter direktivet som noget nyt, at der oprettes en såkaldt 'kompetent myndighed', som skal varetage opgaver, herunder tilsyn, i henhold til direktivet. Den kompetente myndighed skal være placeret i en myndighed, som er uafhængig af den myndighed eller de myndigheder, der varetager den økonomiske udvikling, herunder tildeling af koncessioner og opkrævning af skatter, afgifter og gebyrer.

Direktivet forventes ikke at have en stor effekt på de lovgivningsmæssige krav til industrien i forhold til kravene efter offshoresikkerhedsloven. Direktivet stiller dog udvidede krav til, hvornår der skal være offentlig deltagelse i forbindelse med efterforskningsboringer i forhold til gældende lovgivning og krav om obligatorisk uafhængig verifikation af, at sikkerhedskritiske elementer overholder sikkerhedsmæssige krav m.v.

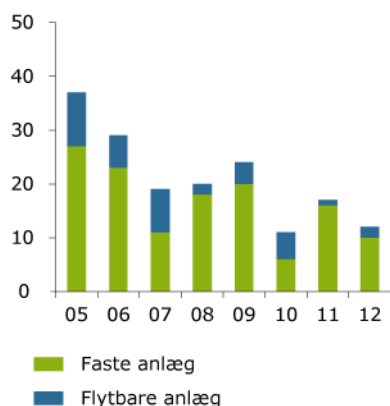
tabel 4.1 Anmeldte arbejdsulykker fordelt efter ulykkesårsag

Hvordan skete ulykken	Faste	Mobile
Fald/snublen	3	0
Brug af tekniske hjælpemidler	1	0
Faldende genstande	1	0
El-ulykker	0	0
Håndtering af gods	2	0
Kran/løfteoperationer	0	2
Øvrige	3	0
Total	10	2

tabel 4.2 Faktisk fravær for anmeldte arbejdsulykker i 2012

Varighed	Faste	Mobile
1-3 dage	0	0
4-14 dage	2	0
2-5 uger	3	0
Mere end 5 uger	5	1
Uoplyst	0	1
Total	10	2

fig. 4.1 Antal ulykker på offshoreanlæg, 2005-2012



TILSYNSBESØG I 2012

Energistyrelsen gennemførte 40 tilsynsbesøg i 2012, hvoraf 25 besøg fandt sted offshore og 15 besøg onshore.

Besøgene offshore omfatter 21 besøg på faste anlæg og fire besøg på flytbare anlæg, dvs. boreplatforme og beboelsesplatforme. Tre af besøgene var uvarslede.

Besøgene onshore omfatter otte besøg på flytbare anlæg på forskellige værfter, tre besøg hos operatører af rørledninger samt fire besøg i forbindelse med projektering og bygning af nye offshoreanlæg.

Energistyrelsen søger at højne det sikkerheds- og sundhedsmæssige niveau i den danske sektor gennem dialog og løbende tilsyn med selskaberne.

ARBEJDSKADER

Arbejdsskader er en fællesbetegnelse for arbejdsulykker og erhvervsygdomme (tidl. kaldet arbejdsbetingede lidelser). Arbejdsulykker, der sker på offshoreanlæg, skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.2. Erhvervsygdomme skal indberettes til både Energistyrelsen, Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen af lægen, som er anmeldepligtig. Imidlertid vil der i løbet af 2013 blive udstedt en ny bekendtgørelse om registrering og anmeldelse af arbejdsskader, hvorefter erhvervsygdomme alene skal indberettes til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen, se afsnittet om erhvervsygdomme.

boks 4.2

Anmeldelse af arbejdsulykker

Arbejdsulykker, der fører til uarbejdsdygtighed i mindst én dag ud over tilskadekomstdagen, skal anmeldes. Arbejdsgiveren har pligt til at anmelde ulykker, men alle har ret til at indgive en anmeldelse. Uarbejdsdygtighed defineres som, at "den tilskadekomne er ude af stand til i fuldt omfang at varetage sit sædvanlige arbejde".

Arbejdsulykker

Energistyrelsen registrerer og behandler samtlige anmeldte arbejdsulykker på de danske offshoreanlæg, ligesom styrelsen vurderer selskabernes opfølgning. Alle arbejdsulykker tages op på møder med sikkerhedsorganisationen på anlægget ved Energistyrelsens første tilsynsbesøg efter ulykken. Ved alvorlige ulykker gennemfører Energistyrelsen strakstilsyn på anlægget evt. i samarbejde med politiet.

Det overordnede formål med Energistyrelsens opfølgning på arbejdsulykker er, at virksomhederne i samarbejde med sikkerhedsorganisationen styrker den forebyggende indsats på offshoreanlæggene.

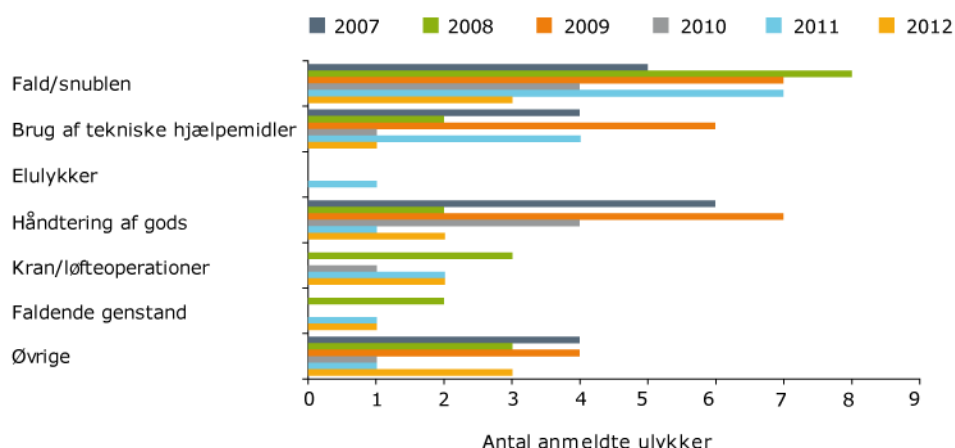
I 2012 har Energistyrelsen registreret 12 anmeldte arbejdsulykker. Heraf skete 10 af ulykkerne på faste offshoreanlæg og flytbare beboelsesplatforme, mens to arbejdsulykker skete på øvrige flytbare offshoreanlæg. Antallet af ulykker på hhv. faste og mobile anlæg er angivet i figur 4.1 for perioden 2005-2012. Ulykkerne er opdelt efter ulykkesårsag i tabel 4.1 for 2012 og i figur 4.2 for 2007-2012.

Den enkelte tilskadekomnes faktiske fravær fra arbejdspladsen for både faste og flytbare offshoreanlæg er angivet i tabel 4.2.

Ulykkesfrekvenser

Energistyrelsen udregner hvert år en ulykkesfrekvens. Ulykkesfrekvensen er antal anmeldte ulykker pr. mio. arbejdstimer.

fig. 4.2 Sammenligning af anmeldte ulykker i 2007-2012 for offshoreanlæg fordelt efter ulykkesårsag



Den samlede ulykkesfrekvens for både faste og flytbare offshoreanlæg for de seneste år er vist i figur 4.3. Som det fremgår af figuren, var ulykkesfrekvensen i 2012 for flytbare og faste offshoreanlæg tilsammen 2,18. Dette er et fald i forhold til 2011, hvor den samlede ulykkesfrekvens var på 3,5.

For de flytbare offshoreanlæg blev der i 2012 registreret to arbejdsulykker, og der blev leveret i alt 1,6 mio. arbejdstimer. Ulykkesfrekvensen for flytbare offshoreanlæg er derved steget lidt fra 0,7 i 2011 til 1,3 i 2012.

På faste offshoreanlæg og flytbare beboelsesplatforme, som opgøres samlet, var antallet af anmeldte arbejdsulykker 10 i 2012. De driftsansvarlige virksomheder har oplyst, at der i 2012 blev leveret i alt 4 mio. arbejdstimer på disse offshoreanlæg. Ulykkesfrekvensen for de faste offshoreanlæg er dermed 2,5 for 2012, hvilket er et fald i forhold til 2011, hvor ulykkesfrekvensen var 4,8.

På grund af det relativt lille antal ulykker på offshoreanlæggene, skal der blot ganske få ulykker til at ændre billedet fra år til år. Det er derfor udviklingen gennem en årrække, og ikke udviklingen fra det ene år til det andet, der giver et indtryk af, hvordan billedet af ulykkesfrekvensen ser ud. Udover arbejdsulykker med fravær over 1 dag anmeldes også ulykker, hvor den tilskadekomne medarbejder efterfølgende ikke er i stand til at genoptage sit sædvanlige arbejde i fuldt omfang. Uarbejdsdygtighed benævnes ofte "Restricted Work Day Case". I 2012 blev der anmeldt fire arbejdsulykker, som førte til uarbejdsdygtighed, mens der i 2011 blev anmeldt to.

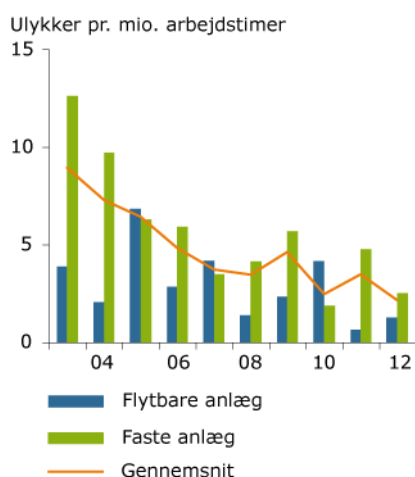
boks 4.3

Arbejdsulykke på Tyra Øst

En gruppe på 2 personer arbejdede med at løsne bolte på en flange. Til dette arbejde benyttes et hydraulisk spændeværktøj, som vejer ca. 8 kg. Den ene person forlod arbejdsstedet for at hente noget. Den anden person måtte herefter afbryde arbejdet, da hydraulikslangen var for kort til, at han kunne nå den næste bolt. Han lagde spændeværktøjet fra sig og gik hen for at flytte hydraulikpumpen. Ca. 1,5 m under arbejdsstedet var en gruppe på 3 personer i gang med at udføre et andet arbejde. Mens de stod og drøftede udførelsen af opgaven, faldt spændeværktøjet ned og landede på hånden af den ene person. Tilskadekomne blev bragt til medic, som kunne konstatere et åbent brud samt blødtvævsskader på højre pegefinger.

Efterfølgende blev ulykken diskuteret på sikkerhedsmøder på anlægget, således at der fremover er fokus på, hvordan et arbejdssted forlades, selv om det kun er i ganske kort tid. Energistyrelsen vil følge op på dette ved det førstkommande tilsyn.

fig. 4.3 Ulykkesfrekvens for offshoreanlæg



boks 4.4

Arbejdsulykke på boreriggen GSF Monarch

Boreriggen GSF Monarch havde modtaget en transportkasse fra land med materialer. Materialerne skulle omlastes og anbringes i en af riggens dertil indrettede beholdere for at kunne transporteres videre rundt på anlægget. Under arbejdet med omlastningen blev der anvendt en gaffeltruck. Da gaffeltrucken skulle placere en last på 108 kg i beholderen, skete der en fejlkommunikation mellem en medarbejder og gaffeltruckføreren. Det resulterede i, at truckens gafler blev sænket ned på taget af beholderen, hvor medarbejderen havde sin hånd. Hånden kom dermed i klemme mellem taget og gaflen.

Den tilskadekomne blev bragt til behandling hos medic og efterfølgende sendt i land for yderligere vurdering. Det viste sig, at tilskadekomne havde brud på en finger.

Ved det følgende tilsynsbesøg kunne Energistyrelsen konstatere, at udsynet gennem sikkerhedsgitteret foran gaffeltruckens forrude var begrænset. Dette understreger vigtigheden af god kommunikation mellem personer, som arbejder sammen om en arbejdsopgave. Fremover skal det sikres, at erfarne medarbejdere deltager, når der udføres løfteoperationer med gaffeltrucken, ligesom risikovurderingen skal afspejle den reelle løftesituation. Proceduren på riggen for løft med gaffeltruck er blevet ændret for at afspejle dette.

boks 4.5

Arbejdsulykke på boreriggen Noble George Sauvageau

To stålbjælker skulle flyttes med kran fra boredækket til et opbevaringssted på toppen af inddækningen af løftesystemet på et af riggens ben. Stålbjælkerne var af typen I-bjælker, ca. 2 m lange og med en vægt på ca. 400 kg hver. Mod slutningen af løfteoperationen, hvor de to stålbjælker skulle sænkes ned på afsætningsstedet, forsøgte den tilskadekomne medarbejder at styre bjælkerne manuelt, i stedet for at anvende styreliner, hvorved han fik venstre hånd i klemme mellem bjælkerne. Arbejdet blev straks standset, og tilskadekomne blev bragt til behandling hos medic og efterfølgende sendt i land til yderligere behandling. Midterste venstre finger viste sig at være så tilskadekommen, at den måtte amputeres.

Ulykken blev efterfølgende undersøgt af selskabet, som konstaterede, at flere af selskabets procedurer var overtrådt under arbejdet. Ved undersøgelsen blev der identificeret flere forbedringsområder, herunder uddannelse, supervision og kommunikation blandt de personer, som er involveret i løfteoperationer.

Ulykkesfrekvens på land

Energistyrelsen har sammenlignet ulykkesfrekvensen på de danske offshoreanlæg med ulykkesfrekvensen på land som vist i tabel 4.3.

Der blev i 2011 anmeldt 42.567 arbejdsulykker for virksomheder på land. Med en arbejdsstyrke i 2011 på 2.667.424 beskæftigede (~ ca. 4,21 mia. arbejdstimer) kan ulykkesfrekvensen i 2011 for samtlige branchekategorier på land beregnes til 10,1 anmeldelser pr. 1 mio. arbejdstimer. Beregningen er baseret på de antagelser, der er beskrevet i boks 4.6. Arbejdstilsynet har endnu ikke opgjort antal arbejdsulykker og antal beskæftigede for 2012.

Antallet af anvendte branchekoder på land blev ændret i 2009 fra 49 til 36 forskellige branchekoder, hvilket betyder, at tallene for de enkelte brancher fra 2009 og frem ikke er sammenlignelige med tallene fordelt på brancher fra tidligere år. Tabellen viser derfor kun ulykkesfrekvensen fordelt på udvalgte brancher på land fra 2009, samt samlet for hhv. land og offshore for 2009, 2010 og 2011.

tabel 4.3 Ulykkesfrekvens offshore og i andre brancher onshore

Branche	Frekvens Ulykker pr. mio. arbejdstimer			
	2009	2010	2011	2012
Offshoreanlæg *	4.6	2.3	3.5	2.2
Samtlige brancher på land i ialt	9.6	10.4	10.1	
Heraf				
- færdiggørelse af byggeri	16.0	17.0	18.1	
- Energi og råstoffer	7.8	8.7	6.9	
- Installation og reparation af maskiner og udstyr	9.4	9.2	10.6	
- Kemi og medicin	8.7	8.1	7.1	

*) Samlet ulykkesfrekvens for faste og flytbare offshoreanlæg

boks 4.6

Arbejdstilsynets opgørelse af arbejdsulykker

For brancher på land opgør Arbejdstilsynet incidensen af anmeldte arbejdsulykker som antal ulykkesanmeldelser i forhold til arbejdsstyrken, dvs. antal beskæftigede. Arbejdstilsynet anvender Danmarks Statistiks Registerbaserede arbejdsstyrkestatistik (RAS), som er en opgørelse af antallet af personer, der har deres primære beskæftigelse i de pågældende brancher i november måned året før opgørelsesåret. I Arbejdstilsynets årsopgørelser angives incidensen pr. 10.000 beskæftigede. For samtlige brancher på land var der i 2011 en incidens på 160 anmeldelser pr. 10.000 beskæftigede.

Denne incidens er ikke umiddelbart sammenlignelig med opgørelser af ulykker offshore i forhold til antal præsterede arbejdstimer (fx pr. 1 mio. arbejdstimer). En omregning fra antal beskæftigede til antal præsterede arbejdstimer kan kun være en tilnærmelse, idet det forudsættes, at én beskæftiget svarer til et årsværk. I omregning af tallene for virksomheder på land antages det, at der er 222 arbejdsdage om året, og at der er 7,12 arbejdstimer pr. dag svarende til et årsværk på 1.580 timer.

Erhvervssygdomme

Erhvervssygdomme (tidligere kaldet arbejdsbetingede lidelser) defineres som en sygdom eller en lidelse, der er opstået efter længere tids påvirkning under arbejdet eller som følge af andre forhold på offshoreanlægget.

Indtil den nye bekendtgørelse om registrering og anmeldelse af arbejdsskader træder i kraft, har lægerne pligt til at indberette alle konstaterede eller formodede erhvervssygdomme til Energistyrelsen med kopi til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen. Herefter skal erhvervssygdomme udelukkende rapporteres via Arbejdstilsynets EASY indrapporteringssystemet. Systemet giver mulighed for at tilkendegive, at erhvervssygdommen formodes pådraget offshore, og Arbejdstilsynet videregiver herefter disse oplysninger til Energistyrelsen. Ændringen skyldes, at lægerne i praksis udelukkende indberettede de formodede erhvervssygdomme til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen, og der har derfor hele tiden eksisteret et samarbejde mellem Arbejdstilsynet og Energistyrelsen om disse indberetninger. Reglerne ændres og lettes nu i overensstemmelse hermed.

Arbejdstilsynet har afsluttet sit analysearbejde med erhvervssygdomme for 2011 og har viderebragt 18 indberetninger til Energistyrelsen om formodede erhvervssygdomme, hvor en læge har vurderet, at erhvervssygdommen fortrinsvist er blevet pådraget i forbindelse med arbejde på offshoreanlæg. Indberetningerne for 2011 er fordelt på 4 høreskader, 10 indberetninger af muskel- og skeletbesvær, 1 indberetning om en hudlidelse samt 3 indberetninger om psykiske skader.

Arbejdstilsynet har endnu ikke offentliggjort data for 2012.

NÆRVED HÆNDELSER

Energistyrelsen har i 2012 modtaget i alt 21 anmeldelser om nærved hændelser, hvilket er på niveau med tidligere år. Til sammenligning blev der anmeldt 20 nærved hændelser i 2011.

Kulbrinteudslip defineres også som nærved hændelser, se afsnittet om udslip af kulbrintegas nedenfor.

UDSLIP AF KULBRINTEGAS

I 2012 har der ikke været større udslip af kulbrintegas, men der er anmeldt syv væsentlige udslip, med udslipsmængder, der variere mellem 1 kg og 33 kg kulbrintegas. For tre af de syv udslip er det oplyst, at det ikke har været muligt at estimere den undslupne mængde. Energistyrelsen har derfor valgt at medtage disse tre udslip i gruppen "væsentlige udslip".

Siden Energistyrelsen rettede fokus mod utilsigtede udslip af kulbrintegas, er det samlede antal udslip faldet fra 36 i 2004 til to udslip i 2010 med en stigning til seks udslip i 2011 og syv udslip i 2012, se figur 4.4.

Større udslip er udslip af en mængde på mere end 300 kg eller en massehastighed på mere end 1 kg/sek. i mere end 5 minutter.

Væsentlige udslip er udslip af en mængde på mellem 1-300 kg eller en massehastighed på 0,1-1 kg/sek. med en varighed på 2-5 minutter.

GODKENDELSER OG TILLADELSER MEDDELT I 2012

Energistyrelsen har i 2012 meddelt følgende godkendelser og tilladelser til design, drift og ændring af faste og flytbare anlæg samt rørledninger i den danske del af Nordsøen:

Syd Arne feltet

På Syd Arne feltet er der givet tilladelser til drift af en ubemandet brøndhovedplatform ca. 2,5 km nord for det eksisterende Syd Arne anlæg og en brøndhoved- og stigrørplatform, der er broforbundet med Syd Arne anlægget samt rørledninger mellem anlæggene. Driften forventes påbegyndt i 2013.

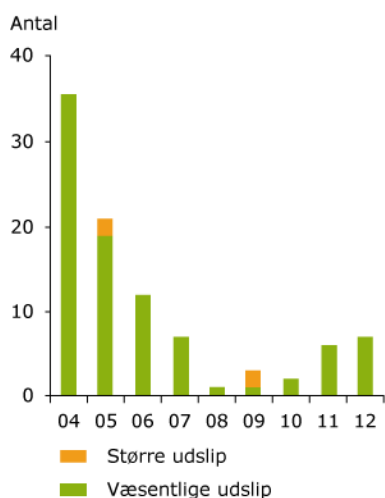
Der er givet tilladelser til at øge bemanning på Syd Arne platformen og belægnin-gen på kamrene under indkøring af de nye anlæg frem til 31. marts 2013. Tilladel-sen er efterfølgende forlænget til 1. december 2013.

Herudover er der givet tilladelse til opstilling af Mærsk Resolute ved den nordlige platform med funktion som beboelse for et konstruktionsmandskab i ca. 2 måneder og derefter som borenhed frem til 2014.

Hejre feltet

På Hejre feltet er det overordnede design for bygning af et nyt integreret Hejre off-shoreanlæg godkendt sammen med rørledninger til eksport af olie og gas.

fig. 4.4 Utilsigtede udslip af kulbrintegas, 2004-2012



Siri feltet

På Siri feltet er tilladelsen til opmanding af anlægget i 2012 forlænget til 31. december 2013 for at kunne etablere supplerende afstivning af platformen samt etablere selvstændig understøtning af brønd caissonen så tankkonsollen, der understøtter caissonen, aflastes.

Halfdan feltet

På Halfdan feltet er der givet tilladelse til at ændre processystemet med henblik på optimering af driften. Herudover er der givet tilladelse til konvertering af en injektionsbrønd til en produktionsbrønd samt opstilling af Energy Endeavour ved Halfdan A som boreenhed.

Dan feltet

På Dan feltet er der givet tilladelse til at ændre processystemet for at optimere driften. Herudover er der givet tilladelse til ændringer i forbindelse med udvikling af nye brønde samt opstilling af Ensco 71 som boreenhed ved Dan F.

Gorm feltet

På Gorm feltet er der givet tilladelse til at foretage ændringer på Gorm samt opstilling af Energy Enhancer ved Gorm B som boreenhed og Safe Esbjerg som beboelsesenhed ved Gorm F.

Tyra feltet

På Tyra feltet er der givet tilladelse til optimering af procesanlægget samt tilladelse til opstilling af Atlantic Labrador ved Tyra Øst som beboelse og Ensco 72 ved henholdsvis Tyra Vest og Valdemar BA som boreenhed. Endvidere er der givet tilladelse til opmanding på Tyra Øst i en forsøgsperiode på 6 måneder.

Flytbare anlæg

ENSCO 71, ENSCO 72, Energy Endeavour, Energy Enhancer, GSF Monarch, Mærsk Resolute, Noble George Sauvageau og Atlantic Esbjerg har fået nye driftstilladelser i 2012.

Endvidere er der meddelt ændringstilladelser til GSF Monarch, ENSCO 72, Energy Endeavour og Atlantic Labrador i forbindelse med riggens operation ved faste offshoreanlæg.

Rørledninger

I 2012 er der givet tilladelse til ændret anvendelse af olierørledningen fra Gorm E til land samt meddelt tilladelse til drift af Nord Stream rørledning 2 på dansk område.

PÅVIRKNING AF OMGIVELSERNE

Som andre aktiviteter påvirker offshore kulbrinte efterforskning, produktion og sluttelig dekommissionering af udtjente anlæg omgivelserne. For at kunne tillade aktiviteterne er det derfor en væsentlig betingelse, at påvirkningerne identificeres og kontrolleres på en sådan måde, at konsekvenserne er acceptable.

De forskellige aktiviteter påvirker omgivelserne med varierende intensitet over meget forskellig tidslængde. Seismiske undersøgelser og lægning af rørledninger er eksempler på aktiviteter af kortere varighed over et stort areal, mens borer og etablering eller fjernelse af anlæg er af kortere varighed, men medfører en mere intensiv påvirkning på en begrænset lokalitet. Produktion af kulbrinter medfører derimod en mere konstant, lokal påvirkning over meget lang tid, hvortil kommer den tilhørende nødvendige infrastruktur i form af flyvning og skibstransport.

Påvirkningerne sker gennem udledninger og eventuelt spild til havet, emissioner til luften, støj fra aktiviteter, ændringer i undergrunden, hvorfra kulbrinterne hentes op, samt den fysiske tilstedeværelse af konstruktioner og infrastruktur i havbund, vandsøjle og luftrum.

For påvirkninger på klima og miljø forvalter Energistyrelsen emissioner til luften af CO₂ fra afbrænding af gas og dieselolie, offshore olie- og gasaktiviteters påvirkning af forholdene i etablerede internationale naturbeskyttelsesområder samt olie- og gasprojekters påvirkninger af havmiljøet. Læs mere om naturbeskyttelse i årsrapporten for 2011.

Udledninger og eventuelt spild til havet forvaltes af Miljøministeriet, bl.a. på grundlag af vedtagelser i regi af det internationale samarbejde under Oslo-Paris konventionen (OSPAR). Konventionen handler om beskyttelse af havmiljøet og dækker det nordøstlige Atlanterhav. 15 lande har tilsluttet sig konventionen, heriblandt Danmark.

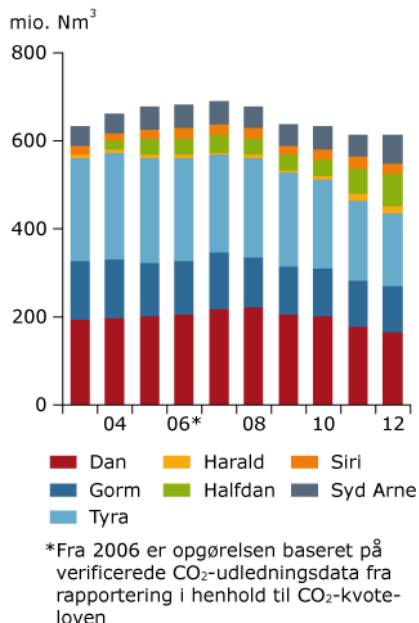
ENERGIEFFektivITET OFFSHORE

I april 2012 aftalte klima-, energi- og bygningsministeren en ny handlingsplan med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore. Planen gælder for perioden 2012 til 2014 og indeholder målsætninger om yderligere begrænsning af energiforbruget, således at det i årene 2012 til 2014 begrænses med henholdsvis 19 pct., 26 pct. og 29 pct. i forhold til 2006 forbruget.

Opgørelsen af energiforbruget målt som forbruget af gas til fuel og flare for 2012 viser, at målsætningen for 2012 er nået, idet forbruget i 2012 er på 699 mio. Nm³, og målsætningen i handlingsplanen er 716 mio. Nm³ i 2012. Det svarer til en reduktion på godt 20 pct.

Handlingsplanen bygger på erfaringerne fra en lignende handlingsplan i april 2009, som indeholdt en række initiativer til energieffektivisering. Målet for denne handlingsplan var et fald i energiforbruget på tre pct. i perioden fra 2006-2011 mod tidligere en forventet stigning på 1,5 pct. Gennemførelse af initiativerne i handlingsplanen førte til en reduktion på godt 18 pct. af energiforbruget ved indvinding af olie og gas i Nordsøen ved udgangen af 2011.

fig. 5.1 Brændstofforbrug (gas)



boks 5.1

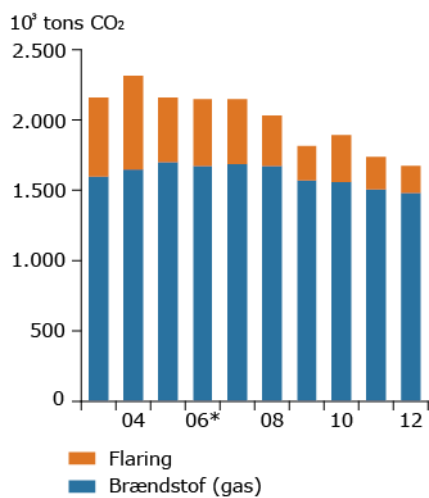
Handlingsplan for energieffektivisering ved indvinding af olie og gas i Nordsøen 2012 – 2014

Handlingsplanen dækker perioden 2012 – 2014. Planen indeholder målsætninger om yderligere begrænsning af energiforbruget i handlingsplanens løbetid fra 2012 til 2014. Målsætningen indebærer, at forbruget af gas som brændstof ved behandling og transport af produktion i anlæg i den danske del af Nordsøen og til flaring reduceres, således at det i årene 2012 til 2014 begrænses med henholdsvis 19 pct., 26 pct. og 29 pct. i forhold til 2006 forbruget.

Erfaringerne fra handlingsplanen for perioden 2009-2011 viser, at indførelse af energiledelse har haft en væsentlig betydning for reduktionen af energiforbruget. En række elementer i handlingsplanen fra 2009-2011 er derfor blevet videreført i handlingsplanen fra 2012. Nogle af elementerne er:

- Operatørerne anvender energiledelse efter principperne i energiledelsesstandarden DS/EN 16001 eller ISO 50001 i forbindelse med drift af alle anlæg i Nordsøen.
- Operatørerne vil anvende energibevidst projektering og BAT (Best Available Techniques) ved nye udbygninger samt ved ændringer af eksisterende anlæg herunder at undersøge, om det er muligt at anlægge en energieffektiv ekstern elforsyning til anlægget.
- Operatørerne vil ved udbygning af nye felter vurdere, om der kan opnås en forbedret energieffektivitet for både eksisterende anlæg og de nye felter ved, at eksisterende energiproduktionskapacitet udnyttes i stedet for at bygge nyt.
- Operatørerne har opstillet individuelle handlingsplaner for reduktion af flaring.
- Operatørerne gennemfører en fornyet kortlægning af energiforbruget ved offshoreanlæg. På baggrund af kortlægningen udvælges områder, hvor der er størst mulighed for at finde besparelser, og der fastsættes specifikke mål for energibesparelser.
- Energistyrelsen fører tilsyn med operatørernes anvendelse af energiledelse.

fig. 5.2 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



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

LUFTEMISSIONER

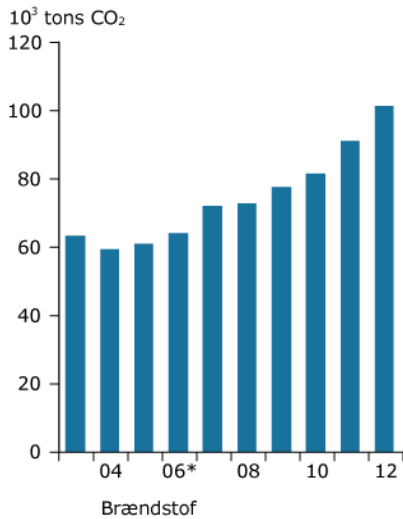
Luftemissionerne består blandt andet af gasserne CO₂ (kuldioxid) og NO_x (kvælstof-ilde).

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 produktions størrelse samt anlægstekniske og naturgivne forhold.

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

fig. 5.3 CO₂-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvotestloven og indeholder CO₂-udledning fra dieselforbrug på anlæggene

Forbrug af brændstof

Gas som brændstof udgjorde i 2012 knap 90 pct. af det totale gasforbrug offshore. De resterende 10 pct. er flaret. Udviklingen i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg kan ses på figur 5.1. 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.

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

Udviklingen i udledningen af CO₂ fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 2003 er vist i figur 5.2. Det ses, at den samlede udledning i 2012 udgjorde ca. 1,695 mio. tons CO₂, dvs. det laveste niveau i de seneste 10 år.

Det fremgår af figur 5.3, at 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.

Flaring – gasafbrænding uden nyttiggørelse

Flaringen er faldet markant fra 2006 til 2012 på alle felter på nær Harald, hvor den er uændret, selvom det norske Trym-felt blev tilsluttet Harald i 2010. Årsagerne hertil kan henføres til mere stabile driftsforhold på anlæggene, omlægninger af driften og fokus på energieffektivisering. Som det fremgår af figur 5.4, der viser mængden af flaret gas, er der en stor variation i flaring fra år til år. Det store udsving i 2004 skyldtes bl.a. indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. I 2012 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 71 mio. Nm³.

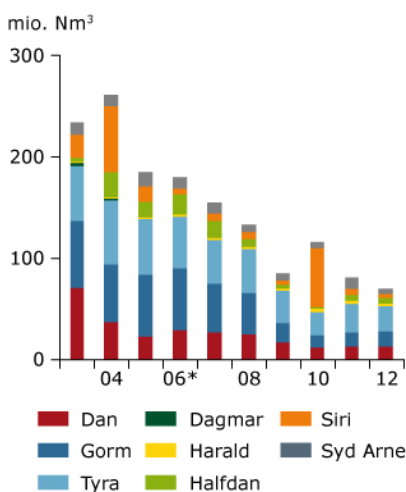
Mængden af flaret gas afhænger bl.a. af det enkelte anlægs opbygning og ikke af den mængde gas eller olie, der bliver produceret.

I 2012 udgjorde udledningen fra flaring 0,192 mio. tons CO₂ ud af en samlet CO₂-udledning fra offshoresektoren på 1,695 mio. tons – dvs. 11 pct. af den samlede udledning. Hele udledningen er omfattet af CO₂-kvotesystemet.

Udledningen fra flaring har været faldende siden 2004 frem til 2009, men er i 2010 steget igen for i 2012 at falde til det laveste niveau siden 1998.

Kulbrinteproduktionen er faldet over de seneste 10 år, og dermed er afbrændingen per produceret ton olieækvivalenter (t.o.e) steget frem til 2007, se figur 5.5. Fra 2008 til 2012 er afbrændingen per produceret t.o.e. faldet til knap 13 kton CO₂ per mio. t.o.e., hvilket vil sige, at der er sket en markant reduktion i flaringen, selvom der samtidigt er sket et fald i kulbrinteproduktionen.

fig. 5.4 Flaring

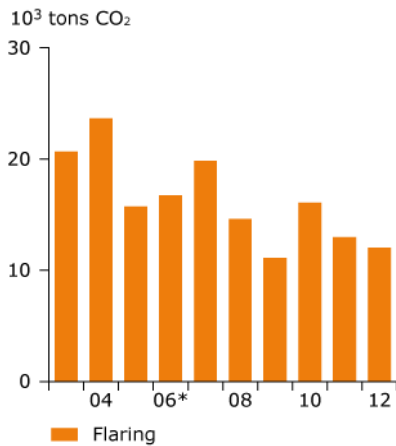


*Fra 2006 er opgørelsen baseret på verificerede CO₂-udledningsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvotestloven

HAVSTRATEGIDIREKTIVET

Havstrategidirektivet, direktiv 2008/56/EF, om fastlæggelse af en ramme for Fællesskabets havmiljøpolitiske foranstaltninger, indeholder en fælles køreplan for medlemsstaterne til at sikre en god miljøtilstand i havmiljøet senest i år 2020.

fig. 5.5 CO₂-udledning fra flaring pr. mio. t.o.e.



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

I 2012 er en række aktiviteter afsluttet, som er mundet ud i fire rapporter, som tilsammen udgør Danmarks havstrategi:

- Basisanalysen
- Socioøkonomisk analyse
- Sammenfatning socioøkonomisk analyse
- Miljømålsrapporten

Rapporterne kan findes på Naturstyrelsens hjemmeside www.naturstyrelsen.dk

Formålet med havstrategien er at beskytte, bevare og forebygge forringelse af havmiljøet og så vidt muligt genoprette marine økosystemer i områder, hvor der allerede er sket en negativ påvirkning. Samtidig skal forureningen af havmiljøet og dens skadevirkninger reduceres og forebygges.

Aktiviteter i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og gas er omfattet af havstrategien. Det drejer sig for eksempel om udledning af materiale relateret til boring efter olie og gas i Nordsøen såvel som offshore platformes effekter på det marine miljø, som blandt andet er beskrevet i basisanalysen.

Det næste skridt er udarbejdelsen af overvågningsprogrammer, som gør det muligt at følge udviklingen i havområdernes tilstand. Overvågningsprogrammerne skal være opstillede og igangsat senest 15. juli 2014.

Energistyrelsen deltager i en myndighedsgruppe, der er etableret i forbindelse hermed.

MARITIM FYSISK PLANLÆGNING OG INTEGRERET KYSTZONEFORVALTNING

Europa-Kommissionen fremlagde den 12. marts 2013 et direktivforslag om rammerne for maritim fysisk planlægning og integreret kystzoneforvaltning. Forslaget indeholder en forpligtelse af medlemsstaterne til at udarbejde fysiske planer for det maritime rum og strategier for integreret kystzoneforvaltning. Forslaget indeholder desuden en forpligtelse af medlemsstaterne til at samarbejde på tværs af grænserne i havregionerne. Formålet er at skabe sammenhæng og sikre effektiv implementering af de mange politikker, der påvirker kyst- og havområder. Miljøministeriet er ansvarlig for at repræsentere Danmark ved de kommende forhandlinger om direktivforslaget, og Energistyrelsen deltager i det tværministerielle samarbejde herom.

STRATEGISK MILJØVURDERING

Energistyrelsen planlægger en 7. udbudsrunde med henblik på efterforskning og produktion af olie og gas i den vestligste del i den danske del af Nordsøen (i området vest for 6° 15' Ø) samt separat udbud af tilladelser til injektion af CO₂ (for at øge olieproduktionen) i eksisterende oliefelter i samme område (vest for 6° 15' Ø). Udbud af tilladelser til injektion af CO₂ i eksisterende oliefelter med henblik på at øge olieindvindingen forventes først igangsat, når der er selskaber, som konkret udtrykker interesse herfor.

Energistyrelsen fremlagde planen og den strategiske miljøvurdering for de nye udbud for offentligheden og de norske, tyske, nederlandske og britiske myndigheder fra den 10. juli til den 25. september 2012.

Der har været stor interesse for planen og miljøvurderingen, og der er indkommet mange høringssvar. Energistyrelsen er ved at udarbejde en sammenfattende redegørelse, hvori blandt andet høringssvarene vurderes og behandles. Når den sammenfattende redegørelse foreligger, kan forberedelserne til den syvende udbudsrunde med henblik på efterforskning og produktion af olie og gas færdiggøres. Der

er klagemuligheder undervejs, som kan forlænge processen, men det forventes, at den syvende udbudsrunde kan igangsættes i 2013.

boks 5.2

Strategisk miljøvurdering

Efter lov om miljøvurdering af planer og programmer (LBK. Nr. 936 af 2009/09/24) med vejledning (nr. 9664 af 18/06 2006), skal der foretages en miljøvurdering for en plan, hvis gennemførelse kan få væsentlige indvirkning på miljøet, en såkaldt Strategisk MiljøVurdering (SMV). Formålet med en strategisk miljøvurdering er at identificere, beskrive og vurdere de sandsynlige væsentlige påvirkninger af planen på miljøet. Den strategiske miljøvurdering er en overordnet vurdering og træder ikke i stedet for eksempelvis VVM-redegørelser (Vurdering af Virkninger på Miljøet) for konkrete projekter.

REDEGØRELSE OM VURDERING AF VIRKNINGERNE PÅ MILJØET (VVM)

Regulering

Den 22. juni 2012 trådte en revideret VVM-bekendtgørelse i kraft, bekendtgørelse nr. 632 af 11. juni 2012 om VVM, konsekvensvurdering vedrørende internationale naturbeskyttelsesområder og beskyttelse af visse arter ved efterforskning og indvinding af kulbrinter, lagring i undergrunden, rørledninger, m.v. offshore. Ændringen består primært i, at krav om screening for VVM-pligt ved dybdeboringer udvides til også at omfatte boringer vedrørende efterforskning og indvinding af kulbrinter. Det betyder i praksis, at selskaber, der ønsker at foretage en efterforskningsboring, skal gennemføre en screening af, om boringen kan forventes at få en væsentlig indvirkning på miljøet. Energistyrelsen kan på denne baggrund afgøre, om der skal udarbejdes en VVM-redegørelse i forbindelse med selskabets ansøgning om godkendelse af efterforskningsboringen.

6

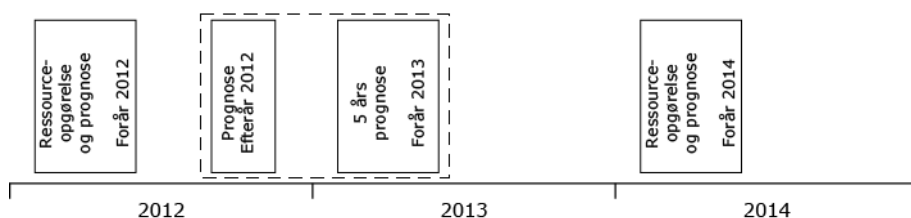
RESSOURCER

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.

Energistyrelsen planlægger at foretage en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer hvert andet år. Derfor har Energistyrelsen i år ikke udarbejdet en ressourceopgørelse. Den seneste opgørelse findes i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion – samt anden anvendelse af undergrunden 2011".

Fremadrettet planlægges derfor med, at der hvert andet år om foråret udarbejdes en ressourceopgørelse og en produktionsprognose på lang sigt. I de mellemliggende år planlægges der, om foråret, udarbejdet en produktionsprognose på kort sigt (den såkaldte 5 års prognose). Se figur 6.1.

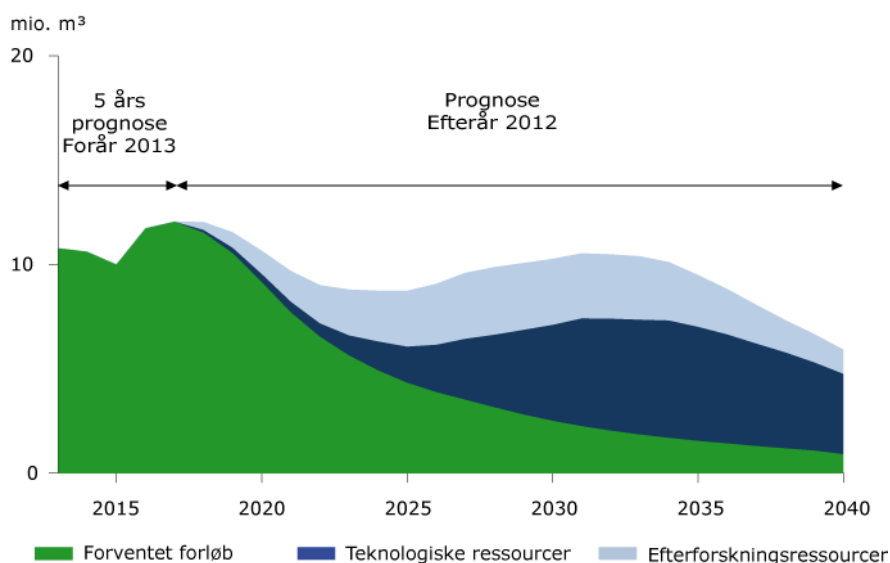
fig. 6.1 Tidslinje for Energistyrelsens ressourceopgørelser og prognoser



Det betyder, at der i foråret 2013 kun er udarbejdet en produktionsprognose for olie og gas på kort sigt (5 års prognosen).

Produktionsprognosen fra foråret 2013 består således af prognosen på lang sigt fra efteråret 2012 og 5 års prognosen fra foråret 2013. Se figur 6.2. Bidragene, som indgår i prognosen, er nævnt efterfølgende.

fig 6.2 Prognosedele



PRODUKTIONSPROGNOSER

Energistyrelsen udarbejder med baggrund i ressourceopgørelsen prognoser for den danske olie- og gasproduktion. Prognoserne er opdelt i bidragene: **Forventet forløb, teknologiske ressourcer** og **efterforskningsressourcer**. Med udgangspunkt i prognoserne i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion – samt anden anvendelse af undergrunden 2011" er der for hvert bidrag angivet, hvornår der efterfølgende er foretaget revisioner.

Det forventede forløb er en prognose for indvindingen fra eksisterende felter og fund med eksisterende teknologi. Prognosen på kort sigt (5 års prognosen) er revideret i efteråret 2012 og foråret 2013 i forhold til nævnte rapport. Prognosen på lang sigt er revideret i efteråret 2012 i forhold til rapporten.

De teknologiske ressourcer er et skøn for indvindingspotentialer ved anvendelse af ny teknologi. Prognosen i efteråret 2012 er ikke revideret i forhold til prognosen i rapporten.

Efterforskningsressourcer er et skøn for indvindingen fra kommende nye fund som følge af de igangværende efterforskningsaktiviteter og kommende nye udbudsrunder. Der er foretaget en revision i efteråret 2012 i forhold til bidraget i rapporten.

PROGNOSE PÅ KORT SIGT (5 ÅRS PROGNOSE)

Det forventede forløb er grundlag for udarbejdelse af Energistyrelsens såkaldte 5 års prognose for produktion af olie og gas. Energistyrelsen udarbejder denne prognose til brug for Skatteministeriets fremskrivninger af statens indtægter. 5 års prognosen offentliggøres i Energistyrelsens årlige rapport "Danmarks olie- og gasproduktion – samt anden anvendelse af undergrunden".

tabel 6.1 Forventet forløb for produktion af olie og salgsgas

	2013	2014	2015	2016	2017
Olie, mio. m ³	10,7	10,5	9,9	11,6	12,0
Salgsgas, mia. Nm ³	4,0	4,1	3,7	5,1	5,4

Olie

For 2013 forventer Energistyrelsen, at olieproduktionen bliver 10,7 mio. m³ svarende til ca. 184.000 tønner olie pr. dag, se tabel 6.1. Det er en nedgang på 9 pct. i forhold til 2012, hvor olieproduktionen var 11,7 mio. m³. I forhold til sidste års skøn for 2013 er det en nedskrivning på 3 pct. hovedsagelig begrundet i, at Energistyrelsen forventer en mindre produktion på Syd Arne.

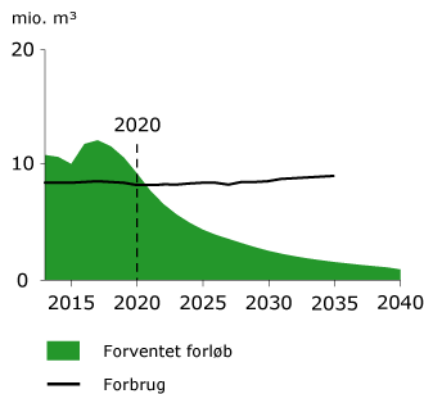
For perioden fra 2013 til 2015 forventer Energistyrelsen, at olieproduktionen aftager, hvorefter den forventes at stige som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter. I forhold til sidste års prognose har Energistyrelsen opskrevet skønnet for produktionen i perioden fra 2013 til 2017 med i gennemsnit 3 pct. hovedsagelig som følge af en forventet større produktion på Halfdan feltet.

En mere detaljeret prognose findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Salgsgas

Energistyrelsen forventer for 2013, at produktionen af salgsgas bliver 4,0 mia. Nm³, se tabel 6.1. Det er en nedgang på 18 pct. i forhold til 2012, hvor produktionen var 4,9 mia. Nm³. I forhold til Energistyrelsens skøn sidste år for 2013 er det en opskrivning på 14 pct. som følge af, at Energistyrelsen forventer en større gasproduktion på Halfdan og Tyra felterne.

fig. 6.3 Forventet forløb, olie



I forhold til sidste års prognose har Energistyrelsen opskrevet skønnet for produktionen i perioden fra 2013 til 2017 med i gennemsnit 9 pct. som følge af, at Energistyrelsen forventer en større gasproduktion på Halfdan og Tyra felterne.

PROGNOSE PÅ LANGT SIGT

Energistyrelsen har udarbejdet en prognose på lang sigt baseret på det forventede forløb for produktion af henholdsvis olie og salgsgas.

En prognose, som dækker en lang periode, er mest pålidelig først i perioden, og det ligger i prognosens metodik, at produktionen falder efter en kort årrække. Det skyldes, at alle kommercielle udbygninger gennemføres hurtigst muligt. Der findes derfor ikke planlagte udbygninger i slutningen af prognoseperioden, selvom det må formodes, at der også vil blive foretaget udbygninger på dette tidspunkt, hvis selskaberne vurderer, at udbygningerne er kommercielle.

Energistyrelsens forventede forløb for olie er generelt aftagende, se figur 6.3. Dog forventes en stigende produktion i 2016 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter. Produktionen forventes om ca. 10 år at udgøre halvdelen af produktionen i 2013.

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.

Forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, 2012" er vist på figur 6.3. Basisfremskrivningen 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.

Med disse forudsætninger for produktion og forbrug forventes Danmark at være nettoeksportør af olie til og med 2020.

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.

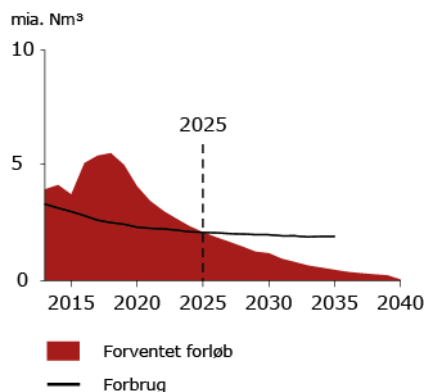
Siden salget af gas begyndte i 1984, er leverancerne af gas fra A. P. Møller – Mærsk's Eneretsbevilling primært sket i henhold til langtidskontrakter for gassalg indgået mellem DUC-selskaberne og DONG Naturgas A/S. Det nuværende aftalekompleks omfatter ikke et fast, samlet volumen, men en årlig mængde, der leveres så længe, det er teknisk og økonomisk forsvarligt for DUC at opretholde produktionen på dette niveau.

I 1997 blev der endvidere indgået aftale om køb af gassen fra Syd Arne feltet mellem Hess Denmark ApS-gruppen og DONG Naturgas A/S, og i 1998 blev der indgået kontrakt med DONG Naturgas A/S om leverance af DONG-gruppens andel af gassen fra Lulita feltet. Endvidere er der gasproduktion som følge af eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra Vest via NOGAT-rørledningen til Nederlandene.

Alle de ovennævnte bidrag er medtaget i Energistyrelsens produktionsprognose for salgsgas.

Energistyrelsens prognose for det forventede forløb for gas er vist på figur 6.4. Forløbet af prognosen er generelt aftagende i lighed med olien. Dog forventer Energistyrelsen, at produktionen stiger i 2016 som følge af udbygning af nye felter og vi-

fig. 6.4 Forventet forløb, salgsgas



dereudbygning af en række eksisterende felter. Energistyrelsens prognose angiver de mængder, som det forventes at være teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion afhænger imidlertid, som nævnt, af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter.

Brændstofforbruget i forbindelse med produktionen skal ifølge internationale forordninger medregnes i opgørelsen af energiforbruget, men er her fratrukket forbruget således, at forbruget kan sammenlignes med produktionen. Danmark forventes at være nettoeksportør af salgsgas til og med 2025 med det forventede forløb som grundlag, se figur 6.4. Det skal bemærkes, at perioden med Danmark som nettoeksportør er øget med 3 år i forhold til rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion – samt anden anvendelse af undergrunden 2011" hovedsagelig, fordi gasforbruget i "basisfremskrivningen, 2012" er reduceret i forhold til den tidligere fremskrivning.

Den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne forventes dog at bidrage med yderligere produktion og dermed forlænge Danmarks periode som nettoeksportør af olie og salgsgas.

NETTOEKSPORT/NETTOIMPORT BASERET PÅ DE SAMLEDE RESSOURCER

For at belyse mulighederne for at forlænge Danmarks periode som nettoeksportør af olie og gas ved anvendelse af ny teknologi og gennem nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne er der udarbejdet en prognose i efteråret 2012 baseret på de samlede ressourcer, som betegnes det mulige forløb. Det skal understreges, at skøn for størrelsen af både de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne er behæftet med stor usikkerhed.

De teknologiske ressourcer er ikke revideret i forhold til rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion – samt anden anvendelse af undergrunden 2011", og der henvises hertil for en udførlig gennemgang af bidraget.

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. Den gennemsnitlige indvindingsgrad er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede oprindeligt tilstedeværende mængder i undergrunden.

Hovedparten af teknologibidraget på fem pct. forventes opnået ved ibrugtagning af ny teknologi til CO₂ injektion i de store producerende felter med vandinjektion, mens resten er mindre bidrag fra andre teknologiske tiltag. Det er forudsat, at CO₂-injektion vil bidrage til produktionen fra perioden 2020-2025, mens bidragene til produktionen fra de øvrige tiltag vil være fordelt ud over prognoseperioden fra 2018.

En analyse – igangsat af Mærsk Olie og Gas AS, Nordsøfonden og Energistyrelsen – foretaget af det anerkendte University of Texas i Austin demonstrerer, at den bedste mulighed for substantielt at øge olieproduktionen fra de største danske felter er at injicere CO₂ i felterne. Analysen findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Energistyrelsen har endvidere fået udarbejdet rapporten "Samfundsøkonomisk analyse af CCS/EOR i Danmark". I rapporten er gennemført en budgetøkonomisk og samfundsøkonomisk analyse af et CCS/EOR-projekt med CO₂ fra danske kraftværker til injektion i danske oliefelter. Rapporten findes på styrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Regeringen har i februar 2013 afsluttet et serviceeftersyn af vilkårene for indvindingen af olie og gas i Nordsøen. På baggrund af eftersynet iværksætter regeringen et arbejde med udarbejdelse af en strategi for at øge indvindingen fra de danske felter. Som led heri opretter DUC-parterne et forskningscenter, som skal samarbejde med danske og udenlandske forskningsmiljøer om forøgelse af indvindingen.

Grundlaget for realisering af potentialet under teknologiske ressourcer er således styrket med disse initiativer.

Energistyrelsens skøn for efterforskningsressourcerne tager udgangspunkt i de i dag kendte efterforskningsprospekter, som forventes anført. Desuden indgår vurderinger af, hvilke yderligere prospekter, der kan forventes påvist senere i prognoseperioden.

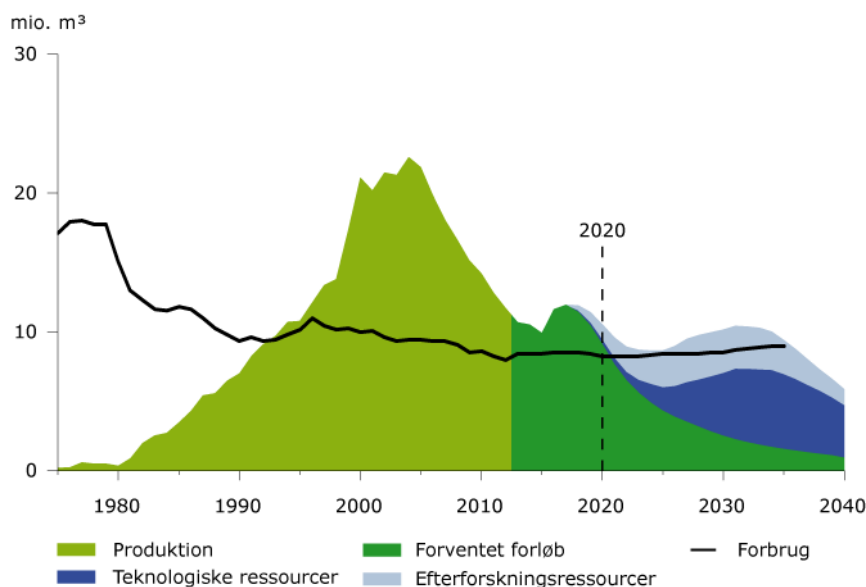
Efterforskningsressourcerne for olie er i efteråret 2012 opskrevet fra 45 mio. m³ til 55 mio. m³, og ressourcerne for salgsgas er opskrevet fra 30 mia. Nm³ til 35 mia. Nm³ i forhold til rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion – samt anden anvendelse af undergrunden 2011".

Prognosen for olieproduktion opdelt i de tre nævnte bidrag, det forventede forløb, de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne, er vist på figur 6.5 sammen med forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, 2012".

Det ses af figuren, at Danmark forventes at være nettoeksportør af olie i 8 år til og med 2020 baseret på det forventede forløb. Perioden med Danmark som nettoeksportør er forholdsvis sikkert bestemt for det forventede forløb, idet produktionen for bidraget kendes med betydelig sikkerhed og forventes at aftage markant, mens forbruget forventes at være nogenlunde konstant.

Prognosen for olieproduktionen inklusiv teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer har et varierende forløb fra 2015 til omkring 2035, hvorefter skønnet for produktionen forventes at falde. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør til omkring 2035. Det skal dog bemærkes, at der omkring 2025 ikke forventes at være markant forskel på størrelsen af produktionen baseret på samtlige bidrag og forbruget.

fig 6.5 Produktion og muligt forløb, olie



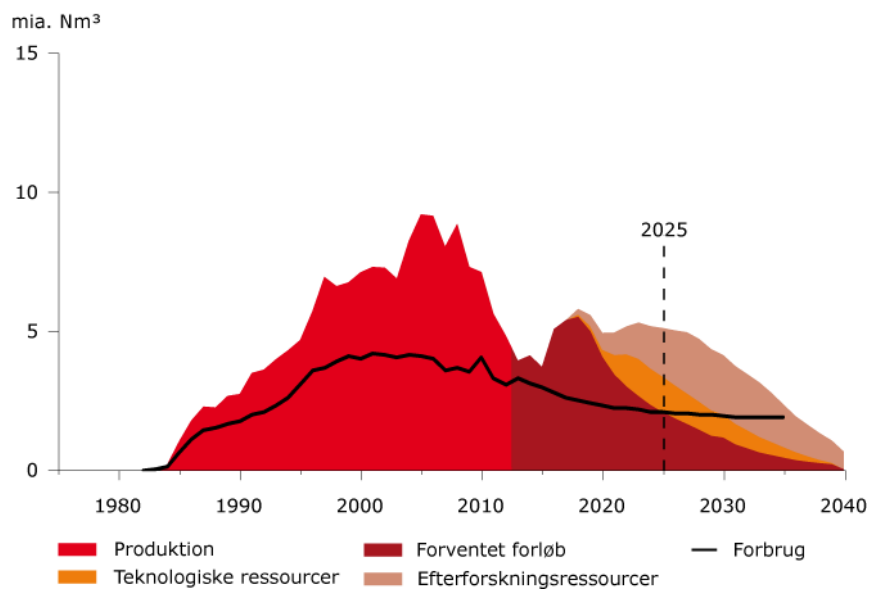
Prognosen for produktion af salgsgas, opdelt i det forventede forløb, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer, er vist på figur 6.6. Endvidere er forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, 2012" vist. Af figuren ses, at Danmark forventes at være nettoeksportør af salgsgas i 13 år til og med 2025 baseret på det forventede forløb.

For salgsgas forventes ikke noget markant bidrag fra teknologiske ressourcer for de producerende felter, da der allerede med dagens teknologi opnås en væsentlig hø-

jere indvindingsgrad end for olie. Der er dog medtaget et bidrag som følge af muligheden for udvikling af ny brøndteknologi.

Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes, skønnes Danmark at være nettoeksportør af naturgas til omkring 2035.

fig 6.6 Produktion og muligt forløb, salgsgas



Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen påvirker samfundsøkonomien via statens skatteindtægter, effekterne på handels- og betalingsbalancen samt via overskuddet fra olie- og gassektorens aktører og ikke mindst som arbejdsplads for mange mennesker.

Indvindingen af kulbrinter har sammen med bl.a. energibesparelser og udnyttelsen af vedvarende energi siden 1997 bidraget afgørende til, at Danmark som eneste EU-land er nettoeksportør af energi.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Værdien af olie- og gasproduktionen bestemmes af tre faktorer: produktionens størrelse, den internationale råoliepris samt dollarkursen.

Den gennemsnitlige oliepris i 2012 var ved Brent-noteringen 111,7 US\$ pr. tønde mod 111,4 US\$ pr. tønde i 2011. Den gennemsnitlige oliepris i 2012 har dermed været stabil i forhold til året før.

Udviklingen i olieprisen i 2012 ses af figur 7.1. Året har været præget af en forholdsvis stabil oliepris omkring 110 US\$ pr. tønde, dog med markante udsving, særligt faldet i andet kvartal. Af figur 7.1 ses, at forholdet mellem € og US\$ har været forholdsvis stabilt i 2012. Olieprisens udvikling fra 1972 til 2012 er vist i figur 7.2.

Dollarkursen var i 2012 på 5,8 kr. pr. US\$. Det er en stigning på 7,4 pct. i forhold til 2011, hvor den gennemsnitlige dollarkurs var 5,4 kr. pr. US\$.

Udviklingen i dollarkurs og oliepris bevirkede, at olieprisen målt i danske kroner steg med godt 11 pct. fra 2011 til 2012. Den gennemsnitlige pris for en tønde Brent-olie var på 663,9 danske kroner i 2012 mod 596,0 i 2011.

Produktionsværdien fordeler sig ifølge de foreløbige skøn for 2012 med ca. 47,3 mia. kr. på olieproduktion og 10,2 mia. kr. fra gasproduktion.

Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2012 skønnes til 57,5 mia. kr., hvilket er tilsvarende værdien af produktion forrige år.

fig 7.1 Oliepriser, 2012, US\$ og EUR

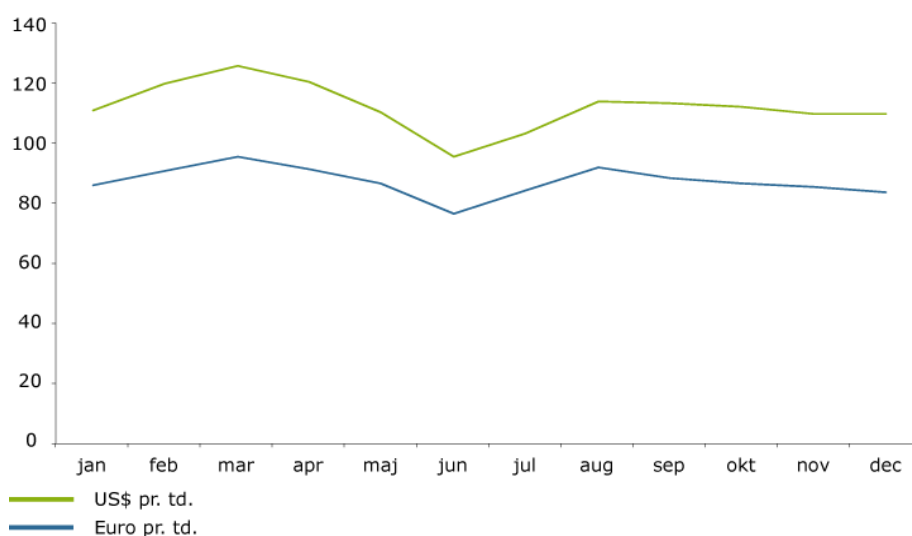
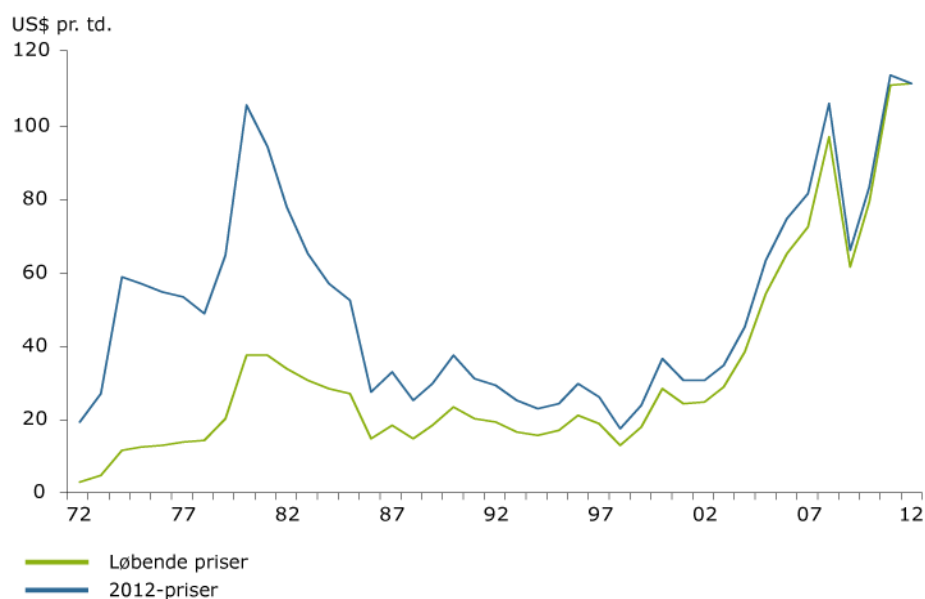


fig 7.2 Olieprisens udvikling 1972-2012, US\$ pr. td.



Olieproduktionens fordeling på de elleve producerende selskaber i Danmark i 2012, kan ses i figur 3.2 i kapitel 3: *Produktion og udbygning*.

Energistyrelsen udarbejder på baggrund af reserveopgørelsen en produktionsprognose for den fremtidige udvikling i produktionen, se Kapitel 6: *Ressourcer*.

I bilag D findes en detaljeret oversigt over økonomiske nøgletal fra 1972 til 2012.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasproduktionen bidrager til, at Danmark er nettoeksportør af energi. Denne eksport har en positiv effekt på handelsbalancen og på betalingsbalancens løbende poster.

Handelsbalancen for olie og naturgas

Udviklingen i Danmarks handel med udlandet inden for olie og gas ses af figur 7.3. Danmark har siden 1995 haft overskud på handelen med udlandet.

I 2012 var overskuddet på 12,5 mia. kr., hvilket er en stigning på ca. 10 pct. i forhold til året før.

På Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk findes et skøn for olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancen

fig 7.3 Handelsbalance for olie og naturgas 1972-2012, løbende priser

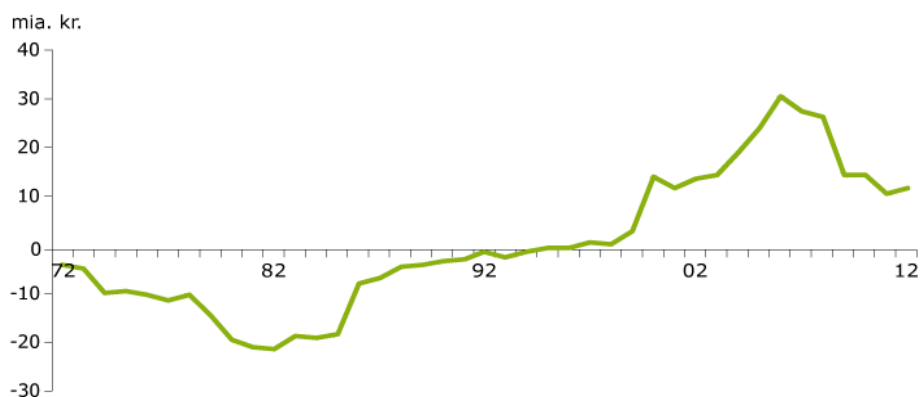
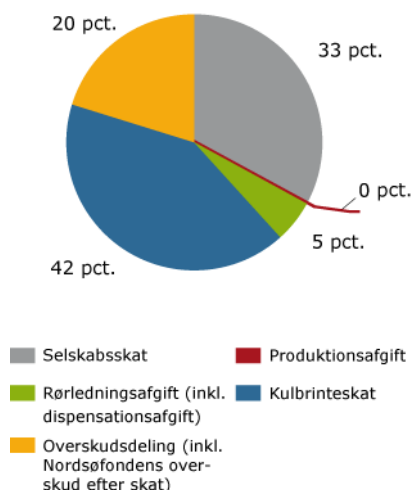


fig 7.4 Fordeling af statens indtægter i 2012



Statens indtægter

Staten modtager indtægter fra indvindingen af olie og naturgas i Nordsøen via direkte indtægter fra forskellige skatter og afgifter: selskabsskat, kulbrinteskatt, produktionsafgift, olierørledningsafgift, dispensationsafgift og overskudsdeling.

Udover de direkte indtægter fra skatter og afgifter har staten indirekte indtægter fra Nordsøen gennem sin aktiepost i Dong Energy. Det skyldes, at datterselskabet DONG E&P A/S deltager i dele af olie- og gasaktiviteterne, og herigennem opnår staten indirekte en indtægt. Endvidere har staten fra 2012 opnået en indtægt gennem Nordsøfondens.

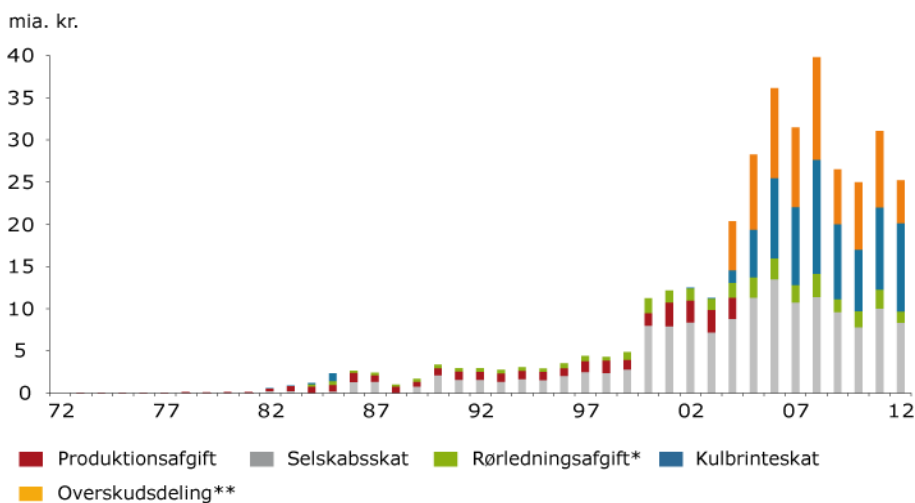
På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk og i bilag E beskrives indtægtskilderne nærmere.

Kulbrinteskatt udgør med en andel på cirka 42 pct. den væsentligste indtægtskilde for staten. Fordelingen af statens skatteindtægter i 2012 er vist i figur 7.4.

Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963 – 2012 til 358 mia. kr. i 2012-priser. Den akkumulerede produktionsværdi var i perioden ca. 907 mia. kr., mens den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var ca. 316 mia. kr. (2012-priser). Figur 7.5 viser udviklingen i statens indtægter fra 1972-2012.

Udviklingen i 2012 har været præget af fald i produktion og en stabil oliepris. De samlede indtægter for 2012 skønnes til 25,2 mia. kr. Det er et fald i forhold til 2011 på godt 15 pct.

fig 7.5 Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2012, 2012-priser



* Inkl. dispensationsafgift
 ** Inkl. Nordsøfondens overskud efter skat
 Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Udviklingen i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter i de seneste fem år er vist i tabel 7.1.

Statens indtjening er som følge af stigningen i olieprisen vokset betydeligt siden 2003. Stigningen skyldes også, at regeringen i 2003 indgik en aftale med A.P. Møller - Mærsk, den såkaldte Nordsøaftale. Gennem en omlægning af mulighederne for fradrag betød aftalen en skærpet beskatning. På www.ens.dk findes oplysninger om selskaberne i Dansk Undergrunds Consortiums resultat før skat. Oplysningerne vil ligesom de tidligere år ligeledes blive sendt til Folketingets Klima-, Energi-, og Bygningsudvalg.

tabel 7.1 Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

	2008	2009	2010	2011	2012*
Kulbrinteskot	12.407	8.254	6.940	9.521	10.467
Selskabsskat	10.417	8.876	7.377	9.754	8.304
Produktionsafgift	2	0	0	1	2
Olierørledningsafgift**	2.511	1.431	1.824	2.201	1.337
Overskudsdeling***	11.145	6.027	7.594	8.819	5.090
I alt	36.481	24.588	23.736	30.296	25.200

* Skøn

** Inkl. 5 pct. dispensationsafgift

*** Inkl. Nordsøfondens overskud efter skat

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Statens andel af overskuddet, opgjort i indbetalingsår, skønnes i 2012 at være ca. 65 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 kulbrinteskot. Reglerne for kulbrintefradrag bevirker, at selskaber, der beskattes efter de gamle regler, i praksis ikke betaler kulbrinteskot. Licenser, som er tildelt før 2004, beskattes efter de gamle regler.

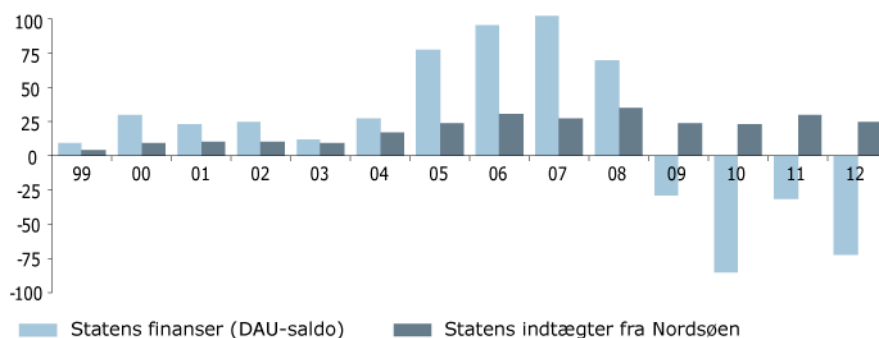
Olieindtægterne i forhold til statens samlede finanser er vist i figur 7.6. Som det fremgår, er indtægterne fra den danske del af Nordsøen med til at mindske statens underskud i 2012.

Skatteministeriet skønner for de kommende fem år og med et olieprisforløb på 125 US\$ pr. tønde, at statens samlede indtægter vil være mellem 24-30 mia. kr. pr. år fra 2013 til 2017. I tabel 7.2 er vist udviklingen i statens forventede indtægter for de tre olieprisforløb på 85, 125 og 165 US\$ pr. tønde. En pris på 125 US\$ pr. tønde svarer til IEA's langsigtede forventning til olieprisen i 'New policies scenariet' (2011-priser). Det fremgår ligeledes af tabellen, at statens andel er voksende ved stigende indtjening eksempelvis som følge af højere oliepriser. Statens faldende andel skyldes, at andel af produktion beskattet efter de gamle regler øges.

Fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskot indeholder usikkerhed om både oliepris, produktion og dollarkurs. Hertil kommer en usikkerhed knyttet til beregningernes stiliserede forudsætninger med hensyn til blandt andet selskabernes finansieringsudgifter.

fig. 7.6 Statens finanser (DAU-saldo) og statens indtægter fra Nordsøen, løbende priser

mia. kr.



Note: DAU-saldo (Statens saldo for Drift, Anlæg og Udgifter) er forskellen mellem statens samlede indtægter og statens samlede udgifter

tabel 7.2 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., løbende priser*

		2013	2014	2015	2016	2017
Selskabsskattegrundlag	165 US\$/td	63,9	64,0	58,0	71,2	73,7
før skatter og afgifter	125 US\$/td	44,3	44,2	39,5	49,2	50,8
	85 US\$/td	25,2	24,4	21,1	27,3	27,9
Statens indtægter						
- Selskabsskat	165 US\$/td	15,9	16,0	14,6	17,7	18,3
	125 US\$/td	11,0	11,1	10,0	12,3	12,6
	85 US\$/td	6,3	6,0	5,4	6,9	7,0
- Kulbrinteskot	165 US\$/td	22,1	21,1	18,1	18,8	20,7
	125 US\$/td	15,3	14,5	12,3	12,7	13,2
	85 US\$/td	8,6	8,0	6,4	6,6	7,0
- Nordsøfonden	165 US\$/td	4,1	3,5	2,7	2,9	3,3
overskud efter skat**	125 US\$/td	2,9	2,3	1,6	1,8	2,2
	85 US\$/td	1,6	1,1	0,5	0,6	1,0
- Produktionsafgift	165 US\$/td	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	125 US\$/td	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	85 US\$/td	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Olierørledningsafgift***	165 US\$/td	0,5	0,6	0,7	1,2	1,2
	125 US\$/td	0,4	0,5	0,5	0,9	0,9
	85 US\$/td	0,2	0,3	0,3	0,6	0,6
Total	165 US\$/td	42,5	41,2	36,0	40,5	43,6
	125 US\$/td	29,6	28,4	24,4	27,5	28,9
	85 US\$/td	16,8	15,4	12,7	14,7	15,6
Statens andel (pct.)****	165 US\$/td	66,5	64,3	62,1	56,9	59,1
	125 US\$/td	66,7	64,1	61,6	55,9	56,9
	85 US\$/td	66,6	63,0	60,2	53,8	55,9

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

** Staten indtrådte den 9. juli 2012 i DUC gennem Nordsøfonden med en andel på 20 pct. i DUC. Nordsøfonden er skattepligtig, hvorfor indtægterne fra statsdeltagelsen er indeholdt i flere kategorier, herunder kulbrinteskot og selskabsskat. Nordsøfondens overskud efter skat tilfalder staten.

*** Inklusiv 5 pct. Dispensationsafgift

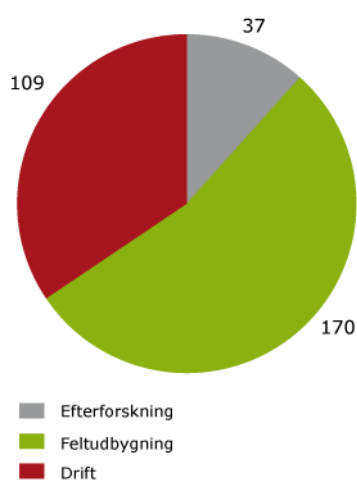
**** Statens andel inkl. statsdeltagelse

Kilde: Skatteministeriet

Note: Baseret på Energistyrelsens 5-års prognose

Anm. Nationalregnskabsperiodisering (indkomstår)

fig. 7.7 Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2012, mia. kr., 2012-priser



Investeringer og udgifter

På samme måde som olieprisen har betydning for indtægterne fra indvindingen fra Nordsøen, spiller rettighedshavernes indsats en stor rolle for såvel det nuværende som fremtidige aktivitetsniveau og dermed også for de potentielle indtægter.

Fordelingen af rettighedshavernes udgifter fra 1963 til 2012 er vist i figur 7.7. Udbygning og investering udgør over halvdelen af rettighedshavernes samlede udgifter. Udgifterne til efterforskning, udbygning og drift inkl. administration og transport udgør henholdsvis 12, 55 og 33 pct. af de samlede udgifter.

fig. 7.8 Efterforskningsudgifter 2008-2012, løbende priser

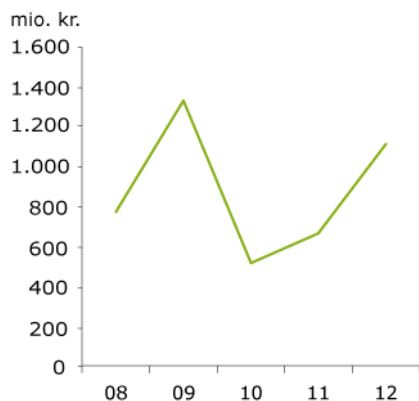


fig. 7.9 Investeringer i feltudbygninger 2008-2012, løbende priser

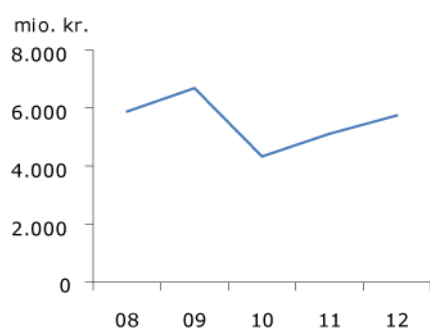
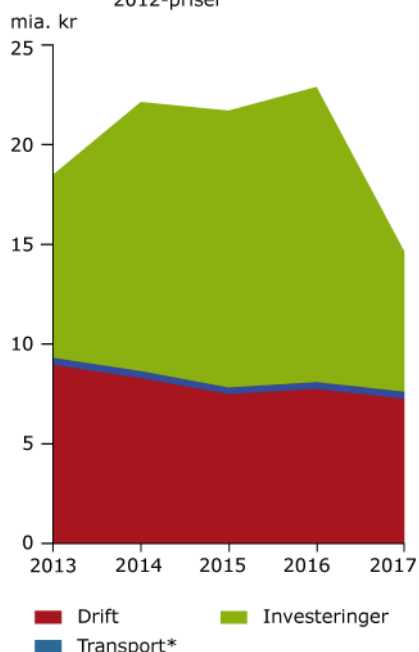


fig. 7.10 Investeringer i felter samt udgifter til drift og transport, 2012-priser



*Eksl. rørlednings- og dispensationsafgift

Efterforskningsudgifter

Udviklingen i efterforskningsudgifter fra 2008 til 2012 er vist i figur 7.8.

De foreløbige tal for 2012 viser en stigning i efterforskningsudgifterne fra 2011 til 2012 på cirka 65 pct. I udgifterne indgår olieselskabernes omkostninger ved såvel efterforskningsboringer som seismiske forundersøgelser. For 2012 vurderes de samlede efterforskningsudgifter foreløbigt til knap 1,2 mia. kr.

I 2013-2016 forventes samlede investeringer på ca. 4,1 mia. kr. Aktiviteterne vil omfatte yderligere efterforskning både på land og i den danske del af Nordsøen.

Udbygningsinvesteringer

Blandt rettighedshavernes økonomiske forhold er investeringerne i udbygning af nye og eksisterende felter den mest udgiftskrævende post. Investeringen til udbygningsaktiviteter i 2012 er skønnet til ca. 5,7 mia. kr., hvilket er knap 10 pct. højere end året før. Investeringsniveaet i 2012 er på niveau med de gennemsnitlige årlige investeringer, som de sidste ti år har været på ca. 5,6 mia. kr. Figur 7.9 viser investeringer i feltudbygninger i perioden 2008-2012. På Energistyrelsens hjemmeside findes en tabel med en feltfordeling af investeringer.

Energistyrelsens forventninger til udbygningsaktiviteten i perioden 2013 til 2017 er vist i tabel 7.3. Forventningerne bygger på reservekategorierne; igangværende indvinding, besluttet og sandsynliggjort udbygning samt risikovejede betingede ressourcer. Se kapitel 6: *Ressourcer*.

tabel 7.3 Forventede investeringer i feltudbygning i perioden 2013-2017, mio. kr., 2012-priser

	2013	2014	2015	2016	2017
Igangværende og besluttet	8.853	10.717	7.537	6.518	1.435
Sandsynliggjort udbygning	-	-	-	-	512
Risikovejede betingede ressourcer	310	2.766	6.328	8.266	5.072
Forventede i alt	9.162	13.483	13.865	14.784	7.018

På Energistyrelsens hjemmeside findes en feltfordeling af investeringerne i kategorien igangværende og besluttet udbygning.

Udgifter til drift, administration og transport

For 2012 har Energistyrelsen skønnet udgifterne til drift, administration og transport til 7,9 mia. kr. Det er en stigning på godt 15 pct. i forhold til året før.

Energistyrelsens forventninger til udviklingen i investeringer, drifts- og transportudgifterne fra 2013-2017 kan ses i figur 7.10.

BILAG A: PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

Produktion og salg

OLIE

tusinde kubikmeter

	1972-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Dan	63.548	5.929	6.139	5.712	5.021	4.650	4.241	3.549	2.979	2.474	2.260	106.503
Gorm	45.217	2.838	2.469	1.978	1.897	1.639	1.053	924	923	713	593	60.245
Skjold	34.057	1.532	1.443	1.310	1.214	1.015	989	918	835	778	679	44.771
Tyra	20.191	918	723	773	845	764	551	415	856	744	627	27.407
Rolf	3.729	104	107	79	89	103	78	76	60	1	0	4.427
Kraka	3.832	139	199	211	222	176	112	37	67	170	129	5.294
Dagmar	996	7	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1.005
Regnar	865	19	19	16	11	0	0	0	0	0	0	930
Valdemar	1.635	435	491	423	470	881	1.268	1.410	909	817	843	9.582
Roar	2.111	121	98	94	51	35	28	30	24	16	2	2.610
Svend	4.777	280	326	324	296	299	278	195	190	145	171	7.281
Harald	6.341	425	314	237	176	139	114	65	70	95	79	8.055
Lulita	636	20	19	35	68	55	47	24	36	36	32	1.008
Halfdan	8.025	4.352	4.946	6.200	6.085	5.785	5.326	5.465	5.119	4.905	4.617	60.826
Siri	6.959	925	693	703	595	508	598	326	286	161	239	11.993
Syd Arne	7.659	2.383	2.257	2.371	1.869	1.245	1.139	1.164	1.066	1.004	803	22.959
Tyra Se	493	343	580	614	446	377	429	374	225	165	148	4.193
Cecilie	0	166	310	183	116	88	66	38	33	39	32	1.070
Nini	0	391	1.477	624	377	323	355	159	544	569	475	5.294
I alt	211.072	21.327	22.612	21.886	19.847	18.084	16.672	15.169	14.223	12.834	11.728	385.454

Produktion

GAS

millioner Normalkubikmeter

	1972-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Dan	18.312	786	764	651	561	456	467	364	360	327	330	23.380
Gorm	14.077	339	216	218	207	175	119	109	99	67	52	15.676
Skjold	2.935	92	77	93	77	69	60	58	87	69	62	3.678
Tyra	61.900	3.994	4.120	3.745	3.792	3.916	3.130	2.007	1.664	1.320	1.405	90.994
Rolf	157	4	5	3	4	4	3	3	3	0	0	186
Kraka	1.221	25	23	24	28	28	36	8	12	46	35	1.485
Dagmar	153	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	158
Regnar	57	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	63
Valdemar	668	151	218	208	208	355	593	510	791	579	515	4.797
Roar	10.163	915	894	860	489	367	417	398	213	171	24	14.913
Svend	568	43	38	34	28	28	24	16	27	24	27	858
Harald	14.014	1.563	1.232	1.091	927	781	690	400	592	573	542	22.405
Lulita	443	5	5	13	38	33	30	15	18	20	19	638
Halfdan	1.495	1.142	1.449	2.582	2.948	2.675	3.104	3.401	2.886	2.343	1.709	25.734
Siri	671	110	64	112	55	47	63	44	67	48	50	1.330
Syd Arne	2.335	544	461	485	366	234	225	271	248	238	1	5.602
Tyra Se	447	452	1.233	1.337	1.108	848	889	939	911	626	611	9.402
Cecilie	0	14	22	13	8	6	4	2	2	3	2	76
Nini	0	29	109	46	28	24	26	12	76	57	40	447
I alt	129.616	10.213	10.934	11.517	10.873	10.046	9.879	8.559	8.057	6.511	5.617	221.822

Brændstof *

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Dan	1.591	198	201	205	209	222	225	207	206	179	167	3.610
Gorm	2.010	135	137	124	124	132	117	116	111	107	107	3.219
Tyra	2.596	242	249	247	241	227	233	219	219	188	171	4.832
Dagmar	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21
Harald	64	8	8	7	8	7	7	4	8	16	17	156
Siri	73	20	19	20	25	25	25	19	27	28	26	306
Syd Arne	114	49	45	52	53	58	53	54	55	41	64	638
Halfdan	0	0	20	39	39	39	38	39	36	62	76	389
I alt	6.469	652	679	694	699	710	698	658	662	621	628	13.170

* Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emmissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven

Flaring *

	1972-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Dan	1.833	71	37	23	32	29	25	17	12	13	13	2.104
Gorm	1.463	66	57	61	61	48	41	19	12	15	15	1.858
Tyra	866	54	63	55	54	56	44	32	23	28	25	1.300
Dagmar	130	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	135
Harald	130	1	1	1	2	2	2	2	3	3	2	149
Siri	105	23	65	15	6	7	7	4	58	6	4	300
Syd Arne	175	12	11	14	11	11	7	7	6	11	5	269
Halfdan	0	4	25	16	20	17	8	4	5	6	6	110
I alt	4.702	234	262	184	186	169	133	85	118	81	70	6.224

* Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emmissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven

Injektion

	1972-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Gorm	8.151	6	4	3	0	0	0	0	0	0	0	8.164
Tyra	28.698	2.312	1.612	1.285	761	1.094	119	451	89	94	0	36.514
Siri	493	109	111	135	61	45	61	35	57	74	64	1.246
I alt	37.342	2.428	1.727	1.423	821	1.139	180	486	146	168	64	45.924

Salg *

	1984-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Dan	17.662	1.679	1.681	1.804	1.862	1.653	1.293	947	1.200	1.017	826	31.626
Gorm	5.545	228	99	126	103	66	23	33	64	12	0	6.298
Tyra	41.586	2.948	4.580	4.598	4.574	4.143	4.652	3.163	3.283	2.410	2.389	78.327
Harald	14.263	1.558	1.228	1.096	954	804	710	408	598	577	545	22.742
Syd Arne	2.046	483	406	419	302	168	167	212	199	180	130	4.712
Halfdan	0	4	274	1.172	1.370	1.215	2.020	2.560	1.798	1.439	974	12.822
I alt	81.103	6.900	8.267	9.215	9.164	8.049	8.865	7.324	7.141	5.635	4.865	156.528

* De anvendte navne henviser til behandlingscentre

Udledning

CO₂-
UDLEDNING *) tusinde tons

	1972-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Brændstof	14.991	1.591	1.642	1.694	1.675	1.690	1.670	1.572	1.559	1.510	1.503	31096
Flaring	11.086	564	664	457	470	449	354	241	331	230	192	15.038
I alt	25.077	2.154	2.306	2.151	2.144	2.139	2.025	1.813	1.890	1.740	1.695	45.135

*) CO₂-udledningen er beregnet under anvendelse af parametre, som er specifikke for de enkelte år og for de enkelte anlæg

CO₂-udledning fra anvendelse af dieselolie er ikke medtaget frem til og med 2005

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

Produktion

VAND tusinde kubikmeter

	1972-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Dan	33.492	7.183	8.053	9.527	10.936	12.152	13.946	12.889	12.111	11.059	10.468	141.814
Gorm	30.149	4.420	5.173	5.252	4.822	4.708	3.976	4.737	4.904	4.654	3.897	76.691
Skjold	27.707	3.525	3.688	4.270	4.328	3.885	3.636	3.855	3.895	3.861	3.978	66.628
Tyra	22.169	3.039	2.977	3.482	3.150	2.725	3.103	2.677	1.980	1.811	1.515	48.630
Rolf	4.277	270	308	290	316	383	349	381	281	8	0	6.861
Kraka	2.958	208	426	320	297	359	436	183	166	358	237	5.948
Dagmar	3.446	375	90	3	0	0	13	0	0	0	0	3.927
Regnar	2.744	316	396	352	255	1	0	0	0	0	0	4.064
Valdemar	715	310	325	792	937	854	925	812	1.207	1.026	893	8.795
Roar	1.460	476	653	662	498	560	586	624	275	200	34	6.027
Svend	4.281	1.330	1.031	1.309	1.205	1.200	1.022	804	664	585	685	14.116
Harald	235	43	15	12	12	18	21	11	37	113	152	669
Lulita	56	14	15	38	92	96	91	49	65	73	86	674
Halfdan	1.153	612	2.099	2.825	3.460	4.086	4.766	4.814	5.519	6.149	6.139	41.622
Siri	7.981	2.891	1.641	1.683	2.032	2.528	2.686	1.778	2.868	2.593	2.876	31.556
Syd Arne	555	857	1.127	1.790	1.830	1.861	2.174	2.285	2.068	1.883	2.317	18.747
Tyra Se	250	596	466	437	377	669	602	716	568	485	440	5.606
Cecilie	0	25	331	637	651	576	456	266	317	452	377	4.087
Nini	0	0	63	730	822	619	660	522	195	330	311	4.253
I alt	143.628	26.490	28.875	34.410	36.019	37.280	39.448	37.402	37.121	35.640	34.405	490.716

Injektion

	1972-2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	I alt
Dan	107.972	18.063	20.042	20.281	21.520	20.230	19.275	16.712	15.148	14.508	11.684	285.436
Gorm	75.591	7.066	7.551	7.251	6.544	6.678	5.251	4.777	4.408	5.459	3.709	134.285
Skjold	67.615	6.115	5.607	6.045	5.711	6.098	4.989	5.285	4.155	4.374	5.093	121.088
Halfdan	3.247	5.162	5.759	9.710	11.026	12.107	12.727	11.485	11.945	12.277	10.912	106.358
Siri	14.032	3.383	1.683	1.350	1.973	3.499	2.695	1.692	2.692	3.201	3.018	39.216
Syd Arne	6.446	5.332	4.949	5.608	5.362	4.296	4.279	3.872	3.427	3.240	4.104	50.916
Nini	0	81	918	502	912	413	883	501	1.558	1.365	1.150	8.281
Cecilie	0	0	93	198	30	91	42	97	47	221	35	854
I alt	274.904	45.201	46.603	50.945	53.077	53.412	50.141	44.420	43.379	44.646	39.705	746.435

Injektion af vand omfatter både injektion af produceret vand og havvand. Hovedparten af det producerede vand fra felterne Gorm, Skjold, Dagmar og Siri reinjiceres

BILAG B: DANMARKS PRODUCERENDE FELTER

SIGNATURFORKLARING



UDBYGNING OG INVESTERING

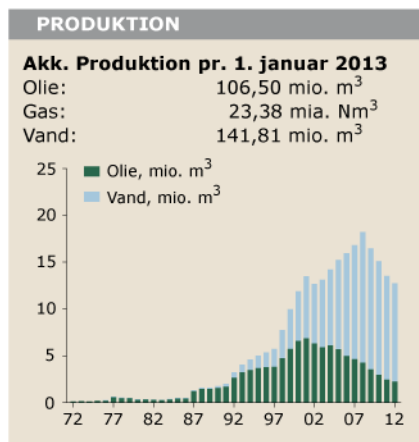
Akkumulerede investeringer omfatter omkostninger til brønde og udbygning af anlæg.

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./Injekt.-brønde*

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



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.

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

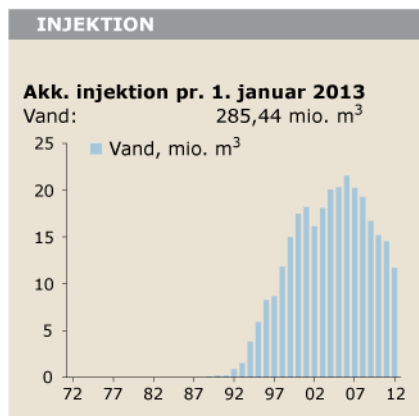
Ved produktionens start er der en høj olieproduktion, men med tiden vil andelen af vandproduktion stige. Når olie kommer fra reservoiret til overfladen vil den afgasse, så der er ligeledes en mindre gasproduktion.

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 trykforskel 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 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.

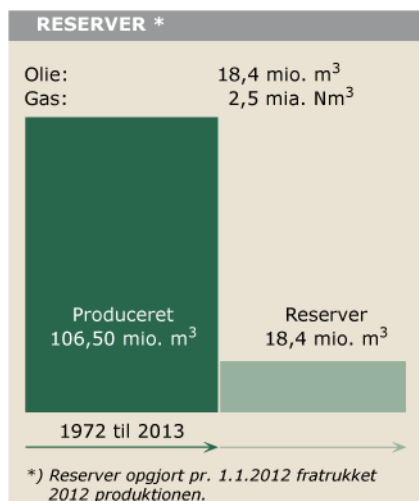
Ved injektion af vand i oliereservoirer kan trykket opretholdes, og samtidig presses olien hen mod olieproduktionsbrønde. Injektion af gas kan ligeledes opretholde trykket i reservoiret, men gassen har ligeledes indflydelse på kulbrinternes flydeegenskaber (viskositet).

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 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 2013 og den forventede tilbageværende mængde, reserven.

Produceret

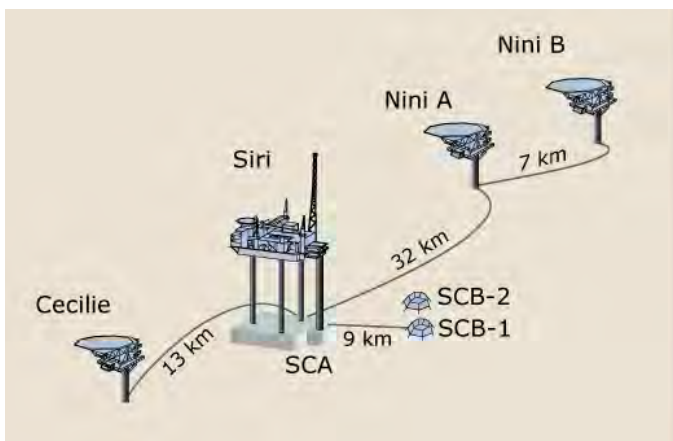
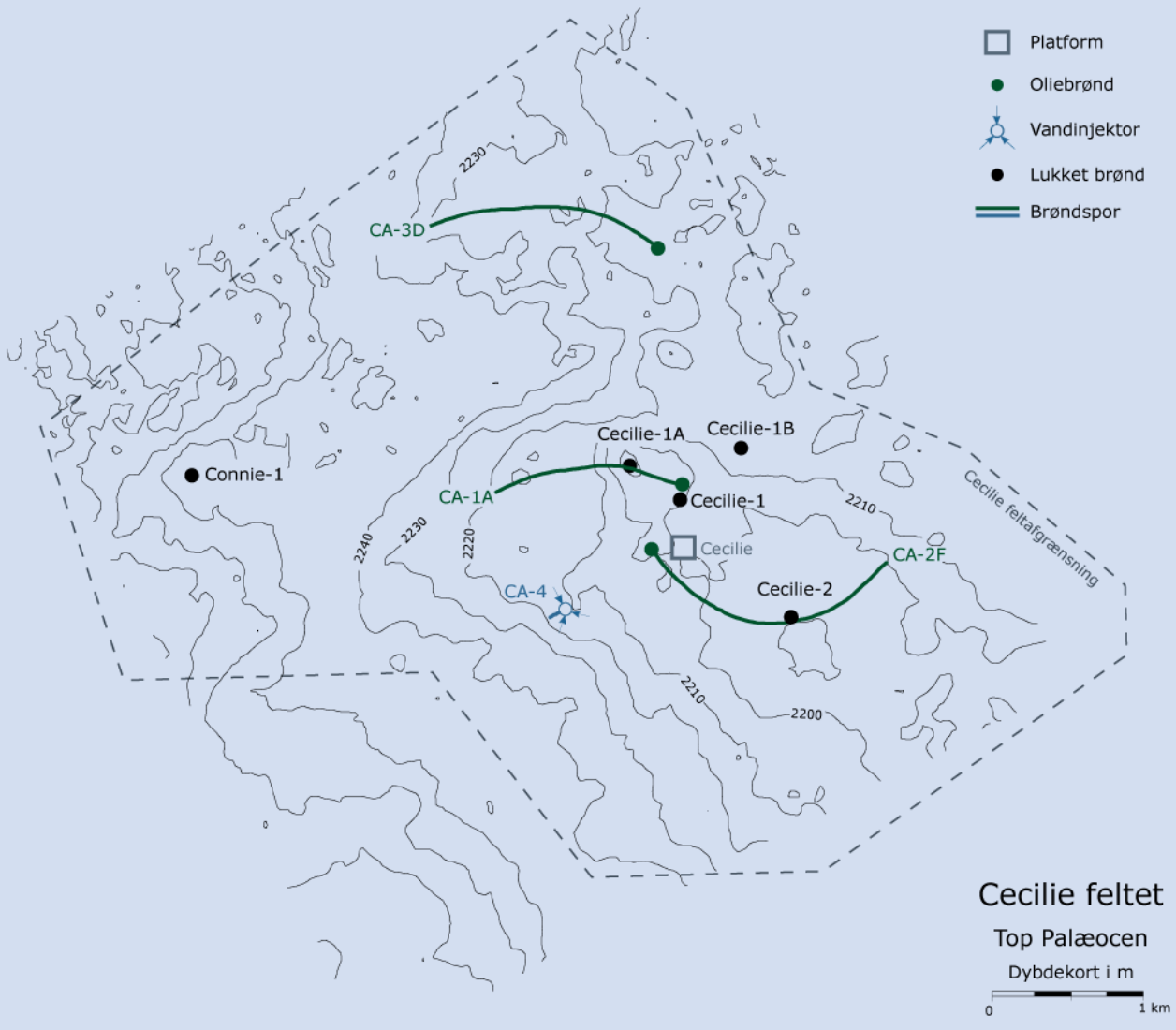
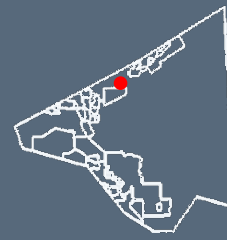
Akkumuleret produktion af olie eller gas, som er produceret frem til 1. januar 2013.

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 netogasmængder.

CECILIE FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 1,50 mia. kr.

Antal aktive brønde



FELT DATA

PR. 1.1.2013

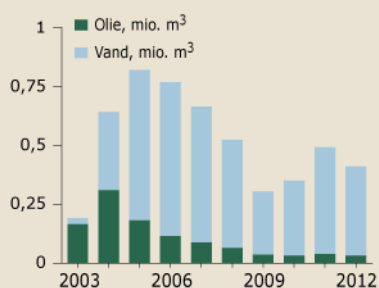
Beliggenhed: Blok 5604/19 og 20
 Tilladelse: 16/98
 Operatør: DONG E&P A/S
 Fundet år: 2000
 I drift år: 2003

Produktionsbrønde: 3
 Vandinjek. brønde: 1

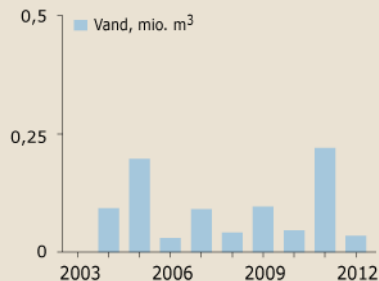
Vanddybde: 60 m
 Feltafgrænsning: 23 km²
 Reservoirdybde: 2.200 m
 Reservoirbjergart: Sandsten
 Geologisk alder: Paleocæn

PRODUKTION**Akk. produktion pr. 1. januar 2013**

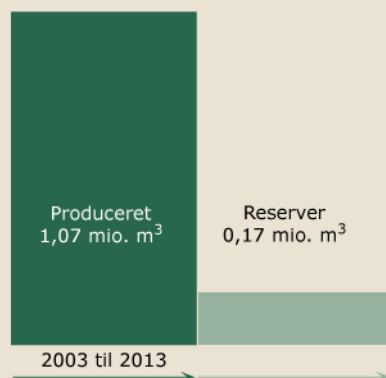
Olie: 1,07 mio. m³
 Gas: 0,08 mio. Nm³
 Vand: 4,09 mio. m³

**INJEKTION****Akk. injektion pr. 1. januar 2013**

Vand: 0,85 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 0,17 mio. m³
 Gas: 0 mio. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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 omlejring af sandet danner forekomstens grænser. Cecilie feltet omfatter også Connie forekomsten.

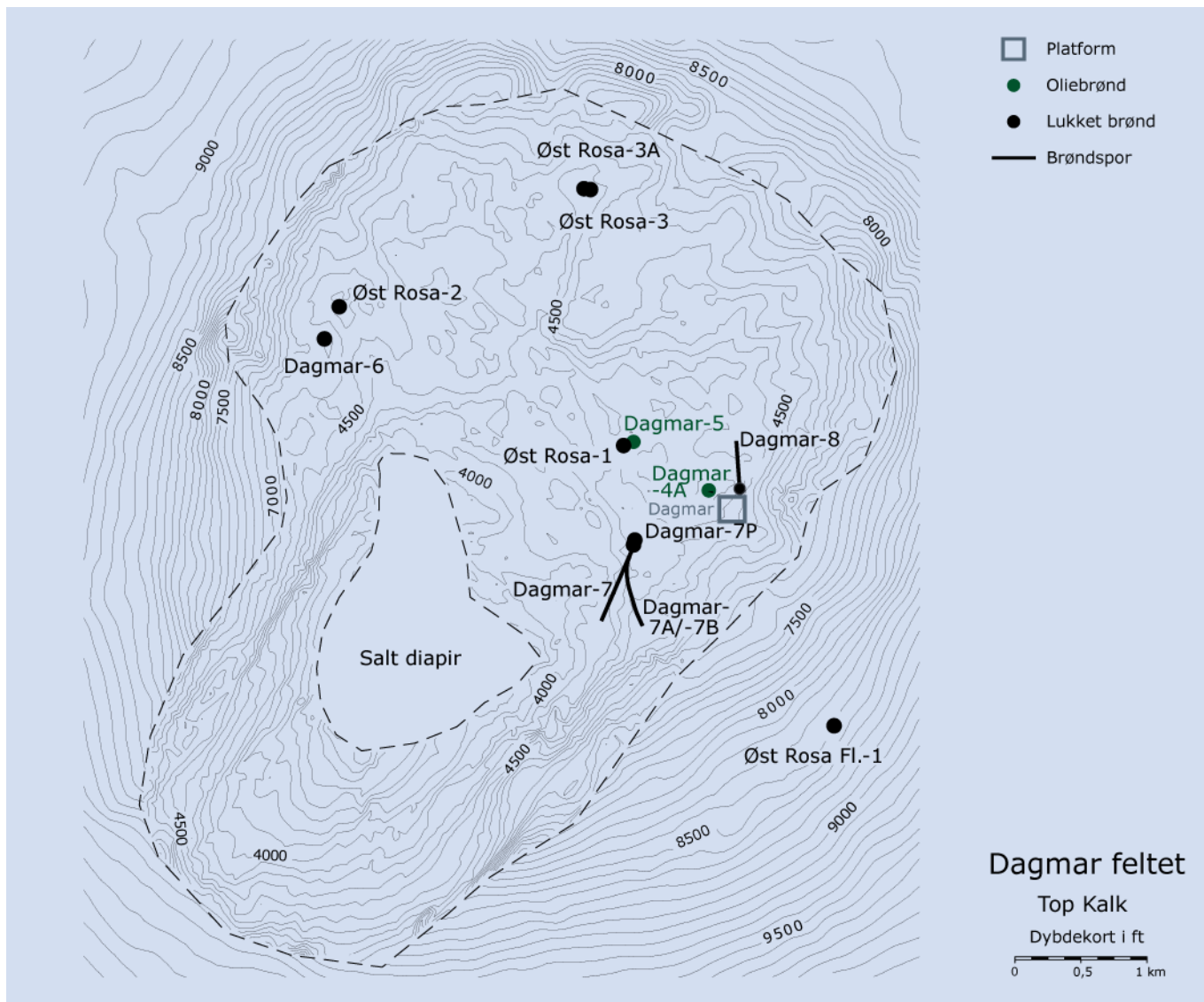
PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. I perioder har vandinjektionen været standset i forbindelse med vurdering af effekten af vandinjektion. Produktionsbrøndene 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 indvindingsplatform 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.

DAGMAR FELTET

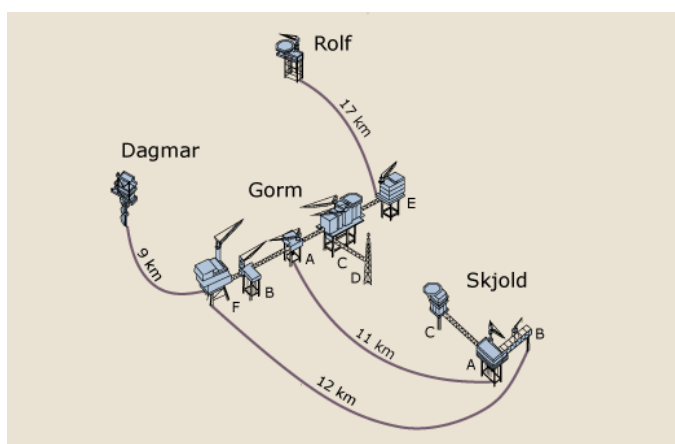


Dagmar feltet

Top Kalk

Dybdekort i ft

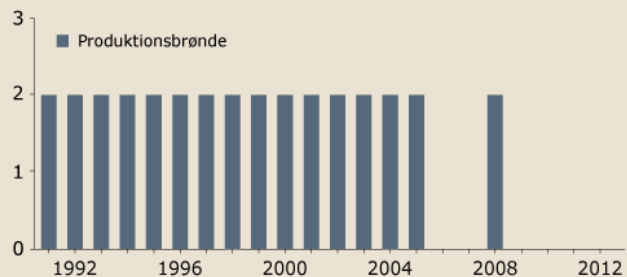
0 0,5 1 km



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1 januar 2013
2012-priser 0,53 mia. kr.

Antal aktive brønde



FELT DATA

PR. 1.1.2013

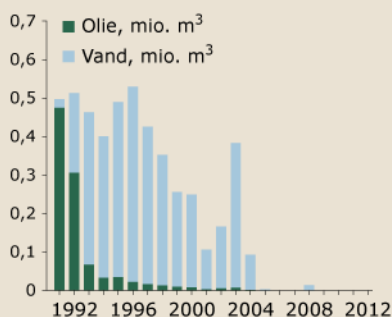
Tidligere navn: Øst Rosa
Beliggenhed: Blok 5504/15
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år: 1983
I drift år: 1991

Produktionsbrønde: 2

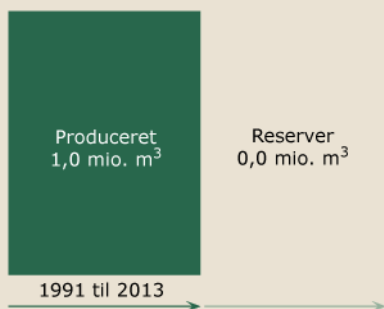
Vanddybde: 34 m
Feltafgrænsning: 50 km²
Reservoirdybde: 1.400 m
Reservoirbjergart: Kalksten og Dolomit
Geologisk alder: Danien, Øvre kridt og Zechstein

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 1,01 mio. m³
Gas: 0,16 mia. Nm³
Vand: 3,93 mio. m³

**RESERVER**

Olie: 0,0 mio. m³
Gas: 0,0 mia. Nm³

**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.

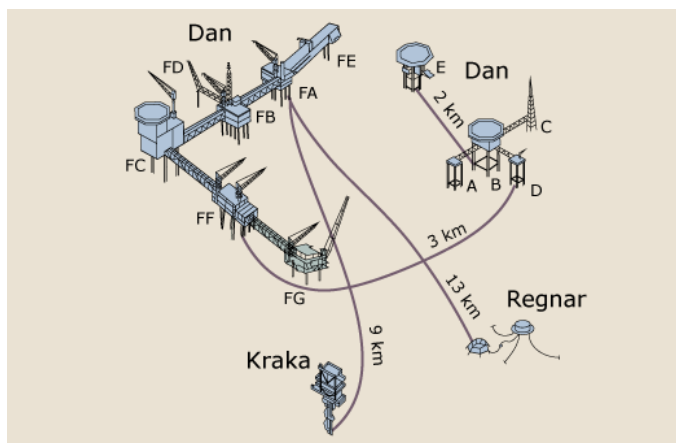
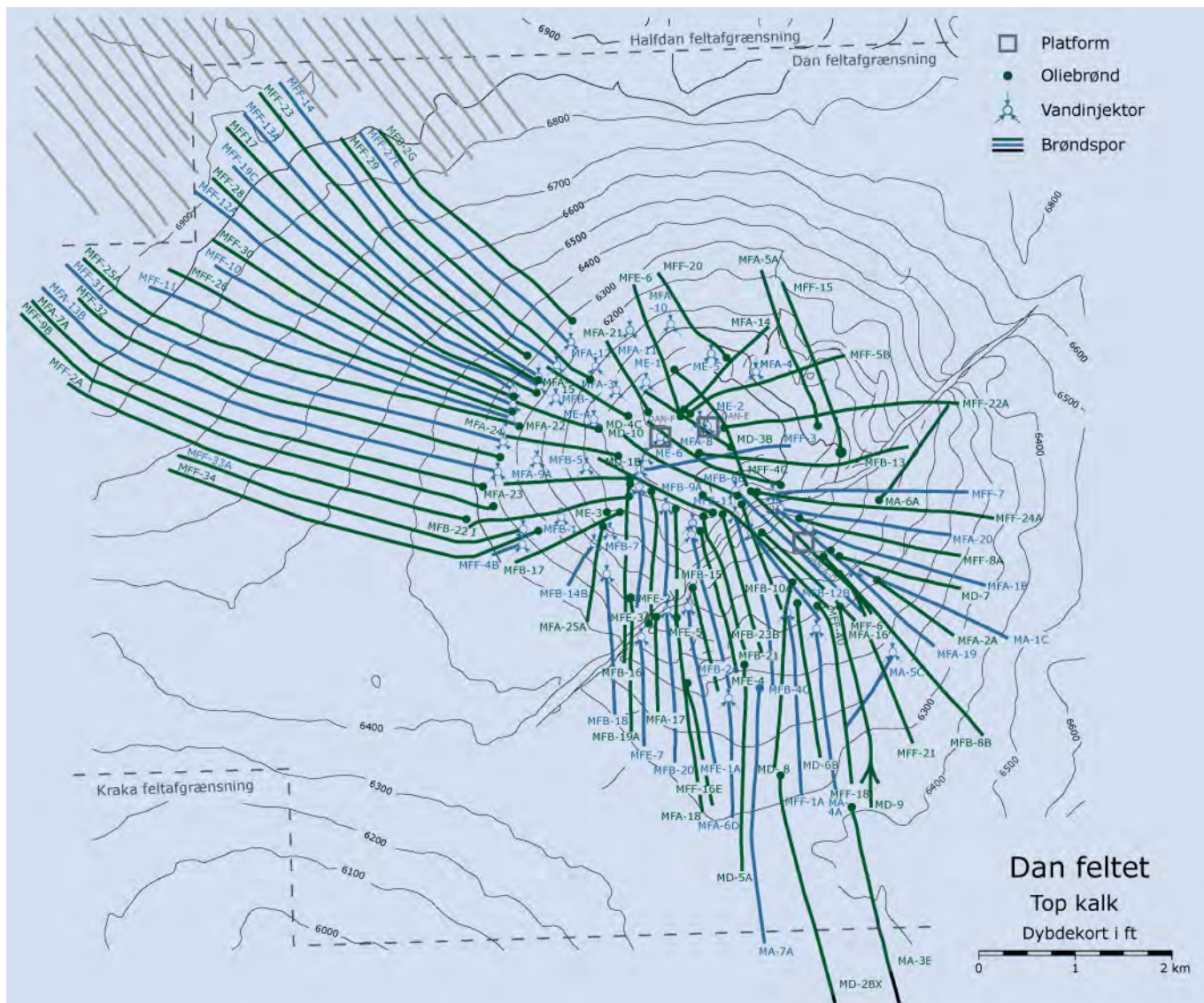
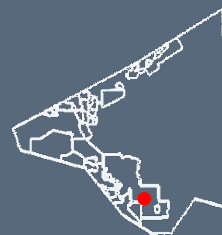
PRODUKTIONSSTRATEGI

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 produktionsbrønde 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 potentiale revurderes.

ANLÆG

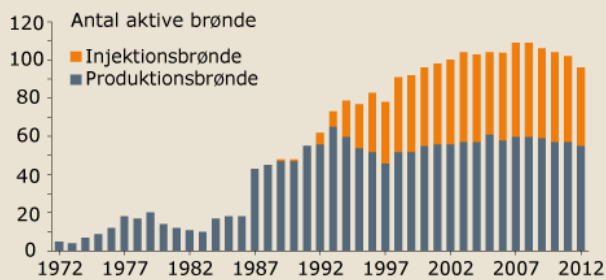
Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk. Produktion kan sendes ubehandlet til Gorm F platformen, hvor der er installeret særlige behandlingsfaciliteter for Dagmars svovlbrinteholdige produktion. Den forholdsvis ringe gasproduktion fra Dagmar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

DAN FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
 2012-priser 31,90 mia. kr



FELT DATA

PR. 1.1.2013

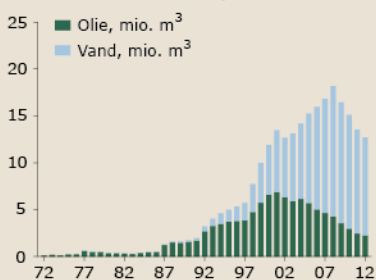
Tidligere navn: Abby
 Beliggenhed: Blok 5505/17
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk olie og Gas A/S
 Fundet år: 1971
 I drift år: 1972

Produktionsbrønde: 62
 Vandinjek. brønde: 49

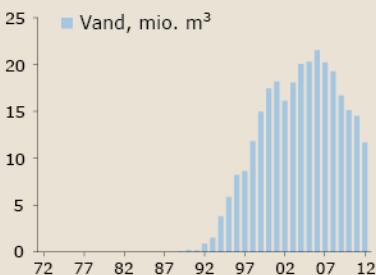
Vanddybde: 40 m
 Feltafgrænsning: 104 km²
 Reservoirdybde: 1.850 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

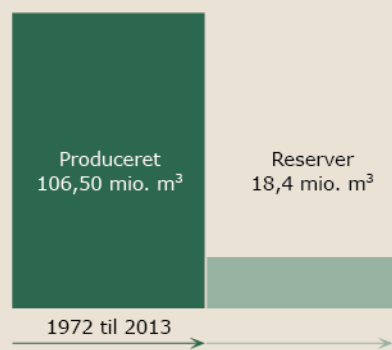
Olie: 106,50 mio. m³
 Gas: 23,38 mia. Nm³
 Vand: 141,81 mio. m³

**INJEKTION****Akk. injektion pr. 1. januar 2013**

Vand: 285,44 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 18,4 mio. m³
 Gas: 2,5 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK, DAN FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalk lag over en salthorst. En hovedforkastning 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 oliefelt med en gaskappe.

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 gennemskille mest muligt af reservoiret med vand.

ANLÆG

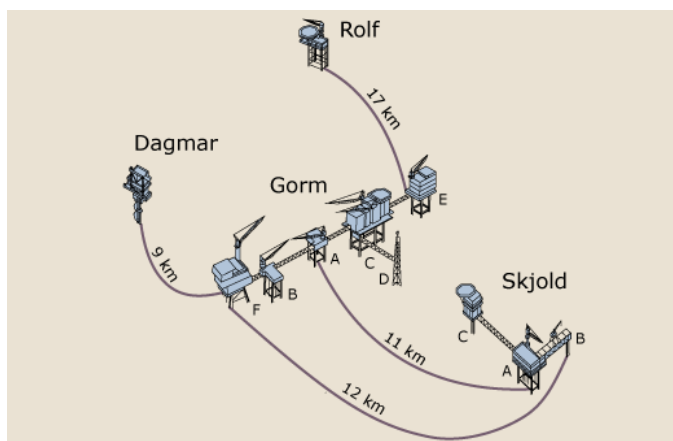
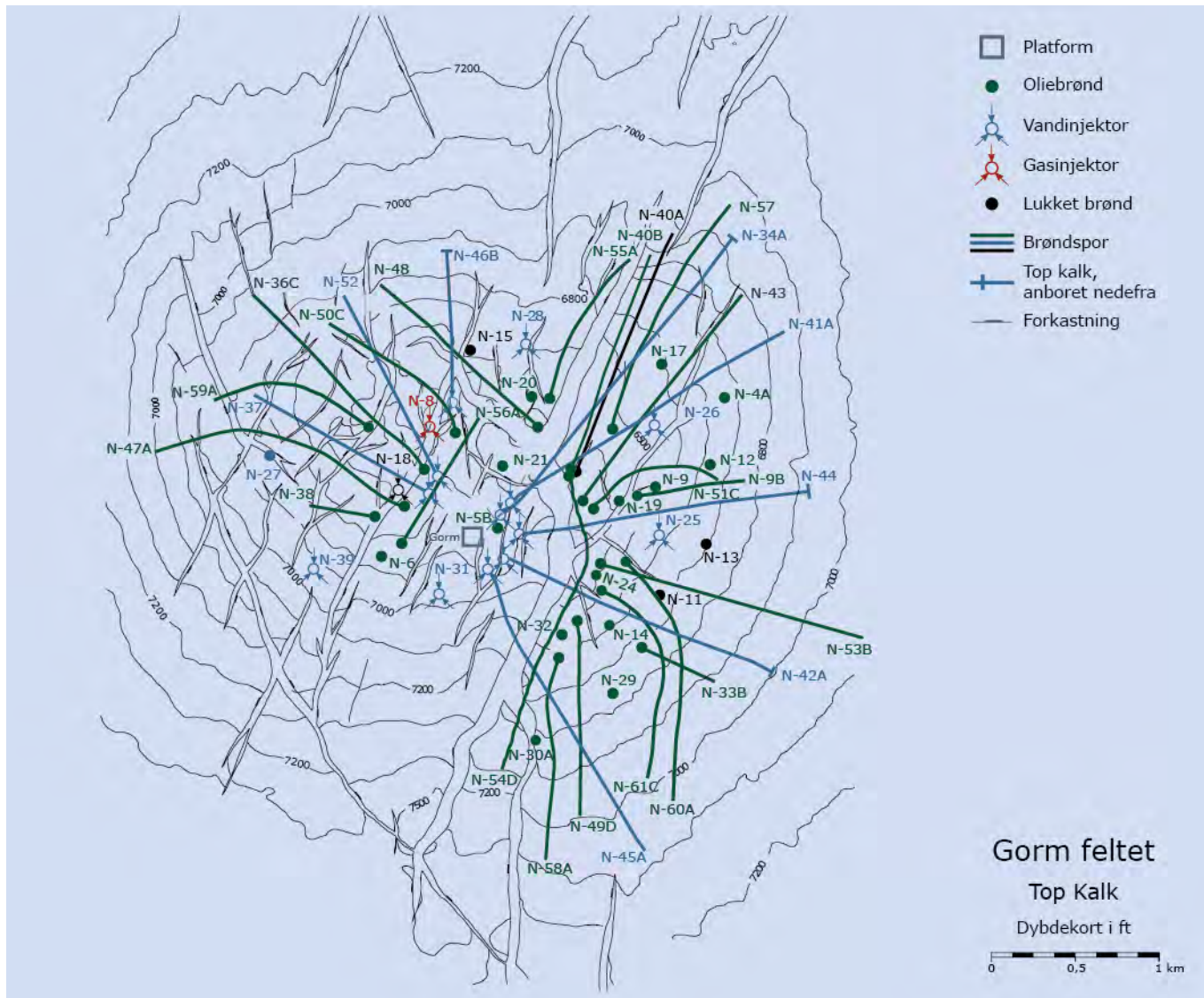
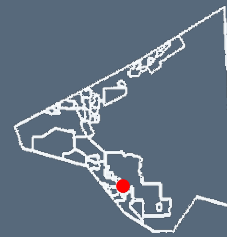
Dan feltet er udbygget med to bemandede anlæg, der udgøres af fem indvindingsplatforme A, D, FA, FB og FE, en kombineret indvindings- og behandlingsplatform FF, en behandlingsplatform FG med afbrændingstårn samt to behandlings- og indkvarteringsplatforme B og FC og to afbrændingsplatforme C og FD. På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

På Dan F anlægget modtages produktionen fra de omkringliggende ubemandede satellitfelter Kraka og Ragnar 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 gennemførelse af vedligeholdskampagner suppleres indkvarteringen med flytbare hotelenheder.

GORM FELTET



FELT DATA

PR. 1.1.2013

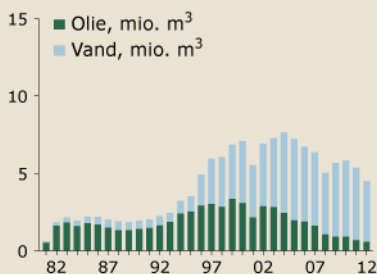
Tidligere navn: Vern
 Beliggenhed: Blok 5504/15 og 16
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet år: 1971
 I drift år: 1981

Produktionsbrønde: 32
 Gasinjektionsbrønde: 1
 Vandinjek. brønde: 14

Vanddybde: 39 m
 Feltafgrænsning: 63 km²
 Reservoirdybde: 2.100 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

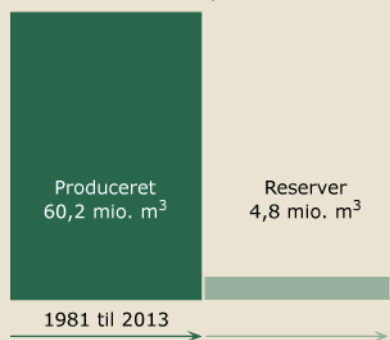
Olie: 60,25 mio. m³
 Gas: 15,68 mia. Nm³
 Vand: 76,69 mio. m³

**INJEKTION****Akk. Injektion pr. 1. januar 2013**

Gas: 8,16 mia. Nm³
 Vand: 134,28 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 4,8 mio. m³
 Gas: 0,5 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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 vandzonen og kompaktion af reservoiret til produktionen. Vandinjektionen på feltet sker både på flanken og i bunden af reservoiret. Reinjektion af produceret vand benyttes.

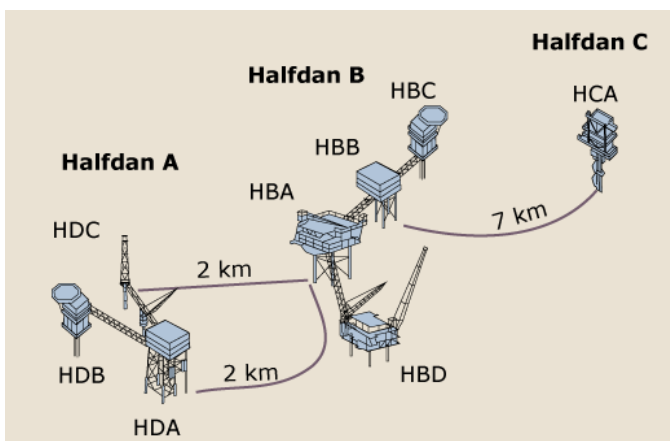
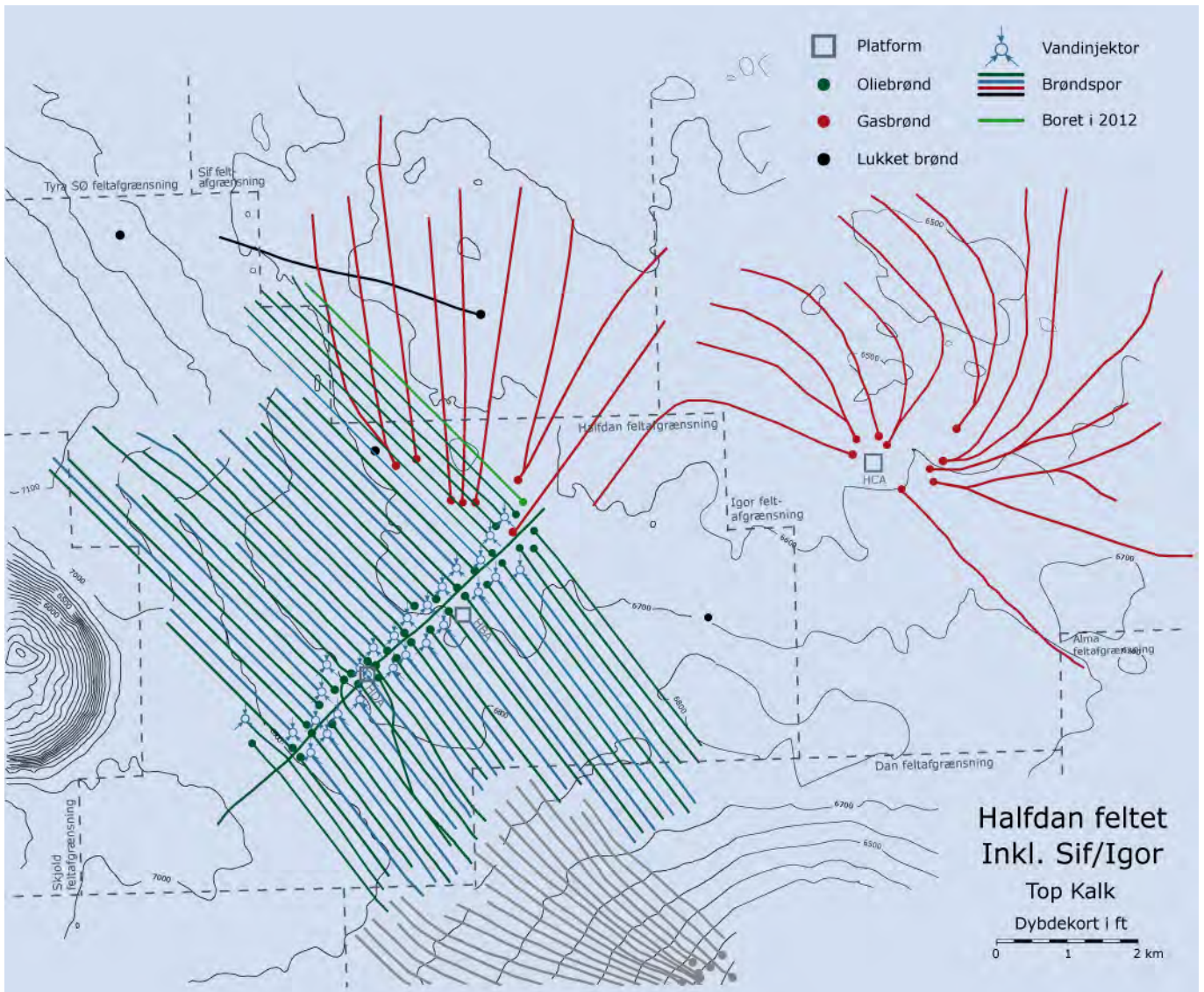
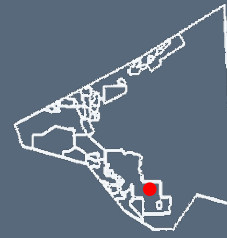
ANLÆG

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 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.

HALFDAN FELTET INKL. SIF OG IGOR



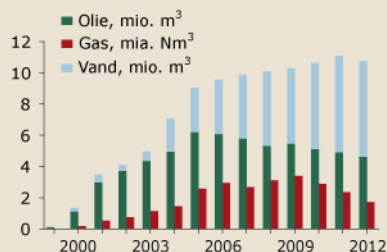
FELT DATA

PR. 1.1.2013

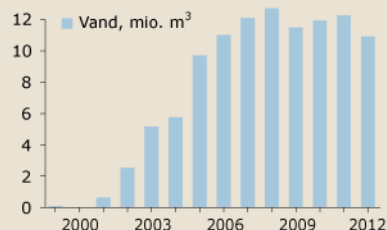
Tidligere navn:	Nana, Sif og Igor
Beliggenhed:	Blok 5505/13 og 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1968, 1999
I drift år:	1999, 2004 og 2007
Olieprod. brønde:	37 (Halfdan)
Vandinjek. brønde:	27 (Halfdan)
Gasprod. brønde:	16 (Sif og Igor)
Reservoirdybde:	2.030-2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

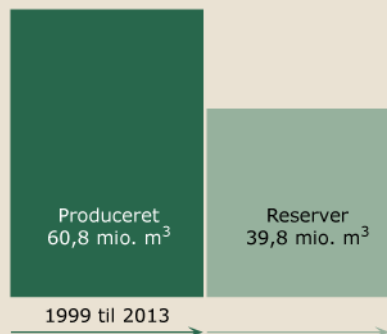
Olie:	60,83 mio. m ³
Gas:	25,73 mia. Nm ³
Vand:	41,62 mio. m ³

**INJEKTION****Akk. Injektion pr. 1. januar 2013**

Vand:	106,36 mio. m ³
-------	----------------------------

**RESERVER ***

Olie:	39,8 mio. m ³
Gas:	6,3 mia. Nm ³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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 trykafkastning 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.

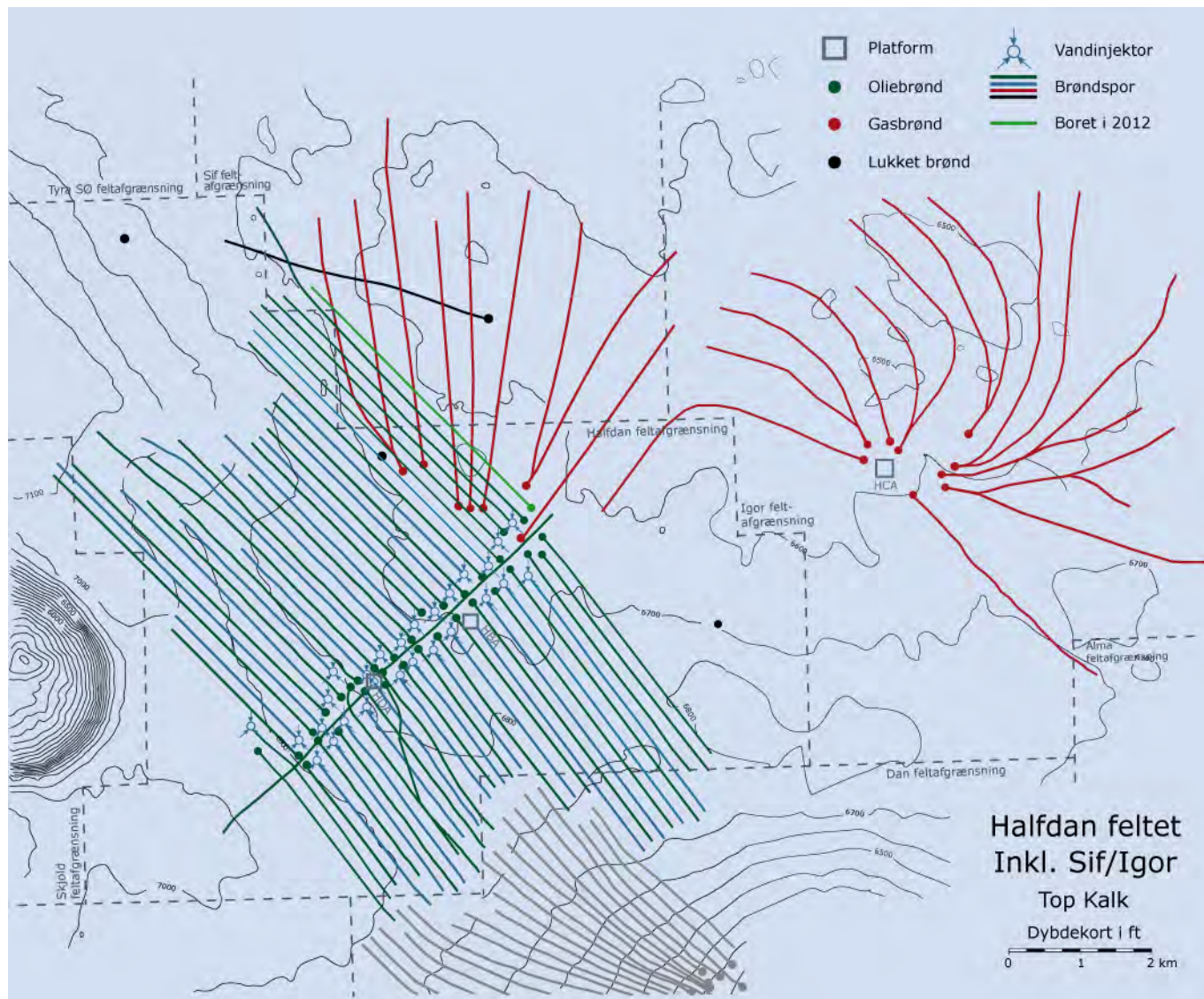
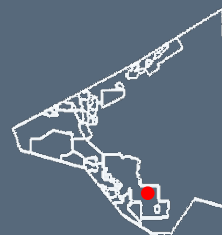
Dan anlægget forsyner både Halfdan A og Halfdan B med injektionsvand via en 16" rørledning. Injektionsvand ledes til Halfdan B via Halfdan A.

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 forsyningsvigt mv. Halfdan CA forsynes med el fra Halfdan B.

Flere detaljer om anlæggene findes på de to næste sider.

HALFDAN FELTET (HOVEDFELT)



FELT DATA PR. 1.1.2013

Tidligere navn:	Nana
Beliggenhed:	Blok 5505/13 og 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1999
I drift år:	1999
Olieprod. brønde:	37 (Halfdan)
Vandinjek. brønde:	27 (Halfdan)
Vanddybde:	43 m
Feltafgrænsning:	100 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Øvre kridt

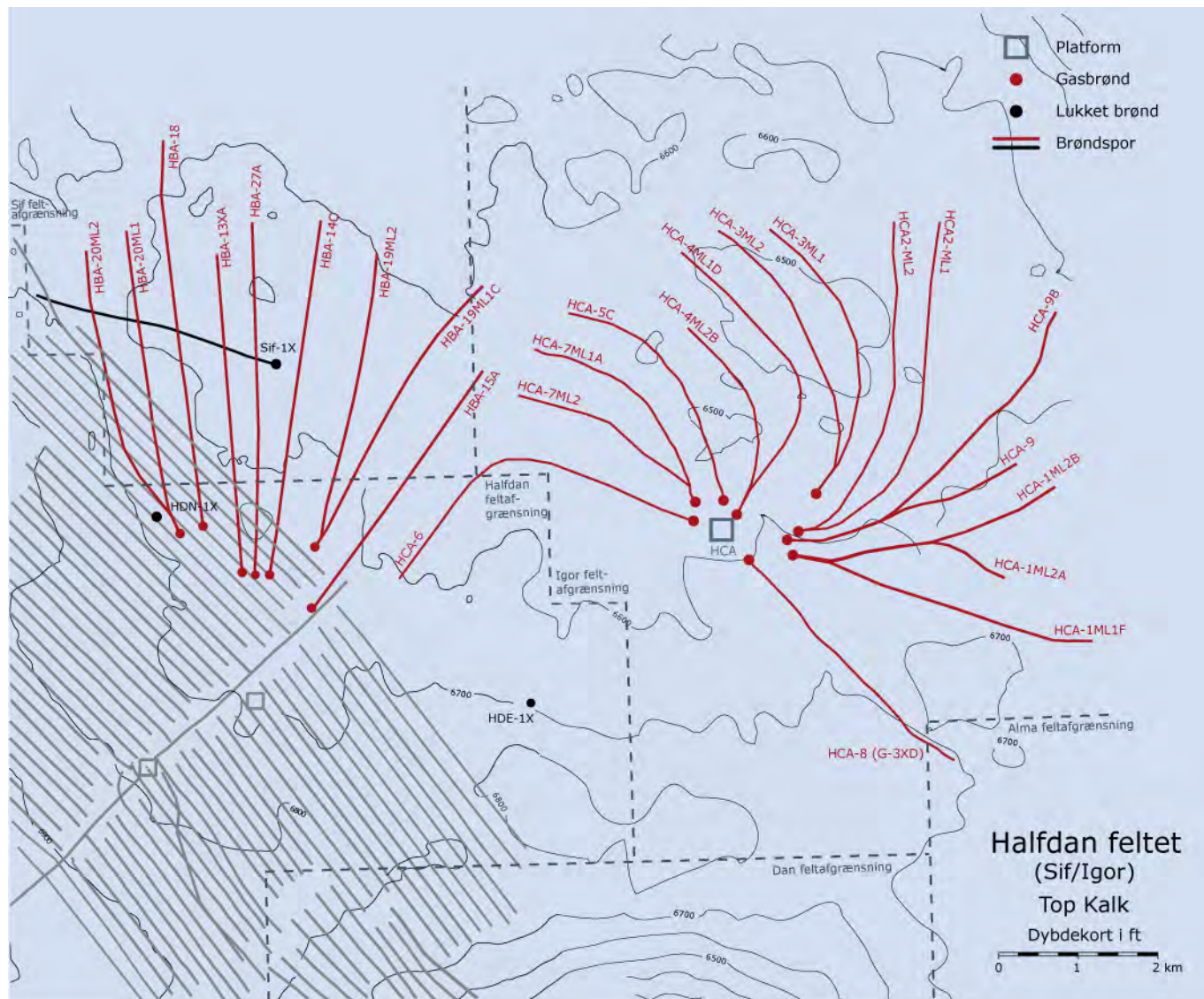
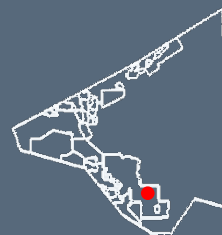
Halfdan A består af en kombineret behandlings- og brøndhovedplatform HDA, en beboelsesplatform HDB og en afbrændingsplatform HDC. Platformene er indbyrdes forbundne via kombinerede gang- og rørbroer.

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 stigrørsplatform 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)



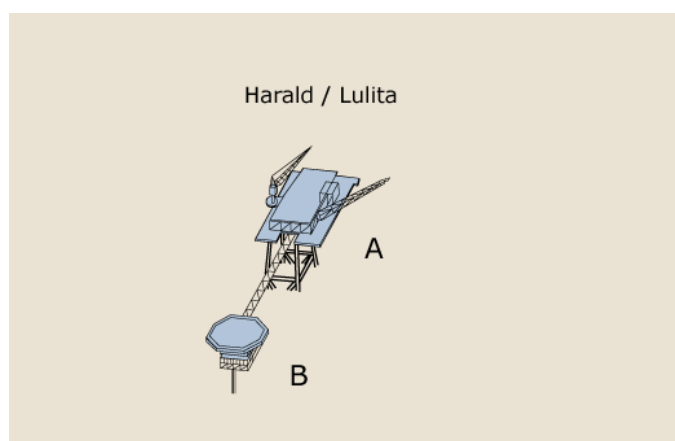
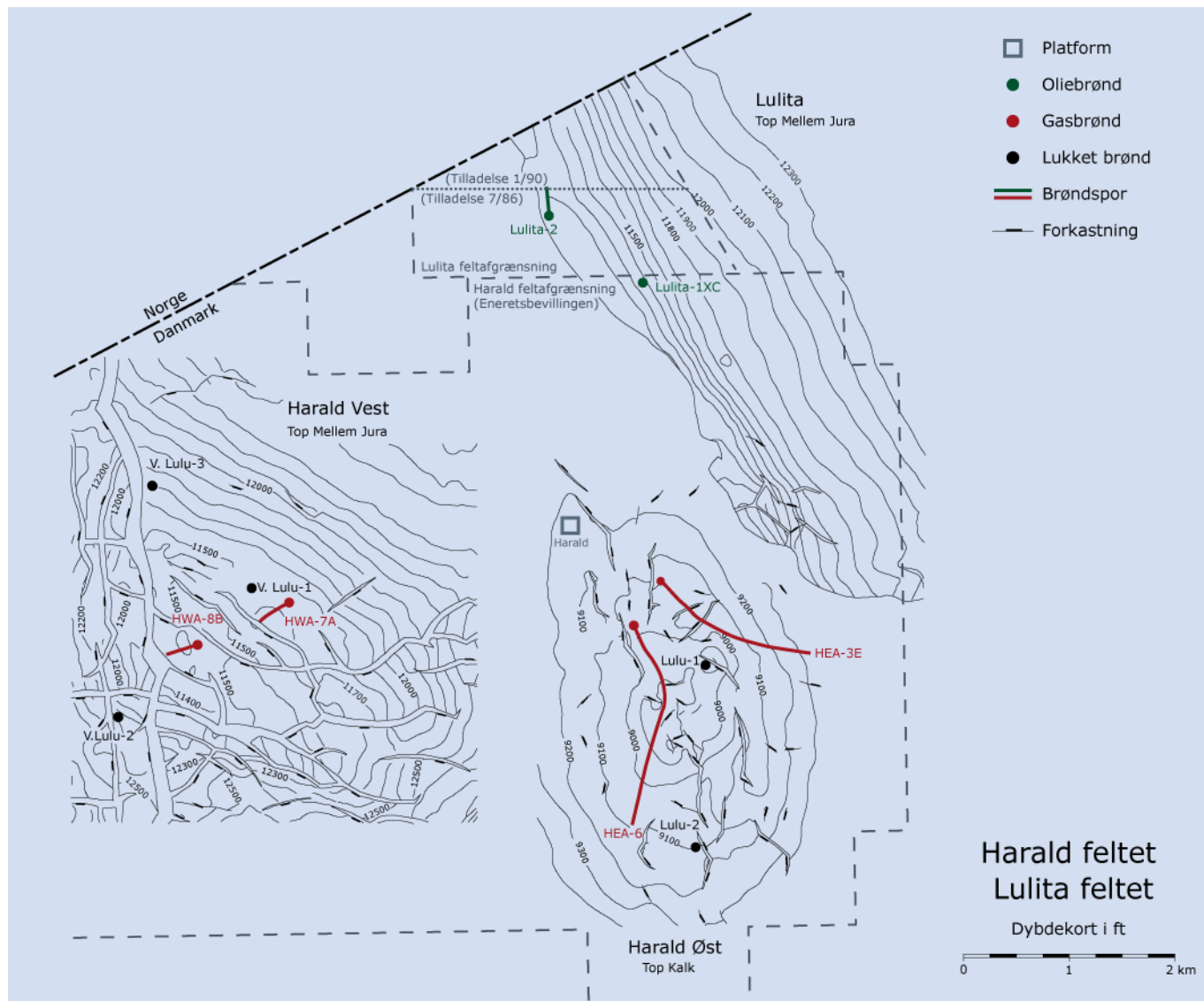
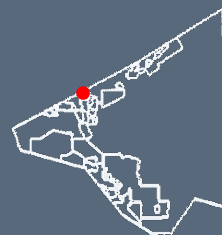
Halfdan feltet
(Sif/Igor)
Top Kalk
Dybdekort i ft
0 1 2 km

FELT DATA		PR. 1.1.2013
Tidligere navn:	Sif og Igor	
Beliggenhed:	Blok 5505/13	
Tilladelse:	Eneretsbevillingen	
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S	
Fundet år:	1999 (Sif), 1968 (Igor)	
I drift år:	2004 (Sif), 2007 (Igor)	
Gasprod. brønde:	7 (Sif) 9 (Igor)	
Vanddybde:	44 m (Sif), 45 m (Igor)	
Feltafgrænsning:	40 km ² (Sif)	
	109 km ² (Igor)	
Reservoirdybde:	2.030 m	
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



FELT DATA

PR. 1.1.2013

Tidligere navn:	Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed:	Blok 5604/21 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1980 (Lulu) 1983 (Vest Lulu)
I drift år:	1997
Gasprod. brønde:	2 (Harald Øst) 2 (Harald Vest)
Vanddybde:	64 m
Feltafgrænsning:	56 km ²
Reservoirdybde:	2.700 m (Harald Øst) 3.650 m (Harald Vest)
Reservoirbjergart:	Kalksten (Harald Øst) Sandsten (Harald Vest)
Geologisk alder:	Danien/Øvre kridt (Harald Øst) og Mellem Jura (Harald Vest)

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. Sandstensreservoiret 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 reservoiret.

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. 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. Normalt eksporteres der ikke gas fra Harald til Syd Arne rørledningen.

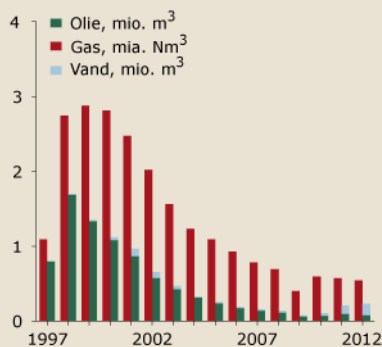
Det norske gasfelt Trym er via en 8" multifaserørledning tilsluttet Harald feltet, hvorfra produktionen bliver sendt videre til Tyra Øst. På Harald A platformen er der etableret særligt måleudstyr til separat måling af olie- og gasproduktionen fra Trym.

På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.

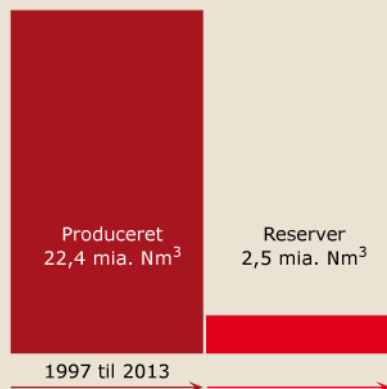
Se mere information under Lulita feltet, der også anvender Harald A platformen som vært.

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie:	8,06 mio. m ³
Gas:	22,41 mia. Nm ³
Vand:	0,67 mio. m ³

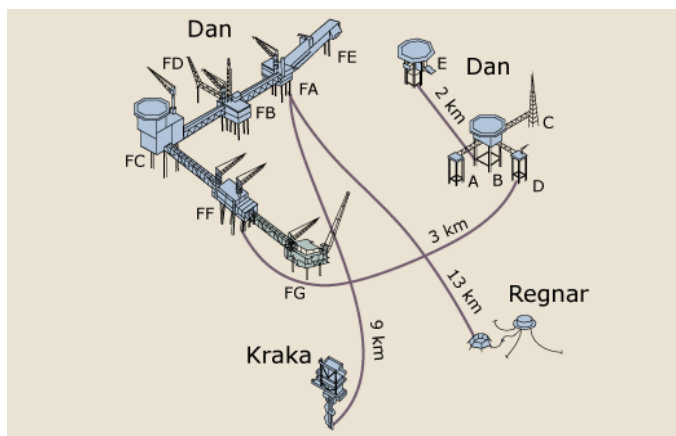
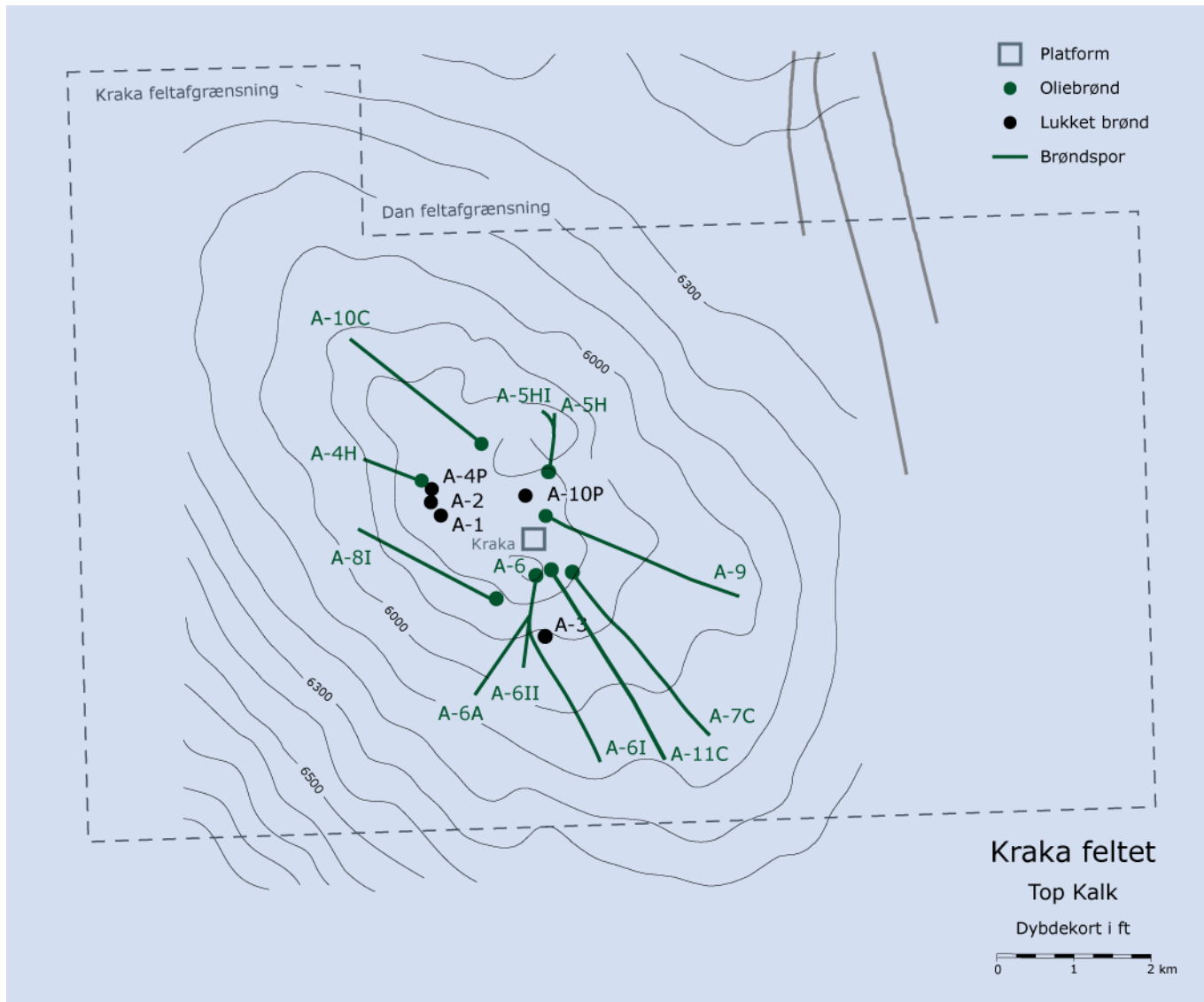
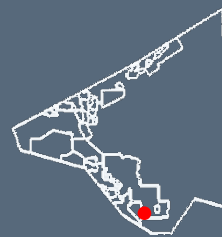
**RESERVER ***

Olie:	0,3 mio. m ³
Gas:	2,5 mia. Nm ³



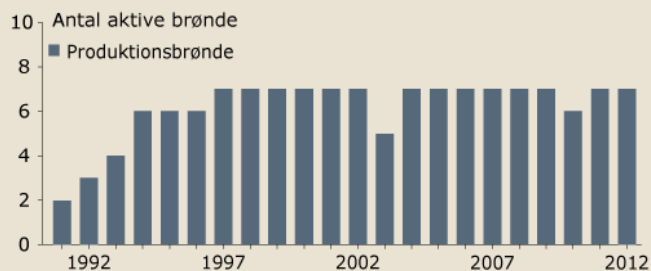
*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

KRAKA FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 2,02 mia. kr



FELT DATA

PR. 1.1.2013

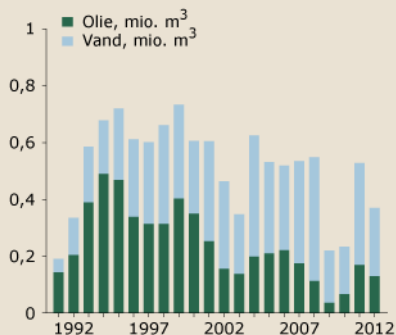
Tidligere Navn: Anne
 Beliggenhed: Blok 5505/17
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet år: 1966
 I drift år: 1991

Produktionsbrønde: 8

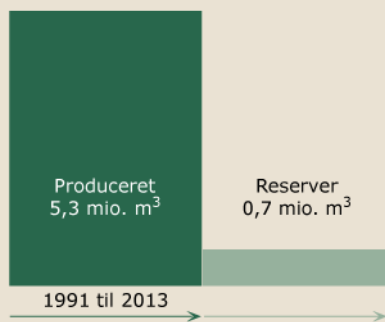
Vanddybde: 45 m
 Feltafgrænsning: 81 km²
 Reservoirdybde: 1.800 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 5,29 mio. m³
 Gas: 1,48 mia. Nm³
 Vand: 5,95 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 0,7 mio. m³
 Gas: 0,1 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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 gaskappe.

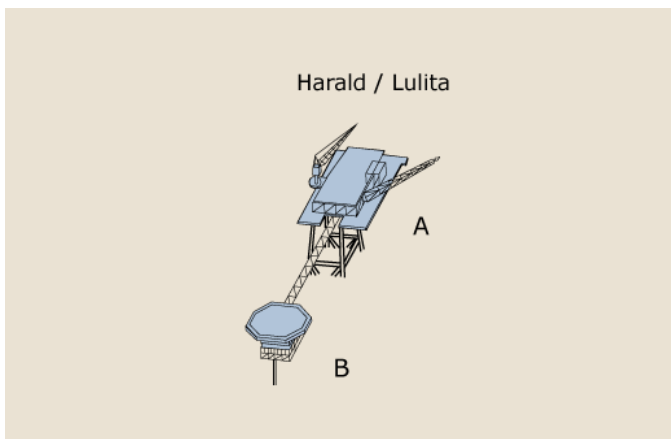
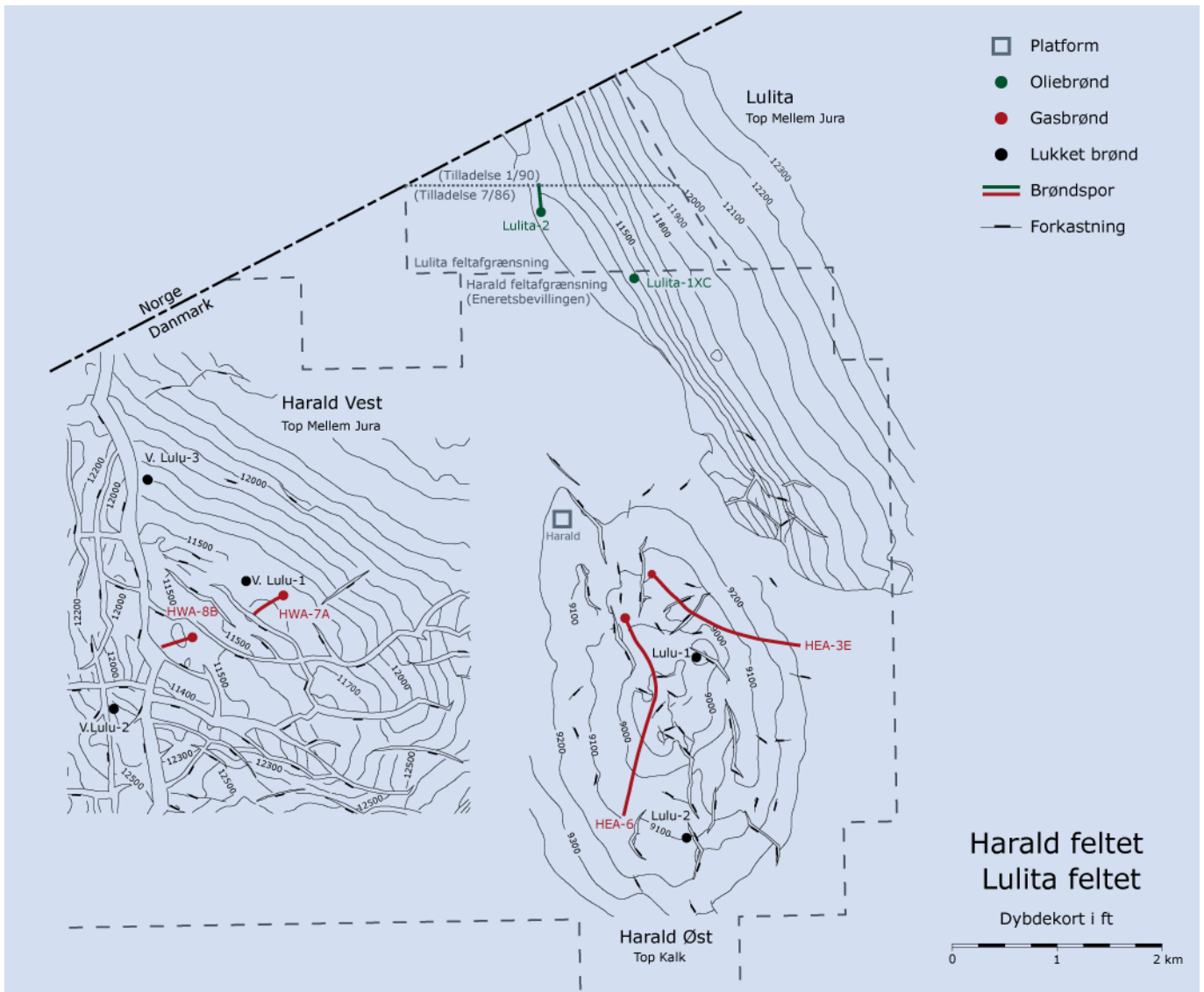
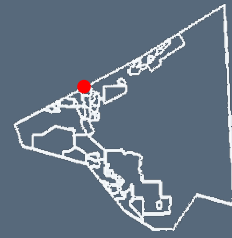
PRODUKTIONSSTRATEGI

Kraka produceres ved naturlig ekspansion af gaskappen 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

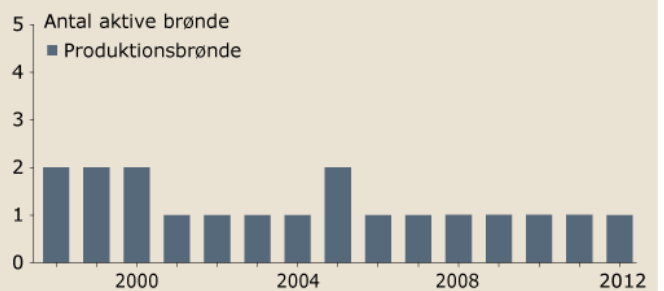
Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk. Produktionen sendes til behandling på Dan F anlægget og videre transport derfra. Der importeres løftegas fra Dan F anlægget.

LULITA FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 0,11 mia. kr



FELT DATA

PR. 1.1.2013

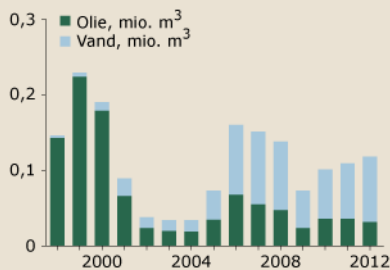
Beliggenhed: Blok 5604/18 og 22
 Tilladelse: Eneretsbevillingen (50 pct.),
 7/86 (34,5 pct.) og
 1/90 (15,5 pct.)
 Operatør: Mærsk olie og Gas A/S
 Fundet år: 1992
 I drift år: 1998

Produktionsbrønde: 2

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

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 1,01 mio. m³
 Gas: 0,64 mia. Nm³
 Vand: 0,67 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 0,2 mio. m³
 Gas: 0,1 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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.

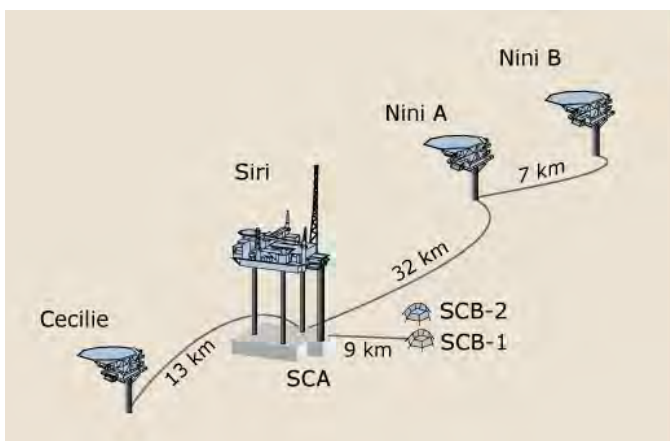
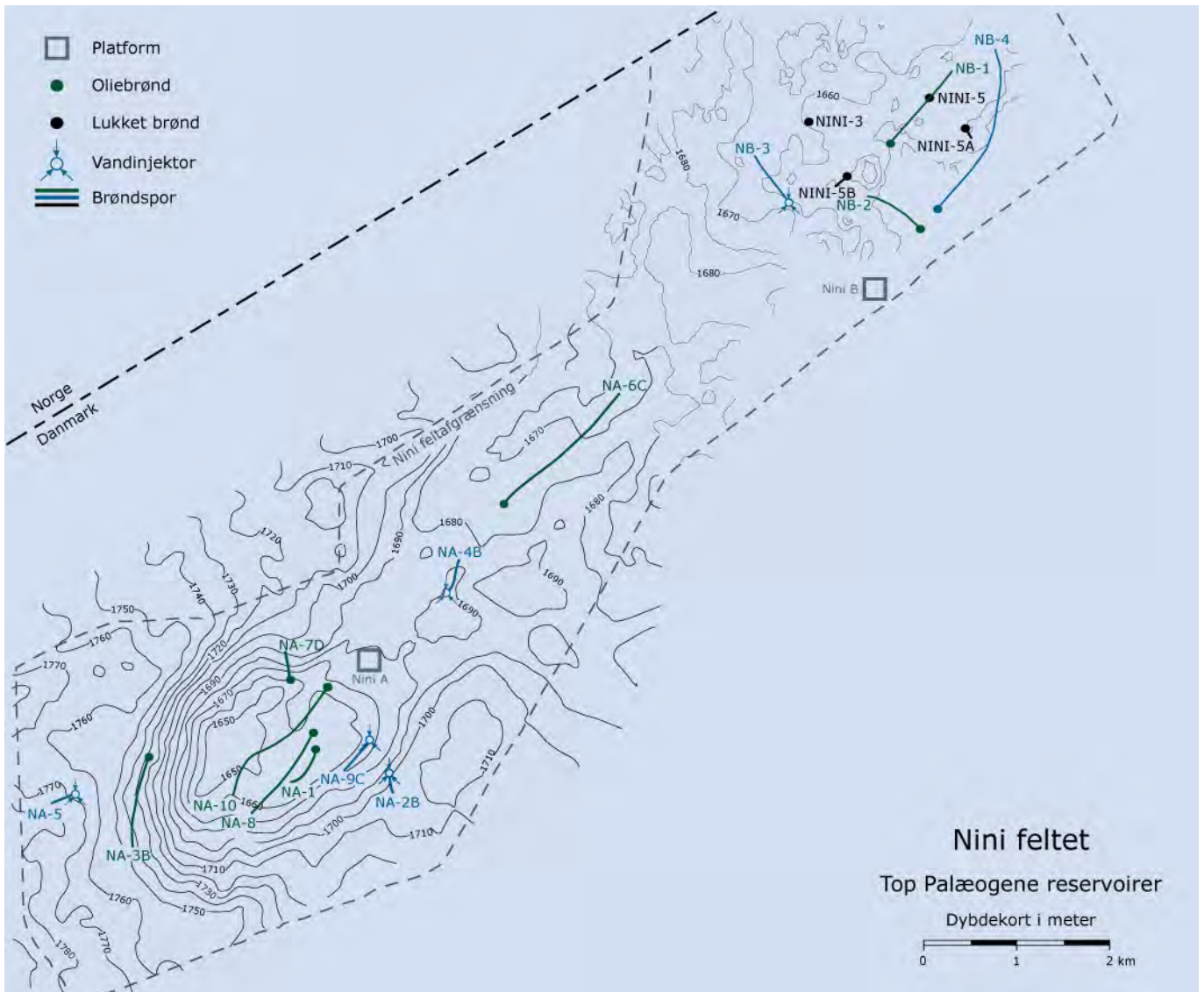
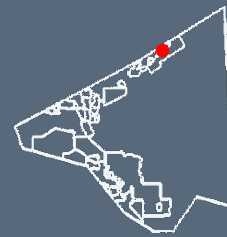
ANLÆG

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.

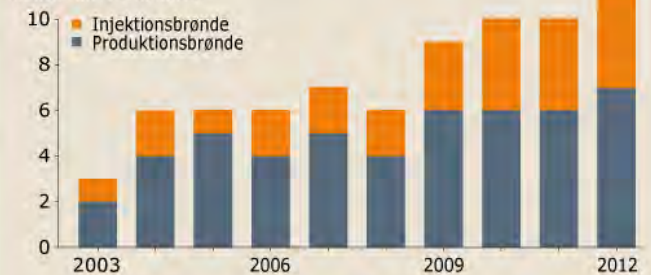
NINI FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 5,60 mia. kr

Antal aktive brønde



FELT DATA

PR. 1.1.2013

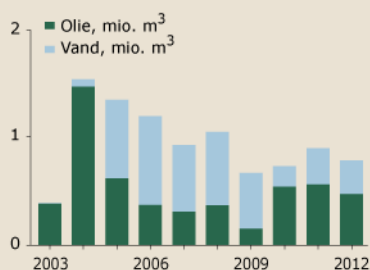
Beliggenhed: Blok 5605/10 og 14
 Tilladelse: 4/95
 Operatør: DONG E&P A/S
 Fundet år: 2000
 I drift år: 2003

Produktionsbrønde: 8
 Vandinjek. brønde: 6

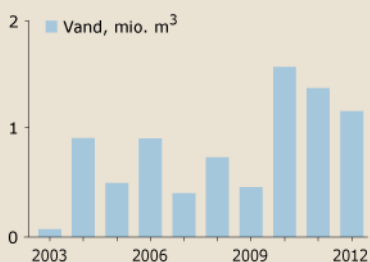
Vanddybde: 60 m
 Feltafgrænsning: 45 km²
 Reservoirdybde: 1.700 m
 Reservoirbjergart: Sandsten
 Geologisk alder: Eocæn/Paleocæn

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

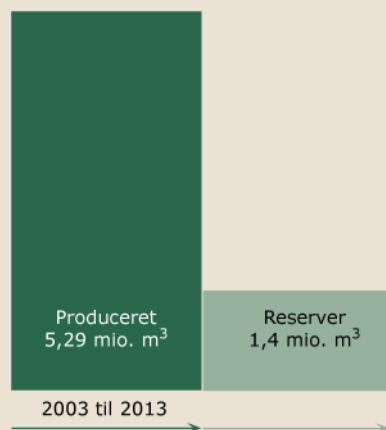
Olie: 5,29 mio. m³
 Gas: 0,45 mia. Nm³
 Vand: 4,25 mio. m³

**INJEKTION****Akk. Injektion pr. 1. januar 2013**

Vand: 8,28 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 1,4 mio. m³
 Gas: 0 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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. Reservoirret 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. Gasen fra Nini feltet injiceres i Siri feltet.

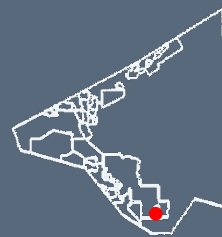
ANLÆG

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", mens løftegassen leveres gennem en 4" rørledning.

Den gamle 10" vandinjektionsledning 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).

REGNAR FELTET



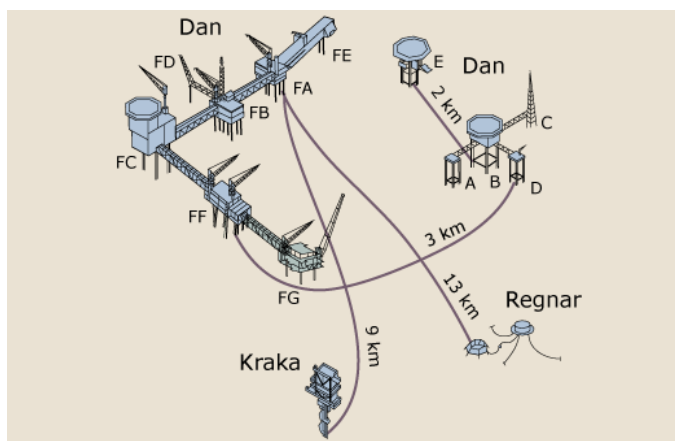
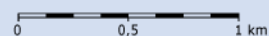
- △ Undervandsinstallation
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Forkastning



Regnar feltet

Top Kalk

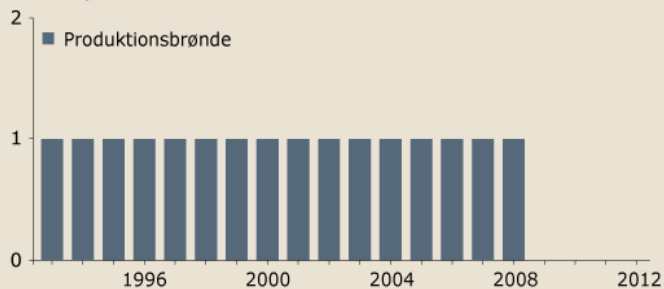
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 0,29 mia. kr

Antal brønde



FELT DATA

PR. 1.1.2013

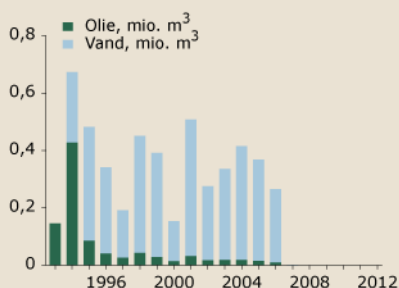
Tidligere navn: Nils
Beliggenhed: Blok 5505/17
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år: 1979
I drift år: 1993

Produktionsbrønde: 1

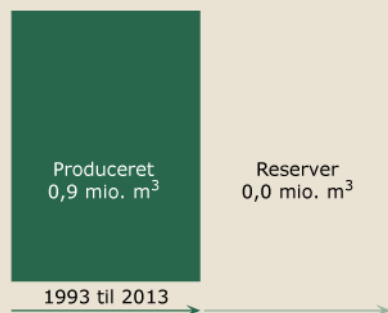
Vanddybde: 45 m
Feltafgrænsning: 34 km²
Reservoirdybde: 1.700 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Øvre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

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

**RESERVER**

Olie: 0,0 mio. m³
Gas: 0,0 mia. Nm³

**GEOLOGISK KARAKTERISTIK, REGNAR FELTET**

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalk lag over en salthorst. Reservoirret 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.

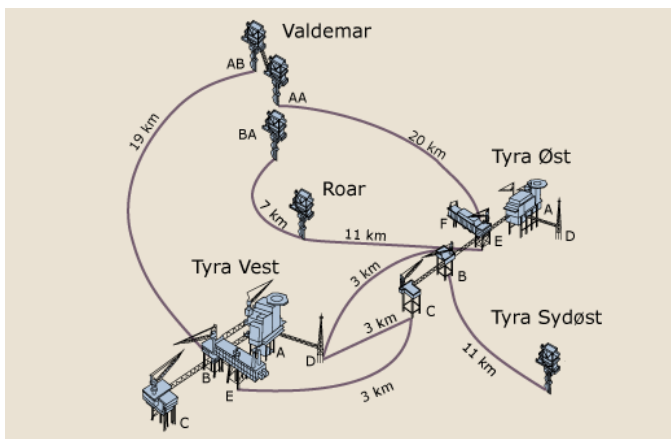
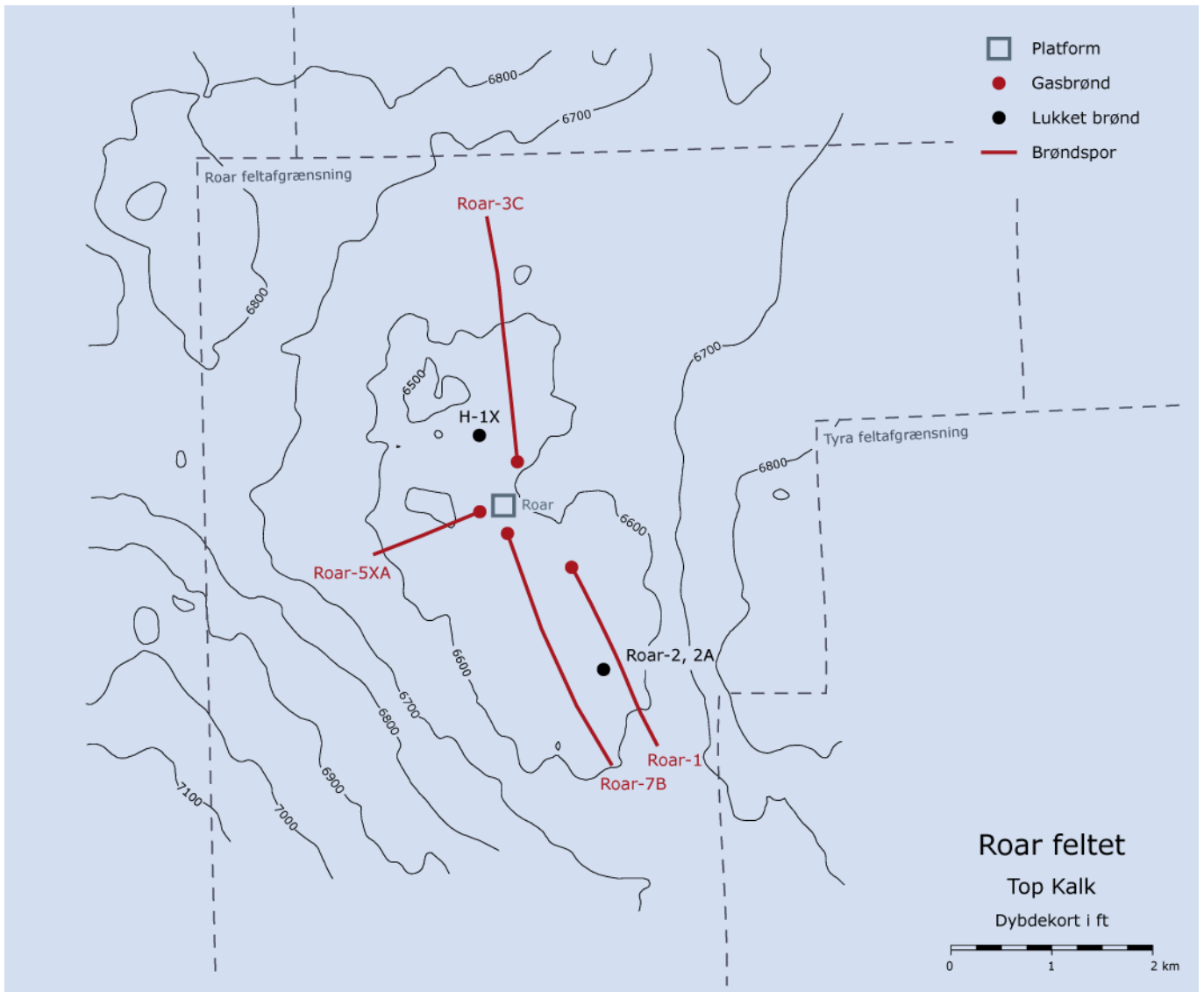
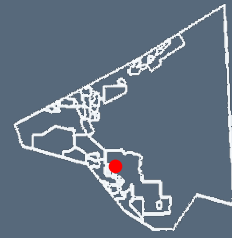
Regnar er midlertidigt lukket på grund af udstyrsproblemer.

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.

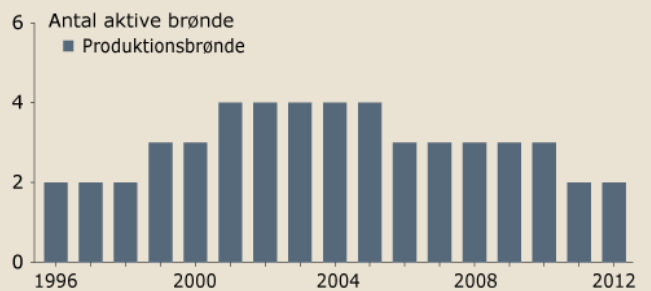
Overvågning og kontrol af brøndinstallationen foregår ved fjernstyring fra Dan F anlægget.

ROAR FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 0,73 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2013

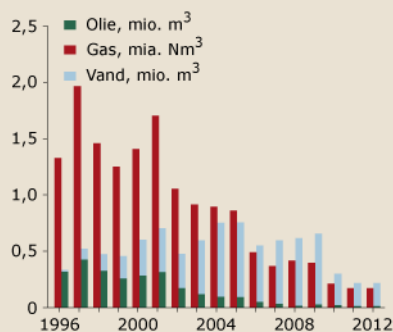
Tidligere navn: Bent
 Beliggenhed: Blok 5504/7
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet år: 1968
 I drift år: 1996

Gasprod. brønde: 4

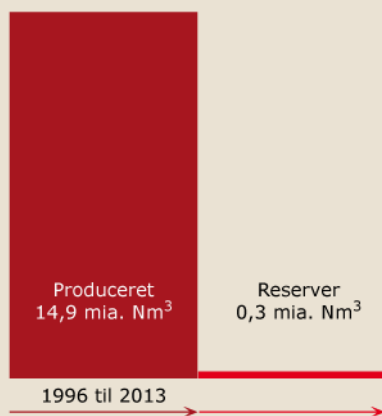
Vanddybde: 46 m
 Feltafgrænsning: 84 km²
 Reservoirdybde: 2.025 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 2,61 mio. m³
 Gas: 14,91 mia. Nm³
 Vand: 6,03 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 0,1 mio. m³
 Gas: 0,3 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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

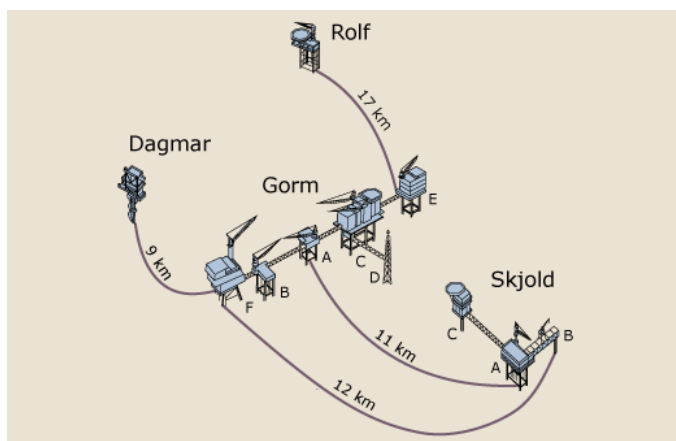
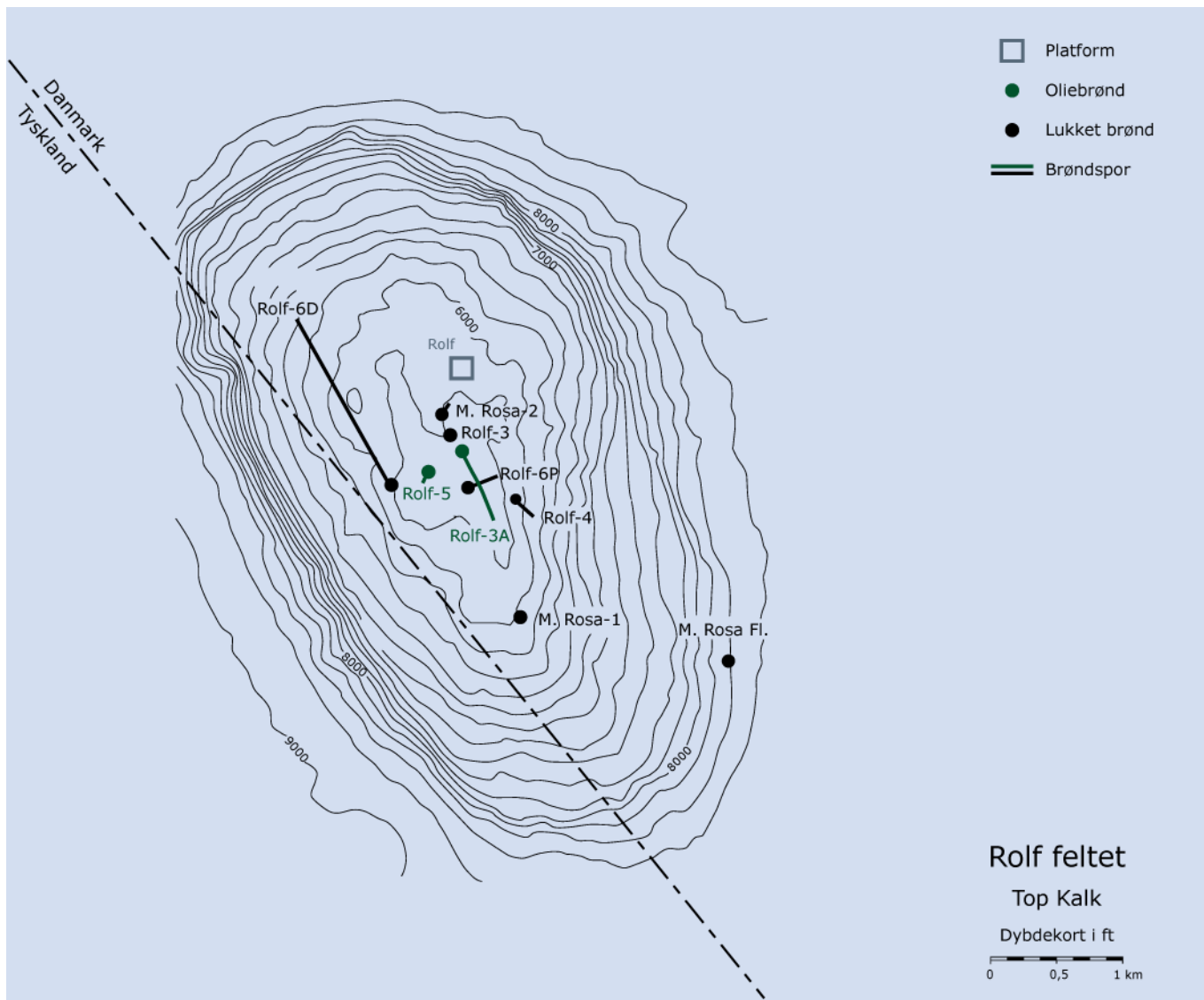
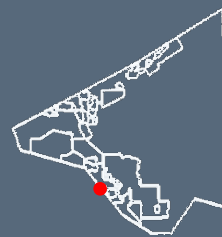
Roar feltet produceres ved at lade gassen ekspandere. Tilrettelæggelse af produktionen fra Roar feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter og derved minimere gasaftrækket fra Tyra.

ANLÆG

Roar 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 gennem en rørledning fra Tyra Øst.

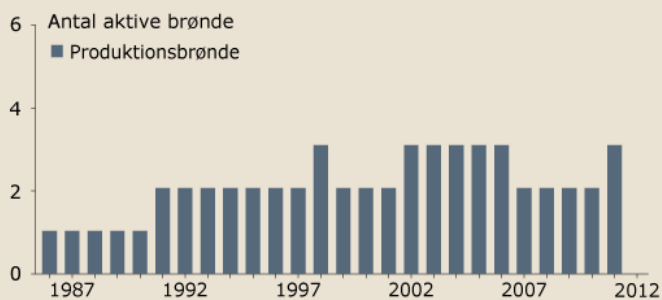
En 16" flerfaserørledning er etableret fra Valdemar BA platformen via Roar til Tyra Øst, hvori gassen fra Roar nu føres til Tyra Øst.

ROLF FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
 2012-priser 1,26 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2013

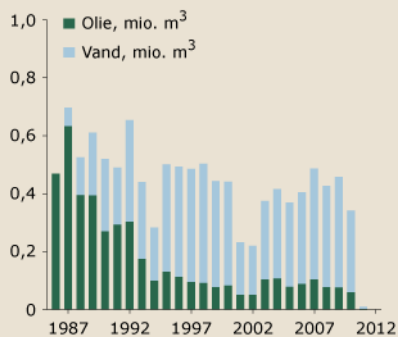
Tidligere navn: Midt Rosa
Beliggenhed: Blok 5504/14 og 15
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år: 1981
I drift år: 1986

Produktionsbrønde: 3

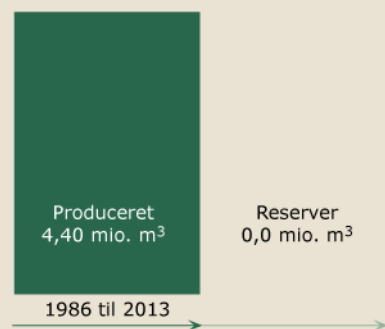
Vanddybde: 34 m
Feltafgrænsning: 22 km²
Reservoirdybde: 1.800 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

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

**RESERVER**

Olie: 0,0 mio. m³
Gas: 0,0 mia. Nm³

**GEOLOGISK KARAKTERISTIK, ROLF FELTET**

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

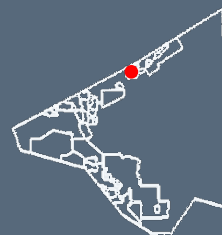
Rolf produceres via to brønde placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod de producerende brønde af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Den naturlige vandindstrømning fra vandzonen svarer til det volumen, som fjernes ved produktionen centralt på strukturen.

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.

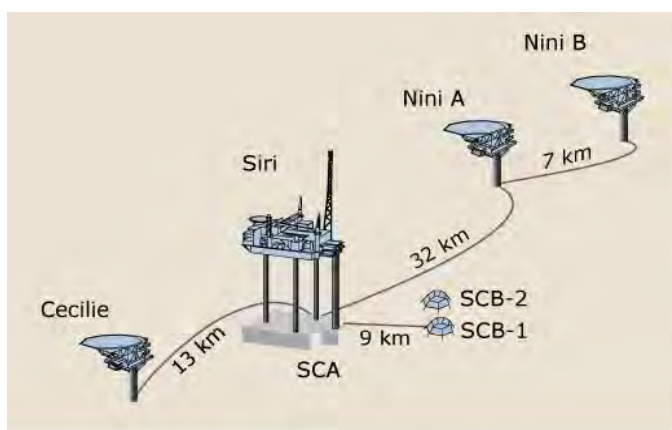
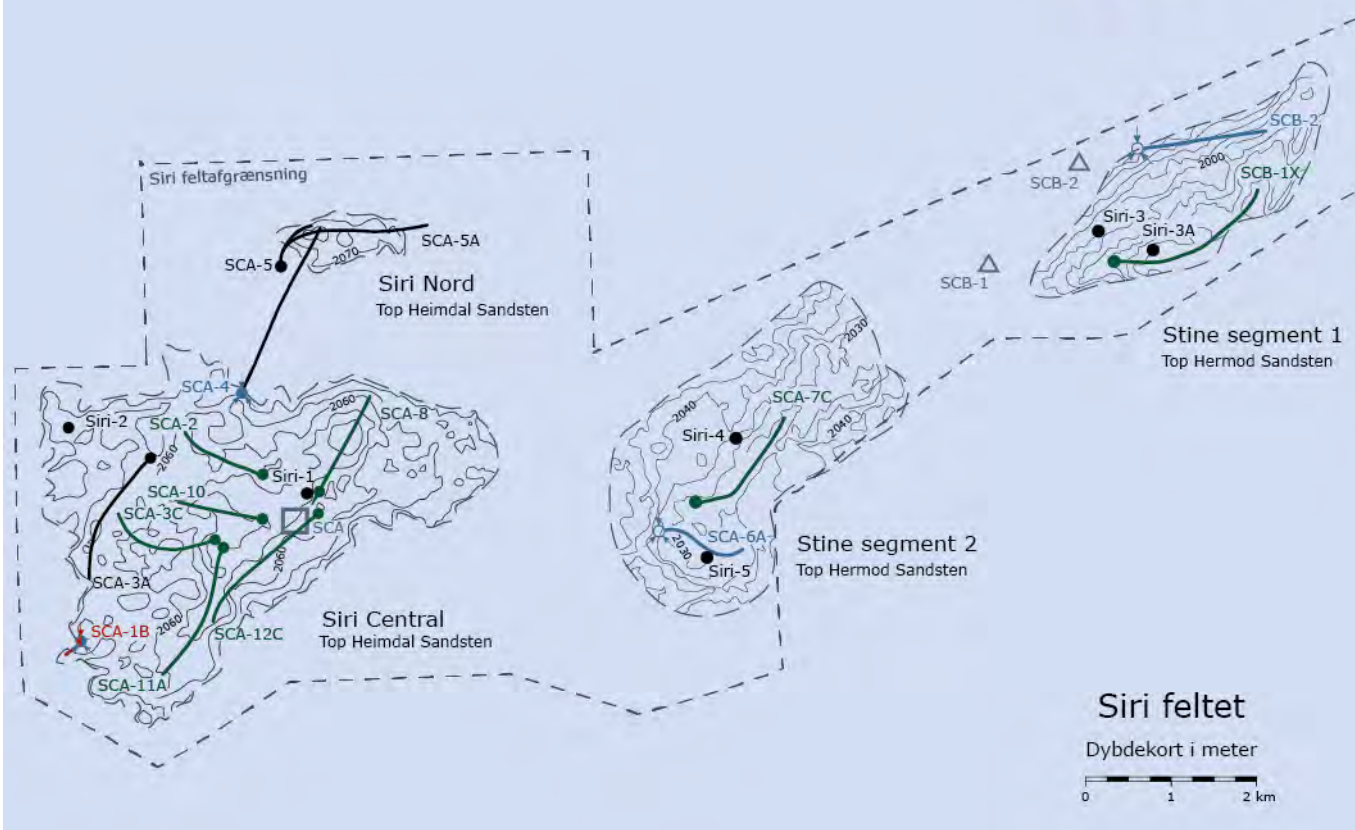
ANLÆG

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform 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 har i længere tid været beskadiget, så det anvendes ikke. I stedet anvendes dieselgeneratorer på Rolf til elforsyning.

SIRI FELTET



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



FELT DATA

PR. 1.1.2013

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

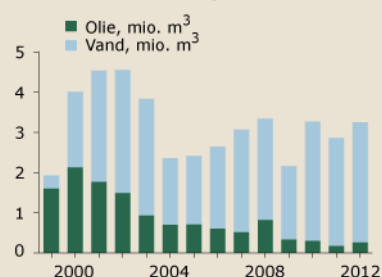
Produktionsbrønde: 6 (Siri central)
 1 (Stine segment 1)
 1 (Stine segment 2)

Vand/gas injek. brønde: 2 (Siri central)
 1 (Stine segment 1)
 1 (Stine segment 2)

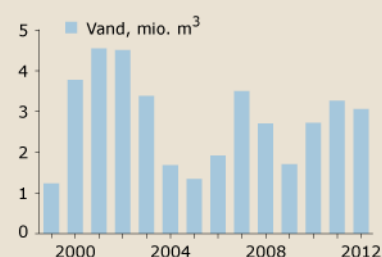
Vanddybde: 60 m
 Feltafgrænsning: 63 km²
 Reservoirdybde: 2.060 m
 Reservoirbjergart: Sandsten
 Geologisk alder: Paleocæn

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 11,99 mio. m³
 Gas: 1,33 mia. Nm³
 Vand: 31,56 mio. m³

**INJEKTION****Akk. Injektion pr. 1. januar 2013**

Gas: 1,25 mia. Nm³
 Vand: 39,22 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 1,6 mio. m³
 Gas: 0,0 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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 vandinjektion. 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.

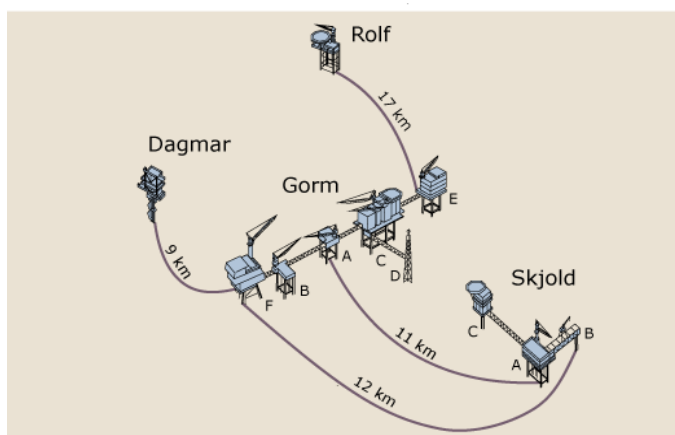
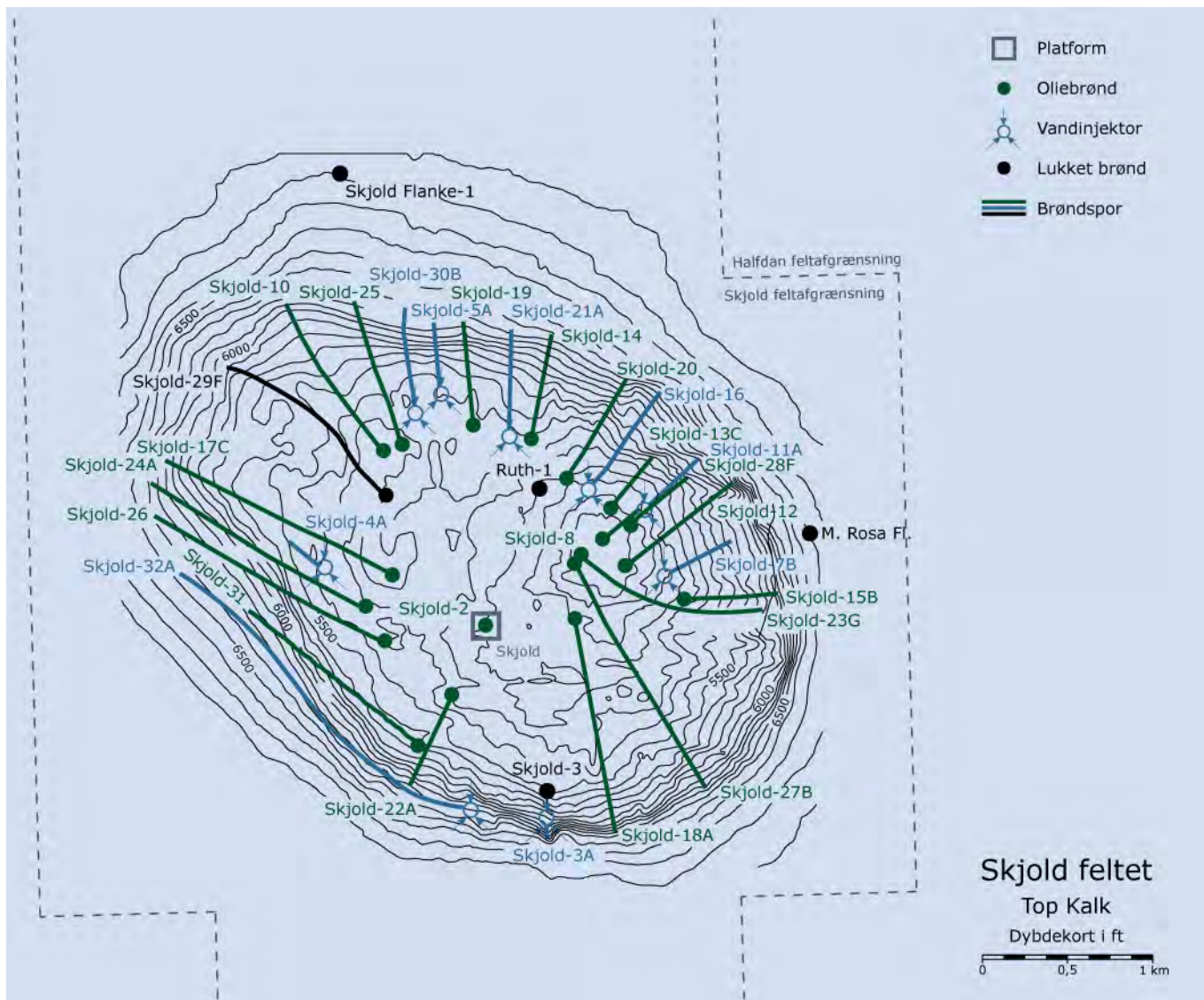
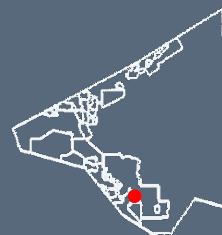
Stine segment 1 (SCB) er udbygget som satellit til Siri platformen og består af to undervandsinstallationer med en produktionsbrønd og en injektionsbrønd.

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.

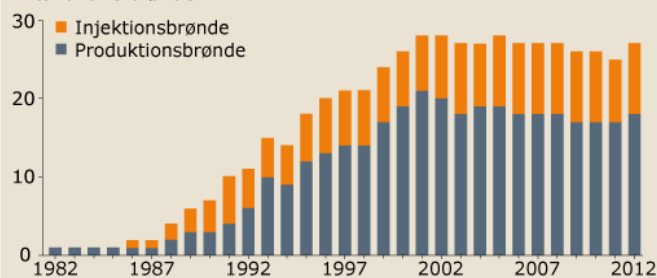
SKJOLD FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 6,60 mia. kr.

Antal aktive brønde



FELT DATA

PR. 1.1.2013

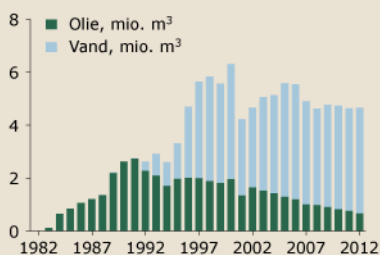
Tidligere navn: Ruth
 Beliggenhed: Blok 5504/16
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet år: 1977
 I drift år: 1982

Produktionsbrønde: 19
 Vandinjek. brønde: 9

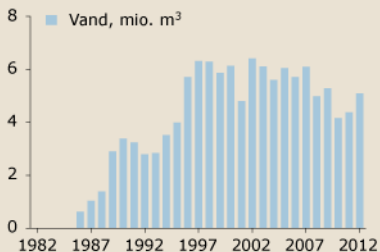
Vanddybde: 40 m
 Feltafgrænsning: 33 km²
 Reservoirdybde: 1.600 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

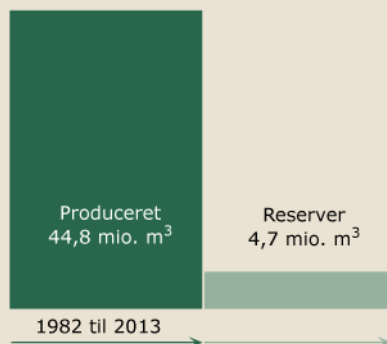
Olie: 44,77 mio. m³
 Gas: 3,68 mia. Nm³
 Vand: 66,63 mio. m³

**INJEKTION****Akk. Injektion pr. 1. januar 2013**

Vand: 121,09 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 4,7 mio. m³
 Gas: 0,4 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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

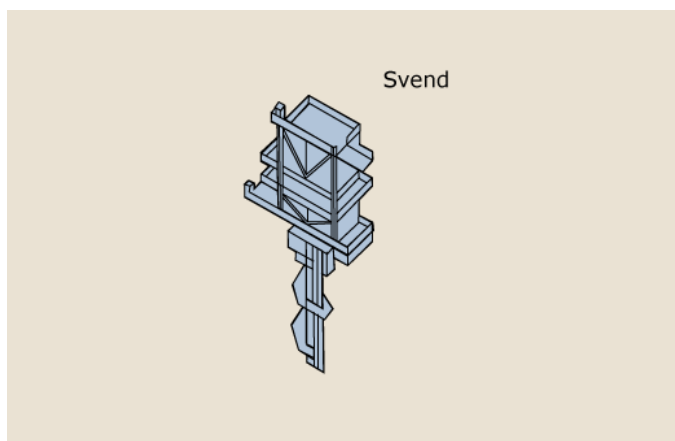
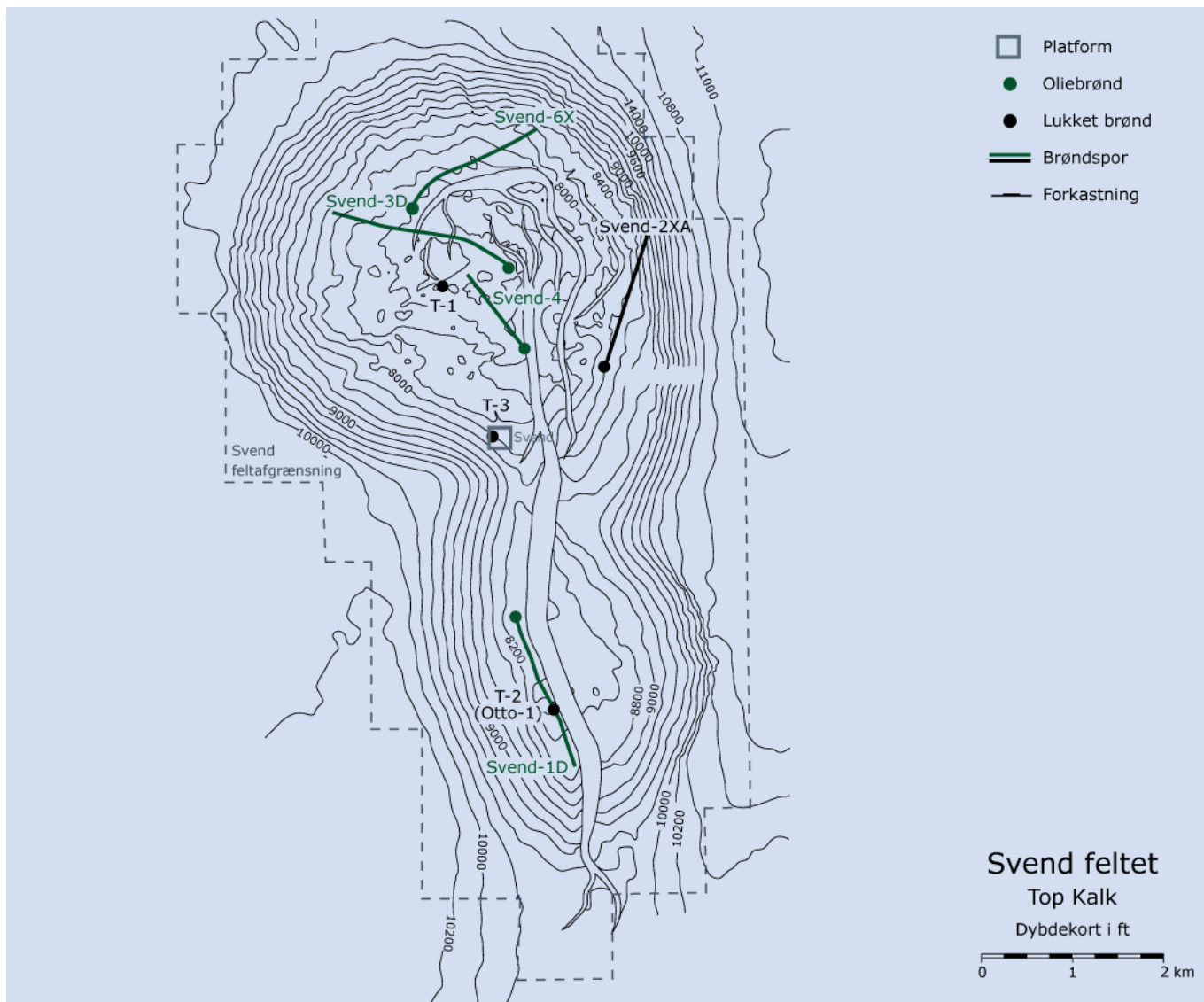
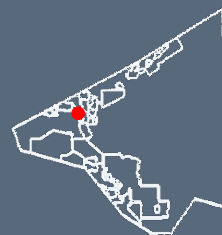
Indvindingen af olie fra Skjold foregår ved vedligeholdelse af reservoirtrykket ved injektion af vand. Olien produceres overvejende fra vandrette brønde på reservoirs flanker, hvor produktions- og injektionsbrønde ligger skiftevis i et radiale mønster.

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.

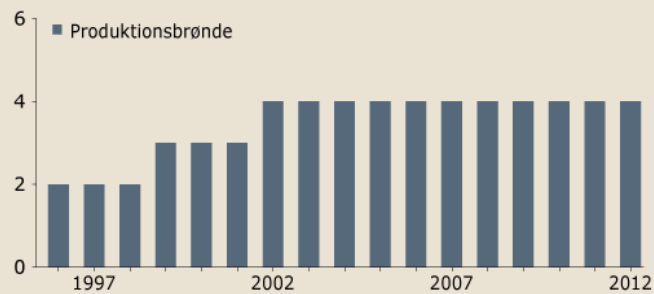
SVEND FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 1,36 mia. kr.

Antal aktive brønde



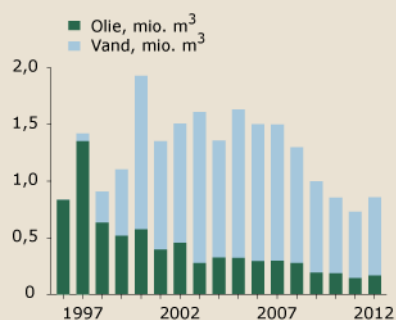
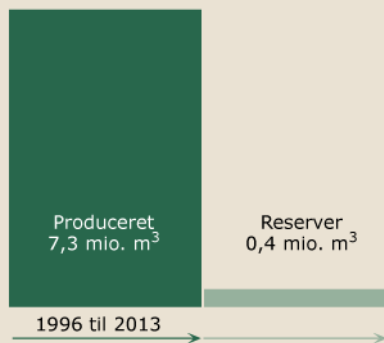
FELT DATA

PR. 1.1.2013

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

Produktionsbrønde: 4

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

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**Olie: 7,28 mio. m³Gas: 0,86 mia. Nm³Vand: 14,12 mio. m³**RESERVER ***Olie: 0,4 mio. m³Gas: 0,1 mia. Nm³

*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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.

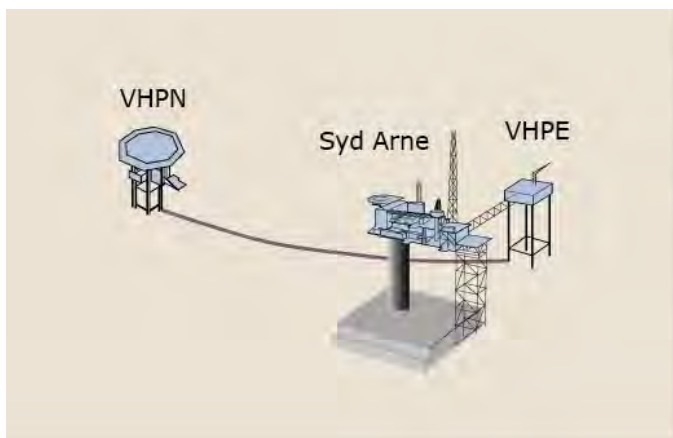
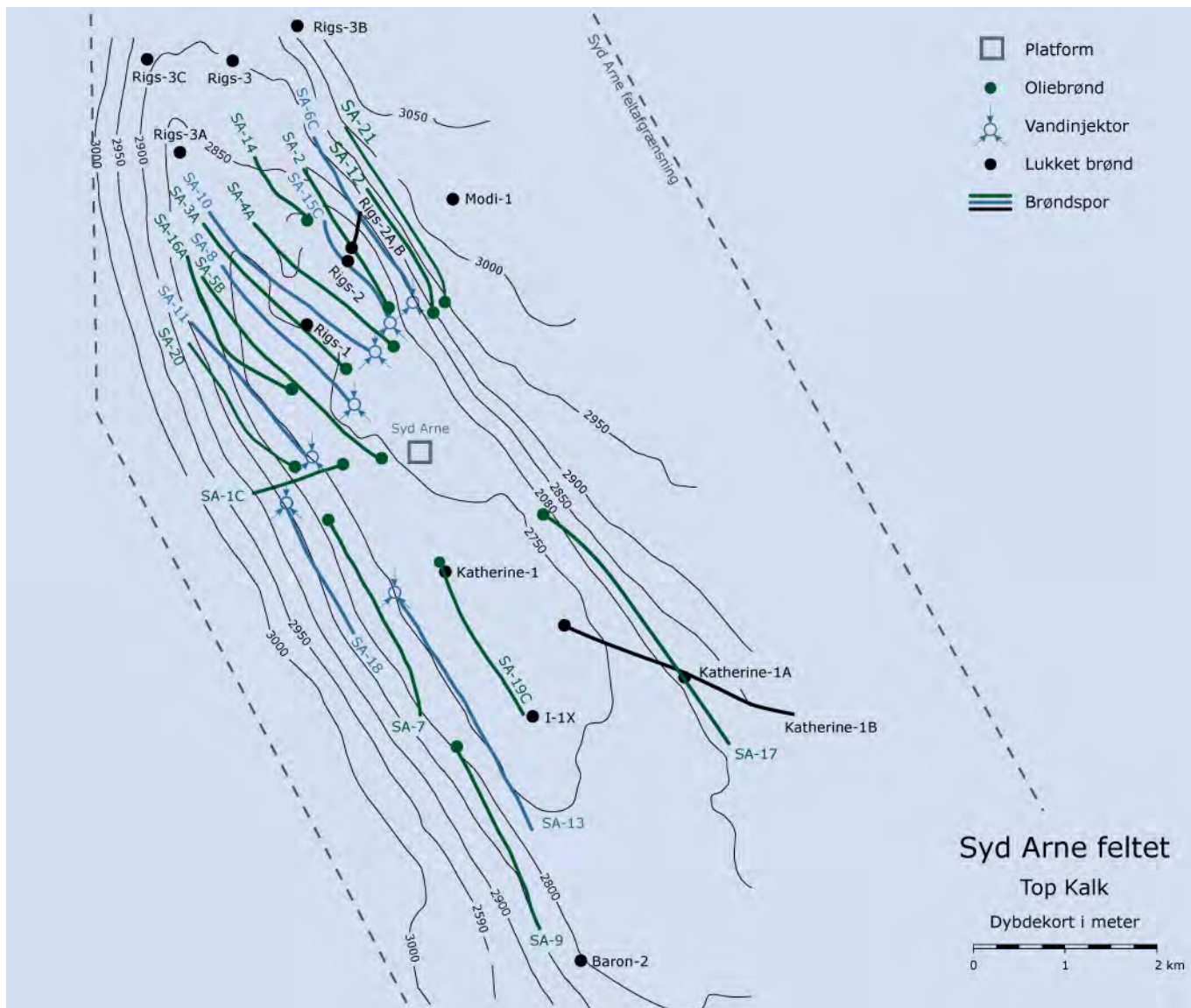
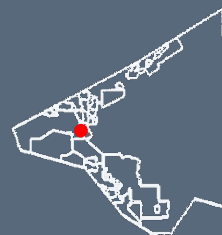
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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

SYD ARNE FELTET



FELT DATA

PR. 1.1.2013

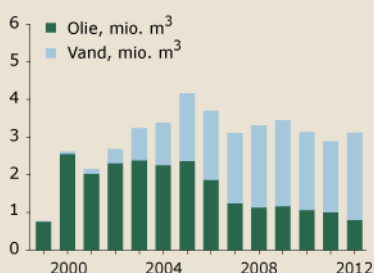
Beliggenhed: Blok 5604/29 og 30
 Tilladelse: 7/89
 Operatør: Hess Denmark A/S
 Fundet år: 1969
 I drift år: 1999

Produktionsbrønde: 13
 Vandinjek. brønd: 7

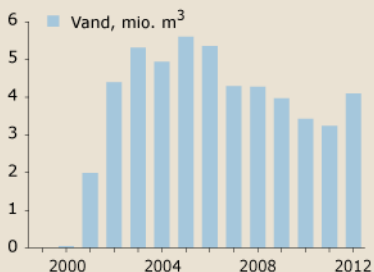
Vanddybde: 60 m
 Feltafgrænsning: 93 km²
 Reservoirdybde: 2.800 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 22,96 mio. m³
 Gas: 5,60 mia. Nm³
 Vand: 18,75 mio. m³

**INJEKTION****Akk. Injektion pr. 1. januar 2013**

Gas: 4,20 mia. Nm³
 Vand: 50,92 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 12,9 mio. m³
 Gas: 2,6 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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 forholdsvist højt indhold af gas.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af kulbrinter foregår med trykstøtte ved injektion af vand.

ANLÆG

Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform.

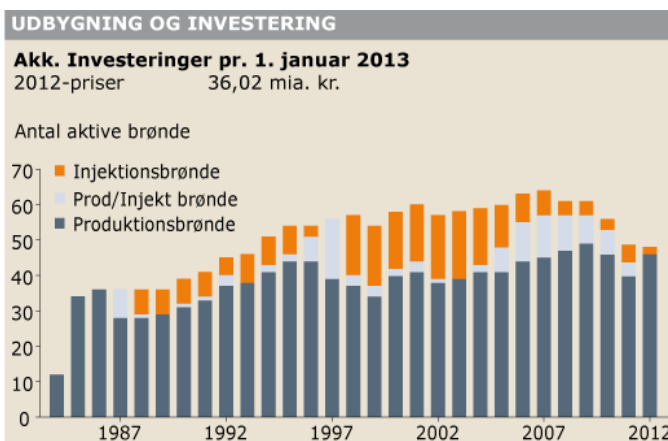
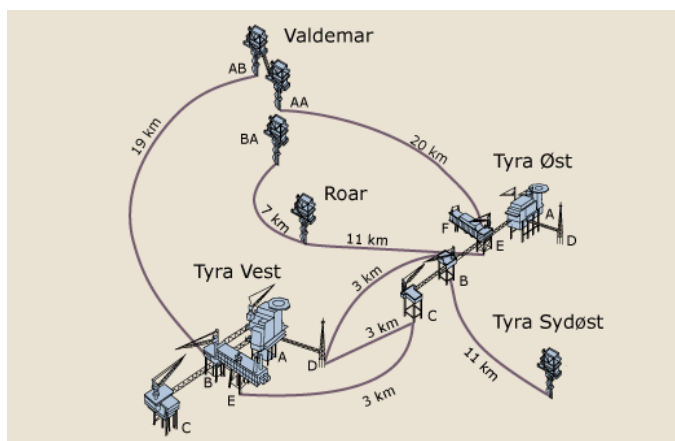
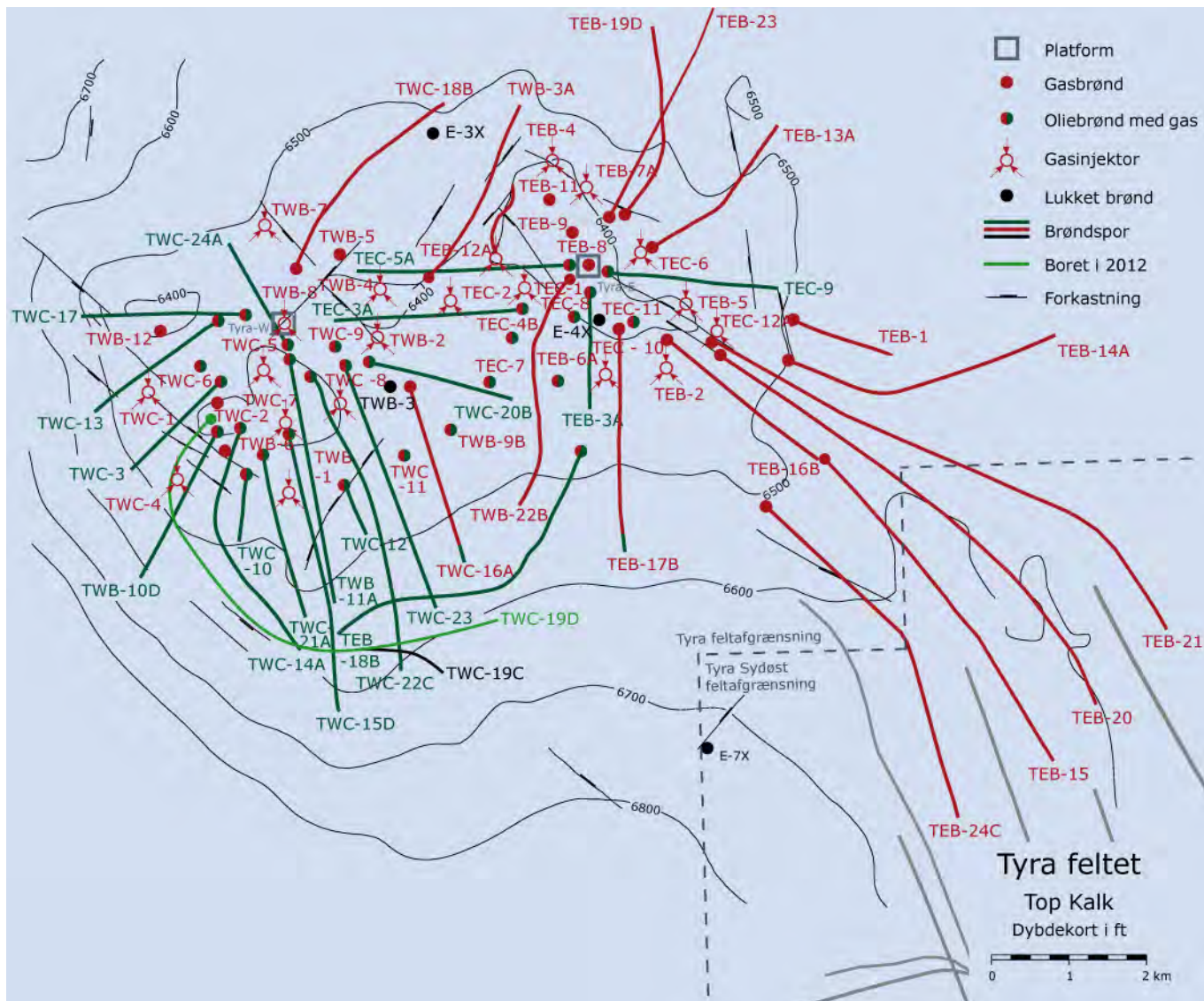
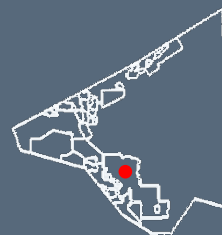
Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for kulbrinteproduktionen. Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden, hvorfra olien kan eksporteres til tankskib. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000. Gassen føres efter behandling via rørledning til Nybro. En del af produktionsvandet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

I 2012 blev der installeret brøndhovedplatformen WHP-N og stigrør- og brøndhovedplatformen WHP-E på Syd Arne feltet. Hook Up og kommissionering af de nye platforme forventes færdig medio 2013. De to nye platforme opkobles til det eksisterende anlæg og infrastruktur. WHP-N er en ubemandet platform med helidæk og placeret ca. 2,5 km nord for den eksisterende Syd Arne platform. WHP-E 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 WHP-N og WHP-E. Rørledningen omfatter bl.a. produktionsrørledning samt løftegas-, vandinjektionsrørledninger og elforsyningskabler mv.

På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer. I 2013 forventes det at udbygge indkvarteringsfaciliteterne med 18 nye enkeltmandskamre.

TYRA FELTET



FELT DATA

PR. 1.1.2013

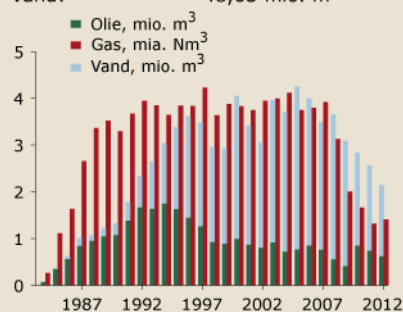
Tidligere Navn: Cora
 Beliggenhed: Blok 5504/11 og 12
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet år: 1968
 I drift år: 1984

Gasprod. brønde: 23
 Olie/gasprod. brønde: 29
 Prod./injek. brønde: 18

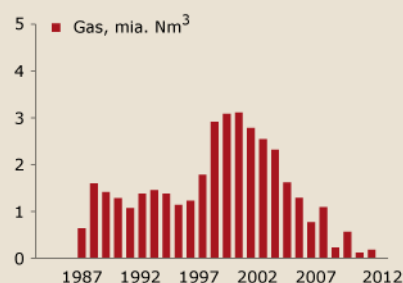
Vanddybde: 37-40 m
 Feltafgrænsning: 177 km²
 Reservoirdybde: 2.000 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 27,41 mio. m³
 Gas: 90,99 mia. Nm³
 Vand: 48,63 mio. m³

**INJEKTION****Akk. Injektion pr. 1. januar 2013**

Gas: 36,51 mia. Nm³

**RESERVER ***

Olie: 7,6 mio. m³
 Gas: 16,4 mia. Nm³



*) Figuren viser Tyra og Tyra SØ samlet og reserver er opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

**) Nettoproduceret: historisk produktion fratrukket injektion.

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, 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 af alt gassen fra DUC platformene før denne eksporteres til NOGAT eller Nybro. Produktionsvandet behandlet på Tyra Vest udledes til havet efter endt rensning.

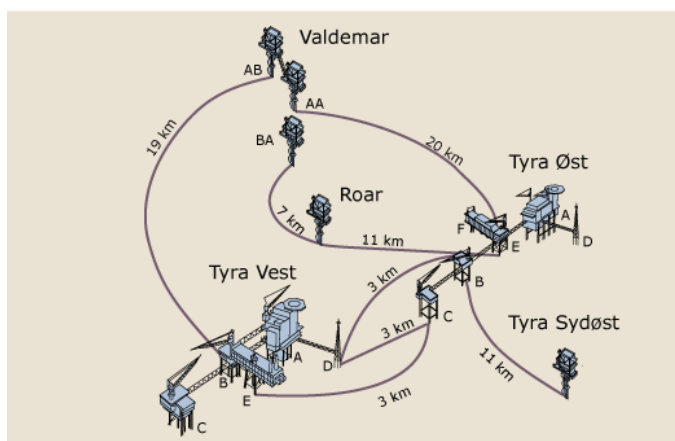
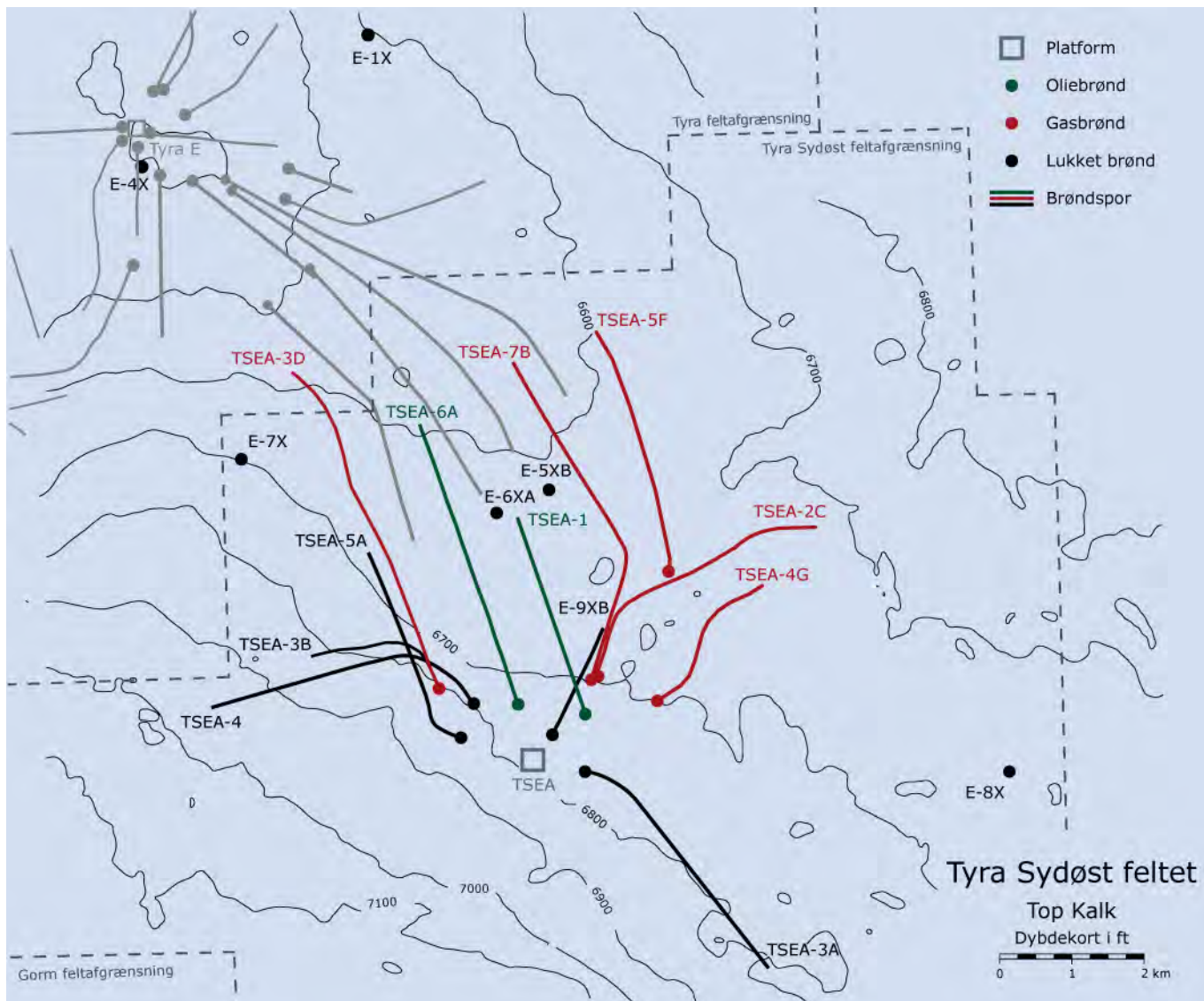
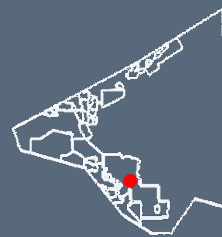
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul TEF med modtagefaciliteter.

På Tyra Øst modtages produktion fra satellitfelterne Valdemar, Roar, Svend, Tyra Sydøst og Harald/Lulita/Trym samt gasproduktionen fra Gorm, Dan og Halfdan felterne. Tyra Øst procesanlægget omfatter anlæg til behandling af såvel gas, olie/kondensat og vand. Produktionsvandet behandlet på Tyra Øst udledes til havet efter rensning.

De to platformskomplekser på Tyra feltet er indbyrdes forbundet med rørledninger for at skabe fleksibilitet og sikre optimal udnyttelse af anlæggene. Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra feltet og tilhørende satellitfelter føres i land via Gorm E. Størstedelen af gasproduktionen ilandføres fra TEE på Tyra Øst og resten eksporteres fra TWE 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

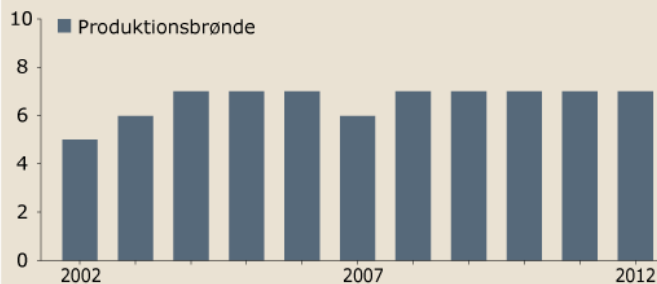
TYRA SYDØST FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. Investeringer pr. 1. januar 2013
2012-priser 2,57 mia. kr

Antal aktive brønde



FELT DATA

PR. 1.1.2013

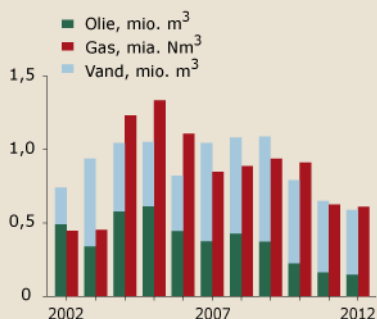
Beliggenhed: Blok 5504/12
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet år: 1991
 I drift år: 2002

Olieprod. brønde: 2
 Gasprod. brønde: 5

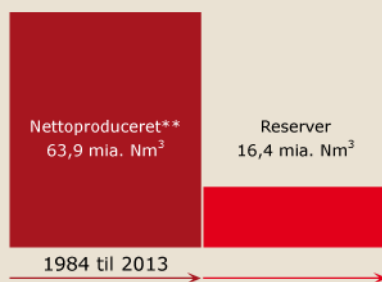
Vanddybde: 38 m
 Feltafgrænsning: 142 km²
 Reservoirdybde: 2.050 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 4,19 mio. m³
 Gas: 9,40 mia. Nm³
 Vand: 5,61 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 7,6 mio. m³
 Gas: 16,4 mia. Nm³



*) Figuren viser Tyra og Tyra SØ samlet og reserver er opgjort pr.1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

***) Nettoproduceret: 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.

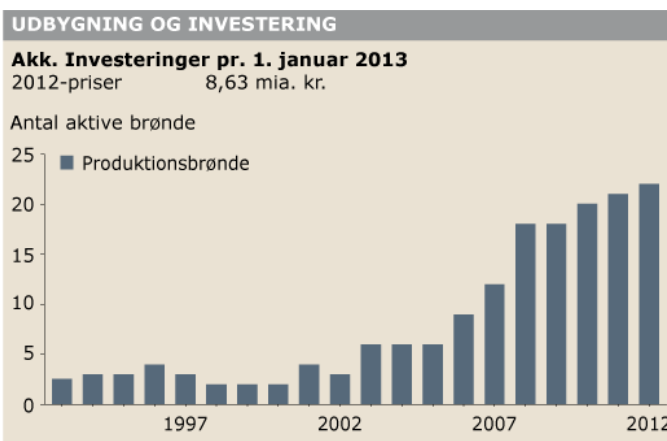
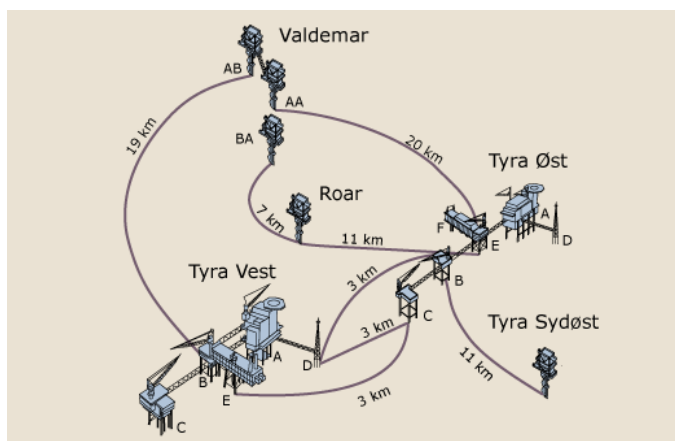
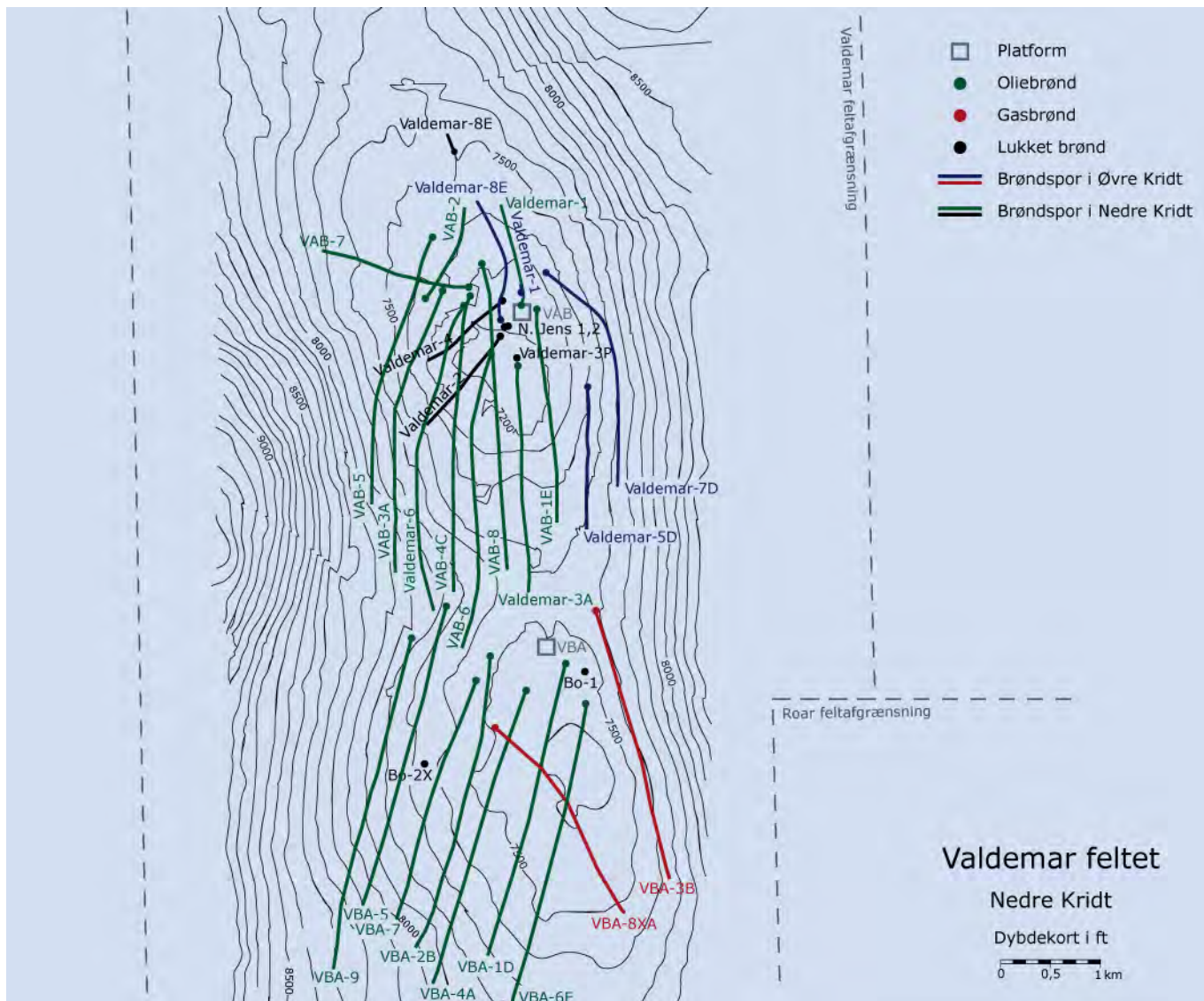
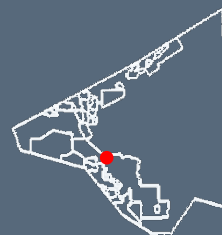
ANLÆG

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

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

I 2013 blev der givet tilladelse til udbygning af Tyra SØ med en ny platform med plads til 16 brønde. Den nye platform broforbindes til den eksisterende TSEA platform. Endvidere etableres der ny rørledning for løftegas fra Tyra Øst til nye og eksisterende brønde. Parallelt etableres der elforsynings- og kontrolsignalkabler.

VALDEMAR FELTET



FELT DATA

PR. 1.1.2013

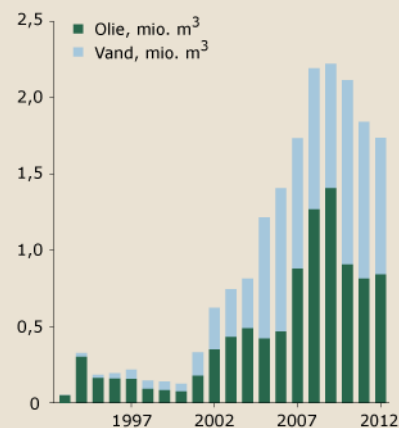
Tidligere navn: Bo/Nord Jens
 Beliggenhed: Blok 5504/7 og 11
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas A/S
 Fundet år: 1977 (Bo)
 1985 (Nord Jens)
 I drift år: 1993 (Nord Jens)
 2007 (Bo)

Olieprod. brønde: 21
 Gasprod. brønde: 2

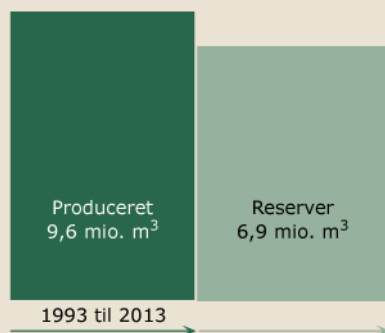
Vanddybde: 38 m
 Feltafgrænsning: 110 km²
 Reservoirdybde: 2.000 m (Øvre Kridt)
 2.600 m (Nedre Kridt)
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien, Øvre og Nedre Kridt

PRODUKTION**Akk. Produktion pr. 1. januar 2013**

Olie: 9,58 mio. m³
 Gas: 4,80 mia. Nm³
 Vand: 8,79 mio. m³

**RESERVER ***

Olie: 6,9 mio. m³
 Gas: 4,7 mia. Nm³



*) Reserver opgjort pr. 1.1.2012 fratrukket 2012 produktionen.

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 kalklagene.

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, Valdemar AA og AB, uden helidæk. 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 elektricitet fra Tyra Vest.

Bo området i Valdemar feltet er udbygget med en ubemandet indvindingsplatform, Valdemar BA, uden helidæk. Produktionen herfra føres i en 16" flerfaserørledning til Tyra Øst via Roar. Der er for nuværende ingen produktion på Valdemar BA da det forventes, at der skal etableres ny rørledning til Tyra Øst via Roar.

BILAG C: PRODUCEREDE MÆNGDER, RESERVER OG BETINGEDE RESSOURCER PR. 1. JANUAR 2012

(Bemærk at opgørelsen ikke er opdateret pr. 1. januar 2013)

	OLIE, mio. m ³		GAS, mia. Nm ³			
	Produktion	Ressourcer	Nettoproduktion*	Ressourcer		Reserver
		Forventede		Nettogas * Forv.	Salgsgas * Forv.	
		Reserver				
<i>Igangværende indvinding og besluttet udbygning</i>						
Cecilie	1,0	0,2	Cecilie	0,1	-	-
Dagmar	1,0	0,0	Dagmar	0,2	0,0	0
Dan	104,2	20,7	Dan	23,1	2,8	0
Gorm	59,7	5,4	Gorm	7,5	0,6	0
Halfdan	56,2	44,4	Halfdan	24,0	8,0	7
Harald	8,0	0,4	Harald	21,9	3,0	3
Hejre	-	16,2	Hejre	-	10,0	9
Kraka	5,2	0,8	Kraka	1,5	0,1	0
Lulita	1,0	0,2	Lulita	0,6	0,1	0
Nini	4,8	1,9	Nini	0,4	-	-
Regnar	0,9	0,0	Regnar	0,1	0,0	0
Roar	2,6	0,1	Roar	14,9	0,3	0
Rolf	4,4	0,0	Rolf	0,2	0,0	0
Siri	11,8	1,8	Siri	0,1	-	-
Skjold	44,1	5,4	Skjold	3,6	0,5	0
Svend	7,1	0,6	Svend	0,8	0,1	0
Syd Arne	22,2	13,7	Syd Arne	5,4	2,8	2
Tyra **	30,8	8,4	Tyra **	61,9	18,4	14
Valdemar	8,7	7,7	Valdemar	4,3	5,2	5
<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	0	<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	3	3
Sum	374	128	Sum	170	55	43
		Betingede ressourcer			Betingede ressourcer	
<i>Afventende udbygning</i>	-	26	<i>Afventende udbygning</i>		18	16
<i>Uafklaret udbygning</i>	-	15	<i>Uafklaret udbygning</i>		12	11
<i>Afvist udbygning</i>	-	11	<i>Afvist udbygning</i>		10	9
Sum		53	Sum		40	37
Total	374	181	Total	170	95	79
Januar 2011	361	185	Januar 2011	164	101	84

*) *Nettoproduktion: historisk produktion fratrukket injektion*

Nettogas: fremtidig produktion fratrukket injektion

Salgsgas: fremtidig produktion fratrukket injektion samt forbrug til brændstof og flaring

**) *Tyra Sydøst inkluderet*

BILAG D: ØKONOMISKE NØGLETAL

	Invest. i feltudbygning mio.kr. ¹⁾	Driftsomk. for felter mio.kr. ²⁾	Efterforsknings omk. mio.kr.	Råoliepris US\$/tønne ³⁾	\$/kurs kr./US\$	Inflation pct. ⁴⁾	Handelsbalance overskud mia.kr ⁵⁾	Statens indtægter mio.kr. ⁶⁾
1972	105	21	30	3,0	7,0	6,7	-3,2	0
1973	9	23	28	4,6	6,1	9,3	-4,0	1
1974	38	44	83	11,6	6,1	15,3	-9,2	1
1975	139	47	76	12,3	5,8	9,6	-8,5	2
1976	372	53	118	12,9	6,1	9,0	-9,5	4
1977	64	61	114	14,0	6,0	11,1	-10,4	5
1978	71	83	176	14,1	5,5	10,0	-9,5	21
1979	387	120	55	20,4	5,3	9,6	-13,7	19
1980	956	83	78	37,5	5,6	12,3	-18,6	29
1981	1.651	197	201	37,4	7,1	11,7	-20,1	36
1982	3.884	407	257	34,0	8,4	10,1	-20,6	231
1983	3.554	431	566	30,5	9,1	6,9	-17,8	401
1984	1.598	1.099	1.211	28,2	10,4	6,3	-18,3	564
1985	1.943	1.275	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6	1.192
1986	1.651	1.217	747	14,9	8,1	3,7	-7,3	1.399
1987	930	1.167	664	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	928	1.210	424	14,8	6,7	4,5	-3,7	568
1989	1.162	1.409	366	18,2	7,3	4,8	-3,2	1.024
1990	1.769	1.450	592	23,6	6,2	2,6	-2,7	2.089
1991	2.302	1.670	985	20,0	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.335	1.560	983	19,3	6,0	2,1	-0,4	1.911
1993	3.307	1.816	442	16,8	6,5	1,2	-1,7	1.811
1994	3.084	1.907	151	15,6	6,4	2,0	-0,5	2.053
1995	4.164	1.707	272	17,0	5,6	2,1	0,3	1.980
1996	4.260	1.915	470	21,1	5,8	2,1	0,4	2.465
1997	3.760	1.946	515	18,9	6,6	2,2	1,4	3.156
1998	5.381	1.797	406	12,8	6,7	1,8	0,9	3.158
1999	3.531	1.910	656	17,9	7,0	2,5	3,5	3.786
2000	3.113	2.577	672	28,5	8,1	2,9	14,9	8.305
2001	4.025	2.557	973	24,4	8,3	2,4	12,6	9.630
2002	5.475	2.802	1.036	24,9	7,9	2,4	14,5	10.106
2003	7.386	3.380	789	28,8	6,6	2,1	15,3	9.330
2004	5.104	3.174	340	38,2	6,0	1,2	19,7	17.102
2005	3.951	4.005	578	54,4	6,0	1,8	24,8	24.163
2006	5.007	5.182	600	65,1	5,9	1,9	31,5	31.500
2007	6.524	4.129	547	72,5	5,4	1,7	28,3	27.885
2008	5.879	5.402	820	97,2	5,1	3,4	27,1	36.481
2009	6.686	5.284	1.413	61,6	5,4	1,3	15,0	24.588
2010	4.330	5.471	548	79,5	5,6	2,3	15,3	23.736
2011	5.219	6.699	706	111,4	5,4	2,8	11,4	30.296
2012*	5.745	7.939	1.182	111,7	5,8	2,4	12,5	25.199

Løbende priser

1) Investeringer er inkl. NOGAT pipeline

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

3) Brent råolie

4) Forbrugerpriser, kilde: Danmarks Statistik

5) Nettovalutaværdi - Overskud på handelsbalancen med olieprodukter og naturgas, kilde: Udenrigshandel statistik fra Danmarks Statistik

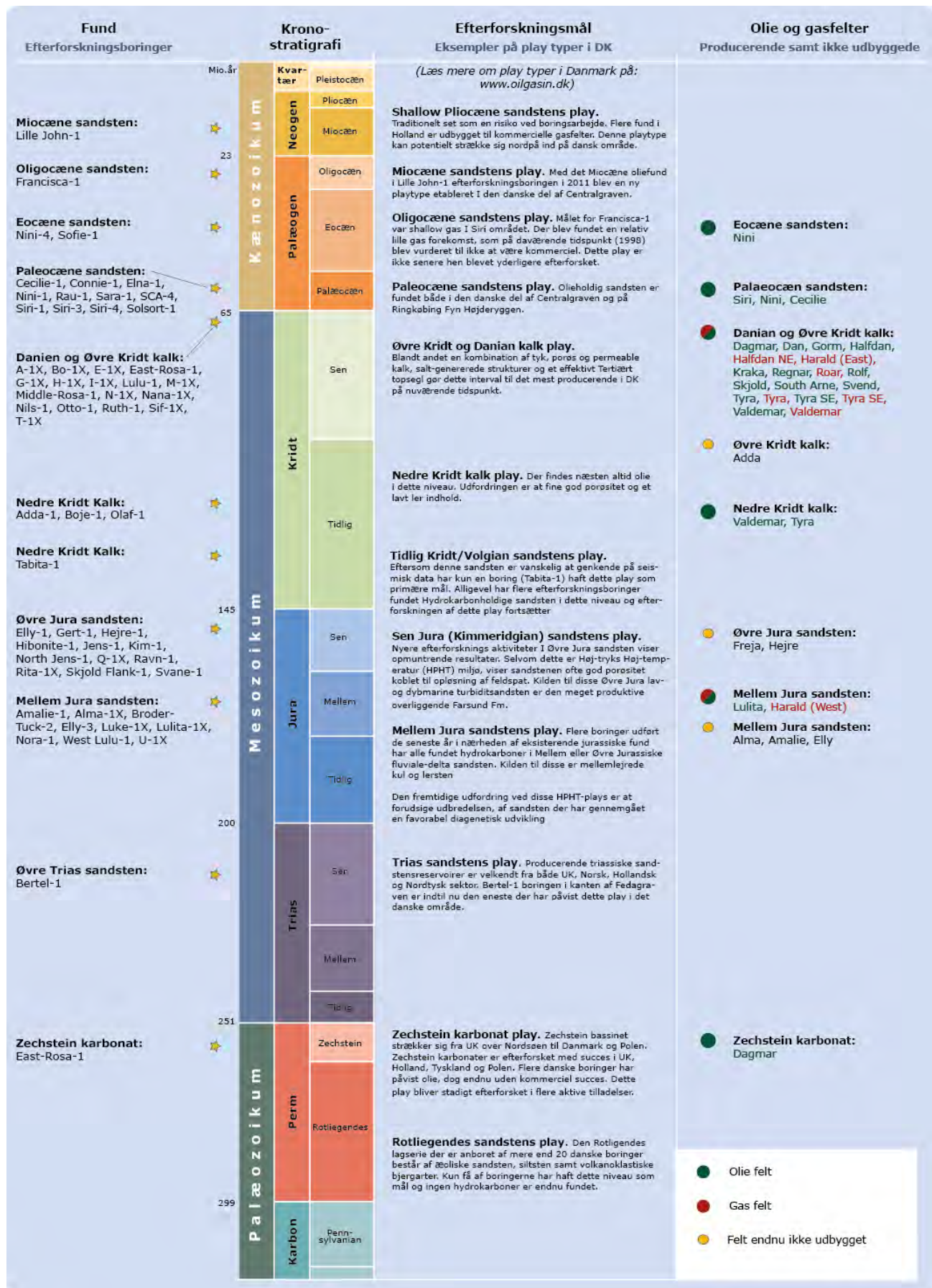
6) Statens indtægter er justeret fra 1997

*) Skøn

BILAG E: 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.
Kulbrinteskate	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.	70 pct. Fradrag på 25 pct. i 10 år (i alt 250 pct.) for investeringer.	52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer.
Produktionsafgift	Nej.	2. runde tilladelser, betaler en produktionsafhængig afgift: 1.000 Sats td/dag 0 - 5 2 pct. 5 - 20 8 pct. 20 - 16 pct. Fradragsberettiget i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	Nej.
Rørlednings-/dispensationsafgift	5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter er afgiften afskaffet. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 pct. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan fradrages i grundlaget for produktionsafgift samt selskabs og kulbrinteskattegrundlaget.	5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter er afgiften afskaffet. Rørlednings-/dispensationsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.
Statsdeltagelse	20 pct. fra og med 9. juli 2012.	20 pct. 1., 2. og 3. runde: Statsdeltagelse "båret" i efterforskningsfasen. I udbygnings- og produktionsfasen er den betalende andel afhængig af produktionens størrelse. 4. og 5. runde samt Åben Dør: Fuldt betalende andel.	20 pct.
Overskudsdeling	Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betales 20 pct. af den selskabsskattepligtige indkomst før skat og før nettorenteudgifter.	Nej.	Nej.

BILAG F: GEOLOGISK TIDSSØJLE



- Olie felt
- Gas felt
- Felt endnu ikke udbygget

BILAG G: TILLADELSER OG RETTIGHEDSHAVERE PR. 1. MAJ 2013

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	A.P. Møller - Mærsk A/S samt Mærsk Olie og Gas A/S (Bevillingshavere)	31,2
Gældende til	08-07-2042	Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA	12,0
Blok nr.	5504/7, 8, 11, 12, 15, 16; 5505/13, 17, 18 ("Det Sammenhængende Område")	Nordsøfonden	20,0
	5504/5, 6 (Elly)		
	5603/27, 28 (Gert)		
	5504/10, 14 (Rolf)		
	5604/25 (Svend)		
	5604/21, 22 (Harald/Lulita)		
Areal (km ²)	1478,8 ("Det Sammenhængende Område")		
	64,0 (Elly)		
	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 Energi ApS er medoperatør	Hess Energi 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		
Dybdemæssig 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	17-02-2027	Noreco Petroleum Denmark A/S	17,502
Blok nr.	5604/29, 30		
Areal (km ²)	9,3		
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	3750		

Tilladelse	7/89 (Syd Arne feltet)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Hess Denmark ApS	Hess Denmark ApS	61,51572
Tilladelse meddelt	20-12-1989 (3. runde)	DONG E&P A/S	36,78930
Gældende til	08-03-2026	Danoil Exploration A/S	1,69498
Blok nr.	5604/22		
Areal (km ²)	2,6		
Dybdemæssig 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		
Dybdemæssig 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		
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	1950		

Tilladelse	6/95	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	15-11-2013(Siri feltafgrænsningen i 6/95 indtil 18-07-2027)		
Blok nr.	5604/16, 20; 5605/13, 17		
Areal (km ²)	114,5		

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	22-05-2014	Noreco Oil Denmark A/S	16,4
Blok nr.	5604/21, 22, 25, 26	Danoil Exploration A/S	13,7
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	29-06-2013	VNG Danmark ApS	15
Blok nr.	5604/26, 30	Nordsøfonden	20
Areal (km ²)	62,9		
Dybdemæssig 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		
Dybdemæssig 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)	2,6		
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	2400		

Tilladelse	1/06	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		
Dybdemæssig afgrænsning (m.u.h.o. *)	6000		

Tilladelse	4/06 (delområde A)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Wintershall Noordzee B.V.	Wintershall Noordzee B.V.	35
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	Bayerngas Petroleum Danmark AS	30
Gældende til	22-11-2013	EWE Vertrieb GmbH	15
Blok nr.	5603/31, 32; 5503/3, 4; 5604/29; 5504/1	Nordsøfonden	20
Areal (km ²)	326		

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		

Tilladelse	5/06	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Wintershall Noordzee B.V.	Wintershall Noordzee B.V.	35
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	Bayerngas Petroleum Danmark AS	30
Gældende til	22-08-2013	EWE Vertrieb GmbH	15
Blok nr.	5504/1, 2, 5, 6	Nordsøfonden	20
Areal (km ²)	333		

Tilladelse	7/06	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	40
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	RWE Dea AG	40
Gældende til	22-05-2014	Nordsøfonden	20
Blok nr.	5604/23, 24, 27		
Areal (km ²)	203		

Tilladelse	8/06 (delområde A)	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V. Holland. Dansk Filial.	43,3
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	A.P. Møller - Mærsk A/S	36,7
Gældende til	22-05-2014	Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5504/5, 6, 10, 11, 15		
Areal (km ²)	289,7		

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	22-05-2014	Chevron Denmark, Filial af Chevron Denmark Inc., USA	12,0
Blok nr.	5504/7	Nordsøfonden	20,0
Areal (km ²)	5,8		

Tilladelse	9/06	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Mærsk Olie og Gas A/S	A.P. Møller - Mærsk A/S	31,2
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	PA Resources Denmark ApS	26,8
Gældende til	22-05-2014	Noreco Oil Denmark A/S	12,0
Blok nr.	5604/22, 26	Danoil Exploration A/S	10,0
Areal (km ²)	71	Nordsøfonden	20,0

Tilladelse	12/06	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	PA Resources UK Ltd.	PA Resources UK Ltd.	64
Tilladelse meddelt	22-05-2006 (6. runde)	Spyker Energy ApS	8
Gældende til	22-05-2014	Danoil Exploration A/S	8
Blok nr.	5504/16, 19, 20, 24	Nordsøfonden	20
Areal (km ²)	229		

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	31-03-2014	Nordsøfonden	20,0
Blok nr.	5410/1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16; 5411/5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 23, 24; 5412/5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 17		
Areal (km ²)	6418,0		

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	17-05-2015	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)	2439,1		

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	17-05-2015	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	Bayerngas 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		

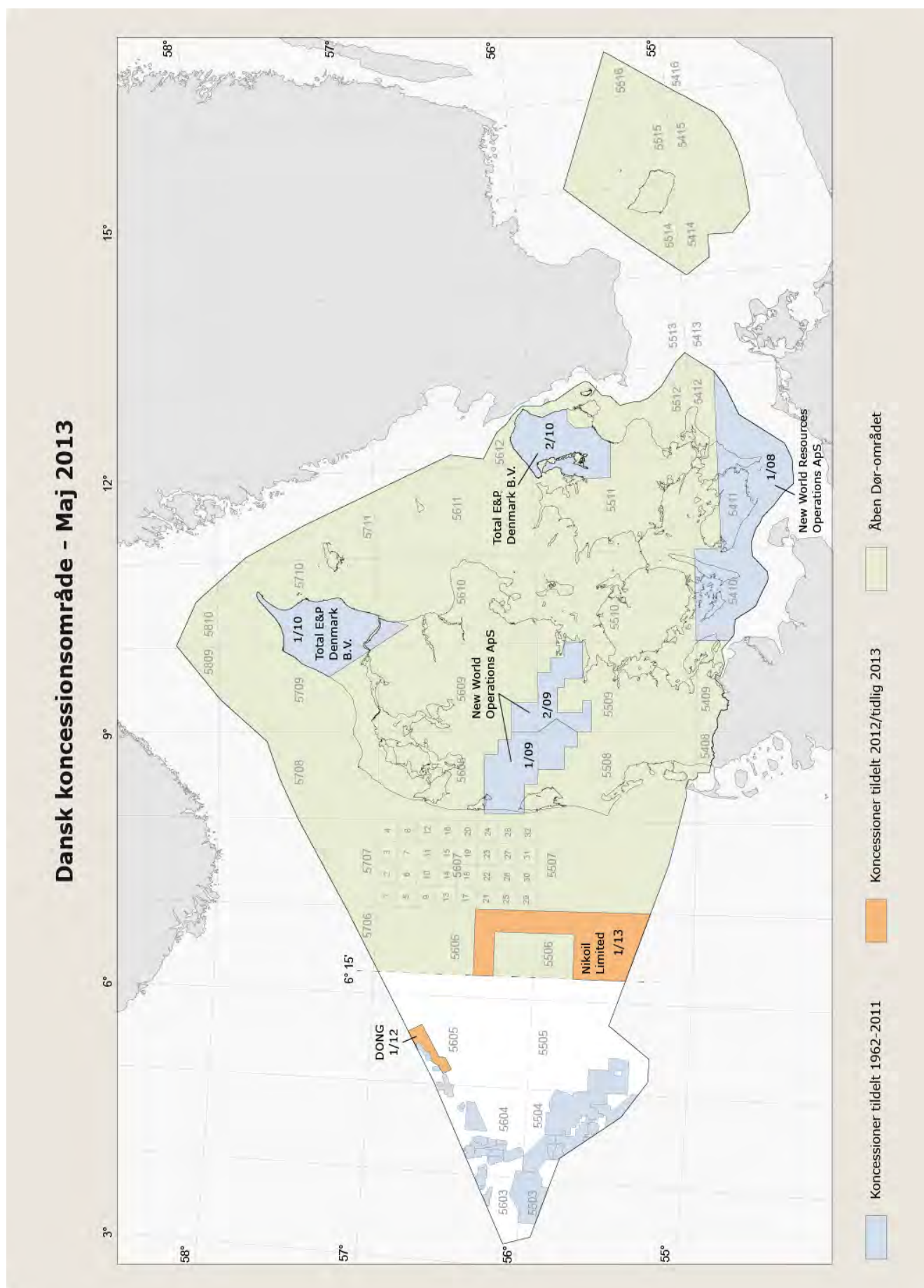
Tilladelse	2/10	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Total E&P Denmark B.V.	Total E&P Denmark B.V.	80
Tilladelse meddelt	05-06-2010 (Åben Dør)	Nordsøfonden	20
Gældende til	05-06-2016		
Blok nr.	5511/4, 8, 12, 16; 5512/1, 2, 3, 5, 6, 7, 9, 10, 13, 14; 5611/32; 5612/26, 29, 30, 31		
Areal (km ²)	2288,9		

Tilladelse	1/12	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	DONG E&P A/S	DONG E&P A/S	80
Tilladelse meddelt	23-11-2012	Nordsøfonden	20
Gældende til	23-11-2018		
Blok nr.	5605/7, 10, 11, 13, 14, 17		
Areal (km ²)	288,3		

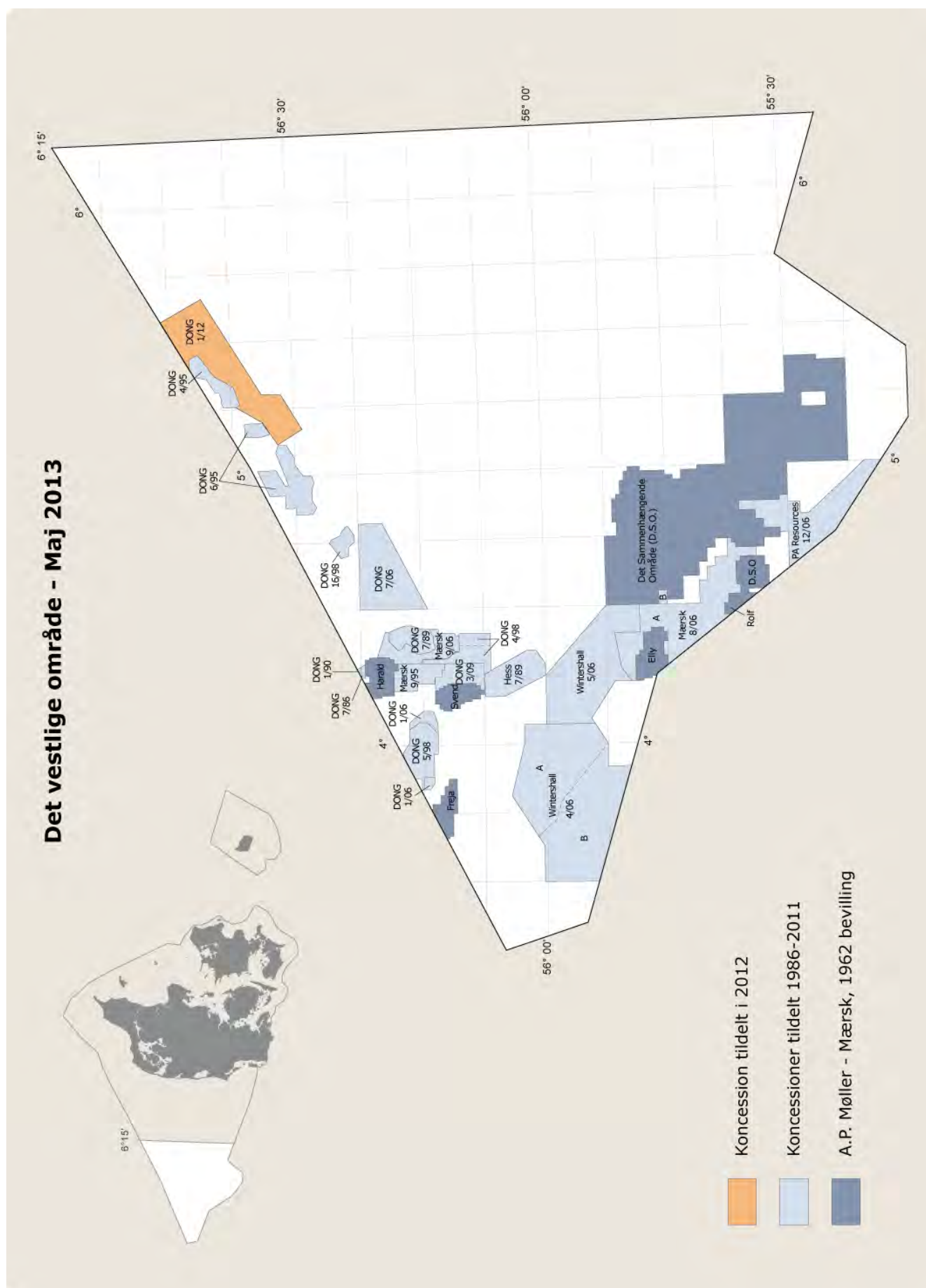
Tilladelse	1/13	Selskab	Andel (pct.)
Operatør	Nikoil Limited	Nikoil Limited	80
Tilladelse meddelt	17-04-2013 (Åben Dør)	Nordsøfonden	20
Gældende til	17-04-2019		
Blok nr.	5506/4, 8, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 22, 23, 24; 5606/22, 23, 24, 28, 32		
Areal (km ²)	3633,5		

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

BILAG H1: DANSK KONCESSIONSOMRÅDE – MAJ 2013



BILAG H2: DANSK KONCESSIONSOMRÅDE VEST- MAJ 2013



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.

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).

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 vægtylde 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.

	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	0,03951 ⁱ
	Nm ³	t.o.e.	942,49 · 10 ⁻⁶ ⁱ
	Nm ³	kg · mol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
Rummål	m ³ (st)	GJ	0,03741 ⁱ
	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: 27 juni 2013

Forsidefoto: Den nye nordlige platform på Syd Arne feltet
Øvrige fotos: Energistyrelsen

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

ISBN: www-978-87-7844-984-9
ISSN: 1398-4349

Redaktionen blev afsluttet den 1. maj 2013.

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 om 2012 beskriver som de tidligere rapporter efterforsknings og udbygningsaktiviteterne på dansk område og en gennemgang af produktionen. Rapporten beskriver også anden anvendelse af den danske undergrund end olie- og gasindvinding med fokus på efterforskning og indvinding af geotermisk energi til fjernvarmeforsyning.

Rapporten indeholder desuden en beskrivelse af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold ved olie- og gasproduktionen samt miljø og klima.

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

Rapporten kan hentes via Energistyrelsens hjemmeside: www.ens.dk

Energistyrelsen
44 Amaliegade
1256 Copenhagen K

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

CVR-nr.: 59 77 87 14