



Danmarks olie- og gasproduktion

- og udnyttelse af undergrunden

09

FORORD

Danmark er nettoeksportør af olie og gas, og indtægterne fra olie- og gasproduktionen er på et højt niveau. Det er dog vigtigt at være fremsynet og tilrettelægge, hvordan fremtidens energiforbrug og -forsyning skal være og dermed sikre, at forsynings-sikkerheden og den gunstige indtægtssituation kan opretholdes.

Den faldende produktion af gas fra de danske felter i Nordsøen gør det nødvendigt at tage initiativ til sikring af de fremtidige leverancer til danske forbrugere. Allerede inden for få år vil den danske produktion ikke kunne dække forbruget i Danmark og Sverige, som hidtil er forsynet med dansk produceret gas. Derfor har en arbejdsgruppe i foråret 2010 vurderet forskellige muligheder for at udbygge infrastrukturen til transmission af gas.

Den nuværende infrastruktur giver ikke mulighed for at importere gas. Derfor er det besluttet at etablere en ny kompressorstation, der giver mulighed for import via rørledningen gennem Sønderjylland til Tyskland. I mellemtiden vil andre midlertidige løsninger sikre leverancerne.

Et andet vigtigt virkemiddel til at opretholde en høj forsyningsikkerhed er at effektivisere energiforbruget både hos den enkelte forbruger og i industrien. Også olie- og gasindustrien har taget energieffektivisering til sig og bl.a. opnået en markant reduktion i mængden af flaret gas i forbindelse med den danske olie- og gasproduktion. Forsyningsikkerheden øges fremadrettet ved at omlægge til vedvarende energikilder som vind, biomasse og geotermi. Interessen for at udnytte det geotermiske potentiale i den danske undergrund har været rekordstor med syv ansøgninger om nye geotermi-tilladelser i 2009. Energistyrelsen har udarbejdet en redegørelse om geotermipotentialet i Danmark, der udkom i oktober 2009.

Undergrunden gemmer stadig på kulbrinter. I slutningen af 2009 og begyndelsen af 2010 blev der gjort fund af kulbrinter under boringen af to efterforskningsboringer i den danske del af Nordsøen. Og flere efterforskningsboringer i Nordsøen er planlagt i fremtiden. Også på land er der gang i efterforskningsaktiviteterne. Tre nye Åben Dør tilladelser blev i løbet af 2009 tildelt, og det første 3D seismiske survey på land i Danmark blev i begyndelsen af 2010 afsluttet i Sønderjylland.

Året 2009 viste desværre også, hvad der kan ske, når sikkerhedsprocedurerne i forbindelse med olie- og gasindvindingen ikke respekteres. En person mistede livet under arbejde med tryktest af nitrogenudstyr. Nøgleindsatsen til at forhindre fremtidige arbejdsulykker er, at såvel selskaber som myndigheder følger op på de nærved hændelser og arbejdsulykker, der sker. Energistyrelsen fører tilsyn både på anlæggene offshore og på kontorerne i land, hvor selskabernes ledelsessystemer gennemgås. Energistyrelsen fokuserer i samarbejde med arbejdsmarkedets parter og andre myndigheder i offshoresikkerhedsrådet på løbende forbedringer af sikkerheden for de ansatte på anlæggene offshore.

København, juni 2010



Ib Larsen



INDHOLD

Forord	3
1. Koncessioner og efterforskning	6
2. Anden udnyttelse af undergrunden	18
3. Produktion og udbygning	25
4. Sikkerhed og sundhed	35
5. Miljø og klima	62
6. Ressourcer	72
7. Økonomi	92
Bilag A Producerede og injicerede mængder	104
Bilag B Producerende felter	107
Bilag C Ressourceopgørelse	148
Bilag D Økonomiske nøgletal	149
Bilag E Gældende økonomiske vilkår	150
Bilag F Geologisk tidssøjle	151
Bilag G1 Kort over dansk koncessionsområde	152
Bilag G2 Kort over dansk koncessionsområde – det vestlige område	153
Omregningsfaktorer	154

1 KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

To succesrige jura borerer blev udført i Nordsøen i 2009, hvorfor forventningen om tilstedeværelsen af og muligheden for at udnytte dybereliggende olie- og gasressourcer er høj.

Tildeling af tre nye Åben Dør koncessioner, en naboblok koncession samt en ny koncessionsansøgning i Åben Dør området viser, at interessen for olie- og gasefterforskning i Danmark stadig er stor. Den nye tendens i 2009 er, at olieselskabernes interesse nu også rettes mod ukonventionelle ressourcer, se boks 1.2.

EFTERFORSKNING I ÅBEN DØR OMRÅDET

Siden 1997 har det været muligt for selskaber at søge om en tilladelse til efterforskning og produktion af olie og gas i Åben Dør området, se boks 1.1 og figur 1.1.

Da døren åbnede for første gang i 1997, blev der tildelt fem tilladelser og de efterfølgende år fire tilladelser. Antallet af tilladelser i Åben Dør området har siden da ligget mellem tre og ni, som vist på figur 1.2. I 2009 var der i alt ni Åben Dør tilladelser, hvilket er det højeste siden 2001 og viser at interessen for området er stor.

fig. 1.1 De omtrentlige udbredelser af Alun Skifer og Zechstein karbonater i det danske Åben Dør område

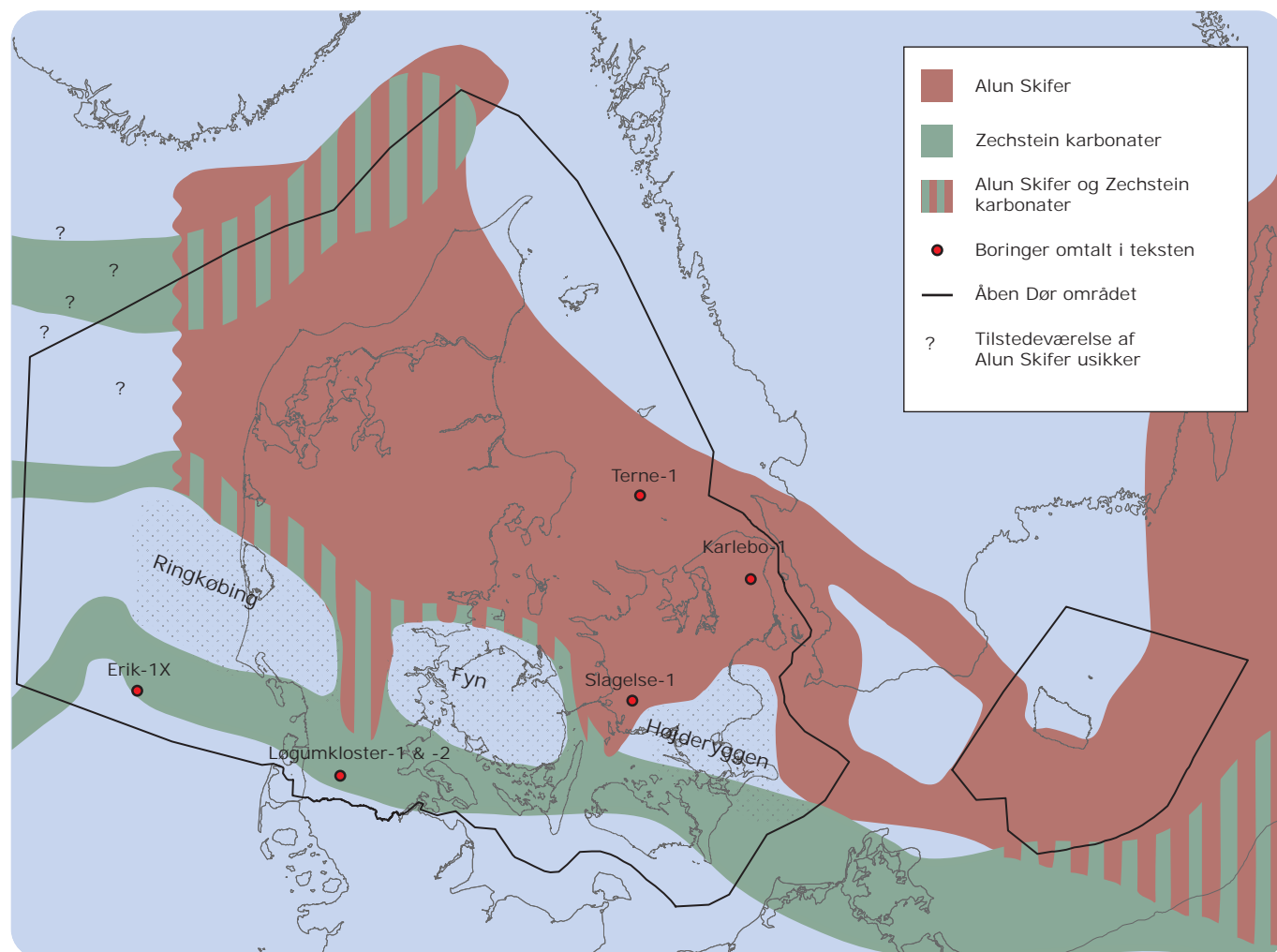
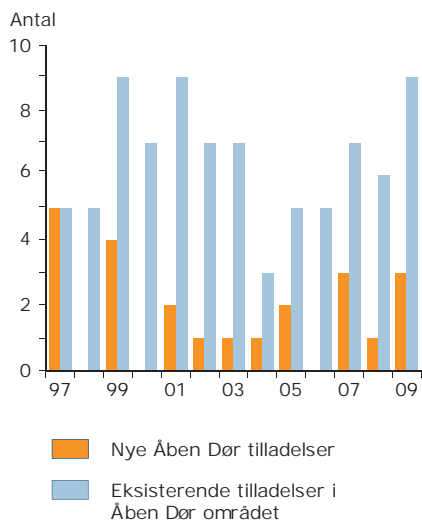


fig. 1.2 Antal tildelte Åben Dør tilladelser og antallet af Åben Dør tilladelser pr. år i perioden 1997-2009



Tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter gælder som udgangspunkt for en periode af 6 år, men nogle tilladelser kan dog indeholde bestemmelser om, at rettighedshaveren i løbet af 6-års perioden enten skal tilbagelevere tilladelsen eller forpligte sig til at udføre yderligere efterforskningsarbejde som f.eks. en efterforskningsboring.

Den nævnte efterforskningsaktivitet i Åben Dør området har endnu ikke ført til kommercielle fund af olie og gas, men der er fundet spor af kulbrinter, og i Sønderjylland er der gjort mindre fund.

Efterforskningsinteressen i Åben Dør området har, som figur 1.2 viser, været svingende. Til og med 2009 har tilladelserne resulteret i to borer. Boringen Erik-1X er boret i den sydøstlige del af Nordsøen, mens Karlebo-1 er boret i Nordsjælland. Placeringen af borerne er vist på figur 1.1. Borerne blev boret i henholdsvis 2001 og 2006, og ingen af dem fandt kulbrinter.

Siden 1997 er der indsamlet lige under 5.000 km² 2D seismiske data, omkring 700 km² 3D seismiske data, knap 2.500 geokemiske prøver og 3.700 km aeromagnetiske data i Åben Dør området. Til sammenligning er der i samme periode indsamlet 12.000 km² 2D og 12.500 km² 3D seismiske data i runde-området i den vestligste del af Nordsøen, der arealmæssigt udgør knap 15 pct. af det samlede danske område.

Nye idéer til efterforskningsmål og nye metoder til indvinding af olie og gas betyder, at flere selskaber fortsat håber på at gøre kommercielle fund i Åben Dør området.

boks 1.1

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 bilag G1. 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. Modtager Energistyrelsen mere end én ansøgning til samme område, gælder ifølge udbudsvilkårene først-til-mølle-princippet. Det betyder, at Energistyrelsen behandler den først modtagne ansøgning først.

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.

Koncessionskort samt invitationskrivelse til Åben Dør proceduren kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Det er klima- og energiministeren, der efter forelægning for Det Enerkipolitiske Udvalg udsteder tilladelserne.

Ukonventionelle efterforskningsmål, se boks 1.2 og afsnittet om Alun Skiferen, får stigende opmærksomhed fra olieindustrien. Den konventionelle måde at foretage efterforskning på med bl.a. indsamling af 3D seismiske data kan ikke altid anvendes på disse efterforskningsmål. De ukonventionelle efterforskningsmål kræver f.eks. i stedet udførelse af en boring tidligt i efterforskningsfasen for at påvise tilstedeværelsen af kulbrinter.

Flere forskellige typer efterforskningsmål er i øjeblikket i fokus i olieselskabernes efterforskning i Åben Dør området. Disse efterforskningsmål kan vise sig at indeholde olie- og gasressourcer, der vil kunne udnyttes i fremtiden. Internationalt er der gjort fund i tilsvarende bjergarter, og flere steder produceres der fra disse.

boks 1.2

Ordforklaringer

En **kildebjergart** er en bjergart, der indeholder så meget organisk materiale, at det under de rette temperatur- og trykforhold kan omdannes til kulbrinter, dvs. olie og gas.

En **reservoirbjergart** er en porøs bjergart, som indeholder vand, olie eller gas (fluider) i hulrummene mellem mineralkornene, dvs. i porerne. **Porøsitet** angiver, hvor mange porer og dermed hvor meget plads der er til fluiderne i bjergarten. Poresystemets gennemtrængelighed, også kaldet **permeabiliteten**, angiver, hvor let fluiderne kan passere gennem bjergarten.

Når kulbrinter er dannet i en kildebjergart vil en naturlig strømning, der kaldes **migration**, begynde, hvis trykket er højt nok. Dette skyldes, at olie og gas er lettere end det vand, der er i porerne. Olie og gas søger derfor opad. Strømningen kan foregå i porer, i sprækker og langs forkastninger i de forskellige lag i undergrunden.

Hvis kulbrinterne når en reservoirbjergart med et **segl**, kan olien og gassen samles. Et segl er et overliggende tæt lag som f.eks. salt eller skifer, som olien og gassen ikke kan passere igennem.

Konventionelle ressourcer er ressourcer, der kan indvindes ved hjælp af traditionel teknologi, hvad enten det foregår på land eller offshore. Traditionel teknologi er f.eks. horizontale brønde, der anvendes til olie- og gasindvinding i den danske del af Nordsøen.

I efterforskningen efter konventionelle ressourcer leder selskaberne efter strukturer i undergrunden bl.a. ved hjælp af detaljerede 3D seismiske undersøgelser, der er nærmere beskrevet i boks 1.4 om seismiske undersøgelser.

Ukonventionelle ressourcer er ressourcer, som hidtil er blevet anset for at være for dyre eller teknisk vanskelige at indvinde. Nye teknologiske fremskridt gør det nu muligt f.eks. at producere kulbrinter fra kildebjergarter så som skifer og at producere gas fra tætte, dybtliggende sandstenslag.



Efterforskningsmålene, der primært er Alun skiferen, Zechstein karbonater og sandsten fra Trias og Jura tiden, ligger i forskellige stratigrafiske niveauer, hvilket vil sige, at der er tale om lag af forskellig geologisk alder i undergrunden, se bilag F.

Alun Skiferen

Et af efterforskningsmålene, der er kommet i fokus i Danmark, er Alun Skiferen. Økonomisk rentabel produktion af gas fra lignende skifre i udlandet, bl.a. i USA, har resulteret i, at olieselskaberne leder efter tilsvarende bjergarter verden over herunder i Danmark.

Alun Skiferen er aflejret i perioden Mellem Kambrium til Tidlig Ordovicium, se bilag F. Dengang var hele Danmark havdækket. Alun Skiferen er aflejret under rolige forhold på 50-200 meters vanddybde, hvor iltindholdet ved bunden var lavt. Det er en af faktorerne, der har resulteret i, at et højt indhold af organisk materiale blev bevaret. Det høje indhold af organisk materiale gør Alun Skiferen til en potentiel kildebjergart, og det er muligheden for produktion af gas direkte fra kildebjergarten, der efterforskes. Et af spørgsmålene, der skal afklares under efterforskningen af Alun Skiferen er, om der stadig er kulbrinter tilbage i skiferen på grund af bjergartens høje alder.



Skiferen er lateralt og vertikalt meget ensartet, og den nutidige, omtrentlige udbredelse af Alun Skiferen kan ses på figur 1.1.

I Danmark har kun to boreriger gennemboet Alun Skiferen. Slagelse-1 boringen fra 1959 i Vestsjælland nåede skiferen i 2.900 meters dybde, mens Terne-1 boringen i Kattegat fra 1985 nåede skiferen i 3.200 meters dybde. Ingen af borerigerne påviste kulbrinter. Tidligere har forskellige olieselskaber søgt efter olie, der er dannet fra Alun Skiferen. Eftersøgningen har været fokuseret på reservoirer i yngre bjergarter, men alle borerigerne var tørre, dvs. uden påvisning af kulbrinter.

Alun Skiferen er et ukonventionelt efterforskningsmål, se boks 1.2. Dermed er de efterforskningsmetoder, der bruges til at fastlægge, om Alun Skiferen indeholder økonomiske ressourcer, anderledes sammenlignet med efterforskning efter olie og gas i traditionelle oliestrukturer, se bilag B. Det er hovedsageligt Alun Skiferens udbredelse og tykkelse samt om store forkastninger forskyder skiferen, der er vigtig. Det kan i de fleste tilfælde fastlægges med 2D seismiske undersøgelser. Viden om skiferens fysiske og kemiske egenskaber, så som hvorvidt den kan fraktureres, dvs. gennemsættes af revner på den rette måde, og om den indeholder kulbrinter, er nødvendig for at vurdere, om Alun Skiferen har potentiale til en økonomisk rentabel produktion. For at fastslå dette skal der bores og tages prøver af skiferen eller foretages en egentlig prøveproduktion.

Efterforskningen af Alun Skiferen er endnu på et meget tidligt stadium, og det vides endnu ikke om den danske Alun Skifer har potentiale som en gasressource.

Zechstein karbonater

Et andet efterforskningsmål, der er interesse for i Åben Dør området, er Zechstein karbonater fra den geologiske tidsperiode Øvre Perm, se bilag F og figur 1.1. I mange år er der blevet produceret olie og gas fra disse lag i Tyskland og Polen.

Fra 1950'erne og frem til 1993 er der i Danmark flere gange boret efter kulbrinter i Zechstein karbonater, og i 1980 fandt Løgumkloster-1 boringen for første gang kulbrinter i dette niveau. Boringen blev prøveproduceret, men produktionsraterne var for dårlige til at etablere en egentlig produktion. I 1993 fandt et andet selskab med

Løgumkloster-2/2A boringen kulbrinter i de samme lag, og også denne boring blev prøveproduceret. Vurderingen af produktionsraterne fra boringen var, at de var for lave til at være økonomisk rentable, og boringen blev efterfølgende lukket.

De potentielle reservoirbjergarter i Zechstein karbonaterne blev aflejret i kystzonen i et varmt hav under høje energiforhold. Miljøet svarer til de nutidige aflejningsmiljøer, der ses ved Bahamas, med tidevandsflader, laguner, barriereøer og revstrukturer. De fysiske egenskaber i Zechsteinlagene varierer meget både vertikalt og horisontalt på relativt korte afstande og vanskeliggør dermed efterforskningen. For at øge chancen for at gøre fund er det nødvendigt med en omfattende analyse af eksisterende data og indsamling af 3D seismiske data. De 3D seismiske data er nødvendige for at lave en detaljeret kortlægning af de strukturer, som kan indeholde olie og gas, så sandsynligheden for at bore en succesrig boring, der rammer lag af god reservoirkvalitet, øges. Tilstedeværelsen af kulbrinter, og om de fysiske egenskaberne af bjergarten er tilstrækkeligt gode til produktion fra reservoiret, kan kun påvises med boringer.

Sandstensreservoirer

Et tredje efterforskningsmål er sandstensreservoirer. I det meste af Danmark findes et eller flere porøse sandstenslag i undergrunden, se figur 2.1, der vil kunne indeholde kulbrinter, hvis de rette forhold er tilstede.

De mulige sandstensreservoirer er fra de geologiske tidsperioder Trias og Jura, se bilag F, og består af sand, som blev afsat i kystzonen af datidens hav eller i floder i de områder, der var landområder. I Trias-tiden var store dele af Danmark og Nordsøen fastland. Havniveauet begyndte i Sen Trias, der er den yngste del af Trias-perioden, at stige. Havniveaustigningen fortsatte op i Jura, og havet dækkede i slutningen af Jura-perioden det meste af Danmark. Dermed bevægede kystzonen sig i løbet af millioner af år hen over Danmark.

Sandsten fra Trias- og Jura-perioderne kan være op til 100 meter tykke og har ofte gode reservoir egenskaber med relativt høje porøsiteter på op til 30 pct. Sandstensreservoirerne kan, hvis de ikke indeholder kulbrinter og ligger i den rigtige dybde, potentielt anvendes til andre formål, se kapitel 2: *Anden udnyttelse af undergrunden*.

Udover de allerede nævnte efterforskningsmål efterforskes der efter kulbrinter i Perm og andre lag fra Palæozoikum.

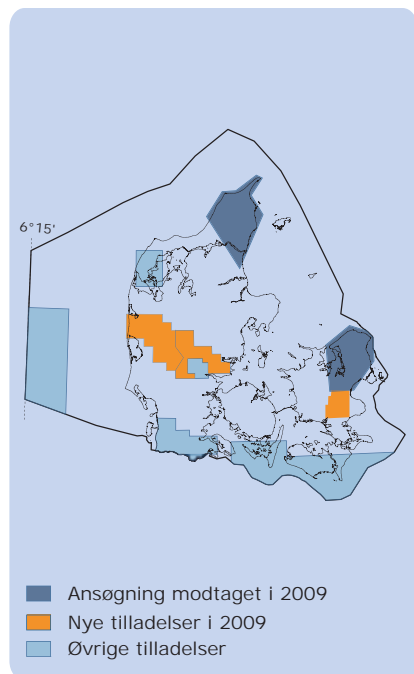
ÅBEN DØR TILLADELSER

Klima- og energiministeren udstedte den 17. maj 2009 to nye tilladelser – 1/09 og 2/09 – til Danica Jutland ApS (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). Tilladelserne omfatter to tilstødende områder i Midtjylland. Danica Jutland ApS, der er operatør for tilladelserne, er et nyoprettet, dansk registreret selskab.

GMT Exploration Company LLC og Jordan Dansk Corporation havde i 2008 indsendt en ansøgning til et område, der for størstedelens vedkommende overlappede med det område, som Danica Jutland ApS havde indgivet ansøgning om, men ansøger valgte at trække ansøgningen tilbage den 9. april 2009.

Den 17. november 2009 gav klima- og energiministeren en ny tilladelse – 4/09 – til Schuepbach Energy LLC (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). Tilladelsen dækker et område på Sjælland. Schuepbach Energy LLC, der er operatør for tilladelsen, er et selskab fra USA.

fig. 1.3 Ændringer i Åben Dør området i 2009



Energistyrelsen modtog den 22. september 2009 en ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Åben Dør området. Ansøgningen vedrører to større landområder, det ene i Nordjylland og det andet i Nordøstsjælland. Ansøgeren er Devon Energy Netherlands BV, der er et datterselskab af Devon Energy Corporation. Ansøgningen bliver nu behandlet af Energistyrelsen.

Alle ændringerne i Åben Dør området kan ses på figur 1.3.

NABOBLOK TILLADELSE

Naboblokproceduren giver rettighedshaveren til en tilladelse mulighed for at søge om en naboblok, hvis et prospekt eller et fund strækker sig uden for tilladelsen i et område, der ikke i forvejen er dækket af en tilladelse. Hvis betingelserne for at søge om en naboblok er opfyldt, kan der indledes en naboblokprocedure. I en naboblokprocedure får rettighedshaverne til alle øvrige tilstødende områder mulighed for også at indsende en ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af olie og gas.

Den 29. juni 2009 gav klima- og energiministeren en ny tilladelse – 3/09 – under naboblok proceduren. Tilladelsen omfatter et område, der grænser op til tilladelse 4/98 i den danske del af Nordsøen, se figur 1.4.

Tilladelsen blev givet til DONG E&P A/S (50 pct.), Bayerngas Danmark ApS (30 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.).

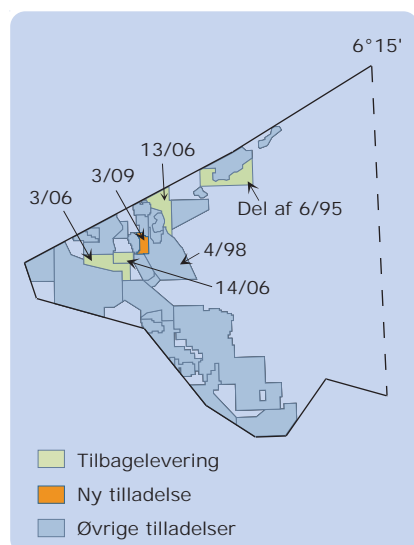
ÆNDRINGER AF TILLADELSER

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.

Endvidere henvises til bilagene G1 og G2, der viser tilladelserne i det danske koncessionsområde.

fig. 1.4 Ændringer i området vest for 6°15' østlig længde i 2009



Overdragelser

Energistyrelsen har godkendt overdragelse af andele i tilladelse 4/98. Efter at Saga Petroleum Danmark A/S trak sig ud af tilladelsen bestod rettighedshaveren fra den 1. januar 2009 af DONG E&P A/S (70 pct.) og Bayerngas Danmark ApS (30 pct.). Med virkning fra den 1. juli 2009 har DONG E&P A/S overdraget 20 pct. andele i tilladelse 4/98 til Nordsøfonden, hvormed DONG E&P A/S' andele er reduceret fra 70 pct. til 50 pct.

Med virkning fra den 3. april 2009 har Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) overtaget Odin Energi A/S's andel på 40 pct. i tilladelsen 1/05. PGNiG, der er operatør i tilladelsen, har herefter 80 pct. af andelen, mens Nordsøfonden har de resterende 20 pct.

Energistyrelsen har godkendt overdragelse af andele i tilladelserne 9/95 og 9/06. PA Resources AB har overdraget sine andele til PA Resources Denmark APS med virkning fra den 22. december 2009.

Forlængelser

Forlængelse af en tilladelse gives for at sikre, at det bedst mulige efterforskningsarbejde bliver gennemført, så områdets kulbrintepotentiale kan blive belyst og en eventuel kulbrinteforekomst udnyttet. En forudsætning for forlængelse af en tilladelse er, at rettighedshaveren som udgangspunkt forpligter sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejde i det pågældende område, se boks 1.3.

Energistyrelsen har i 2009 forlænget efterforskningsperioden for tilladelse 6/95, en tilladelse i den vestlige del af det danske område. Tilladelsen er forlænget med to år frem til den 15. november 2011. Den 15. november 2009 tilbageleverede rettighedshaveren den sydlige del af tilladelsen.

Med virkning fra den 12. november 2009 har Energistyrelsen ændret afgrænsningen af området i den del af tilladelse 6/95, hvis formål er produktion, dvs. Siri feltafgrænsningen.

Energistyrelsen har i 2009 forlænget efterforskningsperioden for tilladelse 9/95 frem til den 31. december 2011.

boks 1.3

Vilkår for tilladelser

En tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter (en koncession) gælder som udgangspunkt for en periode af 6 år.

Hver tilladelse indeholder et arbejdsprogram, som nærmere beskriver den efterforskning rettighedshaveren skal udføre, herunder tidsfrister for de enkelte undersøgelser og efterforskningsboringer. Enkelte tilladelsers arbejdsprogram kan indeholde bestemmelser om, at rettighedshaveren på et nærmere fastsat tidspunkt før den 6-årige periode udløber, enten skal tilbagelevere tilladelsen eller forpligte sig til at udføre f.eks. en efterforskningsboring.

Ved tilladelsens udløb kan Energistyrelsen forlænge en tilladelse med op til 2 år ad gangen, hvis rettighedshaveren, efter at have udført det oprindelige arbejdsprogram, som udgangspunkt vil påtage sig yderligere efterforskningsforpligtelser. Kun undtagelsesvist kan efterforskningsperioden forlænges ud over 10 år. En sådan forlængelse kan f.eks. gives, når det er hensigtsmæssigt at rettighedshaveren får tid til at afklare produktionsmulighederne for et marginalt fund.

Data, som selskaber indhenter i medfør af tilladelser efter undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. Hvis en tilladelse ophører, begrænses fortrolighedsperioden dog til 2 år. Når fortrolighedsperioden er ophørt, kan andre olieselskaber få adgang til de indhentede data. På den måde kan selskaberne forbedre deres kortlægning af undergrunden og deres vurderinger af mulighederne for efterforskning i områderne.

De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS), se boks 2.2 i kapitel 2: *Anden udnyttelse af undergrunden*, formidler alle frivilge oplysninger fra boringer, seismiske undersøgelser m.v. indhentet i forbindelse med efterforsknings- og indvindingsaktiviteter.

Ophørte tilladelser og areal-tilbageleveringer

To 6. runde tilladelser – 3/06 og 14/06 – ophørte den 22. maj 2009.

Rettighedshaveren i tilladelse 3/06 omfattede Sagex Petroleum hf (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.), og efterforskningsarbejdet, der blandt andet blev udført, var indsamling af 3D seismiske data i 2007.

Rettighedshaveren i tilladelse 14/06 omfattede DONG E&P A/S (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.).

Endnu en 6. runde tilladelse – 13/06 – ophørte den 22. november 2009. Rettighedshaveren i tilladelsen omfattede DONG E&P A/S (36 pct.), Talisman Energy Denmark AS (24 pct.), Gaz de France Production Nederland BV (20 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.). Rettighedshaveren gennemførte en efterforskningsboring på den del af prospektet, der strækker sig ind på norsk område.

Ud over 6. runde tilladelserne er den sydlige del af tilladelse 6/95 tilbageleveret den 15. november 2009.

Ændringerne kan ses på figur 1.4.

FORUNDERSØGELSER

Alle forundersøgelser udført i 2009 er udført i Åben Dør området og hovedparten af de seismiske data er indsamlet på land, se også boks 1.4, som det fremgår af figur 1.5. Dette er en markant ændring i forhold til forgangne år, hvor hovedparten af efterforskningsaktiviteten lå i rundeområdet vest for 6°15' østlig længde. Mængden af indsamlede geofysiske data i perioden 2001-2009 kan ses på figur 1.6.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) fik den 25. august 2009 tilladelse til at indsamle 2D og 3D seismiske data i tilladelse 1/05, som PGNiG er operatør for. Forundersøgelsestilladelsen blev den 27. november 2009 forlænget, da de seismiske undersøgelser trak ud pga. af store nedbørsmængder i Sønderjylland. Indsamlingen foregik september til november 2009 og blev genoptaget januar til februar 2010. Undersøgelsen blev afsluttet den 14. februar 2010. I alt blev der indsamlet 146 km² 3D seismiske data og 70 km 2D seismiske data.

DONG E&P A/S udførte en 2D seismisk undersøgelse i tilladelse 3/07 i perioden september til oktober 2009. DONG E&P A/S anvendte Rambøll Danmark A/S som indsamlingsentreprenør, og der blev i alt indsamlet 50 km 2D seismiske data i Nordvestjylland.

Danica Jutland ApS har i tilladelse 1/09 og 2/09 i Midtjylland udført en geokemisk undersøgelse i perioden august til og med oktober 2009. Danica Jutland har indsamlet 1.200 jordprøver fra en meters dybde, hvorefter prøverne er analyseret for kulbrinter.

Danica Resources ApS har i november 2009 udført en geokemisk undersøgelse i tilladelse 1/08. Der er indsamlet 50 jordbundsprøver fra en meters dybde. Prøverne er efterfølgende blevet analyseret for kulbrinter.

fig. 1.5 Forundersøgelser foretaget i 2009

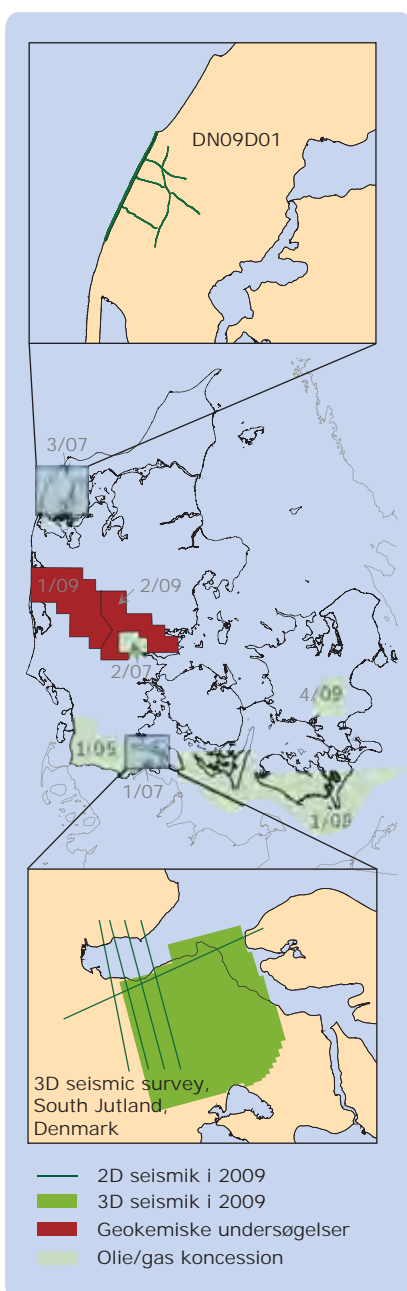
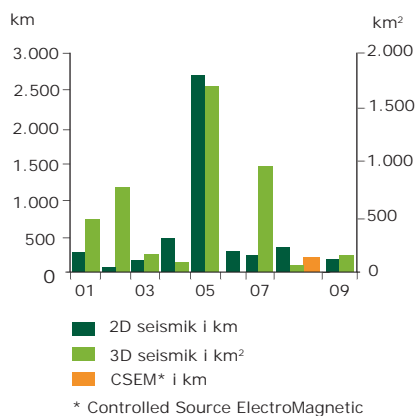


fig. 1.6 Indsamlede geofysiske data i perioden 2001-2009



boks 1.4

Seismiske undersøgelser

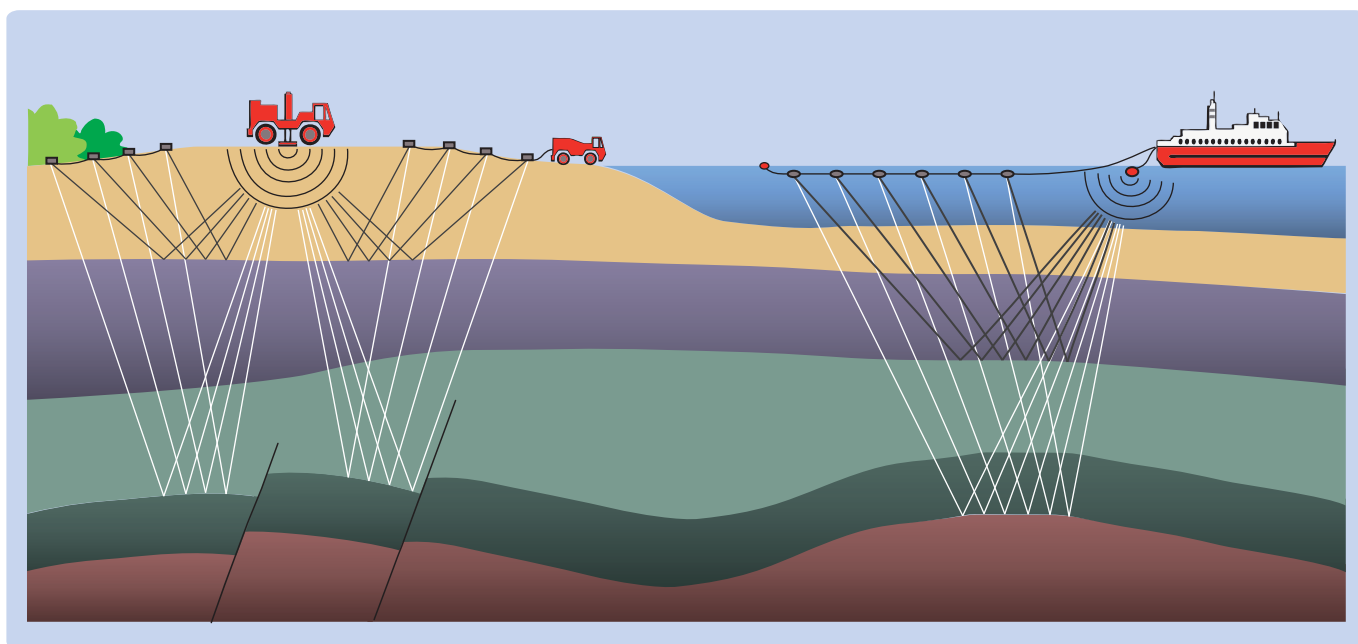
Seismiske undersøgelser udføres for at få information om lagene i undergrunden. En seismisk undersøgelse udføres ved, at der sendes trykbølger fra en lydkilde ned i undergrunden. Når trykbølgen møder forskellige geologiske lag, vil en del af trykbølgen blive reflekteret tilbage til overfladen. Her bliver refleksionen opfanget af specielle modtagere, der på forhånd er placeret i området, se figur 1.7. Resultatet er et billede af geologien i undergrunden. Billedet kan blandt andet anvendes til at finde geologiske strukturer, der kan indeholde olie og gas, hvis de rette betingelser er til stede.

Ved en **2D seismisk undersøgelse** fås et billede, der viser et tværsnit af undergrunden. Når de 2D seismiske linjer indsamles i et fintmasket net opnås et tredimensionalt billede af undergrunden. Dette kaldes **3D seismik**. Når 3D seismiske data bliver indhentet i samme område med års mellemrum og sammenlignes, fås en fjerde dimension – tiden. **4D seismik** kan f.eks. vise de forandringer, der er sket i et producerende felt over tid. Med 4D seismik kan det blandt andet være muligt at se, hvilken vej olien er strømmet mod produktionsbrøndene, og hvilke områder i feltet, der ikke drænes tilstrækkeligt. Med den viden kan selskaberne optimere indvindingen.

Seismiske undersøgelser på land

På land skabes trykbølgerne i dag oftest ved hjælp af vibratører. Vibratørerne er monteret på store specialkøretøjer, der kaldes vibratorkøretøjer. Vibratorkøretøjerne er udstyret med tunge og kraftige stempler, se figur 1.7, der presses mod

fig. 1.7 Skematisk fremstilling af seismiske undersøgelser på land og til vands





underlaget. Herved genererer vibratorkøretøjerne de nødvendige trykbølger. De reflekterede trykbølger registreres ved hjælp af små, simple mikrofoner, der i fagsprog kaldes geofoner. Geofonerne placeres i jordoverfladen i lange rækker på op til flere kilometers længde. De mange geofoner, hvoraf der kan være op til flere tusinde, er forbundet til en optageenhed, som ofte er en lastbil fyldt med avanceret elektronik og kraftige computere.

For at give trykbølgen tilstrækkeligt energi til at geofonerne kan opfange refleksionerne fra de dybereliggende lag, der bliver efterforsket for kulbrinter, anvendes ofte flere vibratorkøretøjer samtidig.

Tidligere blev dynamit anvendt som lydkilde, men denne teknik bruges i dag kun i meget specielle tilfælde, hvor det er nødvendigt at indsamle seismiske data i vandmættede områder, så som moser og lignende.



Når en seismisk undersøgelse skal foretages på land, skal selskabet, der står for undersøgelsen, blandt andet indhente samtykke fra de grundejere, hvis ejendom data skal indsamles over. I tilfælde hvor en grundejer ikke giver sit samtykke, kan selskabet søge Energistyrelsen om en midlertidig tilladelse til at komme ind på ejendommen. Selskabet skal godtgøre, at det er nødvendigt at få adgang til den berørte ejendom, og dokumentere, at de har gjort en rimelig indsats for at opnå grundejerens samtykke, herunder hvilke tiltag, der er gjort for at få en aftale i stand med grundejeren.

Energistyrelsen tager dernæst stilling til, hvorvidt det er nødvendigt at gennemføre undersøgelsen på netop denne ejendom, for at tilvejebringe de nødvendige oplysninger om undergrunden. Hvis Energistyrelsen vurderer, at det er nødvendigt at gennemføre undersøgelsen på ejendommen, er selskabet berettiget til at udføre undersøgelsen på ejendommen. Grundejeren kan i givet fald klage over Energistirelsens afgørelse til klima- og energiministeren.

Seismiske undersøgelser til vands

Når seismiske data skal indsamles på havet, bliver det seismiske udstyr trukket efter et specialindrettet skib. Trykbølgen bliver udsendt fra en luftkanon, der trækkes efter skibet, se figur 1.7. I stedet for geofoner bruges hydrofoner til at opfange de reflekterede signaler. Hydrofonerne er placeret i 5-8 km lange kabler, der også trækkes efter skibet. Hvis indsamlingen skal foregå i lavvandede områder, er metoden den samme dog bruges mindre både, og længden på hydrofonkablerne er kortere.

Ved gennemførelse af seismiske undersøgelser på havet skal der træffes passende foranstaltninger for at tage hensyn til bl.a. havpattedyr som f.eks. marsvin, se afsnittet *Støj fra seismiske undersøgelser* i kapitel 5: *Miljø og klima*.

Energistyrelsen skal altid for både seismiske undersøgelser på land og til vands på forhånd godkende undersøgelsesprogrammerne.

BORINGER

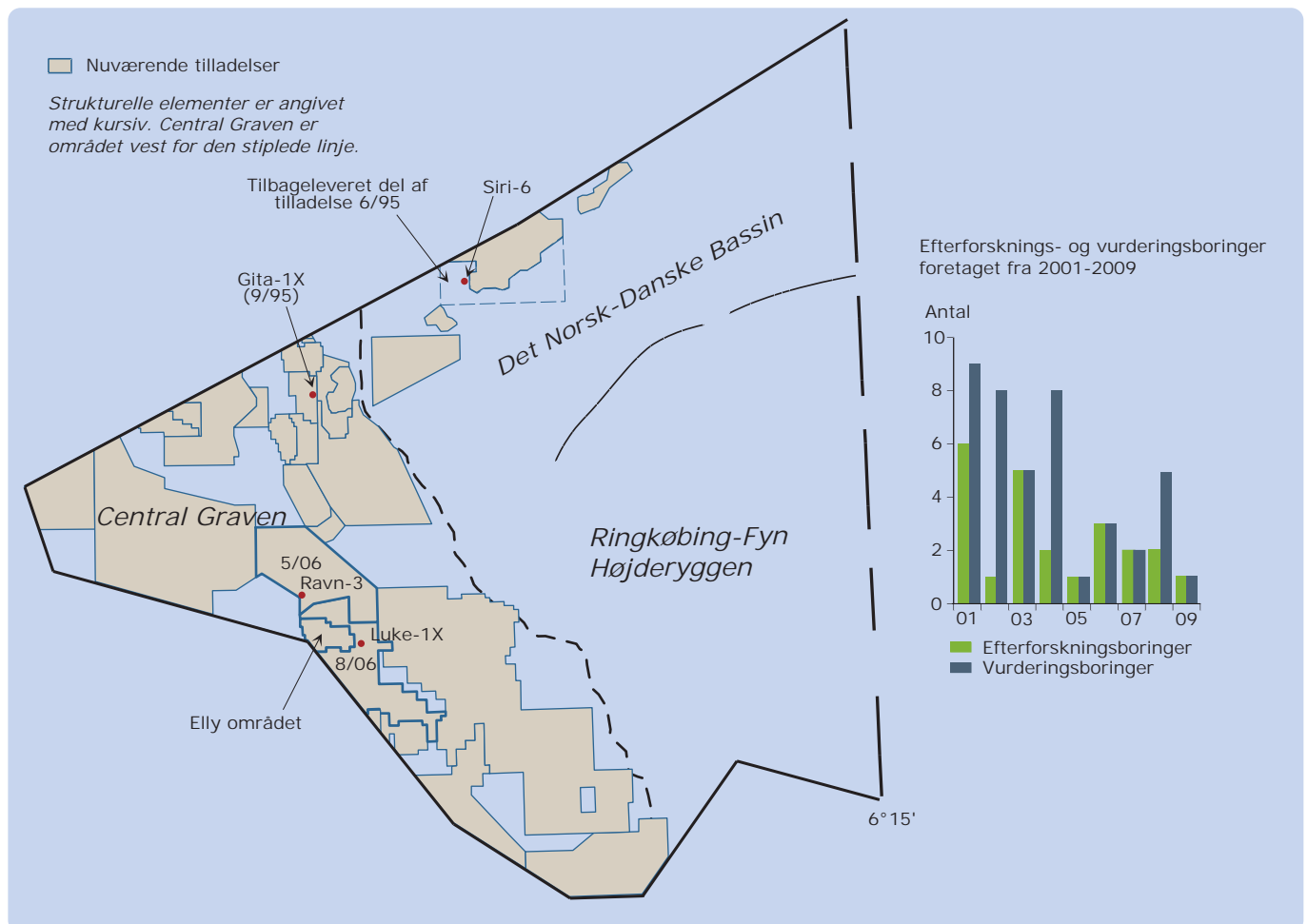
Der blev i 2009 udført en efterforskningsboring og en vurderingsboring, som begge fandt kulbrinter i jurassiske reservoirer. De to positive resultater har øget forventningen til kulbrintepotentialet i dybtliggende reservoirer.

Placeringen af boringerne samt en sammenligning af antal efterforsknings- og vurderingsboringer i perioden fra 2001-2009 er vist på figur 1.8. Vurderingsboringer på felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag B.

Boringerne Siri-6 og Gita-1X blev afsluttet i 2009, men da påbegyndelsestidspunktet for begge boringer var i slutningen af 2008, tæller disse to boringer ikke med i statistikken for 2009.

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

fig. 1.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2009 vest for 6° 15' østlig længde



boks 1.5

Kulbrinter består af molekyler, der primært er opbygget af kulstof (C) og brint (H). Små, lette kulbrintemolekyler kaldes **gas**, mens **olie** består af større og tungere kulbrintemolekyler. I reservoiret er trykket og temperaturen i udgangstilstanden højt. Når kulbrinterne produceres og trykket og temperaturen falder, kondenserer de tungeste gasmolekyler til en væske, der kaldes **kondensat**.

Luke-1X (5504/6-6)

Mærsk Olie og Gas AS har som operatør for tilladelse 8/06 boret efterforskningsboringen Luke-1X i den vestligste del af det danske Nordsøområde. Boringen fandt gas og kondensat, se boks 1.5, i sandsten af Mellem Jura alder.

Borearbejdet på Luke-1X blev påbegyndt den 7. august 2009 med boreplatformen Mærsk Resolve og afsluttet den 7. februar 2010.

Luke-1X blev boret som en lodret boring og sluttede i lerlag af formodet Nedre Jura alder i en dybde af 4.572 meter under havets overflade. Boringen fandt kulbrinter i sandstenslag i den mellem jurassiske Bryne Formation, og der blev udtaget kerneprøver og foretaget målinger for at kunne evaluere fundet. For at vurdere fundet nærmere blev der desuden boret en sideboring – Luke-1XA – mod nord. Efter udførelsen er begge brøndspor blevet forseglede med cementpropper og lukket permanent.

Luke-1X blev udført lige øst for Elly gas/kondensat feltet, som ligger i A.P. Møller – Mærsk A/S' Eneretsbevilling. Der var derfor indgået en samarbejdsaftale mellem tilladelse 8/06 og Eneretsbevillingen om boringens udførelse.

Ravn-3 (5504/5-2)

Wintershall Nordzee B.V. har som operatør for tilladelse 5/06 boret vurderingsboringen Ravn-3 i den vestligste del af det danske Nordsøområde. Boringen sluttede i lag af Trias alder i 4.469 meters dybde målt lodret under havets overflade. Ravn-3 fandt øvre jurassiske sandstenslag med indhold af olie og gas. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie og gas.

Borearbejdet i Ravn-3 blev påbegyndt den 15. september 2009 med boreplatformen Noble George Sauvageau og afsluttet den 25. december 2009. Boringen blev lukket på en sådan måde, at den senere vil kunne genanvendes.

Ravn-3 ligger ca. 1,5 km syd for Ravn-1 boringen, hvor der i 1986 blev gjort fund af olie og gas. Efter Ravn-2 vurderingsboringen, der blev boret i 1987, vurderede rettighedshaveren, at der ikke var grundlag for etablering af en feltudbygning, og tilladelsen blev tilbageleveret.

Udnyttelse af undergrunden til forskellige formål reguleres af lov om anvendelse af Danmarks undergrund. Loven omtales normalt som undergrundsloven. I dette kapitel omtales 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, ligesom der er interesse for deponering af CO₂ i undergrunden.

GEOTERMISK VARMEPRODUKTION

Meget store mængder varme findes i den danske undergrund. Den geotermiske varme kan indvindes fra det salte vand, der ligger i porøse sandstenslag, se boks 1.2 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*, der kan findes i meget store dele af Danmarks undergrund. Geotermisk varme fra undergrunden kan udnyttes til fjernvarme, se boks 2.1.

boks 2.1

Jordvarme og geotermi

Jordvarme er i de senere år blevet mere udbredt. Jordens varme optages af en væske, der cirkulerer i et system af slanger gravet ned i ca. 1 meters dybde. Varmen fra væsken udvindes ved hjælp af en el-drevet varmepumpe. Jordvarmeanlæg kan størrelsesmæssigt tilpasses almindelige parcelhuse. Ved jordvarme udnyttes den varme som solen tilfører de øverste jordlag. Etablering af jordvarmeanlæg er reguleret af Miljøministeriets bekendtgørelse om jordvarmeanlæg. Jordvarmeanlæg må ikke etableres før kommunen har givet tilladelse til det efter bestemmelserne i miljøbeskyttelsesloven

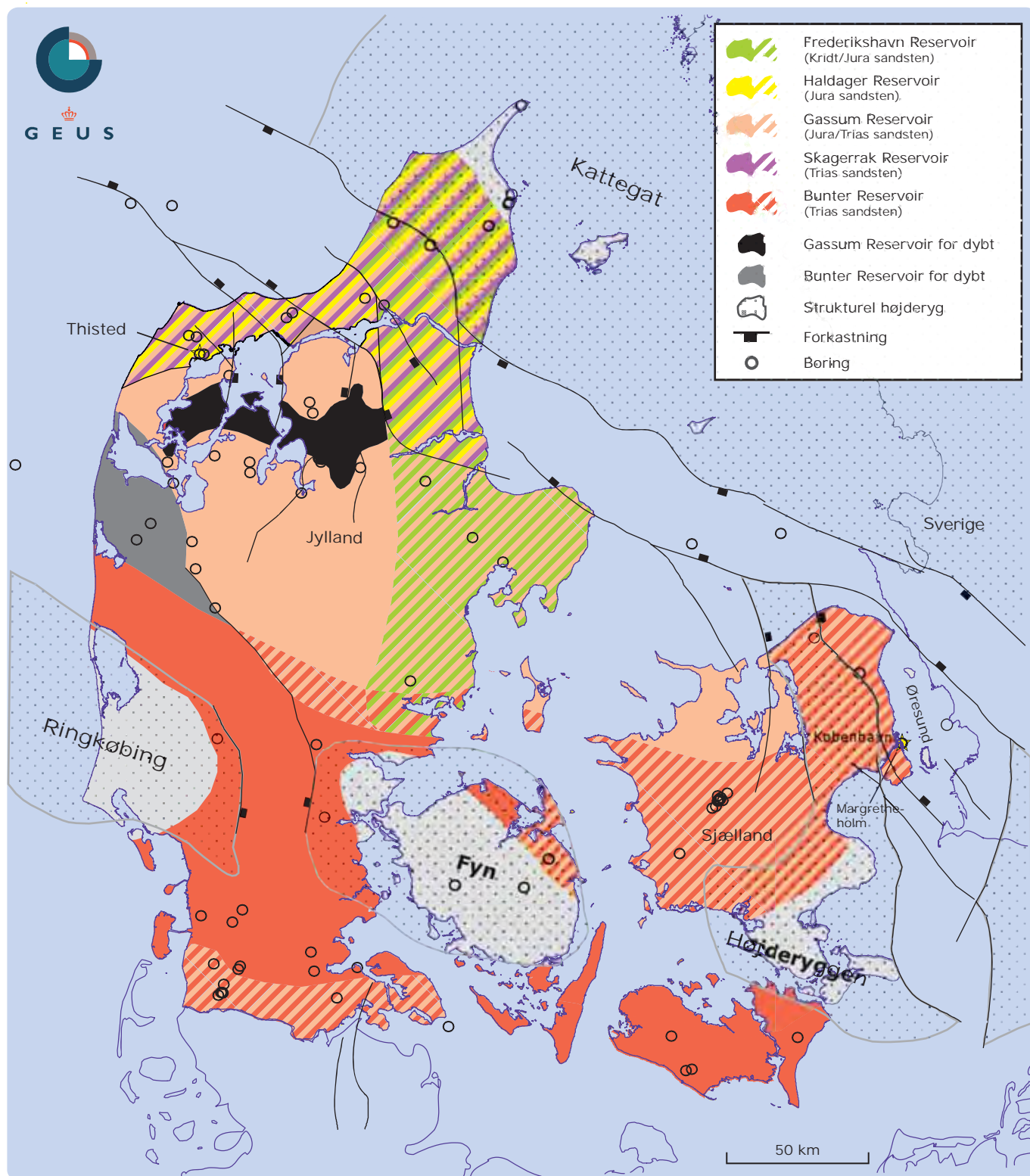
Geotermisk energi indvindes fra det varme vand, som naturligt findes i porøse og permeable sandstenslag, se boks 1.2 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*, som i Danmark typisk findes i dybder mellem 800 og 3.000 meter. Geotermiske anlæg er dyre at anlægge blandt andet på grund af de nødvendige dybe borer. Geotermiske anlæg passer derfor ind i større fjernvarmesystemer. Ved geotermisk energi indvindes varme, som strømmer ud fra jordens indre, hvor temperaturen er på op mod 5.000 °C. I jordens indre skabes varmen ved radioaktive processer, der ligner dem, som foregår i solen. Indvinding af geotermisk energi reguleres af undergrundsloven, som administreres af Energistyrelsen.

Udnyttelse af geotermisk energi

Geotermisk varme fra jordens indre strømmer hele tiden ud mod jordoverfladen. I Danmark, hvor temperaturen i jordlagene stiger med 25 - 30 °C pr. 1.000 meters dybde, er det muligt at udnytte denne varme til opvarmning i form af fjernvarme. Det varme vand, der findes i porøse og permeable sandstenslag, pumpes via en boring op til overfladen. Her indvindes varme via varmevekslere, hvorefter det afkølede vand pumpes tilbage i undergrunden i en anden boring.

Energistyrelsen udgav i efteråret 2009 redegørelsen "Geotermi – varme fra jordens indre, status og muligheder i Danmark", der beskriver mulighederne for geotermisk varmeproduktion i Danmark. Redegørelsen bygger på rapporten "Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark" fra De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland, GEUS, se boks 2.2. Redegørelsen fra Energistyrelsen og rapporten fra GEUS er tilgængelige via Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

fig. 2.1 Regionalt geologisk potentiale for mulige sandstensreservoarer, der kan anvendes til geotermisk varmeproduktion



boks 2.2

De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS)

De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) hører under Klima- og Energiministeriet. GEUS har status som statsvirksomhed, og deres opgaver er fastlagt i Lov om De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (lov nr. 536 af 6. juni 2007).

GEUS er ansvarlig for den videnskabelige udforskning af de geologiske forhold i Danmark og Grønland med tilhørende sokkelområder. GEUS skal drive forskning, som er af betydning for udnyttelsen og beskyttelsen af geologiske naturværdier og skal endvidere foretage kortlægning, overvågning, dataindsamling, dataforvaltning og formidling. GEUS udfører sin forskning uafhængigt af klima- og energiministeren.

GEUS yder forskningsbaseret geologisk rådgivning til Energistyrelsen og andre offentlige myndigheder i natur-, miljø-, energi- og råstofmæssige spørgsmål. Desuden er GEUS nationalt geologisk datacenter og stiller i den egenskab data og viden til rådighed for myndigheder, uddannelsesinstitutioner, virksomheder og private m.v.



GEUS har udarbejdet et kort, der viser, hvor egnede sandstenslag til geotermisk energiproduktion sandsynligvis kan findes, se figur 2.1. Kortet viser en regional vurdering af det geotermiske potentiale og er en generalisering for større områder, hvorfor der lokalt kan være andre forhold i undergrunden end vist på kortet. Hvordan forholdene er lokalt, kan kun bestemmes ved at lave geologiske undersøgelser som seismisk kortlægning og prøveboringer.

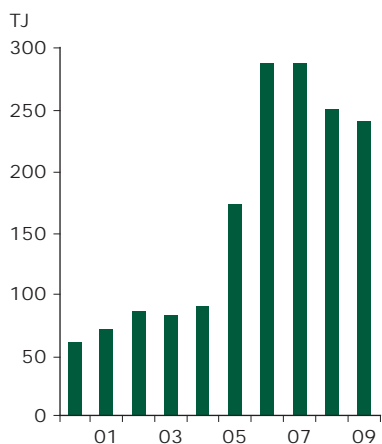
I den danske undergrund er der flere sandstenslag, der potentielt kan udnyttes til geotermisk varmeproduktion. Sandstenslagene er aflejret for 250 mio. til 100 mio. år siden i de perioder af jordens historie, som benævnes Trias, Jura og Nedre Kridt, se bilag F. Disse sandstenslag er i figur 2.1 angivet ved benævnelserne: Bunter, Skagerrak, Gassum, Haldager og Frederikshavn formationerne. For en nærmere beskrivelse af disse sandstenslag henvises til ovennævnte rapport fra GEUS.

Kortet over det regionale geotermiske potentiale, se figur 2.1, viser de områder, hvor forskellige mulige sandstenslag kan findes i dybden 800-3.000 meter og har en tykkelse på minimum 25 meter. GEUS vurderer, at sandstenslagene skal være på denne dybde og med minimum 25 meters tykkelse for at kunne opnå de nødvendige egenskaber (tilstrækkelig vandproduktion og temperatur) for udnyttelse til varmeproduktion.

I meget store dele af Danmark er der gode muligheder for at finde sandstenslag, der kan udnyttes til geotermisk varmeproduktion. Flere steder i landet er der endda mulighed for udnyttelse af to eller flere af sandstenslagene i forskellige dybder. Sådanne områder er angivet med skraveret signatur i figuren. Der er gode muligheder for at finde egnede sandstenslag i det meste af Jylland og den nordøstlige del af Fyn samt på hovedparten af Sjælland, Lolland og Falster.

Der er dog også områder af Danmark, hvor mulighederne for at finde sandstenslag i en passende dybde ikke er til stede. Det drejer sig om størstedelen af Fyn, det sydøstlige Sjælland og områder i det vestlige og nordlige Jylland samt hele Bornholm. De områ-

fig. 2.2 Produktion af geotermisk energi, 2000-2009



der, hvor mulighederne ikke er til stede, er angivet i figur 2.1 med grå og sort farve. I de områder er sandstenslagene enten ikke til stede, de ligger for højt med for lav temperatur til følge eller er begravet for dybt med for lav porøsitet og permeabilitet, se boks 1.2 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.

Geotermi kan i fremtiden få en rolle som varmekilde i mange eksisterende fjernvarmenet i Danmark. I redegørelsen er det opgjort, at der i 32 eksisterende fjernvarmenet med en varmeleverance på mere end 400 TJ/år kan være et potentiale for etablering af geotermisk energiproduktion. Nærmere analyser er dog nødvendige for at afklare, hvorvidt det vil være attraktivt at etablere geotermisk energiproduktion på en given lokalitet.

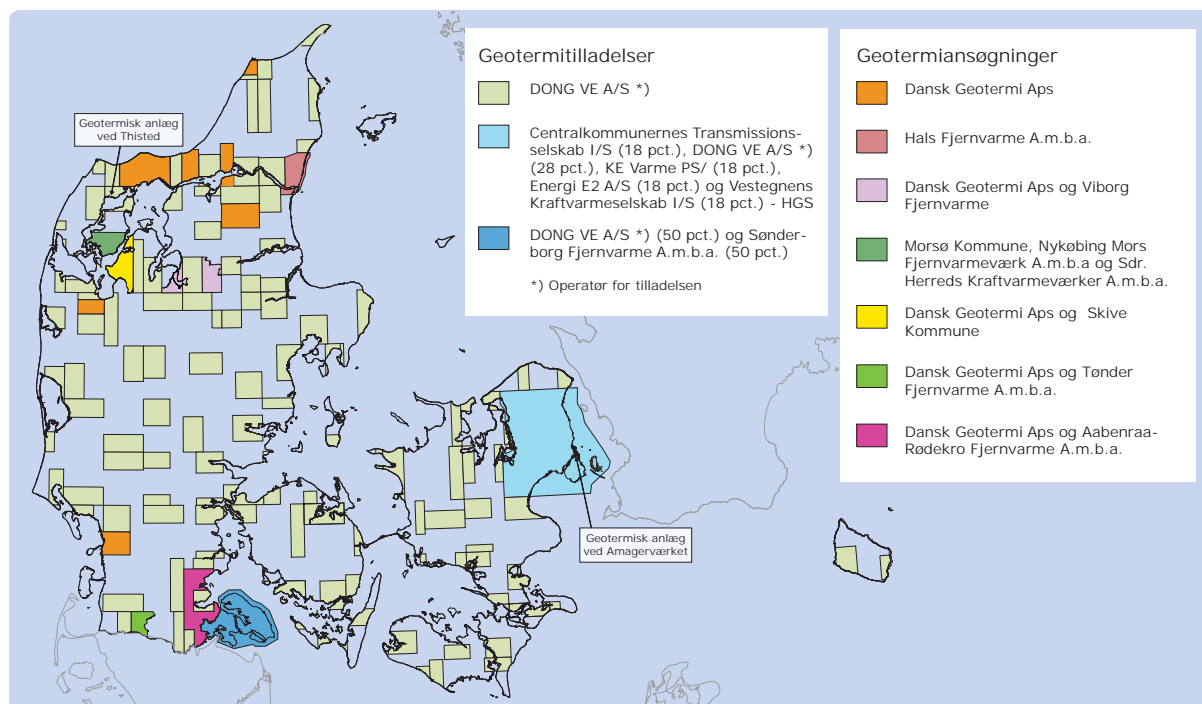
Der er i dag to geotermiske varmeanlæg i Danmark. Et anlæg ved Thisted har produceret varme siden 1984, og et anlæg på Amager siden 2005. Et tredje geotermianlæg er på vej ved Sønderborg med forventet produktionsstart i 2012.

Produktionen af geotermi gennem de seneste ti år er vist i figur 2.2. Samlet set blev der i 2009 produceret 241 TJ geotermisk energi til fjernvarmeproduktion. Til sammenligning produceres der i alt ca. 124.000 TJ fjernvarme om året i Danmark

Tilladelser

Ved udgangen af 2009 var der tre tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk varme. DONG har en eneretsbevilling fra 1983, der omfatter en række områder. DONG's eneretsbevilling dækkede oprindeligt hele Danmark, men i 1993 og igen i 2003 leverede DONG 1/3 af arealerne tilbage. Tilladelsen udløber i december 2013. I hovedstadsområdet har selskaberne i Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde (HGS) en tilladelse udstedt i 2001, og i 2007 blev der udstedt en tilladelse, der dækker Sønderborg kommune. Placeringen af tilladelserne kan ses på figur 2.3.

fig. 2.3 Geotermittilladelser i Danmark i 2009



Energistyrelsen var ved udgangen af 2009 i gang med at behandle i alt syv ansøgninger om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. De ansøgte områder fremgår af figur 2.3.

For ledige områder kan interesserede selskaber indsende en ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi, se boks 2.3.

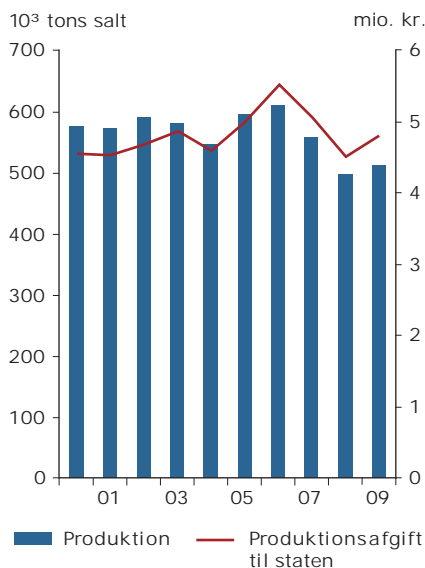
boks 2.3

Ansøgninger om og tilladelser til geotermi

Efterforskning og indvinding af geotermisk varme kræver en tilladelse efter undergrundslovens bestemmelser. Tilladelsen udstedes af klima- og energiministeren i medfør af undergrundslovens § 5, efter at sagen har været forelagt for Det Energpoltiske Udvalg i Folketinget. En ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding kan, for arealer som ikke er omfattet af en eksisterende geotermi-tilladelse, indsendes til Energistyrelsen. Der er et ansøgningsgebyr på 25.000 kr.

Det eller de selskaber, der er indehavere af en tilladelse, kaldes rettighedshaveren. Hvis rettighedshaveren vil påbegynde indvinding af geotermisk energi kræver det, at rettighedshaveren indsender en plan for indvindingen, herunder produktionens tilrettelæggelse samt anlæggene hertil efter bestemmelserne i undergrundslovens § 10. Planen skal godkendes af Energistyrelsen. Der er også behov for kommunale godkendelser i forbindelse med etablering af anlæg til indvinding af geotermisk energi.

fig. 2.4 Saltproduktion og statens indtægter fra produktionsafgiften, 2000-2009



SALTINDVINDING

I Danmark indvindes salt et enkelt sted. Saltet bliver anvendt til konsumsalt, industri-salt og vejsalt. Det er selskabet Akzo Nobel Salt A/S, der indvinder salt fra en salthorst i undergrunden ved Hvornum ca. 8 km sydvest for Hobro. Selskabet har en eneretsbevilling til produktion af salt fra den danske undergrund. Bevillingen udløber i 2013, og selskabet har ansøgt om en ny bevilling til afløsning for den eksisterende bevilling, som blev udstedt i 1963.

Klima- og energiministeren meddelte i foråret 2010 en ny tilladelse til Akzo Nobel Salt A/S til indvinding af salt ved opskylning.

Den årlige produktion af salt er 500.000 til 600.000 tons om året, og statens indtægter fra produktionsafgiften er omkring 5 mio. kr. om året. Figur 2.4 viser de seneste ti års produktion af salt og de statslige indtægter fra produktionsafgift.

DEPONERING AF CO₂

Deponering af CO₂ i undergrunden kan ske på steder med egnede geologiske forhold. I Danmark vil det typisk være i porøse og permeable sandstenslag, se boks 1.2 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*, der ligger dybere end ca. 1.000 m. Deponering i denne dybde vil betyde, at CO₂ er flydende på grund af det høje tryk. Sandstenslagene skal danne en struktur, hvor den injicerede CO₂ kan fanges i porøse lag. Over sandstenslagene skal der være tætte lerlag, som er uigennemtrængelige for CO₂, således at det deponerede CO₂ ikke slipper ud. Sådanne optimale geologiske forhold for deponering af CO₂ findes mange steder i Danmarks undergrund både på land og i havområdet.

fig. 2.5 Ansøgning om tilladelse til deponering af CO₂

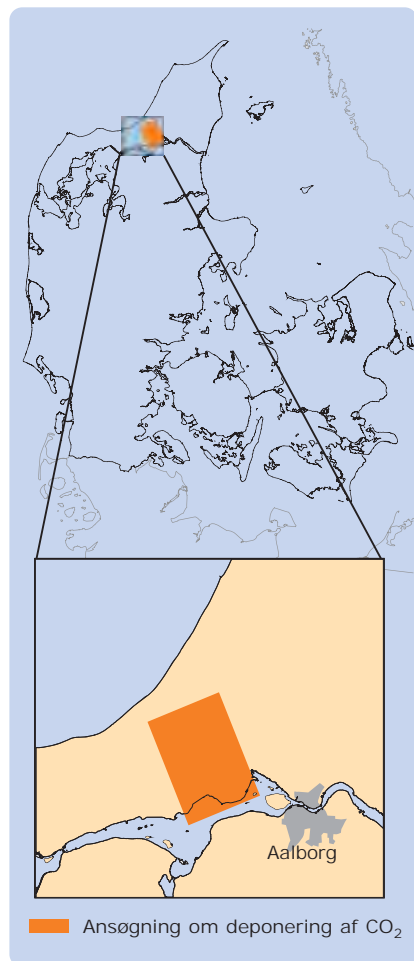


fig. 2.6 Gaslagre i Danmark i 2009



Der er dog behov for detaljerede undersøgelser og vurderinger for en given lokalitet, før der vil kunne tages stilling til et konkret projekt for deponering af CO₂.

Både Vattenfall og DONG fik i 2008 tilladelse til at foretage forundersøgelser af undergrunden i Danmark med henblik på at vurdere mulighederne for deponering af CO₂. Tilladelsen til DONG er udløbet i 2009, mens Vattenfall har fået forlænget tilladelsen til at udføre forundersøgelser.

Vattenfall gennemførte i efteråret 2008 2D seismiske undersøgelser af undergrunden nordvest for Aalborg for at kortlægge Vedsted strukturen. Den 29. juni 2009 indsendte Vattenfall en ansøgning om tilladelse til at anvende undergrunden til lagring af CO₂. Der er søgt om et område på ca. 12 km x 17 km, der dækker Vedsted strukturen, se figur 2.5. Vattenfall oplyste i september 2009, at deres projekt for opsamling og deponering af CO₂ er udsat. Derfor er de arbejder (3D seismik, dybe undersøgelsesboringer, mv.), der er beskrevet i ansøgningen, udskudt og vil blive udført på et senere tidspunkt. I marts 2010 har Vattenfall fremsendt en revideret ansøgning, som er under behandling.

Der er desuden overvejelser om at injicere CO₂ i olieletterne i Nordsøen for at opnå øget olieproduktion. Injektion af CO₂ vil kunne frigøre mere olie fra lagene og dermed øge indvindingsgraden. Mærsk Olie og Gas AS undersøger, om det kan lade sig gøre at etablere et sådant projekt på et dansk oliefelt og er i den forbindelse i kontakt med finske selskaber om et projekt, hvor omkring 1,2 mio. tons CO₂ opsamles årligt på et kraftværk i Finland, sejles i tankskibe til Nordsøen og injiceres i danske olieletter der. Injektion af CO₂ vil kræve ombygning af platformen og rørledningerne på olieletteret.

EU vedtog i april 2009 et direktiv om lagring af CO₂, der skal implementeres i dansk lovgivning, og Energistyrelsen er i gang med arbejdet med at udarbejde et udkast til lovforslag herom. Direktivet opstiller et system for tildeling af efterforsknings- og lagringstilladelser i forbindelse med deponering af CO₂, og regulerer en række forhold omkring overvågning mv. Det er op til de enkelte medlemslande at tage stilling til om og i givet fald hvor, de ønsker at foretage deponering af CO₂ i undergrunden.

GASLAGRING

Naturgas bruges i Danmark bl.a. til opvarmning af boliger. For at sikre forsyningen af naturgas i vinterhalvåret, hvor forbruget er højere end produktionen, og i tilfælde af brud på naturgasledningerne fra Nordsøen, er der lagre med gas.

Der findes i dag to gaslagre i Danmark. Det ene ligger ved Stenlille på Sjælland og det andet ved Lille Torup i det nordlige Jylland, se figur 2.6.

Ved Stenlille lagres gas i porøse sandstenslag i ca. 1.500 meters dybde. Dette gaslager er ejet af DONG Storage A/S. I lagret ved Stenlille er der lagret omkring 1,5 mia. Nm³ naturgas, hvoraf omkring 580 mio. Nm³ kan udnyttes (arbejdsgas). Stenlille lageret er i 2009 udbygget med endnu en boring til injektion og produktion samt med en fjerde kompressor, som øger nedpumpningskapaciteten med 100.000 Nm³ i timen, så den herefter vil være på 200.000 Nm³ i timen

DONG Storage A/S, der ejer og driver gaslageret, har ansøgt Energistyrelsen om forlængelse af tilladelsen og bevilling til drift af lagervirksomheden frem til 2037. Ansøgningen er under behandling.



Ved Lille Torup lagres gassen i syv store hulrum – også kaldet kaverner – der er udskullet i en salthorst. Dette gaslager er ejet af Energinet.dk Gaslager A/S. Kavernerne, der ligger i 1.200 - 1.700 meters dybde, er 300 - 350 m høje og 50 - 65 m i diameter. I lageret ved Lille Torup kan der i de syv kaverner lagres ca. 700 mio. Nm³ gas. Heraf kan ca. 440 mio. Nm³ gas udnyttes (arbejdsgas).

Energinet.dk Gaslager A/S, som ejer og driver gaslageret, har ansøgt Energistyrelsen om forlængelse af lagertilladelsen til 2037. Samtidig er der også ansøgt om tilladelse til at øge den nedpumpede gasmængde med 1.580 mio. m³ naturgas til ca. 2.280 mio. m³ naturgas. Energinet.dk Gaslager A/S vil udvide kapaciteten ved at udskulle nye kaverner samt ved at genudskulle de eksisterende kaverner. Ansøgningen er under behandling.

Ud over de to eksisterende gaslagre har selskabet Dansk Gaslager ApS indsendt en ansøgning om tilladelse til etablering og drift af et nyt naturgaslager ved Tønder. Energistyrelsen er i gang med at behandle ansøgningen.

3

PRODUKTION OG UDBYGNING

Olie og gasproduktionen i 2009 var som forventet aftagende. Olieselskaberne arbejder med udvikling af teknologi, der skal gøre det muligt at indvinde en større del af de ressourcer, som allerede er fundet. Dermed vil også mindre fund blive mere rentable.

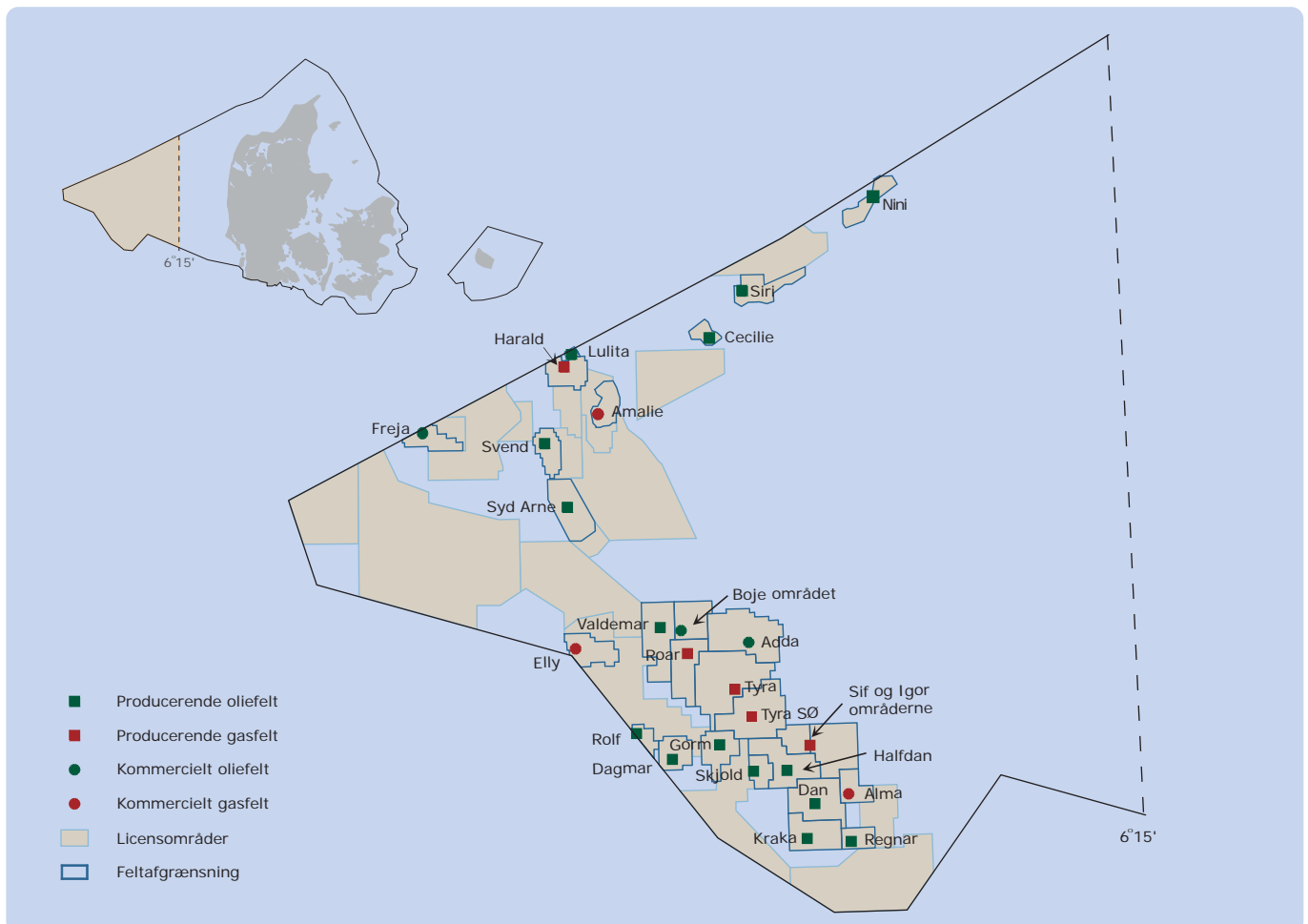
PRODUKTIONEN I 2009

Den danske produktion foregår udelukkende fra offshore installationer i Nordsøen, se figur 3.1. Der er i alt 19 felter af varierende størrelse. Placeringen af produktionsanlæggene og større rørledninger til produktion og injektionsvand i forbindelse med anlæggene kan ses på figur 3.2. Platformskomplekserne på de enkelte felter er beskrevet og vist i bilag B.

Produktionen varetages af tre operatører og deres partnere. Operatørerne er DONG E&P A/S, Hess Denmark ApS og Mærsk Olie og Gas AS. Samlet er i alt 10 selskaber partnere i de producerende felter, og selskabernes andel af den samlede danske olieproduktion kan ses på figur 3.3.

I 2009 var der i årets løb 290 aktive produktionsbrønde (203 olie, 87 gas) og 112 aktive injektionsbrønde (6 gas, 106 vand). Sammenlignet med 2008 er antallet af aktive brønde i 2009 steget med otte brønde. Optællingen af brønde her kan afvige

fig. 3.1 Danske olie- og gasfelter



fra angivelsen i bilag B. Dette skyldes, at enkelte brønde kan have fungeret både som injektionsbrønd og som produktionsbrønd i løbet af året. Angivelsen i felt data boksen i bilag B er status for brøndantal ved årsskiftet.

Produktionen af olie og gas fra hvert felt 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 CO₂-udledning.

fig. 3.2 Placering af produktionsanlæg i Nordsøen 2009

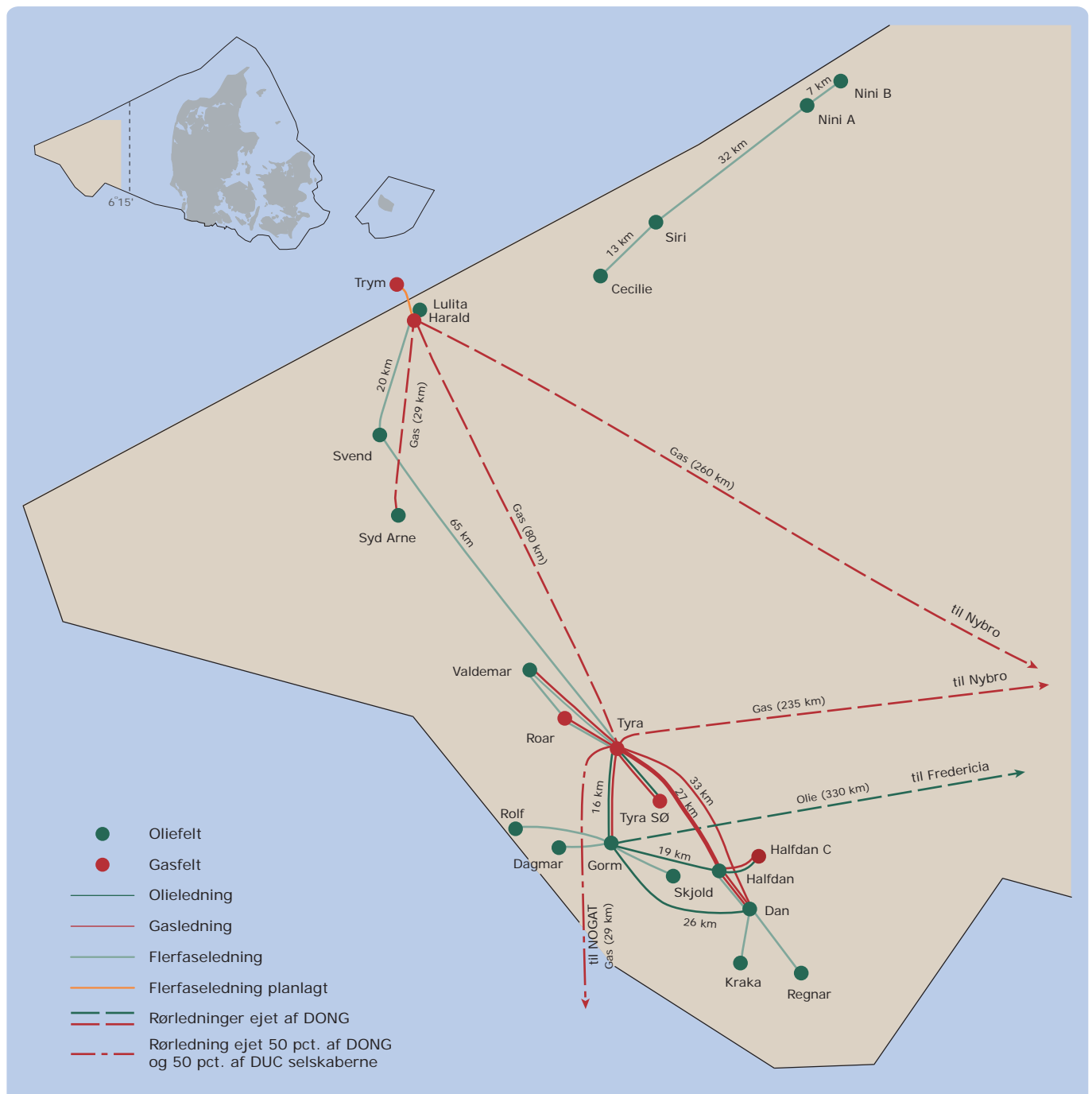
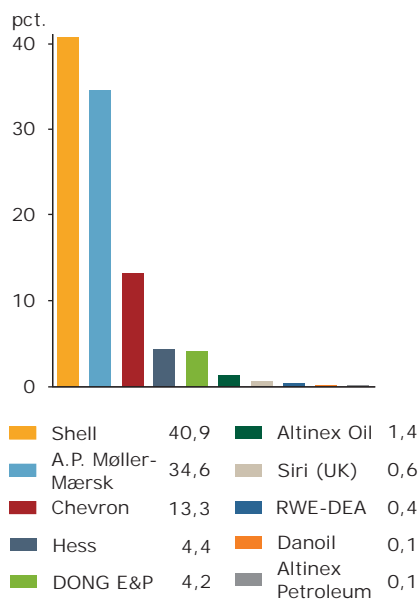




fig. 3.3 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



Produktionstal for hvert år siden produktionsstarten i 1972 kan findes på Energi-styrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Olieproduktionen

Der blev i 2009 produceret 15,2 mio. m³ olie, hvilket er et fald på 9,0 pct. i forhold til 2008.

Udover det forventede fald i den samlede danske produktion skyldes en del af nedgangen, at flere felter har været lukket ned i kortere eller længere perioder i forbindelse med vedligeholdelsesarbejder, reparationer, ombygninger og for Siri platformens vedkommende på grund af konstaterede revner i brøndmodulets understøtning.

Produktionen på Siri platformen var på grund af revnerne i den undersøiske konstruktion lukket ned fra den 1. september 2009 til medio januar 2010, se også afsnittet *Tilsynsbesøg 2009* i kapitel 4: *Sikkerhed og sundhed*. I forbindelse med en rutineinspektion af lagertanken blev der registreret revner i den del af konstruktion, der understøtter caissonen. Caissonen er et beskyttende rørstykke, som omslutter alle Siri feltets produktionsrør fra et par meter over havbunden op til platformen. Ved årets udgang blev der fortsat arbejdet på en løsning med suppleret støtte af caissonen. En midlertidig løsning var på plads i januar 2010, hvorefter produktionen fra feltet kunne starte igen. En permanent løsning forventes klar i tredje kvartal af 2010.

Som følge af lukningen af Siri platformen måtte ikke kun produktionen fra Siri feltet, men også produktionen fra Cecilie og Nini felterne, stoppes, idet produktionen herfra sendes til Siri platformen.

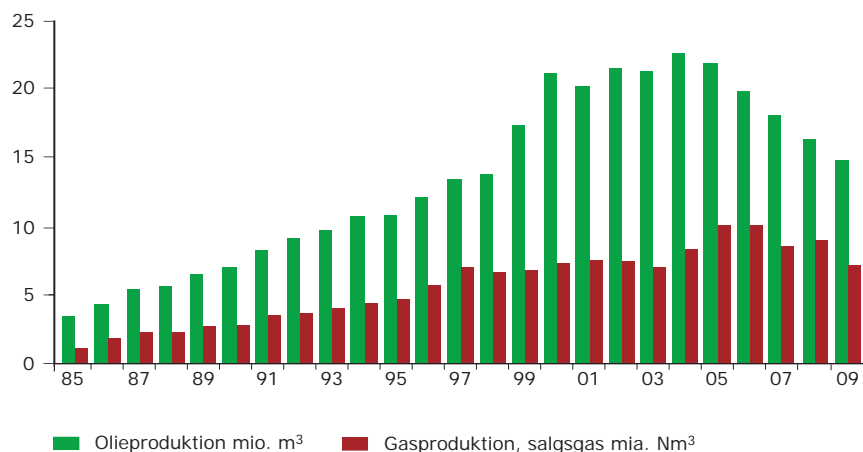
På andre anlæg er der i enkelte gamle brønde opnået en forbedret produktion efter gennemførelse af oprensnings- og renoveringskampagner.

Produktionens historiske forløb gennem de seneste 25 år er vist i figur 3.4.

Gasproduktionen

Der blev i 2009 produceret 8,6 mia. Nm³ gas, hvoraf salgsgassen udgjorde 7,3 mia. Nm³. Salgsgas beregnes her som den del af gassen, der kan anvendes til salg. Produktionen faldt med 13,1 pct. i forhold til 2008.

fig. 3.4 Produktion af olie og salgsgas 1985-2009





Det historiske forløb for salgsgassen gennem de seneste 25 år er vist på figur 3.4. Produktionstal for hvert år siden produktionsstarten i 1972 kan findes på Energi-styrelsens hjemmeside, www.ens.dk.



Gasinjektionen i Tyra feltet er steget med ca. 75 pct. i 2009 i forhold til 2008. Den forholdsmæssige store stigning skal ses i lyset af, at injektionen i 2008 var meget lav. Samtidig var gaseksporten væsentligt lavere end i 2008. Gasinjektionen i Siri feltet er derimod faldet med ca. 75 pct., hvilket i overvejende grad skyldes Siri feltets lukning i de sidste fire måneder af 2009.

Den del af gasproduktionen, der ikke sælges, anvendes primært som brændstof til energiforsyningen på platformen. En mindre del af gassen afbrændes uden nyttevirkning (flaring) af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. Forbrug af gas og afbrænding af gas uden nyttevirkning er beskrevet i kapitel 5: *Miljø og Klima*, samt i bilag A.

Vandproduktion og vandinjektion

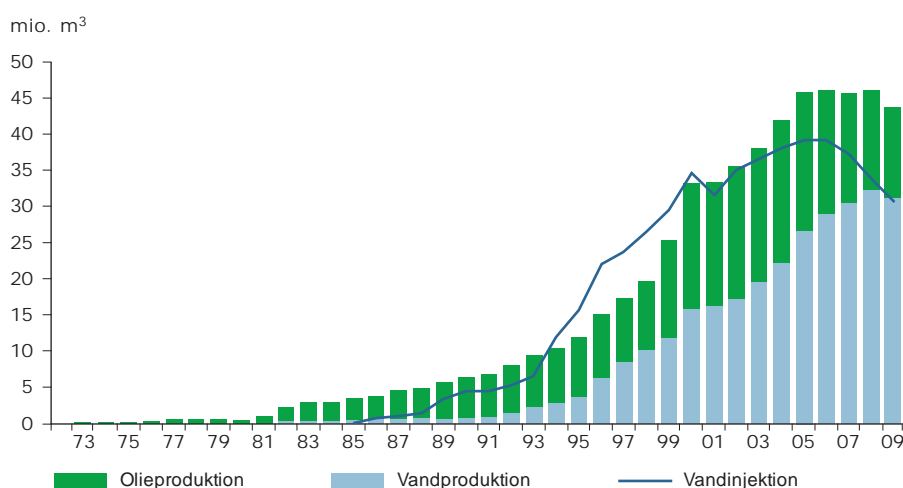
Vand produceres som et biprodukt i forbindelse med produktion af olie og gas. Vandet kan komme fra naturlige vandzoner i undergrunden eller stamme fra den vandinjektion, som udføres for at fremme olieproduktionen.

I Danmark blev der i 2009 produceret 37,5 mio. m³ vand og injiceret 44,4 mio. m³ vand, hvoraf omkring en tredje del var reinjektion af produktionsvand, mens den resterende mængde var behandlet havvand. Injektionen af vand er faldet med 12,9 pct. siden 2008, og samtidig er der sket et fald i mængden af produceret vand med 5,3 pct. i forhold til 2008, hvor vandproduktionen toppede.

Anvendelse af vandinjektion

I den indledende produktionsfase på et nyt felt vil der være en betydelig trykforskel mellem reservoir og overfladen. Overtrykket i reservoiret bevirker, at olien i en periode kan produceres ved naturlig dræning. Efterhånden som olien produceres, falder trykket i reservoiret. Ved at injicere vand i reservoiret opretholdes trykket, og olien fortrænges efterhånden, som den strømmer til produktionsboringerne. Gennemskylningen af reservoiret med injektionsvand kan derudover gavne produktionen til en vis grad afhængig af den kemiske sammensætning af vandet.

fig. 3.5 Produktion og injektion på de otte danske felter med vandinjektion





Injektionen foregår gennem brønde, der svarer til produktionsbrønde. Disse skal placeres optimalt i forhold til produktionsbrøndene. I felter med lav reservoirtykkelse, som de danske, placeres vandrette produktions- og injektionsbrøndene skiftevis i et parallelt mønster henover reservoirets udbredelse. Denne type mønster ses tydeligt på Halfdan hovedfelt samt på Dan feltets nordvest flanke. I disse produktion/injektions mønstre er det vigtigt, at den yderste brønd altid er en produktionsbrønd for at sikre, at olie ikke presses væk fra produktionsbrøndene.

I Danmark blev den første injektionsbrønd indført i 1986 på Skjold feltet. Siden er teknikken udviklet på otte felter med i alt 106 aktive vandinjektionsbrønde i 2009. På figur 3.5 ses forholdet mellem producerede og injicerede mængder på de otte danske felter, som anvender vandinjektion. Det ses, at olieproduktionen er ledsaget af en høj mængde produceret vand. Mængden af injiceret vand er aftagende, og i 2009 svarer det omtrent til mængden af produceret vand.

Kvaliteten og den kemiske sammensætning af det vand, som injiceres, må ikke slide unødigt på det materiale og udstyr, som er i brøndene. Havvand kan for eksempel ikke benyttes direkte på grund af iltindholdet, som virker korroderende på jern.

Det vand, som produceres, indeholder rester af blandt andet olie og geologisk materiale. Det skal derfor renses inden reinjektion. Alternativt benyttes behandlet havvand, som for visse felter kommer fra et andet behandlingsanlæg, for eksempel fra Dan til Halfdan. Der arbejdes på at optimere processerne omkring produceret vand og injektionsvand, således at en større andel af det producerede vand kan reinjiceres. Herved kan udledningen af olierester til havet mindskes, se også afsnittet *Udledninger til havet* i kapitel 5: *Miljø og klima*.

UDBYGNING I 2009

I 2009 blev der samlet boret 19 nye brøndspor i forbindelse med de danske felter. Der blev boret 11 brønde til produktion heraf en enkelt med to brøndspor, fem brønde til vandinjektion, en efterforskningsboring og en vurderingsboring. Det er på niveau med aktivitetsniveauet i 2008.

Disse borer og de øvrige udbygningsaktiviteter repræsenterer en samlet investering på 7,05 mia. kr., hvilket er en stigning med knap 20 pct. i forhold til 2008.

I bilag B findes en beskrivelse af de enkelte felter, herunder udbygnings- og investeringsaktiviteter samt kort, der viser placeringen af de vigtigste brønde.

Godkendte udbygningsplaner og igangværende aktivitet

Dagmar feltet

Operatøren arbejder med at revurdere feltets potentiale og er foreløbig nået frem til, at feltet har et restpotentiale, som muligvis kan udnyttes. En endelig plan forventes i løbet af 2010. Dermed står feltet ikke umiddelbart overfor en endelig lukning og fjernelse af installationerne.

Dan feltet

I løbet af 2009 er der gennemført vedligeholdelsesarbejde, se boks 3.1, i fem ældre brønde. Brøndene er blevet restimuleret, se boks 3.2, og zoner med risiko for vandgennembrud er blevet lukket.



boks 3.1

Vedligeholdelsesaktiviteter på offshore konstruktioner kaldes ofte enten **Work Overs (WO)** eller **brøndinterventions**.

Work Over-aktiviteterne er installation, udskiftning eller reparation af mekanisk udstyr på platformen eller i brønden.

Brøndinterventions kan være restimulering, se boks 3.2, eller oprensning og fjernelse af utilsigtet materiale som f.eks. sand eller kalk, der trænger ind i brønden under produktionen, eller scale, der dannes, når injiceret havvand reagerer med formationsvand. Både sand, kalk og scale tilstopper brønden. Brøndinterventions kan også være zone-tilpasning i brøndene. En del brønde er færdiggjort med adskilte zoner i reservoirdelen. Disse zoner kan åbnes eller lukkes for at optimere produktionen af kulbrinter.

Brøndinterventions foretages ofte med udstyr, som er monteret på en wire eller et oprullet stålrør (coil tubing) og styres fra platformen eller fra en boreplatform, der står ved siden af platformen. Det er afhængigt af vedligeholdelsesopgavens omfang og platformens indretning, om der er behov for at anvende en boreplatform til arbejdet.

I 2009 har der været udført flere restimuleringskampagner.

boks 3.2

Stimulering og restimulering

En meget simpel beskrivelse af princippet i en oliebrønd er, at der etableres en rørforbindelse fra platformen til reservoiret, hvor kulbrinterne findes. I den del af røret, som er placeret helt nede i reservoiret, bliver der lavet en række huller, hvor igennem kulbrinterne kan strømme ind i røret for derefter at fortsætte op gennem røret til platformen.

For at øge produktionen gennemføres en **stimulering** af brønden umiddelbart inden brønden sættes i produktion. Stimuleringen er en proces, hvor fortyndet saltsyre presses ud gennem brøndens huller under højt tryk. Dermed opløses en del af det kalkholdige materiale i reservoiret og overfaldearealet øges, hvilket giver en bedre produktion. Når brønden har produceret i en periode, kan der være behov for at gentage stimuleringprocessen for igen at optimere tilstrømningsforholdene til brønden. Den gentagne stimulering kaldes **restimulering**.

Gorm feltet

Medio 2009 blev brønden N-40B boret som en genboring af brønden N-40A. Et kollaps af en del af N-40A kunne ikke genoprettes, hvorfor brønden måtte lukkes. Da der fortsat er et oliepotentiale på stedet, blev brønden erstattet med en genboring fra den gamle brønd. Den nye brønd, N-40B, er placeret parallelt med den oprindelige. Genboringen har vist positive produktionsresultater.





Halfdan feltet

I december 2008 ansøgte operatøren om godkendelse af en plan for videreudbygning af den nordøstlige del af Halfdan feltet. Planen omfatter etablering og produktion fra yderligere to dobbeltlaterale gasproduktionsbrønde HCA-1ML og HCA-9ML, se boks 3.3. Brøndene blev godkendt enkeltvist i hhv. januar og april 2009. Den samlede produktion fra de to brønde er estimeret til ca. 0,97 mia. Nm³ gas og 0,08 mio. m³ olie.

Der har været stor boreaktivitet på Halfdan feltet i løbet af 2009. Samlet er der boret ni nye brønde, hvoraf den sidste er afsluttet i begyndelsen af 2010.

Der er blevet boret tre gasproduktionsbrønde med boreplatformen Ensco 71. Det er brøndene HCA-4ML, HCA-1ML og HCA-9, der alle tre er placeret som en del af det eksisterende spirale mønster fra HCA platformen. HCA-9 var oprindeligt planlagt som en dobbeltlateral brønd, men blev boret med bare et enkelt brøndspor af reservoir-tekniske årsager. Alle tre brønde producerer fra reservoir af Danien alder.



På den vestlige del af Halfdan feltet er olieproduktionsbrønden HDA-29 og vandinjektoren HDA-39 boret med boreplatformen Noble Byron Welliver. Begge brønde er gennemført i vestlig forlængelse af det eksisterende, regulære brøndmønster og er placeret i reservoir af Øvre Kridt alder. I den nordøstlige forlængelse af samme regulære brøndmønster var der oprindeligt planer om syv nye brønde fra HBB platformen. Dette er reduceret til fem brønde, HBB-1, HBB-6, HBB-7, HBB-8 og HBB-9, som er boret med boreplatformen Energy Endeavour i 2009. HBB-6 og HBB-8 er vandinjektorer, og de øvrige tre brønde er olieproduktionsbrønde. Boringen af HBB-9 er påbegyndt i 2009, men arbejdet med brønden blev først afsluttet i 2010. Dette skyldes, at den oprindelige plan for HBB-9 er blevet ændret og brønden blevet forlænget mod nordvest til en samlet brøndlængde på 31.140 ft, hvilket svarer til ca. 9,5 km. Brønden er dermed Danmarks længste vandrette brønd.

Udover brøndaktiviteter er en 20" multifase rørledning fra Halfdan (HBB) til Dan F blevet udskiftet.

boks 3.3

En brønd med to eller flere brøndspor i reservoirret kaldes henholdsvis en **dobbeltlateral brønd** eller en **multilateral brønd**.

Til en multilateral brønd anvendes kun et enkelt brøndhoved på platformen. Fra havbunden og ned til toppen af reservoirret etableres brønden som en almindelig enkelt boring.

Fra toppen af reservoirret bores først et brøndspor i reservoirret. Herefter etableres der en boring ud gennem brøndens sidevæg, og der bores endnu et brøndspor i reservoirret. Dermed får brønden to fungerende brøndspor i reservoirret. Brøndens navn tilføjes ML (multi lateral) for at angive, at der er tale om en brønd med flere brøndspor i reservoirret, f.eks. HCA-1ML. Tilsvarende kan flere brøndspor tilføjes.

Teknikken giver mulighed for at producere fra en større del af reservoirret med et mindre antal brøndhoveder fra platformen og dermed reducere omkostningerne.

Multilaterale brønde er velegnet til forholdene på flere af de danske felter.



Nini feltet

Nini feltet er blevet udbygget med to nye brønde fra Nini A platformen. Det er en olieproduktionsbrønd, NA-10, og en vandinjektionsbrønd, NA-9, der begge har deres reservoirsektion i Ty formationen. Begge brønde er boret med boreplatformen Maersk Resolute.

Fra den nye Nini B platform, som også kaldes Nini Øst platformen, er der i 2009 boret i alt tre nye brønde. Der er tale om to nye olieproduktions brønde, NB-1 og NB-2, og en vandinjektionsbrønd, NB-3, med Hermod formationen som reservoir. Alle brøndene er boret med boreplatformen Maersk Resolute.

Under færdiggørelsen af brønden NB-3 skete en ulykke med dødelig udgang, der omtales nærmere i afsnittet om arbejdsskader i kapitel 4: *Sikkerhed og sundhed*.

Siri feltet

Siri feltet er ikke blevet udbygget i 2009, men som beskrevet under produktionsafsnittet arbejdes der på at reparere caissonen på Siri platformen, hvor en midlertidig understøtning blev etableret i januar 2010, se også afsnittet *Tilsynsbesøg 2009* i kapitel 4: *Sikkerhed og sundhed*. På sigt er det planen at etablere et støttearrangement med en trebenet konstruktion, der skal stå på havbunden og gribe fat omkring caissonen over lagertanken, således at caissonens bevægelser reduceres og dannelsen af revner standses. Som nævnt under produktionsafsnittet forventes den permanente løsning på plads i tredje kvartal af 2010.

Syd Arne feltet

Som led i tredje udbygningsfase for Syd Arne feltet ansøgte Hess Danmark ApS i maj måned 2009 om godkendelse af første ud af tre etaper i videreudbygningen af feltet. Godkendelsen blev givet i september måned og omfatter tilladelse til etablering og produktion fra yderligere to brønde til olieproduktion, SA-20 og SA-21.

De to brønde er en udvidelse af dræningsområdet på flankerne af Syd Arne strukturen. Den ene placeres på den vestlige flanke af hovedfeltet vest for SA-11 i reservoir af Tor formationen, og den anden placeres på den østlige flanke af hovedfeltet mellem SA-6 og SA-12 i reservoirer af både Ekofisk og Tor formationerne.

Den samlede produktionen fra de to brønde er estimeret til ca. 1,11 mio. m³ olie og 0,33 mia. Nm³ gas.

På Syd Arne feltet har der været en del vedligeholdelsesarbejde med bl.a. oprensning af gamle brønde for at forbedre produktionen, se også boks 3.1.

Tyra feltet

Operatøren søgte i oktober 2009 om tilladelse til udførelse af en ny brønd TEB-23, og godkendelsen blev givet i oktober 2009. Brønden planlægges boret i nordøstlig retning fra Tyra Øst B-platformen som en langtrækkende vandret brønd. Det er planen at brønden skal gennembore reservoir i både Tyra og Adda felterne. Brønden bores fra et ledigt brøndstyr på Tyra Øst B-platformen.

Den samlede produktion fra brønden vurderes til ca. 1,2 mia. Nm³ gas og 1,2 mio. m³ olie med en fordeling på ca. 84 pct. fra Tyra feltet og ca. 16 pct. fra Adda feltet.





Såfremt TEB-23 brønden opnår produktion fra Adda reservoir, kan Adda feltet dermed betragtes som et producerende felt.

En del af rørføringen på Tyra Øst platformen er blevet udskiftet i 2009.

Tyra Sydøst

Brønden TSEA-3D blev som nævnt i årsrapporten for 2008 afsluttet og som forventet sat i produktion i starten af 2009.



Valdemar feltet

I oktober 2009 ansøgte operatøren om godkendelse af en plan for videreudbygning af Valdemar feltet (Bo området). Godkendelsen blev givet i december 2009 og omfatter tilladelse til udførelse af tre nye brønde ved anvendelse af eksisterende brøndstyr. Brøndene planlægges placeret på hver side af det eksisterende brøndmønster på hhv. øst og vest flanken af Bo strukturen i reservoir af Nedre Kridt alder.

Den samlede produktion fra de tre nye brønde vurderes til ca. 1,7 mio. m³ olie og 0,8 mia. Nm³ gas.

De efterforsknings- og vurderingsboringer, som er udført i 2009, omtales i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.

Oplysninger om godkendte udbygningsplaner og planer under behandling kan endvidere findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Felter uden større aktivitet og godkendte udbygningsplaner i 2009

På følgende felter har der ikke været udbygning eller anden større aktivitet i 2009: Cecilie, Dagmar, Harald, Kraka, Lulita, Regnar, Roar, Rolf, Skjold og Svend.


TRYM-HARALD RØRLEDNINGEN

DONG E&P Norge AS ansøgte i december 2008 om tilladelse efter kontinental-sokkeloven til at etablere en rørledning fra Trym feltet i den norske sektor til Harald platformen. Det er ansøgers plan at etablere en undervandsinstallation på Trym feltet, som skal forbindes med Harald platformen med en ca. 5 km lang 8" multifase rørledning, hvoraf ca. 3½-4 km er på dansk kontinental-sokkel, se figur 3.2. Undervandsinstallationen vil blive styret fra Harald platformen.

Den producerede olie og gas fra det norske Trym felt vil blive eksporteret igennem rørledningen til Harald platformen, hvor den vil blive forarbejdet og videresendt gennem de danske rørledninger. Gassen skal fragtes via Tyra enten gennem den nederlandske gasrørledning NOGAT til byen Den Helder eller gennem Tyra-Nybro rørledningen til Danmark, mens kondensatet, se boks 1.5 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*, fragtes via Gorm gennem olierøret til Fredericia.

I forbindelse med ansøgningen blev der fremsendt en VVM-screening for rørledningsprojektet.

Mærsk Olie og Gas AS ansøgte i september 2009 om tilladelse efter offshoresikkerhedslovens § 29 til de nødvendige ændringer på Harald platformen i forbindelse med Trym tilslutningsprojektet. Energistyrelsen meddelte den 10. februar 2010 tilladelse til dette ændringsprojekt.



Tilladelse til selve rørledningen mellem Trym feltet og Harald platformen er givet af Energistyrelsen den 3. april 2010.

En aftale om rørledningen fra Trym feltet til Harald platformen og om transport, måling og tilsyn af den producerede olie og gas gennem rørledningen vil blive indgået mellem den norske og den danske regering i 2010.

ÆNDRING AF RØRLEDNINGSLOVEN

Rørledningsloven regulerer etablering og drift af rørledningen fra Gorm feltet i Nordsøen til terminalen i Fredericia, se figur 3.2. Hele den danske olieproduktion med undtagelse af produktionen fra felterne Syd Arne, Siri, Nini og Cecilie bliver sendt gennem denne rørledning.

Separation af den transporterede råolie har hidtil ikke været nødvendig. Dette behov er imidlertid opstået med planerne om at udbygge Hejre fundet.

Hejre fundet har et højt indhold af kondensat, som er kulbrinter med en sammensætning mellem olie og gas. En mulig udbygning indebærer, at de lette kulbrinter fra Hejre feltet sammen med Hejre feltets råolie transporteres gennem rørledningen til Fredericia. Råolien og kondensatet fra Hejre feltet vil dermed blive sammenblandet med den øvrige råolie og kondensat fra Nordsøen i rørledningen, som derved vil få et større indhold af lette kulbrinter end i dag. De lette kulbrinter skal efter transport i rørledningen separeres fra, således at råolie og kondensatprodukter kan udskibes separat. Kondensat vil ved separation blive udskilt som butan og propan. Da rørledningsloven ikke gav grundlag for etablering af separationsfaciliteter, er der fremsat lovforslag om ændring af loven i foråret 2010, for at gøre dette muligt.

Med lovændringen vil klima- og energiministeren få beføjelser til at regulere etablering og forhold i forbindelse med drift og betaling for separationsfaciliteter. Forslaget til ændringen af rørledningsloven er fremsat den 4. marts 2010 og forventes behandlet i Folketinget inden sommerferien, se folketingets hjemmeside, www.ft.dk.

Brugere af olierørledningen betaler en olierørledningsafgift på fem pct., se boks 7.1 i kapitel 7: *Økonomi*. Tidligere skulle eventuelle brugere af rørledningen ved transport af udenlandsk olie betale for transporten efter samme regler som de nuværende brugere. Denne bestemmelse har dog aldrig været brugt. Efter ændringen af loven skal der for udenlandsk olie ikke længere betales fem pct. af værdien af den transporterede olie, som en del af tariffen for brug af rørledningen, da det element havde karakter af en afgift til staten og er uforeneligt med EU retten. Dermed skal der ikke betales rørledningsafgift for produktionen fra det norske Trym felt, der vil skulle eksporteres gennem den danske rørledning via Harald platformen.

Muligheden for at nedsætte olierørledningsafgiften bliver endvidere ophævet med lovændringen. Ligeledes bliver muligheden for at nedsætte dispensationsafgiften, se boks 7.1 i kapitel 7: *Økonomi*, ophævet. Både en nedsættelse af olierørledningsafgiften og af dispensationsafgiften ville kunne have givet problemer i forhold til EU's regler om statsstøtte. Muligheden for at nedsætte olierørledningsafgiften og dispensationsafgiften er aldrig blevet brugt.

Energistyrelsen fører sammen med Søfartsstyrelsen tilsyn med, at den gældende lovgivning om sikkerhed og sundhed i forbindelse med olie- og gasaktiviteterne bliver fulgt af de selskaber, der opererer på dansk område. Energistyrelsen samarbejder endvidere med en række andre nationale myndigheder samt nationale og internationale organisationer, heriblandt offshore sikkerhedsrådet, Miljøstyrelsen og North Sea Offshore Authorities Forum om løbende at forbedre sikkerheds- og sundhedsforholdene på offshoreanlæggene.

Et højt niveau for sikkerhed og sundhed i den danske offshoresektor er af afgørende betydning for de op mod 3.000 mennesker, der har deres arbejdsplads på offshoreanlæggene.

TILSYN MED SIKKERHED OG SUNDHED PÅ NORDSØANLÆGGENE

Det skal være sikkert at arbejde på de danske offshoreanlæg. Derfor lægger Energistyrelsen hvert år gennem tilsynsbesøg og dialog med selskaberne indenfor olieindustrien en stor indsats i at sikre, at det sikkerheds- og sundhedsmæssige niveau i den danske sektor er blandt de højeste i Nordsøen.

De sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på offshoreanlæggene er reguleret i henhold til offshore sikkerhedsloven (Lov om sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg), der omfatter anlæggenes sikkerhed samt de ansattes sikkerhed og sundhed. Offshore sikkerhedsloven har været gældende siden juli 2006, og Energistyrelsen fører tilsyn med, at loven overholdes.

Der er tre hovedtyper af tilsyn, nemlig strakstilsyn, projekttilsyn og driftstilsyn.

Strakstilsyn

Strakstilsyn gennemføres i forbindelse med arbejdsulykker og større nærved hændelser. Ved strakstilsyn medvirker Energistyrelsen til klarlægning af hændelsesforløbet, når politiet deltager, mens Energistyrelsen selv forestår klarlægningen, hvis politiet ikke deltager. Det er politiet selv, der vurderer, om de skal involveres i klarlægningen af en arbejdsulykke. Vurderer Energistyrelsen, at væsentlige bestemmelser i offshore sikkerhedsloven er overtrådt i forbindelse med en arbejdsulykke, indstiller Energistyrelsen til politiet, at de ansvarlige skal retsforfølges.

Projekttilsyn

Projekttilsynet er tilsyn med nybygninger og større ændringer af eksisterende offshore anlæg.

Driftstilsyn

Langt det meste tilsyn er driftstilsyn. I den forbindelse benytter Energistyrelsen flere forskellige tilgange. Der er dels de anmeldte regelmæssige tilsynsbesøg, dels de uvarslede tilsynsbesøg og endelig de såkaldte tematiske tilsyn. Tilsynstyperne er beskrevet i det følgende.

Regelmæssige tilsynsbesøg

Grundstammen i Energistirelsens sikkerheds- og sundhedsmæssige tilsyn er et årligt tilsynsbesøg vedrørende driftsforholdene på alle bemandede faste- og flytbare anlæg. Under tilsynsbesøget gennemgås et på forhånd fastlagt program, se boks 4.1. Programmet omfatter bl.a. tre faste tilsynspunkter: en gennemgang af arbejdsulykker, kulbrinteudslip og vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr.

boks 4.1

Tilsynsbesøg offshore

Tilsynsbesøg offshore er primært rettet mod virksomhedens ledelsessystem for sikkerhed og sundhed.

Tilsyn på et offshoreanlæg anmeldes normalt til den driftsansvarlige virksomhed med ca. 14 dages varsel, men kan også gennemføres som uvarslet tilsyn.

Et tilsynsbesøg offshore omfatter typisk:

- Et indledende møde med sikkerhedsorganisationen
- Møde med sikkerhedsrepræsentanterne
- Møder med sikkerhedsgrupperne
- Interview af ledelsen om bord (anlægsschef, tekniske chefer, sundhedskyndig, catering, m.v.)
- Rundgang på anlægget med en arbejdsleder og en sikkerhedsrepræsentant
- Et afsluttende møde med sikkerhedsorganisationen

Efter afslutning af tilsynsbesøget udarbejder Energistyrelsen en tilsynsrapport, der sendes til selskabet. Rapporten skal gøres tilgængelig for alle ombord på det aktuelle anlæg.



Energistyrelsen anvender de tre nævnte kategorier som indikatorer for anlæggets fysiske tilstand og arbejdsmiljøet på anlægget. Da de registrerede tal for indikatorerne er forholdsvis små, er det statistisk set vanskeligt at beskrive en tendens.

Risikoen for ulykker på offshoreanlæggene skal i henhold til offshoresikkerhedsloven reduceres så meget, som det er rimeligt praktisk muligt (ALARP-princippet), se boks 4.2. Dette gøres ved en grundig planlægning af arbejdet, ved identifikation og vurdering af risici og ved etablering af forebyggende foranstaltninger. Tankegangen er, at risikoen for arbejdsulykker, arbejdsskader, udslip af kemikalier og kulbrinter samt andre uplanlagte hændelser, der kunne have ført til ulykker, kan reduceres væsentligt gennem grundig planlægning og forebyggelse.

Trods grundig planlægning og risikovurdering forekommer der alligevel uplanlagte hændelser. Disse bliver registreret af selskaberne med henblik på at lære af dem, så risici ved fremtidigt arbejde reduceres mest muligt. Er hændelserne alvorlige, eksempelvis arbejdsulykker og større kulbrinteudslip, skal de tillige anmeldes til Energistyrelsen i henhold til bekendtgørelse om registrering og anmeldelse af arbejdsskader m.v.

Under tilsynsbesøgene offshore gennemgår Energistyrelsen sammen med sikkerhedsorganisationen ulykker og hændelser, der kunne have ført til ulykker. Hovedformålet er at sikre, at det driftsansvarlige selskab/operatøren følger op på hændelserne og lærer af disse, så lignende hændelser undgås fremover.

Ud over de tre faste tilsynspunkter gennemgås de ændringer, der har været på anlægget siden seneste tilsynsbesøg. Energistyrelsen informerer om relevante emner som f.eks. ændringer af lovgivningen på området, og der afholdes møder i samarbejdsorganer for arbejdet med sikkerhed og sundhed på anlægget. Emner, som dukker op under tilsynsbesøget, håndteres på stedet eller noteres og tages op efterfølgende.

boks 4.2

ALARP-princippet og ALARP processen

ALARP er en forkortelse af det engelske udtryk "As Low As Reasonably Practicable", der bruges indenfor arbejde med risikoanalyser. Det betyder, at risici skal nedbringes til et niveau, der er "så lavt, som det er rimeligt praktisk muligt".

"Så lavt som rimeligt praktisk muligt" vil sige, at den opnåede risikoreduktion skal afvejes i forhold til de omkostninger, der er ved at opnå den. Desuden skal der ved vurderingen af, om det er rimeligt praktisk muligt at gennemføre forbedringer, tages hensyn til samfundets tekniske og sociale udvikling. Det svarer til arbejdsmiljølovens principper.

ALARP-princippet opererer med flere risikoniveauer. Risici, som er højere end den øvre grænse, er uacceptable og skal nedbringes. Alle risici over den nedre grænse skal reduceres, i det omfang dette er rimeligt praktisk muligt. Risici under den nedre grænse er på et niveau, som generelt opfattes som acceptabelt. Denne proces med at nedbringe risici til et acceptabelt niveau kaldes ALARP processen.

Operationelt indebærer ALARP processen, at virksomhederne skal definere en risikoprofil ved at fastlægge virksomhedens acceptkriterier for henholdsvis højest accepterede risikoniveau og lavest tilsigtede risikoniveau. Alle konkrete krav og anvisninger samt grænseværdier i love og regler skal overholdes.

Virksomhederne skal dernæst identificere alle sikkerheds- og sundhedsmæssige risici. Herefter skal virksomheden vurdere, om det er muligt helt at fjerne de identificerede sikkerheds- og sundhedsmæssige risici. Hvis de identificerede risici ikke kan fjernes, skal virksomheden nedbringe dem. Dette gælder også i de tilfælde, hvor lovgivningen ikke indeholder konkrete anvisninger eller grænseværdier, men alene brede og funktionelle krav.

Tilsynet og dialogen med selskaberne i forbindelse med tilsynsbesøgene skal sikre, at sikkerheds- og sundhedsforholdene på offshoreanlæggene hele tiden lever op til det danske samfunds tekniske og sociale standarder og følger med udviklingen i samfundet.

Indtil 2006, hvor lovgivningen på området blev ændret og offshore-sikkerhedsloven trådte i kraft, var Energistyrelsens driftstilsyn i højere grad lagt an som "fabrikstilsyn", der hvor aktiviteterne fysisk foregår. Med offshore-sikkerhedsloven er fokus på ledelsessystemerne øget, og Energistyrelsens tilsyn omfatter nu i langt højere grad hele organisationen. Det vil i praksis sige, at et driftstilsyn på et offshoreanlæg også omfatter besøg på den driftsansvarlige virksomheds kontor i land før eller efter besøget offshore. Hermed bliver både ledelsessystemet og dets praktiske anvendelse offshore belyst ved tilsynet.

Resultatet af et tilsynsbesøg er typisk en række observerede regelafvigelse, som beskrives i Energistyrelsens tilsynsrapport, se boks 4.3, til den driftsansvarlige virksomhed med henstilling – og i alvorligere tilfælde påbud – om at forholdene bringes i overensstemmelse med reglerne. Den efterfølgende kommunikation og opfølgning mellem Energistyrelsen og virksomheden søges afviklet over en kort periode, således at tilsynet kan afsluttes før det næste regelmæssige tilsynsbesøg.

boks 4.3

Tilsynsrapport

En tilsynsrapport beskriver resultat og forløb af tilsynsbesøget. Rapporten indeholder typisk bl.a.:

- Formål med tilsynet
- Interviewede personer/funktioner
- Deltagere fra den driftsansvarlige virksomheds organisation på land
- Hvad rundgangen på anlægget har vist
- Sammenfatning med bl.a. beskrivelse af observationer af sikkerheds- og sundhedsmæssige afvigelser fra offshoresikkerhedsloven med tilhørende bekendtgørelser

Rapporten vedlægges:

- En liste over de observationer, som Energistyrelsen har gjort under tilsynsbesøget. Observationslisten bliver også udleveret på det afsluttende møde med sikkerhedsorganisationen offshore.
- En beskrivelse af forløbet af tilsynsbesøget, herunder eksempelvis forløbet af det indledende møde med sikkerhedsorganisationen, interview af anlægschef, tekniske chefer, sundhedskyndig, catering, m.v. samt rundgang på anlægget.
- En liste over det dokumentationsmateriale, som er udleveret i forbindelse med tilsynet.



De ubemandede anlæg besøges sjældnere og primært, når der er opstillet en boreplatform ved anlægget.

Uvarslede tilsyn

Uvarslede tilsyn gennemføres, hvor formålet med et tilsynsbesøg forspildes, hvis tilsynsbesøget er varslet, eksempelvis overholdelse af hviletidsbestemmelserne, indkvartering og beredskab ved opmanding af anlæg, malerkampanjer mv. Endvidere gennemføres uvarslede tilsyn, hvis der anmeldes forhold, der er i strid med lovgivningen, eller hvis hensynet til de ansattes sikkerhed og sundhed i øvrigt gør det nødvendigt.

Da de danske anlæg alle er ude i Nordsøen, og transporten dertil foregår med helikopter, vil et uvarslet tilsynsbesøg ofte være kendt fra tidspunktet, hvor repræsentanter for Energistyrelsen møder op i afgangshallen i Esbjerg Lufthavn.

Et uvarslet tilsynsbesøg adskiller sig fra det årlige tilsynsbesøg ved, at programmet normalt kun fokuserer på to-tre aktuelle emner.

Tematilsyn

Tematilsyn med de driftsansvarlige virksomheder, se boks 4.4, er blevet udført siden 2007. Et tematilsyn er et tilsyn, hvor ét bestemt emne tages op.

I en redegørelse fra Arbejds miljørådet til Folketinget den 13. december 2005 fremlagde regeringen en prioritering af arbejdsmiljøindsatsen frem til og med 2010 med arbejdsulykker, støj, psykisk arbejdsmiljø samt muskel- og skeletbesvær som prioriterede

boks 4.4

Rettighedshaveren er den virksomhed eller gruppe af virksomheder, der har en tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter fra undergrunden.

Operatøren er den virksomhed, som udøver efterforskningen eller produktionen på rettighedshaverens vegne. Typisk vil operatøren være en af de virksomheder, der er rettighedshaver til tilladelsen.

For rørledninger er operatøren den virksomhed, der på rettighedshaverens eller ejerens vegne sørger for transport gennem rørledningen.

Den driftsansvarlige virksomhed er den virksomhed, der har ansvaret for driften af et offshoreanlæg, en rørledning eller et specialfartøj. For et fast anlæg er det typisk operatøren, mens den driftsansvarlige virksomhed for boreplatformene er de respektive boreselskaber. For flytbare indkvarteringsanlæg er den driftsansvarlige virksomhed den virksomhed, der forestår driften af disse.

områder. Energistyrelsen har på den baggrund og i dialog med parterne i offshore-sikkerhedsrådet udarbejdet en plan for prioritering og inddragelse af alle fire emner i Energistyrelsens tilsyn offshore. Siden 2007 har Energistyrelsen rettet fokus mod:

Arbejdsulykker (2007)

Støj (2008)

Psykisk arbejdsmiljø (2009 - 2010)

Muskel- og skeletbesvær (2010 - 2011)

Det igangværende arbejde med tematilsyn om psykisk arbejdsmiljø er blevet opdelt i tre faser, se boks 4.5.

Fase 1 er skrivebordstilsyn, hvor Energistyrelsen rekvirerer og gennemgår den del af den driftsansvarlige virksomheds ledelsessystem, der vedrører psykisk arbejdsmiljø. Fase 2 består af et onshore tilsynsbesøg hos den driftsansvarlige virksomhed. Under tilsynet uddyber den driftsansvarlige virksomhed det uddrag af ledelsessystemet, som Energistyrelsen har gennemgået under arbejdet i fase 1. Der fokuseres ikke kun på elementerne vedrørende psykisk arbejdsmiljø, men også på koblingen mellem ledelsessystemet og praksis.

boks 4.5

Psykisk arbejdsmiljø

Tematilsynet om psykisk arbejdsmiljø tager udgangspunkt i arbejdstilsynets vejledninger omkring psykisk arbejdsmiljø. Psykisk arbejdsmiljø hører under øvrige risici i §§ 14, 16 og 19 i bekendtgørelse nr. 729 af 3. juli 2009 om styring af sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg m.v.

Psykisk arbejdsmiljø skal være beskrevet i selskabets ledelsessystem og omfatter mange forskellige emner som f.eks. arbejdspress, arbejdstidsmængde, monotont arbejde, arbejdsrotation, samarbejde og kommunikation. Derudover kommer emner som forholdet mellem ledelse og medarbejder i form af bl.a. ansvarsfordeling, feedback, ledelsesmæssig støtte, prioritering og klar definition af arbejdsopgaver, indflydelse på og forudsigelighed af eget arbejde samt efteruddannelse og træning. Ud over dette er uforstyrret hvile samt støj emner af betydning for det psykiske arbejdsmiljø.

En mere udførlig liste over faktorer, der påvirker det psykiske arbejdsmiljø, kan findes i Arbejdstilsynets vejledning i psykisk arbejdsmiljø på Arbejdstilsynets hjemmeside www.at.dk.

Energistyrelsen gennemførte fase 1 og 2 i tilsynet med psykisk arbejdsmiljø hos samtlige driftsansvarlige virksomheder i den danske del af Nordsøen i løbet af 2009 og første kvartal af 2010. Under tilsynsbesøgene hos de driftsansvarlige virksomheders onshore kontorer blev både elementerne om psykisk arbejdsmiljø og koblingen mellem ledelsessystemet og praksis taget op.

Energistyrelsen følger i fase 3 op på observationerne, der blev gjort i de to første faser ved at adressere emnet i forbindelse med de årlige tilsynsbesøg offshore.

Fase 3 er tilsyn omkring det psykiske arbejdsmiljø på de driftsansvarlige virksomheders offshoreanlæg.

Arbejdet med muskel- og skeletbesvær vil følge samme skabelon.

TILSYN MED ALDRENDE ANLÆG OG FJERNELSE AF INSTALLATIONER

Produktionen af olie fra den danske del af Nordsøen begyndte i 1972, og i 1984 blev produktionen af gas indledt. I dag er der mere end 50 platforme, som benyttes i forbindelse med produktionen. En platforms bærende konstruktion er normalt designet til en levetid på 25 år, og da en stor del af platformene er bygget i 1980'erne og 1990'erne nærmer en del af anlæggene sig den designlevetid, de oprindeligt blev bygget til. Operatørerne af anlæggene skal derfor sikre sig, at styrken af de bærende konstruktioner i anlæggene fortsat er i overensstemmelse med de krav, der oprindeligt blev stillet.

Aldrende anlæg

Designlevetiden er overskredet for enkelte af anlæggene. For disse anlæg har operatøren genberegnet styrken og stabiliteten af den bærende struktur. Genberegningen er foretaget på basis af data fra de regelmæssige systematiske undersøgelser af strukturen over og under vandet. De regelmæssige strukturundersøgelser har været grundlaget for den løbende vedligeholdelse af strukturen. Energistyrelsen følger dette arbejde.

Ændringer i påvirkninger fra anlæggenes fysiske omgivelser følges ligeledes. Sådanne ændringer kan f.eks. være indsynkning af havbunden, som følge af indvinding fra især gasreservoirer. Ved indsynkning af havbunden mindskes airgap'et, der er afstanden mellem platformens nederste dæk og havet. I visse tilfælde kan airgap'et blive mindre end den beregnede maksimale bølgehøjde, og der er dermed risiko for, at det nederste dæk kan blive overskyldet. For at reducere risikoen for ulykker, hvis dette skulle ske, kan platformskonstruktionen forstærkes og udstyr på det nederste dæk fjernes. Samtidigt kan der blive indført restriktioner for bemanningen på det nederste dæk, således at dækket er afspærret under storm.

Det løbende vedligehold og den systematiske overvågning af strukturerne skal godtgøre, at en forlængelse af anlæggenes driftstid udover den oprindelige designlevetid er fuldt forsvarlig. Energistyrelsen fører tilsyn med, at selskaberne gennemfører vedligeholdet og overvågningen på betryggende vis.

For platformens udstyr er der normalt ikke fastsat levetider, men udstyret skal vedligeholdes, så det til enhver tid er fuldt sikkerhedsmæssigt forsvarligt. Ved vedligehold af ældre udstyr kan der være problemstillinger om tilgængelighed af reservedele og kompetence hos leverandører. Generelt er det mere tidskrævende at vedligeholde ældre udstyr. Energistyrelsen følger vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr i forbindelse med tilsyn på anlæggene.

Fjernelse af installationer

Produktionen fra Nordsøen er faldende, og det kan forventes, at de første anlæg vil blive taget ud af brug indenfor en 10-årig tidshorison. Det kan ske som led i en forenkling af produktionsfaciliteterne, fordi den nuværende produktionskapacitet som følge af faldende produktion kommer til at overstige behovet. Ligeledes kan der være felter, som ikke kan produceres økonomisk, dvs. hvor udgifterne overstiger indtægterne, og hvor produktionsfaciliteterne derfor kan fjernes helt. Andre anlæg kan være

i brug frem til 2042, hvor eneretsbevillingen udløber, eller måske længere, såfremt der stadig er producerbare ressourcer.

Når anlæg tages ud af brug, har staten mulighed for at overtage anlæggene på de vilkår, som er angivet i de enkelte licenser. Hvis staten ikke ønsker dette, skal anlæggene fjernes. Det indebærer, at anlæggene først skal tømmes for olie, gas og kemikalier. Derefter lukkes brøndene ved at sætte cementpropper i dem. Eventuelle broer til andre platforme fjernes og transporteres til land, og rørledninger fra platformen renses, skæres over og tilproppes. Herefter skæres toppen af platformen fri og løftes over på en pram for transport til land. Derefter kan stålstrukturen, som toppen af platformen stod på, skæres fri af de pæle i havbunden, der holder den fast. Herefter transporteres også den til land. Efter transport til land renses anlægget endelig og skæres op i mindre dele, så stålet kan genanvendes. Det er Energistyrelsens opgave at føre tilsyn med, at fjernelsen af anlægget udføres på en måde, så der tages hensyn til både de ansattes sikkerhed og sundhed og de miljømæssige aspekter.

Også rørledninger kan blive taget ud af drift. De mere end 1.800 km rørledninger på dansk område er altovervejende gravet ned i havbunden. Rørledningerne kan efter endt brug kræves fjernet, men det arealmæssigt omfattende arbejde skal vurderes i forhold til at lade de rensede rørledninger ligge under regelmæssig overvågning med henblik på at gribe ind i tilfælde af, at dele af rørledningerne skulle blive blotlagt på havbunden. Det er selskabernes ansvar at gennemføre overvågningen, mens Energistyrelsen vil føre tilsyn med, at overvågningen bliver gennemført.

Fremtidig brug af installationerne i Nordsøen

Efterhånden som olie- og gasproduktionen aftager i den danske del af Nordsøen vil installationerne gradvist blive overflødige i produktionsøjemed. Det kan dog være hensigtsmæssigt at bevare nogle af dem til andre formål så som f.eks. import og lagring af naturgas.

I dag er de danske produktionsfaciliteter forbundet til nederlandsk infrastruktur med en gasrørledning fra Tyra Vest til NOGAT rørledningssystemet, som ender i den nederlandske by Den Helder. Rørledningen bruges i dag til eksport af dansk gas til det nederlandske marked, men er forberedt til at kunne anvendes til import af gas. Ved afvikling af produktionsfaciliteterne skal der tages stilling til, om det vil være hensigtsmæssigt at beholde nogle af installationerne i Nordsøen, så de fremover kan benyttes i forbindelse med import af gas til Danmark. Dansk område krydses af transitrørledninger, som transporterer norsk gas til Tyskland, Holland og Frankrig. En fremtidig import af norsk gas kan ske ved tilkobling til disse rørledninger eller ved en forbindelse direkte til norske produktionsanlæg. Også her vil Energistyrelsen skulle spille en aktiv rolle som tilsynsmyndighed.

Der foregår for tiden overvejelser om mulighederne for at anvende CO₂, som opfanges fra kraftværker, til at øge kulbrinteindvindingen fra eksisterende, producerende felter. Dette vil medføre en vis grad af lagring af CO₂ i undergrunden, og denne lagring vil blive reguleret efter CCS-direktivet. Injektion af CO₂ i eksisterende brønde kræver imidlertid ombygninger af anlæggene og dermed større investeringer, se også afsnittet om deponering af CO₂ i kapitel 2: *Anden udnyttelse af undergrunden*.

Under fremtidige vurderinger af hvad der skal ske med installationer på felter, som ikke længere kan produceres økonomisk, kan alternativ anvendelse af installationerne indgå f.eks. i forbindelse med lagring af CO₂ i formationer i undergrunden.



OBSERVATIONER VED TILSYNSBESØG OFFSHORE 2005-2009

Energistyrelsen fremlagde i december 2009 en rapport for offshore-sikkerhedsrådet om de sikkerheds- og sundhedsmæssige observationer ved tilsynsbesøg på offshore-anlæg i perioden fra 2005 til og med tredje kvartal 2009.

Rapporten *"Gennemgang af observationer fra tilsynsbesøg offshore i perioden 2005 - 2009"* blev udarbejdet for at vurdere tilsynsstrategien og identificere, om der er sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold, som er generelle for anlæggene, hvor kritiske disse er, og hvad der er behov for særligt at fokusere på fremover. Energistyrelsen ønskede desuden at klarlægge, om der er behov for at ændre tilsynsmåden, herunder forholdet mellem tilsynsbesøg offshore og onshore samt hyppigheden af uvarslede tilsynsbesøg.

Energistyrelsen identificerede gennem rapportens baggrundsanalyser, at:

- Der er sammenfald mellem typen af observationer på faste og flytbare offshore-anlæg.
- Hovedparten af observationerne vedrører fysiske forhold på anlæggene (arbejdspladsindretning og indkvarteringen mv.).
- En del af disse observationer er vurderet som sikkerhedskritiske, dvs. forhold der har indflydelse på risikoen for storulykker eller personulykker.
- En relativt stor andel af observationerne kan henføres til manglende styring af sikkerheds- og sundhedsmæssige risici, dvs. svigt i ledelsessystemerne.
- Observationer af ergonomiske, psykiske og biologiske forhold er relativt få, hvilket muligvis skyldes tilsynets fokus.
- Ved uvarslede tilsynsbesøg observeres ikke forhold, som afviger væsentligt fra observationer ved anmeldte besøg.
- Antallet af anmeldte udslip af kulbrintegas er faldet fra 22 udslip i 2005 til tre udslip i 2009.

Analysen viser, at det indenfor visse områder er hensigtsmæssigt at ændre på tilsynsmåden. Arbejdet i forbindelse med analysen endte med følgende konklusioner, som blev tiltrådt af offshore-sikkerhedsrådet:

- Tilsynet skal fokusere mere på virksomhedernes ledelsessystemer for sikkerhed og sundhed ved audit af landorganisationen, hvor systemerne etableres og vedligeholdes. Endvidere skal tilsynet følge op på systemernes anvendelse offshore.
- Tilsynet skal i en periode rette fokus mod ergonomiske, psykiske og biologiske forhold for at vurdere, om det nuværende lave antal observationer på områderne er repræsentativt for forholdene offshore.
- Tilsynet skal fortsat fokusere på virksomhedernes opfølgning på utilsigtede udslip af kulbrintegas på faste anlæg med henblik på forebyggelse af disse.
- Det nuværende antal af to til fem uvarslede tilsynsbesøg pr. år skal bibeholdes dels for at dokumentere, at forhold, der observeres ved anmeldte tilsyn, fortsat er repræsentative, dels for at der ikke dannes myter om, at forhold først bringes i orden, når der anmeldes tilsynsbesøg.

TILSYNSBESØG 2009

Energistyrelsen gennemførte 29 tilsynsbesøg offshore i 2009. Tilsynsbesøgene var fordelt med 15 besøg på bemandede faste offshore-anlæg, fire besøg på ubemandede anlæg samt 10 besøg på flytbare anlæg, dvs. boreplatforme og beboelsesplatforme.

Fem af besøgene på de bemandede anlæg blev gennemført uvarslet. De fem uvarslede tilsynsbesøg blev gennemført på platformene Dan B, Halfdan B, Harald, Tyra Øst og

Siri, se boks 4.6. Ved besøgene blev der i de fleste tilfælde ikke observeret forhold af væsentlig sikkerhedskritisk karakter.

boks 4.6



Tilsyn med Siri platformen

Ved den årlig inspektion af Siri platformens undervandskonstruktion i 2009 blev der fundet revner i en konsol, der understøtter en brøndcaisson med en højde på ca. 90 m, en diameter på 5,3 m og en vægt på 950 t.

Siri platformen understøttes af tre ben, der står på en undervandstank, hvor olieproduktionen fra Siri, Nini og Cecilie felterne oplagres, før den afhentes af tankskibe. Undervandstanken har en konsol, der fungerer som udligningstank og understøtter en caisson, hvor bl.a. brønde og stigrør er placeret. Det var i denne konsol, at revnerne var opstået.

På grund af risikoen for at understøtningen af caissonen skulle bryde sammen, blev produktionen på Siri, Nini og Cecilie indstillet og lagertanken tømt. Endvidere blev platformens bemanning, der normalt er på op til 60 personer, reduceret til 12 personer, og arbejdet i brøndhovedområdet, hvor caissonen er placeret, blev underlagt restriktioner. Et særligt beredskab blev ydermere etableret.

Efter en række yderligere undersøgelser af strukturen fik DONG E&P tilladelse til igen at bemane platformen op til den normale bemanning. Energistyrelsen betingede tilladelsen af, at risikoen ved arbejde og ophold på Siri platformen svarede til normal operation samt at evakueringsanalysen godtgjorde, at platformen kunne evakueres, hvis understøtningen af caissonen skulle svigte.

Energistyrelsen gav også tilladelse til, at arbejdet i brøndhovedområdet med installation af yderligere overvågningsudstyr og forberedende arbejder til sikring af caissonen måtte udføres. Tilladelsen blev betinget af, at der var løbende monitoring af revnerne.

Energistyrelsen gennemførte den 17. november 2009 et uvarslet tilsynsbesøg på Siri platformen. Tilsynet var specielt rettet mod overvågning af caissonen, administration af restriktionerne for arbejde i brøndhovedområdet og funktionaliteten af platformens beredskab.

Tilsynet fandt intet kritisk at bemærke til monitoringen og administration af retningslinjerne for arbejde i området eller det etablerede beredskab.

DONG E&P har primo januar 2010 installeret en midlertidig understøtning af konsollen. Understøtningen kan optage vægten fra caissonen, hvis konsollen skulle svigte, og produktionen er blevet genoptaget. Understøtningen har en levetid på 2-12 år afhængig af, hvor meget den belastes. DONG E&P arbejder fortsat på at finde en permanent løsning til understøtning af caissonen.

Endvidere blev der gennemført tre tilsynsbesøg på land i forbindelse med udbygningsprojekter samt fem tilsynsbesøg hos operatører og driftsansvarlige virksomheders landorganisation, se boks 4.4, som opfølgning på det psykiske arbejdsmiljø.

Herudover blev tre boreplatforme besøgt i henholdsvis Holland og Danmark, inden der blev meddelt tilladelse til drift på dansk område.

Energistyrelsen foretog tre strakstilsyn som opfølgning på arbejdsulykker i 2009. Et strakstilsyn blev udført på Energy Endeavour, mens de to andre strakstilsyn blev udført på Mærsk Resolute, se også afsnittet *Arbejdsskader*.

En oversigt over tilsynsbesøg i 2009 findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

I 2009 blev der i lighed med tidligere år sat fokus på arbejdsulykker, nærved hændelser, gaslækager og vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr samt på selskabernes ledelsessystemer. Derudover fører Energistyrelsen løbende tilsyn med beredskabet offshore. Energistyrelsen kontrollerer i den forbindelse, at de personer, der indgår i beredskabet, har den fornødne uddannelse til den beredskabsfunktion de besidder, se boks 4.7.

Vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr

Et af fokusområderne ved tilsynsbesøg er selskabernes vedligehold af det sikkerhedskritiske udstyr. Energistyrelsens tilsyn søger at bidrage til, at de driftsansvarlige virksomheder, se boks 4.4, prioriterer den forebyggende vedligeholdelsesindsats. Energi-

boks 4.7

Beredskabsuddannelserne

Personer, der opholder sig på offshoreanlæg, skal have gennemgået et grundlæggende sikkerhedskursus. Formålet med kurset er at sætte deltagerne i stand til at tage vare på sig selv i forbindelse med evakuering eller anden nødsituation, yde assistance og førstehjælp, samt at begå sig sikkert på et offshoreanlæg med den arbejds- og sikkerhedskultur, der gør sig gældende.

For særlige funktioner i beredskabet stilles der krav om supplerende kurser. Det gælder:

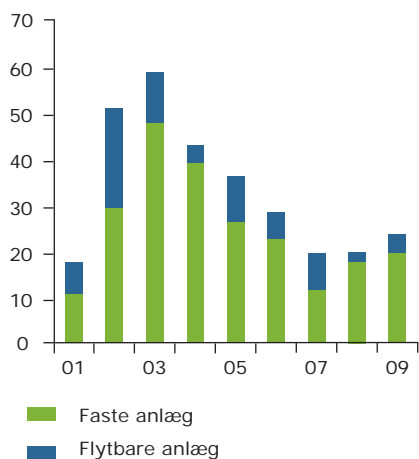
- Medlemmer af brandhold.
- Ledere af brandhold.
- Redningsbådsførere, der skal søsætte og navigere redningsbådene i en situation, hvor evakuering til havet er nødvendig.
- Helikopterdæksledere, der skal assistere ved helikopter start og landing på anlægget

Et særligt H₂S (svovlbrinte) kursus er påkrævet for alle ombordværende på anlæg, hvor der er potentiel risiko for eller forekomst af H₂S. På de faste anlæg drejer det sig om Gorm, Dagmar og Skjold. På de flytbare anlæg er kurset påkrævet for de ombordværende, når f.eks. boreplatformen opererer i et område, hvor der er risiko for eller kendt forekomst af H₂S.

I landene omkring Nordsøen samarbejdes om harmonisering af lovkravene til den grundlæggende sikkerhedsuddannelse, og landene har indgået en aftale om gensidig anerkendelse af certifikater. I nogle af landene stilles yderligere krav, som f.eks. at kursisten tager enkelte supplerende elementer til sin uddannelse. Dermed kan et dansk certifikat for grundlæggende sikkerhedsuddannelse erhvervet i henhold til bekendtgørelse nr. 688 om beredskab m.v. i medfør af offshore-sikkerhedsloven også anvendes i de øvrige Nordsølande.



fig. 4.1 Antal ulykker på offshoreanlæg, 2000-2009



styrelsen har derfor i forbindelse med tilsynsbesøgene offshore i 2009 undersøgt, om operatørerne følger egne planer for vedligehold af anlæg og udstyr, herunder vedligehold af det sikkerhedskritiske udstyr.

Sikkerhedskritisk udstyr er udstyr, der ved fejl kan medføre en alvorlig risiko for store ulykker. Det omfatter blandt andet udstyr, som indgår i systemer til brand- og gasdetektion, til nedlukning og trykafledning af procesanlæg og til brandbekæmpelse og evakuering.

Tilsynet i 2009 viste, at ikke alt vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr gennemføres rettidigt. Energistyrelsen har påtalt dette overfor den pågældende virksomhed og følger op på forholdet ved næste tilsynsbesøg.

Energistyrelsen vil fortsat have fokus på vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr på bemandede faste anlæg under tilsynsbesøgene i 2010.

ARBEJDSKADER

Arbejdsskader er en fælles betegnelse for arbejdsulykker og arbejdsbetingede lidelser. Arbejdsulykker, der sker på offshoreanlæg, skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.8. Arbejdsbetingede lidelser skal indberettes til både Energistyrelsen, Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen af lægen, som er anmeldepligtig.

Arbejdsulykker

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

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

boks 4.8

Anmeldelse af arbejdsulykker

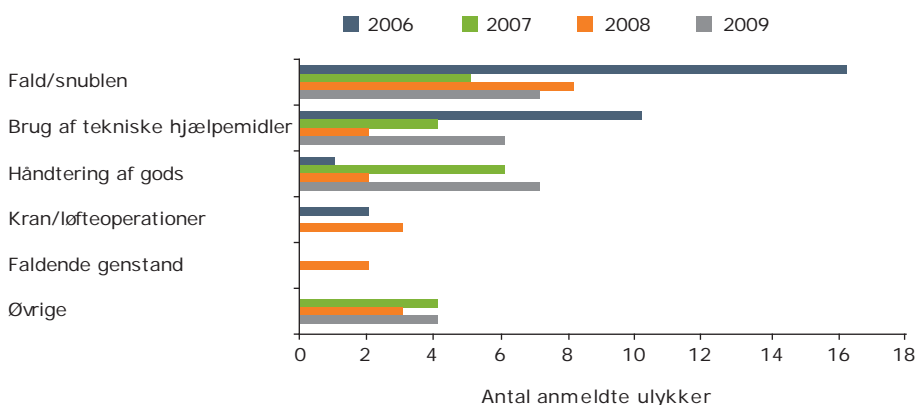
Arbejdsulykker anmeldes til Energistyrelsen i henhold til bekendtgørelse om registrering og anmeldelse af arbejdsskader m.v. Ved arbejdsulykker forstås ulykker, der fører til uarbejdsdygtighed i mindst én dag ud over tilskadekomstdagen.

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."

I 2009 har Energistyrelsen i alt registreret 24 anmeldte arbejdsulykker. Heraf skete 20 ulykker på faste offshoreanlæg inkl. flytbare beboelsesplatforme, mens fire arbejdsulykker skete på øvrige flytbare offshoreanlæg, se figur 4.1. Tallene indeholder én ulykke med dødelig udgang, som skete ombord på et flytbart anlæg, se afsnittet *Arbejdsulykke med dødelig udgang*. Ulykkerne er opdelt efter ulykkesårsag i tabel 4.1 og figur 4.2.

fig. 4.2 Antal arbejdsulykker i 2006-2009 for offshoreanlæg fordelt på årsag til ulykke



tabel 4.1 Anmeldte arbejdsulykker fordelt efter ulykkesårsag

Hvordan skete ulykken?	Faste	Mobile
Fald/snublen	6	1
Brug af udstyr	5	1
Håndtering af gods	6	1
Øvrige	3	1
Total	20	4

tabel 4.2 Faktisk fravær for anmeldte arbejdsulykker i 2009

Varighed	Faste	Mobile
1-3 dage	0	0
4-14 dage	3	0
2-5 uger	6	0
Mere end 5 uger	11	3
Dødsfald	0	1
I alt	20	4

Energistyrelsen har desuden modtaget en anmeldelse på en arbejdsulykke, som er sket på et flytbart anlæg. Denne ulykke fremgår ikke af tabellerne, idet Arbejdsskadestyrelsen har anmeldelsen under vurdering til evt. i stedet at skulle registreres som en arbejdsbettinget lidelse i bevægeapparatet. Afhængig af udfaldet af Arbejdsskadestyrelsens undersøgelse vil denne registrering fremgå af Energistyrelsens kommende statistikker.

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

Energistyrelsen ændrede i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion og anvendelse af undergrunden 2008" praksis, således at for sent anmeldte ulykker vil blive registreret bagud i det omfang de er modtaget. Således vil arbejdsulykker, der er sket i 2009, men som anmeldes efterfølgende, blive taget med i fremtidige årsrapporter.

I 2009 har Energistyrelsen modtaget en anmeldelse af en ulykke, som er hændt i 2007. Statistikken for 2007 er derfor justeret, så anmeldelsen er taget med.

Arbejdsulykke med dødelig udgang

En arbejdsulykke med døden til følge indtraf den 15. november 2009 ombord på boreplatformen Mærsk Resolute. Energistyrelsen tog umiddelbart efter meddelelsen om ulykken ud til Mærsk Resolute for at klarlægge omstændighederne ved ulykken sammen med repræsentanter fra politiet og embedslægen i Esbjerg. Energistyrelsens rapport om ulykken kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Energistyrelsens borevagtordning fik den 16. november 2009 kl. ca. 0.30 meddelelse om ulykken fra Syd- og Sønderjyllands politi. Den omkomne var ansat ved firmaet Schlumberger og arbejdede som operatør på en arbejdsopgave af kortere varighed i forbindelse med oprensning af en brønd, se boks 4.9 for baggrund om aktiviteter på en boreplatform. Ulykken indtraf, da en sikkerhedsventil monteret på et stigrør i et område med trykbærende udstyr udløstes under tryktest af udstyret til brøndoprensningen. På grund af udblæsningen væltede stigrøret og ramte den omkomne på højre side af hovedet. Vedkommende blev formodentligt også ramt af den udblæste nitrogengas fra ventilen. Der var ingen personer, som så uheldet, men et højt brag blev hørt af flere, ligesom også lyden af udsivende gas kunne høres.

Selskabernes undersøgelse af ulykken

Selskabernes undersøgelser af ulykken har efterfølgende vist, at der i en trykskriver var isat skrivepapir med fejlagtig skala, hvilket medførte, at skriveren viste et for lavt tryk. Det virkelige tryk var højere, end mandskabet var klar over, nemlig 6.900 psi (475 bar) mod de aflæste 4.500 psi (310 bar). Desuden var denne skriver fejlagtigt blevet placeret i området med trykbærende udstyr ligesom skriveren fejlagtigt blev anvendt som den primære måler til aflæsning af trykket. Trykmåleren monteret på pumpepanelet burde være anvendt som den primære trykmåler. I ulykkesøjeblikket var operatøren i færd med at aflæse skriveren. Det kunne også konstateres, at overtryks-nød-nedlukningen ikke fungerede efter hensigten.

Energistyrelsens vurdering

På baggrund af selskabernes undersøgelse af ulykken har Energistyrelsen vurderet, at Schlumbergers kontrol med det udsendte mandskab og deres kvalifikationer i forhold til selskabets egen praksis har været mangelfuld. Desuden har mandskabet tilsyneladende ikke modtaget de fornødne instruktioner af sikkerheds- og sundhedsmæssig betydning for opgavens udførelse.

boks 4.9

Aktiviteter på en boreplatform

Når der skal udføres boringer til produktion af olie og gas eller til vandinjektion på de danske olie- og gasfelter, benyttes flytbare boreplatforme. Flytbare boreplatforme anvendes også til udførelse af efterforskningsboringer. Det operatørselskab, som står for udbygning og drift af et olie- og gasfelt, lejer en flytbar boreplatform for en periode, når der er behov for at bore nye eller reparere ældre boringer.

På boreplatforme findes en mængde udstyr, som anvendes til udførelse af boringer. Der er også kontorer, hvileområder og sovepladser. Der arbejder omkring 100 personer på en boreplatform, og borearbejdet foregår døgnet rundt.

Udstyr, der anvendes til boreprocessen, består eksempelvis af lange stålrør (borerør og foringsrør), højtrykspumper til cirkulering af boremudder og cement, kraner til flytning af udstyret fra og til forsyningskibe og rundt på boreplatformen, boretårn, som anvendes til at løfte udstyr ind og ud af boringen med, ventilarrangementer til at regulere væskestrømme ind og ud af boringen og forhindre udblæsninger fra undergrunden, systemer til opbevaring og rensning af boremudder og generatorer til frembringelse af den elektricitet, der anvendes på platformen. Hertil kommer andet udstyr, som kun benyttes kortvarigt til særlige opgaver. Dette udstyr lejes derfor ind i kortere perioder til disse opgaver. Det kan eksempelvis være separatorer og pumper til brug ved en prøveproduktion af olie og gas fra boringen eller pumper og tanke til injektion af nitrogen i forbindelse med, at boremudder skal renses ud fra en boring, inden den kan tages i brug. I forbindelse med at sådant midlertidigt udstyr lejes og anvendes, vil der sædvanligvis også være særligt personale ombord på boreplatformen til betjening af udstyret. Noget af det udstyr, som altid er på boreplatformen, anvendes også kun i kortere perioder, og når dette udstyr skal anvendes, vil særligt personale blive sendt til boreplatformen for at betjene udstyret.

Der findes selskaber, der er specialiseret i løsning af de specielle kortvarende arbejdsopgaver. Selskaberne udlejer typisk både specialudstyret og personalet. Schlumberger er et af de selskaber, der bl.a. har specialiseret sig i at oprense de færdigborede brønde med nitrogen, og Schlumberger sender både udstyr og personale til at betjene udstyret ud til boreplatformene.



Ligeledes har Energistyrelsen vurderet, at hverken entreprenøren, operatøren eller den driftsansvarlige virksomhed har ført det tilstrækkelige tilsyn med opstillingen af udstyret samt arbejdets risici, herunder sikret sig, at alle procedurer og andre sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold før og under nitrogenarbejdet har været på plads. Det etablerede system med arbejdstilladelser og "Tool Box Talk", hvor procedurer i forbindelse med udførelsen af arbejdet samt anvendelse af sikkerhedsudstyr drøftes, har tilsyneladende været anvendt på en overfladisk måde, og den bagvedliggende dokumentation i form af risikoanalyser og tjeklister har ikke været anvendt korrekt. Energistyrelsen har på denne baggrund overdraget sagen til Syd- og Sønderjyllands politi med indstilling om, at der rejses tiltale mod de tre involverede selskaber, DONG E&P A/S, Maersk Drilling og Schlumberger, med krav om bødestraf.

Havarikommissionen

I medfør af offshoresikkerhedsloven nedsætter Klima- og energiministeren en Havarikommissionen i tilfælde af større hændelser på et offshoreanlæg. Havarikommissionen består af en gruppe uvildige personer, som har til formål at undersøge større hændelser. Hændelserne skal have forårsaget alvorlig personskade eller skader på anlægget og anlæggets udstyr, eller være udefrakommende påvirkninger, der har forårsaget dødsfald, alvorlige skader på personer eller anlæg.

Havarikommissionens undersøgelser har til formål at klarlægge hændelsens opståen, udvikling, omfang og skadevirkninger, herunder såvel tekniske som organisatoriske forhold, som kan have haft betydning for hændelsen.

Energistyrelsen har endvidere indledt en løbende dialog med selskaberne om de tiltag, der er blevet sat i gang på baggrund af undersøgelserne.

Havarikommissionens konklusioner

I forbindelse med dødsulykken blev Havarikommissionen, se boks 4.10, inddraget umiddelbart efter ulykken. Under udredningen af ulykken og i det efterfølgende forløb havde Havarikommissionen kontakt til Energistyrelsen via en møderække. Havarikommissionens arbejde mandede ud i en selvstændig rapport, som på baggrund af undersøgelsen af ulykken bl.a. anbefalede, at selskaberne nærmere bør analysere, om systemprocedurer med sikkerhedsaspekter er fuldt ud implementeret, og hvorledes dette i givet fald kan gøres. Desuden noterede Havarikommissionen sig, at Energistyrelsen på baggrund af ulykken vil foretage opfølgende tilsyn i relation til selskabernes underleverandører på flytbare boreplatforme.

Havarikommissionens rapport kan læses på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Ulykkesfrekvenser

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

Arbejdsulykke i forbindelse med flytning af boreplatform

En medarbejder på en boreplatform kom den 21. august 2009 til skade i forbindelse med flytning af boreplatformen fra én position til en anden. Medarbejderen fik klemt de fire yderste fingre på en hånd og mistede efterfølgende mellem 1 og 1½ cm på de tre yderste fingre.

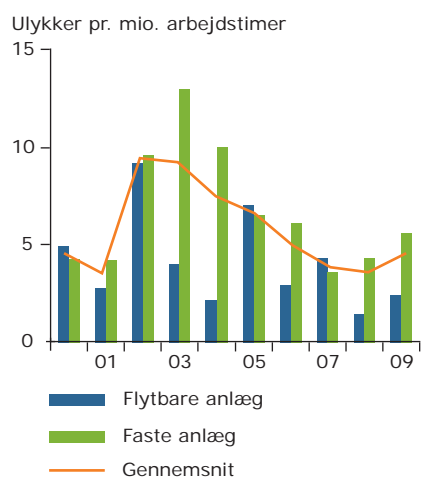
Efter positionering af boreplatformen blev hjælpefartøjerne koblet fra, og kabler og kæder, som benyttes i forbindelse med bugsering af boreplatformen, skulle samles og fastgøres på boreplatformens dæk. Kranføreren skulle udføre opgaven og blev på et tidspunkt assisteret af skadelidte. I forbindelse med hejsning af det sidste kabel fik skadelidte venstre hånd i klemme i taljeblokken, da han forsøgte at flytte et kabel fri fra en afskærmningsplade, som kablet berørte.

Energistyrelsen tog ud på boreplatformen samme dag, som ulykken var sket, og kunne konstatere, at skadelidte ikke normalt arbejdede i området, og at opgaven blev betragtet som en standard operation på trods af, at den kun gennemføres, når boreplatformen flyttes fra et sted til et andet, hvilket der normalt kan gå flere måneder imellem.

Energistyrelsen vurderede derfor, at der ikke var tale om en standardoperation, og at der efter selskabets egne procedurer burde have været udført en risikovurdering og "Tool Box Talk", hvor procedurer for arbejdet tales igennem. Derudover var placeringen af taljeblokken i en højde, der kunne resultere i, at personer kunne få hånden i klemme. Dette er alle afvigelser fra offshoresikkerhedslovens bestemmelser, hvilket Energistyrelsen har påtalt overfor selskabet.

Energistyrelsen følger op på selskabernes læring af ulykken på først kommende tilsynsbesøg på boreplatformen.

fig. 4.3 Ulykkesfrekvens for offshoreanlæg



Den samlede ulykkesfrekvens for både de faste og de flytbare offshoreanlæg for de seneste år er vist i figur 4.3, som også viser, at ulykkesfrekvensen i 2009 for flytbare og faste offshoreanlæg tilsammen var 4,5. Det er en stigning i forhold til 2008, hvor den samlede ulykkesfrekvens var 3,5.

For de flytbare offshoreanlæg alene blev der i 2009 registreret fire arbejdsulykker, og der blev leveret i alt 1,7 mio. arbejdstimer. Ulykkesfrekvensen for flytbare offshoreanlæg er derved steget fra 1,4 i 2008 til 2,4 i 2009.

På faste offshoreanlæg og flytbare beboelsesplatforme, som opgøres samlet, var antallet af anmeldte arbejdsulykker 20 i 2009. De driftsansvarlige virksomheder har oplyst, at der i 2009 blev leveret i alt 3,7 mio. arbejdstimer på disse offshoreanlæg. Ulykkesfrekvensen for de faste offshoreanlæg er dermed 5,4 for 2009, hvilket også er en stigning i forhold til 2008, hvor ulykkesfrekvensen var 4,2.

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.

Ulykkesfrekvens på land

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

Der blev i 2008 anmeldt 48.464 arbejdsulykker for virksomheder på land. Med en arbejdsstyrke i 2008 på 2.857.565 beskæftigede (~ ca. 4,5 mia. arbejdstimer) kan ulykkesfrekvensen i 2008 for samtlige 49 branchekategorier på land beregnes til 10,7 anmeldelser pr. 1 mio. arbejdstimer. Beregningen er baseret på de antagelser, der er beskrevet i boks 4.11. Arbejdstilsynet har endnu ikke opgjort antal arbejdsulykker og antal beskæftigede for 2009.

Energistyrelsens beregnede ulykkesfrekvenser for 2005-2009 er vist i tabel 4.3.

boks 4.11

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 således i 2008 en incidens på 170 anmeldelser pr. 10.000 beskæftigede.

Denne incidens er ikke umiddelbart sammenlignelig med opgørelser af ulykker 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.

tabel 4.3 Ulykkesfrekvens offshore og i andre brancher onshore

Branche	Frekvens					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Offshoreanlæg*	7,1	6,4	4,9	3,7	3,5	4,5
Samtlige brancher på land i alt	10,2	11,0	11,2	11,0	10,7	
Heraf:						
- Skibsværfter	38,5	50,6	57,6	47,4	48,7	
- Jord, beton og belægning	21,3	23,5	24,0	23,5	21,3	
- Murer-, snedker- og tømmereforretninger	15,0	18,0	17,5	16,7	16,4	
- Isolation og installation	16,1	18,7	18,9	19,8	19,9	
- Kemisk industri	12,4	13,1	12,2	15,4	10,6	
- Tunge råmaterialer og halvfabrikata**	12,7	12,1	11,1	14,5	13,8	

*) Samlet ulykkesfrekvens for faste og flytbare offshoreanlæg

**) "Tunge råmaterialer og halvfabrikata" dækker over mange brancher. F.eks. er udvinding af råolie og naturgas, teknisk servicevirksomhed i forbindelse med olie og gasudvinding m.fl. eksempler på undergrupper indenfor "Tunge råmaterialer og halvfabrikata".

Arbejdsbetingede lidelser

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.

Lægerne har fra den 1. juli 2008 haft pligt til at indberette alle konstaterede eller formodede arbejdsbetingede lidelser i relation til arbejde offshore til Energistyrelsen. De arbejdsbetingede lidelser skal desuden fortsat indberettes til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen.

For at sikre at Energistyrelsen har medtaget alle indberetninger om formodede arbejdsbetingede lidelser, som er opstået efter påvirkning under arbejdet på et offshoreanlæg, har styrelsen afventet data fra Arbejdstilsynet. Arbejdstilsynet har afsluttet sit arbejde angående arbejdsbetingede lidelser for 2008, men har endnu ikke offentliggjort data for 2009.

Energistyrelsen har for 2008 modtaget 15 indberetninger fra Arbejdstilsynet om formodede arbejdsbetingede lidelser, hvor en læge har vurderet, at den arbejdsbetingede lidelse fortrinsvist er blevet pådraget i forbindelse med arbejde på offshore anlæg. Til sammenligning blev der indberettet 12 formodede arbejdsbetingede lidelser i 2007. Indberetningerne for 2008 er fordelt på seks høreskader, fem indberetninger af muskel- og skeletbesvær samt fire hudlidelser/eksem.

Energistyrelsen har gennem årene haft fokus på problemstillinger både i forbindelse med støj, kemikalier og muskel- og skeletbesvær og vil fortsat fokusere på disse emner, således at antallet af formodede arbejdsbetingede lidelser offshore reduceres. Disse emner er ligeledes fokusområder i arbejdsmiljøindsatsen, som bliver prioriteret i regeringens handlingsplan frem til og med 2010.

boks 4.12

Anmeldelse af nærved hændelser

Nærvedhændelser skal anmeldes til Energistyrelsen i henhold til bekendtgørelse om registrering og anmeldelse af arbejdsskader m.v.

Ved en nærved hændelse forstås en hændelse, som umiddelbart kunne have ført til en ulykke med personskade eller en skade på offshoreanlægget. De hændelser, der skal anmeldes til Energistyrelsen, er nærmere beskrevet i anmeldevejledningen, som findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

NÆRVED HÆNDELSER

Væsentlige nærved hændelser skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.12. Energistyrelsen har i 2009 modtaget i alt 28 anmeldelser om nærved hændelser, hvilket er samme niveau som i 2008. Antallet af anmeldelser indikerer, at virksomhederne fortsat har fokus på at lære af hændelser, og at de ansatte er opmærksomme på sikkerhedsmæssige forhold.

Kulbrinteudslip defineres også som nærved hændelser, se afsnittet *Gasudslip*.

Nærved hændelse på Mærsk Resolute

Den 6. januar 2009 skete en nærved hændelse på boreplatformen Maersk Resolute, hvor topdrivet, der løfter udstyr ned i boringen, stødte sammen med den såkaldte "bridge crane". En "bridge crane" er placeret over boregulvet og bruges til at håndtere borerørene. Maersk Drilling, som er driftsansvarlig virksomhed på boreplatformen, standsede arbejdet og igangsatte en undersøgelse af hændelsen. Selskabet kontaktede desuden leverandøren af udstyret for at underrette om hændelsen. Leverandøren har efterfølgende fundet og rettet fejlen, som viste sig at være en programfejl.

Energistyrelsen kontaktede Maersk Drilling for at sikre opfølgning på hændelsen og fik bekræftet at samtlige boreplatforme, der anvender dette program, får rettet fejlen, så lignende hændelser ikke vil forekomme i fremtiden.

Ukontrolleret løft på Energy Endeavour

Den 27. marts 2009 skete en alvorlig nærved hændelse under et kranløft på boreplatformen Energy Endeavour. Et ca. 7 tons tungt foringsrør (casing) blev ukontrolleret sænket ned på boredækket. Ingen kom til skade. Hændelsen viste sig at skyldes en fejl i kranens hydrauliske pumpe. Selskabets egen undersøgelse konkluderede, at dele af pumpens motor var gået i stykker, og disse dele blev straks udskiftet.

Energistyrelsen fulgte op på hændelsen ved et efterfølgende tilsynsbesøg og undersøgte blandt andet vedligeholdelsesprocedurer samt konstaterede, at anbefalingerne fra undersøgelsen var blevet implementeret.

GASUDSLIP

De driftsansvarlige virksomheder har pligt til straks at anmelde større udslip og væsentlige udslip af kulbrintegas.

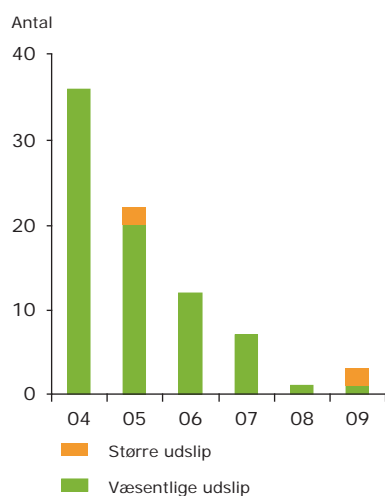
Større udslip er udslip af en mængde på mere end 300 kg eller en massehastighed på mere end 1 kg/sek. i mere end 5 minutter.

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.

I 2009 er der anmeldt to større udslip af kulbrintegas og ét væsentligt udslip.

Det ene gasudslip skete på en ubemandet satellitplatform, hvorfor varigheden af udslippet er usikker. Udslippet havde en massehastighed på 0,41 kg/sek. og en skønnet

fig. 4.4 Utilstede udslip af kulbrintegas, 2004-2009



varighed på mellem 0 og 16 timer. For ikke at undervurdere udslippet er det kategoriseret som et større udslip.

Siden Energistyrelsen rettede fokus mod utilstede udslip af kulbrintegas, er det samlede antal udslip faldet fra 36 i 2004 til tre udslip i 2009, se figur 4.4. Faldet viser, at selskabernes indsats mod utilstede udslip af kulbrintegas har været effektiv.

GODKENDELSER OG TILLADELSER MEDDELT I 2009

Tilsynet med sikkerhed og sundhed på faste og flytbare offshoreanlæg i den danske del af Nordsøen indebærer godkendelser og tilladelser til design, idriftsættelse og ændringer, der påvirker risikoen for større ulykker, samt til demontering af offshoreanlæggene, se boks 4.13.

boks 4.13

Godkendelser og tilladelser efter offshoresikkerhedsloven

Det overordnede design af et produktionsanlæg skal godkendes efter § 27 i offshoresikkerhedsloven inden produktionsanlægget detailprojekteres og bygges. Før produktion af olie eller gas kan påbegyndes, skal anlægget have en driftstilladelse efter § 28 i offshoresikkerhedsloven. Tilsvarende skal et flytbart offshoreanlæg, som f.eks. en boreplatform, have en driftstilladelse, før det tages i brug på dansk område.

Ved væsentlige ændringer på eksisterende anlæg skal den driftsansvarlige virksomhed, se boks 4.4, søge om en tilladelse i henhold til § 29 i offshoresikkerhedsloven.

Og slutteligt skal rettighedshaveren, se boks 4.4, ved demontering af et fast offshoreanlæg ansøge om dette i henhold til § 31 i offshoresikkerhedsloven.

Energistyrelsen har i 2009 meddelt følgende godkendelser og tilladelser til faste og flytbare anlæg samt en rørledning i den danske del af Nordsøen:

Halfdan feltet

På Halfdan feltet er der i 2009 givet tilladelse til ændringer på Halfdan CA i forbindelse med tilslutning af fire nye brønde.

Der blev meddelt tilladelse til bemanning af Halfdan BA og Halfdan BB med op til 27 personer, mens boreplatformen Energy Endeavour ligger ved HBB.

Derudover blev der meddelt tilladelse til at idriftsætte det nye Halfdan BB brøndhovedmodul. I september 2009 blev der meddelt tilladelse til ibrugtagning af en midlertidig redningsbåd på HBA platformen. Redningsbåden skal senere flyttes og anvendes på den nye HBD platform, der forventes idriftsat i 2011. I november 2009 blev meddelt en tilladelse til bemanning af op til 45 personer på Halfdan BA og Halfdan BB, som er kapaciteten på den midlertidige redningsbåd.

Derudover er der meddelt tilladelse til at etablere en 11,4 km 20" flerfase rørledning mellem Halfdan D (HDA platformen) og Dan FG offshoreanlæggene til erstatning af en beskadiget rørledning. Der blev også givet tilladelse efter § 31 i offshoresikkerhedsloven til demontering af det eksisterende beskadigede rørledningssegment.

Siri feltet

På Siri platformen blev der i august 2009 konstateret revner i en konsol, der understøtter brøndmodulet, se boks 4.6, hvorfor bemanningen på Siri platformen blev reduceret til maksimalt 12 personer. Efter at der var skabt overblik over revnernes omfang, blev der meddelt tilladelse til opmanding til normalt niveau (60 personer) på selve platformen og tilladelse til tidsbegrænset arbejde i brøndhovedområdet, hvor også rørledningerne fra Nini og Cecilie felterne kommer ombord på offshoreanlægget. Tilladelsen til arbejdet i brøndhovedområdet blev forlænget flere gange fra oktober til november 2009, idet der ikke kunne konstateres nævneværdig udvikling i revnerne i den periode revnerne havde været under observation, samt at risikovurderinger godtgjorde, at det var sikkert at arbejde i brøndhovedområdet under nærmere givne vilkår. I december 2009 meddeltes tilladelse til installation af en midlertidig understøtning for indvindingsrørledningerne på offshoreanlægget Siri. Den midlertidige understøtning vil blive placeret på havbunden.

Der er blevet meddelt tilladelse til idriftsættelse af Nini B platformen i december 2009, og i den forbindelse er der givet tilladelse til modifikationer på den eksisterende Nini-platform.

Gorm feltet

På Gorm feltet er der i 2009 meddelt en ændringstilladelse i forbindelse med installation af en kondensatseparator på Gorm F.

Syd Arne

På Syd Arne er der givet to ændringstilladelser i 2009. Der er fjernet passiv brandbeskyttelse på nogle trykbeholdere og opsat sprinkleranlæg. Derudover er to eksisterende redningsbåde udskiftet med to nye skrogforstærkede både af samme type og fabrikat. Redningsbådene udskiftes med henblik på at forbedre sikkerhedsforholdene ved brug samt under træning.

Tyra feltet (inklusive Harald feltet)

På Tyra feltet er der meddelt fire ændringstilladelser i 2009. En tilladelse til den sidste fase af lavtryksprojektet på Harald er meddelt. Yderligere er der givet tilladelse til, at ENSCO 70 kan ligge ved Harald. Der er givet tilladelse til videreudbygning af en brønd på Tyra Øst, og endeligt er der i 2009 også givet tilladelse til flytning af redningsbåde.

Dan feltet

I 2009 er der for Dan feltet givet én tilladelse om væsentlige ændringer af eksisterende anlæg efter offshore-sikkerhedslovens § 29. Tilladelsen vedrører fjernelse af stigrør med tilhørende beskyttelsesstruktur på Dan B anlægget.

Via en rørledning forbandt stigrøret Dan B anlægget med Dan E anlægget, hvor kulbrinte produktionen nu er indstillet. Rørledningen er derfor taget ud af drift, og tilslutningen til Dan B blevet overflødig. Ud over at give plads på det i forvejen kompakte anlæg betyder fjernelsen af det ubenyttede udstyr, at det løbende vedligehold er blevet lettet.

Flytbare anlæg

Noble George Sauvageau, ENSCO 70 og ENSCO 71 har fået nye driftstilladelser i 2009. Mærsk Rolute har fået en ændringstilladelse i forbindelse med kombinerede operationer på Nini-anlæggene. Senere på året har Mærsk Rolute fået en driftstilladelse til at arbejde ved Syd Arne-anlægget.

boks 4.14

Forskellige myndigheders ressortområder offshore

Energistyrelsen er ressortmyndighed for sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg. Offshoreanlæg omfatter i den forbindelse anlæg til efterforskning og indvinding af olie og gas fra undergrunden under havbunden. Vindmølleparker på havet hører ikke ind under denne definition.

Sikkerhed omfatter den indbyggede sikkerhed i anlæg og udstyr samt sikkerhed på arbejdspladser og ved arbejdets udførelse. Sundhed omfatter sundhedsmæssige forhold i arbejdsmiljøet og andre sundhedsmæssige forhold, dvs. også ophold på anlæggene. Offshoreanlæg er ikke omfattet af Arbejdsmiljøloven og falder dermed heller ikke ind under Arbejdstilsynets ansvarsområde.

Ud over Energistyrelsen er der en række andre myndigheder, der fører tilsyn med sikkerhed, sundhed og miljø på offshoreanlæg. De vigtigste er – ud over Energistyrelsen – nævnt nedenfor.

Søfartsstyrelsen

Søfartsstyrelsen er tillagt kompetence efter offshoresikkerhedsloven for følgende områder:

- Konstruktion, styrke, flydeevne, indretning og udstyr af maritim karakter på boreplatforme og andre flytbare anlæg.
- Behandlingsrummets ("hospitalets") indretning på flytbare anlæg, som f.eks. boreplatforme, herunder medicinkister.
- Redningsmidler og udsættelsesarrangementer herfor på faste og flytbare offshoreanlæg.
- Dykkeroperationer, herunder dykkermateriel og erhvervsdykkerarbejde.
- Kompetencerne er nærmere beskrevet i en aftale mellem Energistyrelsen og Søfartsstyrelsen. Aftalen kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Miljøstyrelsen

- Udledning til havet fra offshoreanlæggene.
- Beredskab i tilfælde af forurening af havet fra offshoreanlæggene, f.eks. ved olie-spild.
- Miljøforanstaltninger på anlæggene som f.eks. spildbakker.

Sundhedsstyrelsen

- Uddannelseskraft til offshore medic (sundhedskyndig).
- Behandlingsrum ("hospitalet") på faste anlæg: Indretning og udstyr.
- Radioaktive kilder (Statens Institut for Strålehygiejne).

Statens Luftfartsvæsen

- Helikoptersikkerhed, herunder helidæk.
- Bemanning, brandbekæmpelse, kommunikationsudstyr og andet udstyr på helidæk.

Syd- og Sønderjyllands Politi

- Undersøgelse af alvorlige ulykker samt dødsfald på offshoreanlæg.

Fødevarestyrelsen

- Fødevarerikkerhed.

SAMARBEJDE OM SIKKERHED OG SUNDHED OFFSHORE

Energistyrelsen samarbejder med en lang række parter nationalt og internationalt om sikkerheds- og sundhedsmæssige spørgsmål på offshoreanlæg. En del af samarbejdet er fastsat i lovgivningen, mens andet er oprettet for at styrke Energistyrelsens rolle i arbejdet med sikkerhed og sundhed offshore. Samarbejdspartnere er arbejdsmarkedets parter i offshoreindustrien, danske myndigheder, øvrige danske institutioner og internationale offshore myndigheder og organisationer.



Reguleringen af sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg

Olie- og gasindvindingen i Danmark skaber en mængde arbejdspladser offshore, der reguleres af lov om sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg, offshore-sikkerhedsloven. Offshoresikkerhedsloven omfatter anlæggenes sikkerhed samt de ansattes sikkerhed og sundhed. Energistyrelsen fører tilsyn med, at offshore-sikkerhedsloven overholdes. Offshoresikkerhedsloven afløste fra juli 2006 havanlægsloven, der havde været gældende siden 1981.

Samtidig med offshore-sikkerhedsloven trådte en række nye bekendtgørelser efter loven i kraft. Imidlertid erstattede disse bekendtgørelser ikke fuldt ud de hidtidige regler efter havanlægsloven. Det var derfor nødvendigt at bibeholde en række af de gamle regler midlertidigt. Disse er blevet udfaset i takt med, at nye regler er blevet udstedt.

Arbejdet med udfasningen af de gamle regler forventes afsluttet i løbet af 2010. Regalarbejdet sker i samarbejde med arbejdsmarkedets parter på offshoreområdet, se boks 4.15 og 4.16.

boks 4.15

Tilblivelsen af en bekendtgørelse efter offshore-sikkerhedsloven

Før en bekendtgørelse efter offshore-sikkerhedsloven kan udstedes og træde i kraft, skal den igennem følgende proces:

- 1) Energistyrelsen udarbejder et notat om formål m.v. med bekendtgørelsen.
- 2) Notatet tiltrædes, evt. efter tilretninger, af Offshoresikkerhedsrådets arbejdsgruppe.
- 3) Energistyrelsen udarbejder udkast til bekendtgørelse.
- 4) Bekendtgørelsesudkastet tiltrædes af Offshoresikkerhedsrådets arbejdsgruppe, typisk efter en række drøftelser.
- 5) Bekendtgørelsesudkastet tiltrædes af Offshoresikkerhedsrådet på et ordinært møde. Normalt uden ændringer, hvis arbejdsgruppen har været enig i sin tiltrædelse.
- 6) Udkastet sendes i offentlig høring efter en lovteknisk kvalitetssikring i Energistyrelsens juridiske enhed.
- 7) Eventuelle høringssvar implementeres efter en konkret vurdering i udkastet.
- 8) Bekendtgørelsen er, efter en afsluttende lovteknisk kvalitetssikring i Energistyrelsens juridiske enhed, nu endelig og udstedes af Energistyrelsens direktør. I enkelte tilfælde kan bekendtgørelsen være af en sådan karakter, at den skal udstedes af klima- og energiministeren.
- 9) Bekendtgørelsen offentliggøres i Lovtidende (www.lovtidende.dk) og i Retsinformation (www.retsinformation.dk).
- 10) Bekendtgørelsen træder i kraft og har normalt på samme tidspunkt virkning for dem, den vedrører. I visse tilfælde kan en senere dato for, hvornår den har virkning, være fastsat i bekendtgørelsen.

Offshoresikkerhedsrådet

I henhold til offshoresikkerhedslovens § 58 er der nedsat et offshoresikkerhedsråd, der skal medvirke ved udarbejdelsen af regler om sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg, følge den tekniske og sociale udvikling vedrørende offshoreanlæg og drøfte øvrige forhold, der er omfattet af loven. Endvidere er det fastsat i offshoresikkerhedsloven, at arbejdsmarkedets parter på offshoreområdet selv skal samarbejde indbyrdes om sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold gennem en sikkerhedsorganisation.

En af Offshoresikkerhedsrådets opgaver er i samarbejde med Energistyrelsen at udarbejde regler om sikkerhed og sundhed på offshoreanlæggene, da det er fastsat i offshoresikkerhedsloven, at repræsentanter for arbejdsmarkedets parter og en række myndigheder skal medvirke ved udarbejdelse af regler efter loven. Offshoresikkerhedsrådet har derfor nedsat en arbejdsgruppe, hvor detaljerne vedrørende nye regler drøftes.

Offshoresikkerhedsrådet består af en formand, som udpeges af Energistyrelsen, og følgende andre medlemmer:

- Fem medlemmer, som repræsenterer Landsorganisationen i Danmark (LO).
- Et medlem, som repræsenterer Funktionærernes og Tjenestemændenes Fællesråd (FTF).
- Et medlem, som repræsenterer Fællesrepræsentationen (Maskinmestrenes Forening og Dansk Formandsforening).
- Syv medlemmer, som repræsenterer Dansk Arbejdsgiverforening og Danmarks Rederiforening i forening.
- Et medlem, som repræsenterer Energistyrelsen.
- Et medlem, som repræsenterer Søfartsstyrelsen.
- Et medlem, som repræsenterer Arbejdstilsynet.
- Et medlem, som repræsenterer Miljøstyrelsen.
- Et medlem, som repræsenterer Statens Luftfartsvæsen.

Medlemmerne og stedfortrædere for disse udpeges for en fireårig periode. Der skal udpeges nye medlemmer og stedfortrædere pr. 1. november 2010.

Offshoresikkerhedsrådet holder fire ordinære møder om året, i marts, juni, september og december.

Energistyrelsen varetager formandskab og sekretariatsfunktion for ovennævnte arbejdsgruppe, hvor detaljer vedrørende nye regler drøftes. Arbejdsgruppens øvrige medlemmer er:

- LO: Dansk Metal, Dansk El-forbund, CO-Industri og 3F med en repræsentant hver.
- Dansk Arbejdsgiverforening og Danmarks Rederiforening i forening: Mærsk Olie og Gas AS, DONG Energy E&P, Hess Denmark ApS og Maersk Drilling med en repræsentant fra hver.
- Søfartsstyrelsen med en repræsentant.

Herudover kan repræsentanter for andre myndigheder deltage i arbejdsgruppens møder efter behov.



Indkvartering på offshoreanlæg

En af offshore-sikkerhedslovens nye bekendtgørelser omhandler indkvarteringen på offshoreanlæg.

Soverum på faste offshoreanlæg, der er bygget før 1988, blev tilladt indrettet til brug for to personer. Fra 1988 blev der i nye regler stillet krav om, at soverum på nye faste anlæg skulle være beregnet for kun én person. Dette krav bibeholdes i det nye regelsæt.

Tilladelser og godkendelser, der er omfattet af offshore-sikkerhedsloven, og som er meddelt før loven trådte i kraft, bevarer deres gyldighed. Dvs., at eksisterende offshoreanlæg (faste og flytbare), der havde en driftstilladelse, da offshore-sikkerhedsloven trådte i kraft den 1. juli 2006, bevarer denne tilladelse. Dette betyder, at der fortsat er tilladelse til tomandskamre på faste anlæg fra før 1988.

Soverum på flytbare offshoreanlæg, der er indrettet siden midten af 1992, hvor de daværende regler om soverum på flytbare offshoreanlæg trådte i kraft, er indrettet til højst to personer. Indtil da anvendte man reglerne for skibe.

Forbedring af de eksisterende forhold

For så vidt angår soverum på faste offshoreanlæg bygget før 1988 har parterne selv, gennem det såkaldte Partssamarbejde for Faste Offshoreanlæg, igangsat en drøftelse af, hvordan og hvornår indkvarteringsforholdene på eksisterende faste anlæg kan forbedres. Partssamarbejdets sammensætning kan ses under afsnittet Sikkerhedsorganisationen offshore.

Endvidere har Energistyrelsen i flere tilfælde stillet krav om, at topersonerskamre på offshoreanlæg (faste og flytbare) benyttes af personer på modsat skift, således at disse personer sover alene.

Sikkerhedsorganisationen offshore

På bemandede faste og flytbare offshoreanlæg foregår samarbejdet mellem de ansatte og ledelsen om sikkerhed og sundhed som på land gennem en sikkerhedsorganisation bestående af en række sikkerhedsgrupper og et sikkerhedsudvalg. Reglerne for arbejdet i sikkerhedsorganisationen og om rettigheder og pligter svarer stort set til de, der findes efter arbejdsmiljøloven på land.

Reglerne vil i løbet af 2010 blive erstattet af nye regler som led i udfasningen af de hidtidige regler efter havanlægsloven. Dette sker samtidig med ændring af reglerne på land, bl.a. i form af en ændring af arbejdsmiljøloven. Ændringerne er en udmøntning af en aftale mellem Arbejdstilsynet, arbejdstager- og arbejdsgiverorganisationerne på land, den såkaldte Trepartsaftale. De nye regler for offshoreområdet vil tage de dele af aftalen ind, der er relevant for offshoreområdet. Grundlæggende giver ændringerne mulighed for en mere fleksibel opbygning af sikkerhedsorganisationen samt en modernisering af den uddannelse, sikkerhedsgruppen skal gennemgå.

Som en del af tilblivelsen af de nye regler offshore drøfter parterne indholdet i det såkaldte Partssamarbejde for Faste Offshoreanlæg, bestående af operatørerne for de producerende felter, Mærsk Olie og Gas AS, DONG Energy E&P og Hess Denmark på den ene side og Dansk Metal, Dansk EI-forbund, CO-Industri og 3F på den anden side. Resultatet af disse forhandlinger indgår i drøftelserne i Offshoresikkerhedsrådets arbejdsgruppe, se boks 4.16.

Samarbejde med danske myndigheder

Energistyrelsen samarbejder med en række danske myndigheder om forhold af sikkerheds- og sundhedsmæssigt betydning på offshoreanlæg. Noget af dette samarbejde er formaliseret gennem offshoresikkerhedsloven, såsom tilsynsopgaver, offshoresikkerhedsrådet og myndighedernes beredskabskomite. Samarbejdet om tilsyn er omtalt i boks 4.14 i afsnittet *Godkendelser og tilladelser meddelt i 2009*, mens samarbejdet i offshoresikkerhedsrådet er omtalt i boks 4.16.

Myndighedernes beredskabskomité

Myndighedernes beredskabskomité skal samordne myndighedernes rednings- og bekæmpelsesforanstaltninger i forbindelse med større ulykker eller nærved hændelser på offshoreanlæg, eksempelvis ved brand eller eksplosion, ukontrolleret udblæsning eller spild af olie eller gas samt flyhavari på eller tæt ved et anlæg. Komitéen skal endvidere overvåge de forholdsregler, som den driftsansvarlige virksomhed for et offshoreanlæg træffer i tilfælde af en større ulykke på anlægget.

Komitéens medlemmer er udpeget af klima- og energiministeren og består af et medlem og en suppleant fra henholdsvis Søfartsstyrelsen, Miljøstyrelsen, Syd- og Sønderjyllands Politi, Forsvarskommandoen samt Energistyrelsen. Energistyrelsen har formandskabet og sekretærfunktionen. Komitéens medlemmer kan kaldes sammen med kort varsel og vil fungere fra beredskabslokalet, som er placeret på Holmen i Forsvarskommandoens lokaliteter.

Komitéen afholder jævnligt øvelser.

Samarbejde med andre myndigheder

Udover det lovbestemte samarbejde samarbejder Energistyrelsen med en række myndigheder om sikkerheds- og sundhedsmæssige spørgsmål:

- **Arbejdstilsynet**

EU-regulering på arbejdsmiljøområdet. Arbejdstilsynet er såkaldt 'focal point' i Danmark for EU-Kommissionen vedrørende sikkerhed og sundhed på arbejdspladsen.
Arbejdsmiljøfaglige spørgsmål.

- **Sikkerhedsstyrelsen**

El-sikkerhed.

- **Sundhedsstyrelsen**

Autorisation af offshore medics, der er den sundhedskyndige person på et offshoreanlæg.
Radioaktive kilder.

- **Styrelsen for International Uddannelse (tidligere CIRIUS)**

Anerkendelse af erhvervsmæssige kvalifikationer hos personer fra andre EU-lande og EØS-landene.

Samarbejde med øvrige institutioner

Udover danske myndigheder samarbejder Energistyrelsen med en række andre institutioner, såsom Center for Maritim Sikkerhed og Sundhed og Dansk Standard.



Center for Maritim Sikkerhed og Sundhed

Energistyrelsen er repræsenteret i Styregruppen for Center for Maritim Sikkerhed og Sundhed, som er et center under Syddansk Universitet (SDU) i Esbjerg, og som har til formål at levere ekspertise til sikring og udvikling af den bedst mulige sundhed og sikkerhed for søfolk, fiskere og ansatte på offshoreanlæg.

Centret opfylder sit formål gennem forskning, dokumentation, rådgivning, undervisning og kliniske undersøgelser. Et af forskningsprojekterne drejer sig om ulykkesforebyggelse i offshoreindustrien.

Styregruppen består af medlemmer fra Søfartsstyrelsen og Energistyrelsen, Søfartens og Fiskeriets Arbejdsmiljøråd, Offshoreerhvervenes Sikkerhedsråd og SDU og har til formål at vejlede centret i dets virke. Styregruppen mødes et par gange årligt.

Yderligere oplysninger om centret og dets opgaver kan findes på centrets hjemmeside, www.sdu.dk/ist/cmss.

Normer og standarder

Normer og standarder er med til at øge sikkerheden på offshoreanlæg.

Lovgivningsmæssigt er der i offshoresikkerhedsloven stillet krav til at anerkendte normer og standarder, som har sikkerheds- og sundhedsmæssig betydning for offshoreanlæggets konstruktion, indretning og udstyr, skal følges.

Normer og standarder kan dog fraviges i tilfælde, hvor det er hensigtsmæssigt for at opnå et højere sikkerheds- og sundhedsniveau, eller som følge af den tekniske udvikling. Det forudsættes ved fravigelsen, at de sikkerheds- og sundhedsmæssige risici nedbringes så meget, som det er rimeligt praktisk muligt.

Såfremt der ikke findes anerkendte normer og standarder som nævnt ovenfor, skal de sikkerheds- og sundhedsmæssige risici, der er forbundet med offshoreanlæggets konstruktion identificeres, vurderes og nedbringes så meget, som det er rimeligt praktisk muligt.

Normer og standarder anvendes især ved konstruktion og indretning af offshoreanlæg og rørledninger samt for udstyr på anlæggene.

Energistyrelsen støttede i 2009 i lighed med tidligere år økonomisk standardiseringsarbejde i offshoresektoren via Dansk Standard.

Internationalt samarbejde

Energistyrelsen deltager i internationalt samarbejde på en række områder, der vedrører sikkerhed, sundhed og miljø på offshoreanlæg. Desuden deltager Energistyrelsen i samarbejde om miljø, se kapitel 5: *Miljø og klima*.

NSOAF

NSOAF (North Sea Offshore Authorities Forum) er et samarbejdsforum mellem Nordsølandenes myndigheder om primært sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg. Følgende lande (med institutionerne i parentes) deltager i NSOAF:

- Danmark (Energistyrelsen)
- Færøerne (Jarðfeingi)
- Holland (Staatstoezicht op de Mijnen)

- Irland (Department of Communications, Energy and Natural Resources)
- Norge (Petroleumstilsynet)
- Sverige (Sveriges Geologiske Undersøgelse)
- Tyskland (Landesbergamt Für Bergbau, Geologie und Energie)
- Storbritannien (Health & Safety Executive)

Arbejdet i NSOAF foregår primært gennem nedsatte arbejdsgrupper og en gang årligt mødes medlemslandene til en konference, hvor de overordnede mål for arbejdet i arbejdsgrupperne aftales.

Arbejdsgruppen om sikkerhed, sundhed og miljø

Gruppen arbejder med harmonisering af kravene til sikkerhed, sundhed og miljø på offshoreanlæg. Derudover udveksles og drøftes erfaringer med problemstillinger og ulykker offshore.



Arbejdsgruppen samarbejder også med International Association of Drilling Contractors (IADC) i spørgsmål af fælles interesse såsom udarbejdelse af en 'HSE (Health, Safety and Environment) Case' (redegørelse for sikkerhed og sundhed) i forbindelse med borearbejde. Denne redegørelse er et udgangspunkt, der skal sikre, at boreplatforme opfylder EU-lovgivningen om et sikkerheds- og sundhedsdokument, således at boreselskaberne ikke behøver at udarbejde et helt nyt dokument, hver gang boreplatformen krydser en grænse mellem to Nordsølande, men blot kan tilføje afsnit til opfyldelse af nationale særkrav.

Derudover gennemføres der i regi af arbejdsgruppen fælles audits af sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg på tværs af landegrænser. Til dato er der udført fire sådanne audits på udvalgte temaer, hvoraf det seneste omhandlede selskabernes ledelsesmæssige supervision på anlæggene.

Endelig har gruppen nedsat to projektgrupper; en om beredskab og en om indikatorer for måling af sikkerhed og sundhed, såkaldte Key Performance Indicators (KPIs).

Arbejdsgruppen om offshore træning og uddannelse

Danmark har formandskabet for denne arbejdsgruppe, som arbejder mod en gensidig anerkendelse af sikkerhedsuddannelserne i Nordsølandene. Den gensidige anerkendelse af den grundlæggende sikkerhedsuddannelse er trådt i kraft, og arbejdsgruppen undersøger nu behovet for at udvide den gensidige anerkendelse til uddannelser for andre sikkerhedsfunktioner.


Arbejdsgruppen om borer

Arbejdsgruppen udveksler information og samarbejde om sikkerheds- og sundhedsforhold, der er relateret til borings- og brøndaktiviteter, herunder forhold vedrørende forebyggelse af ukontrolleret udblæsning.

Formålet er bl.a., at gruppens aktiviteter skal bidrage til vedvarende forbedring af sikkerhed og sundhed ved boreoperationer og andre brøndrelaterede aktiviteter samtidig med, at der arbejdes på at lette de administrative byrder for de firmaer, der arbejder på tværs af grænserne i Nordsøen.

Arbejdsgruppen om EU

Arbejdsgruppen udveksler synspunkter og erfaringer vedr. EU-direktiver og direktivforslag.



Et af gruppens projekter er markedsovervågning af udstyr mv., der er omfattet af EU-direktiver, f.eks. maskindirektivet og trykbeholderdirektivet.

OMHEC

OMHEC (Offshore Mechanical Handling Equipment Committee) er en international arbejdsgruppe med deltagelse af bl.a. Energistyrelsen, repræsentanter fra andre landes offshore myndigheder (England, Norge og Holland) samt certificerende selskaber og specialister på området.

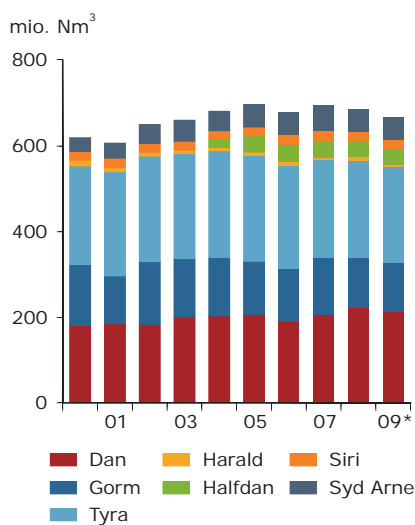
Formålet er bl.a. at udarbejde vejledninger, der kan danne et fælles grundlag for sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold vedrørende kran- og løfteoperationer. Offshore industrien kan frit anvende disse vejledninger.

OMHEC har etableret sin egen hjemmeside, www.omhec.org, der indeholder informationer om organisationen, kontaktpersoner i de enkelte medlemslande samt de udarbejdede vejledninger.

Bilateralt samarbejde

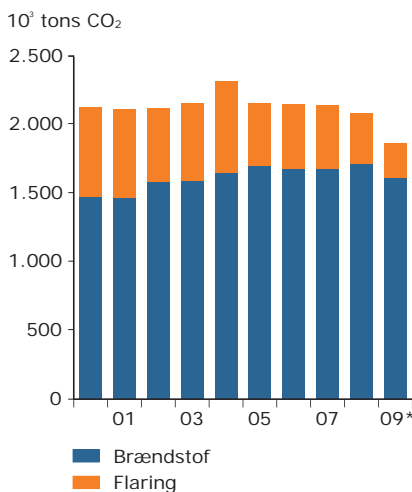
En gang om året mødes Energistyrelsen bilateralt med henholdsvis Petroleumstilsynet i Norge og UK Health & Safety Executive. På møderne foregår almindelig erfaringsudveksling og drøftelse af forskellige aktiviteter landene imellem vedrørende sikkerhed og sundhed offshore.

fig. 5.1 Brændstofforbrug (gas)



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

fig. 5.2 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



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

Efterforskning og indvinding af kulbrinter påvirker omgivelserne gennem udledninger af blandt andet CO₂ og NO_x til luften og kemikalier og olierester til havet samt gennem støj fra indsamling af oplysninger om undergrunden og udbygning af anlæg. Energistyrelsen arbejder for at mindske disse påvirkninger mest muligt.

UDLEDNINGER TIL LUFTEN

Udledninger til luften består blandt andet af gasserne CO₂ (kuldioxid) og NO_x (kvælstofilte).

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

Størrelsen af udledningen fra det enkelte anlæg eller felt afhænger af produktionens 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-kvotelovent, der er omtalt i boks 5.1.

Forbrug af brændstof

Gas som brændstof udgjorde i 2009 knap 89 pct. af det totale gasforbrug offshore. De resterende godt 11 pct. er flaret. Udviklingen i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg er de seneste ti år vendt fra en langsom stigning frem til 2007, til et markant fald især fra 2008 til 2009, se figur 5.1. Årsagen til den generelle stigning er dels en stigende produktion af olie og gas, dels ældningen af felterne. Årsagen til det markante fald er dels en faldende produktion dels en effektiviseringsindsats fra operatørernes side.

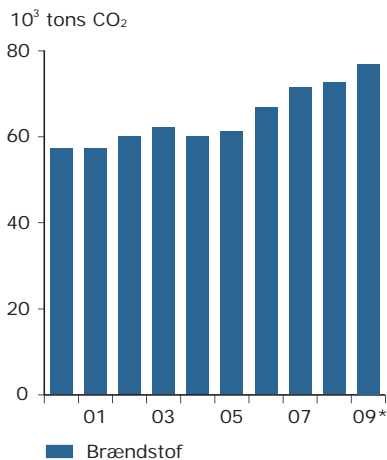
I de senere år er det især de stadig ældre felter, som påvirker forbruget af brændstof. De naturgivne forhold i de danske felter medfører, at energiforbrug pr. produceret ton olieækvivalent (t.o.e.) stiger jo længere tid et felt har produceret. Dette skyldes bl.a., at produktionens vandandel stiger gennem 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 energi-krævende.

Der er fra år til år ændringer i forbruget af brændstof på de enkelte anlæg, se figur 5.1. Der har fra 2008 til 2009 været et markant faldende forbrug af gas til brændstof på alle anlæg på nær Syd Arne, der ligger på samme niveau som i 2008. Siri har i en periode været ude af drift, se afsnittet *Olieproduktionen* i kapitel 3: *Produktion og udbygning* og afsnittet *Tilsynsbesøg 2009* i kapitel 4: *Sikkerhed og sundhed*, og har bl.a. derfor også et markant lavere brændstofforbrug end i 2008.

Udledning af CO₂ ved forbrug af brændstof

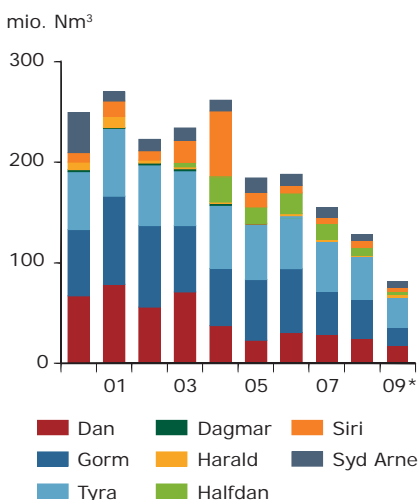
Udviklingen i udledningen af CO₂ fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 2000 er vist i figur 5.2. Det ses, at den samlede udledning i 2009 udgjorde ca. 1,8 mio. tons CO₂, dvs. det laveste niveau i de seneste ti år og en 6,7 pct. reduktion fra 2008.

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-kvoteloven og indeholder CO₂-udledning fra dieselforbrug på anlæggene

fig. 5.4 Flaring



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

Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med under 3 pct. af den samlede CO₂-udledning i Danmark.

De sidste ti års CO₂-udledning fra brugen af gas som brændstof i forhold til kulbrinte-produktionens størrelse ses i figur 5.3. Det fremgår af figuren, at CO₂-udledningen fra brændstofforbruget i forhold til produktionens størrelse er steget fra et niveau på ca. 57 ktøns pr. mio. t.o.e. i 2000 til et niveau på 78 ktøns CO₂ pr. mio. t.o.e. i 2009. 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 2008 til 2009 på alle felterne på nær Harald og Syd Arne, hvor niveauet har været på et stabilt niveau. Årsagerne hertil kan henføres til stabile driftsforhold på anlæggene, omlægninger af driften og fokus på energi-effektivisering. Siri har desuden, som omtalt i afsnittet *Forbrug af brændstof*, i en periode været ude af drift.

Mængden af flaret gas i perioden 1999-2008 er vist i figur 5.4. Som det fremgår af figuren er der en stor variation i flaring fra år til år. Det store udsving i 2004 skyldtes blandt andet indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. I 2009 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 85 mio. Nm³, hvilket er det laveste niveau siden 1980.

En del af den gas, der bruges til flaring, kan genvindes ved installation og brug af gasgenindvindingsanlæg. Sådanne anlæg findes på platforme i Norge og på Siri-platformen i den danske del af Nordsøen. Under almindelige driftsforhold opsamles og komprimeres gas, der er ledt til flaresystemet, for at blive tilbageført til proces-anlæggene på platformen.

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

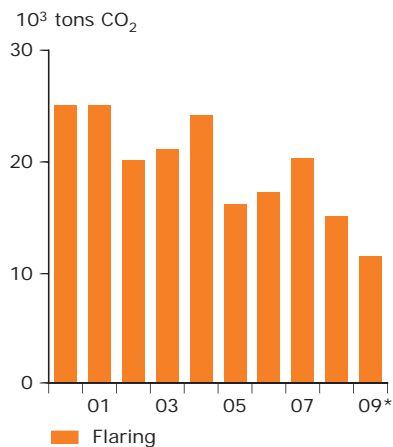
Udledning af CO₂ ved flaring

I 2009 udgjorde udledningen fra flaring 0,241 mio. tons CO₂ ud af en samlet CO₂-udledning fra offshoresektoren på 1,813 mio. tons – dvs. 13 pct. af den samlede udledning. Gasmængden afbrændt ved flaring udgjorde 1,2 pct. af gasproduktionen i 2009. Hele udledningen er omfattet af CO₂-kvotesystemet, se boks 5.1.

Udledningen fra flaring har været faldende siden 2004 og er i 2009 reduceret med 32 pct. i forhold til 2008. Kulbrinte-produktionen er i denne periode også faldet, og afbrændingen per produceret t.o.e. er steget frem til 2007, se figur 5.5. Fra 2008 til 2009 er afbrændingen per produceret t.o.e. faldet fra 15,5 ktøns CO₂ pr. mio. t.o.e. i 2008 til omkring 12 ktøns CO₂ pr. mio. t.o.e. i 2009. Reduktionen i flaringen har altså været så stor, at det har mere end opvejet faldet i kulbrinte-produktionen.

I bilag A findes en opgørelse over det årlige gasforbrug til brændstof på de enkelte produktionscentre, den årlige flaring samt den beregnede CO₂-udledning.

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



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

boks 5.1

Den europæiske CO₂-kvoteordning

I Danmark var ca. 380 produktionsenheder pr. 1. januar 2009 omfattet af CO₂-kvoteordningen, heraf syv i offshoresektoren.

En offshore produktionsenhed er defineret som alle energiproducerende anlæg på alle platformene på et felt. Eksempelvis er Dan feltet defineret som en produktionsenhed, der omfatter alle energiproducerende anlæg på alle platformene på Dan feltet.

Fra 2005 har produktionsenhederne haft pligt til at overvåge, måle og indberette deres CO₂-udledning. Samtidig med en udledningstilladelse har produktionsenhederne fået godkendt en plan for overvågning og måling. Hver produktionsenhed skal årligt i marts måned indberette sin CO₂-udledning for foregående år til Energistyrelsen samt Kvoteregisteret. Ved udgangen af april måned returnerer hver produktionsenhed kvoter svarende til CO₂-udledningen.

Hvis der etableres nye produktionsenheder kan der gives yderligere kvoter.

Miljøministeren sendte i marts 2007 en allokeringsplan for perioden 2008-2012 til godkendelse hos EU-Kommissionen. Allokeringsplanen beskriver tildelingens størrelse og kriterierne for tildelingen af gratis kvoter. Planen bygger på samme principper som for perioden 2005-2007, nemlig historiske udledninger.

Allokeringsplanen blev i august 2007 godkendt af Kommissionen og implementeret i dansk lov ved en ændring af kvoteloven, der trådte i kraft ved årsskiftet 2008.

I 2009 blev der vedtaget en ændring af kvotedirektivet, som skal gælde fra 2013 og frem. Ændringen vil bl.a. medføre, at gratiskvoter til produktionsenheder omfattet af kvotesystemet vil blive tildelt ud fra andre kriterier end hidtil og på ensartet måde i hele EU. Der vil ikke længere kunne gives gratiskvoter til produktion af el og tildeling til eksempelvis industri vil blive baseret på fælles benchmarks inden for brancherne baseret på f.eks. de 10 pct. mest effektive produktionsenheder til at producere et bestemt produkt. Ændringerne vil medføre, at EU-Kommissionen vil udstede et antal forordninger i løbet af 2010 og i begyndelsen af 2011.

Yderligere information om kvoteordningen findes på Energistyrelsen hjemmeside, www.ens.dk.

ENERGIEFFEKTIVITET OFFSHORE

I den energipolitiske aftale af 21. februar 2008 mellem regeringen og Socialdemokraterne, Dansk Folkeparti, Socialistisk Folkeparti, Det Radikale Venstre og Ny Alliance blev der opstillet mål for udviklingen af det danske energiforbrug i årene 2008-2011. Et af de overordnede mål i energiaftalen er en reduktion i det danske bruttoenergiforbrug på 2 pct. i 2011 og 4 pct. i 2020 i forhold til 2006-niveauet.

Af aftalen fremgår det, at en kortlægning af energiforbruget offshore og oplæg til initiativer til en mere energieffektiv indvinding af olie og gas i Nordsøen skulle udarbejdes inden udgangen af 2008. På den baggrund udarbejdede Energistyrelsen



med bidrag fra de danske operatører redegørelsen "Kortlægning og oplæg til initiativer til en mere energieffektiv indvinding af olie og gas", dec. 2008.

Handlingsplan for reduktion af energiforbruget offshore

Klima- og energiministeren aftalte på baggrund af redegørelsen om "Kortlægning og oplæg til initiativer til en mere energieffektiv indvinding af olie og gas", dec. 2008 en handlingsplan i april 2009 med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore. Der er siden aftalt et tillæg til handlingsplanen i februar 2010.



Handlingsplanen indeholder en række initiativer til energieffektivisering, som samlet set for perioden 2006-2011 forventes at føre til et fald i energiforbruget på 3 pct. mod tidligere en forventet stigning på 1,5 pct. Der er således tale om initiativer, der forventes at føre til en samlet besparelsesindsats på omkring 4,5 pct. i forhold til 2006. Omkring en fjerdedel af de forventede besparelser skyldes reduceret flaring som følge af en omlægning af driften.

Et af de centrale elementer i handlingsplanen er, at operatørerne har forpligtet sig til at indføre energiledelse efter de principper, der ligger i standarden for energiledelse. Dette vil være med til at sikre, at fokus på energieffektivisering styrkes og bevares både i den daglige drift og ved nye projekter.

Handlingsplanen indeholder endvidere en arbejdsplan for yderligere analyser. Disse analyser er gennemført og resultaterne af analyserne er præsenteret sammen med en status for gennemførelse af handlingsplanen i starten af maj 2010. Handlingsplanen forventes opdateret medio 2011.

Handlingsplanen kan findes på Energistyrelsen hjemmeside, www.ens.dk.

Udledning af NO_x

Miljøministeriet fremlagde i 2006 en teknisk økonomisk rapport om NO_x-udledningen i Danmark bl.a. for at belyse, hvilke reduktionsmuligheder, der ville være de bedste for at Danmark kunne opfylde forpligtelserne i EU-direktivet om nationale udledningslofter (National Emission Ceiling; NEC-direktivet) i 2010 og videre frem.

Folketinget vedtog den 17. juni 2008 en lov, der pålægger en generel NO_x-afgift på luftemissioner på 5 kr. pr. kg med virkning fra den 1. januar 2010. Loven er et af flere tiltag, der skal sikre, at Danmark opfylder forpligtelserne i NEC-direktivet, og omfatter også offshoresektoren.

For nye anlæg, der skal installeres offshore, vil det af VVM-redegørelserne fremgå, at nye maskiner vil blive low-NO_x anlæg, dvs. anlæg med lave NO_x emissioner, idet principperne for Best Available Technology (BAT) og Best Environmental Practice (BEP) følges.

PÅVIRKNINGER AF HAVMILJØET

Al indvinding af kulbrinter i Danmark foregår i dag offshore, og selve produktionen samt boringen af brønde medfører udledninger til havmiljøet. Det er også offshore, den mest omfattende efterforskningsaktivitet med f.eks. indsamling af seismiske data har været. Dermed bliver den marine flora og fauna udsat for påvirkninger. Energistyrelsen varetager i samarbejde med en række andre myndigheder og organisationer beskyttelsen af den marine natur.

boks 5.2

OSPAR

Oslo-Paris Konventionen (OSPAR) om beskyttelse af havmiljøet dækker det nordøstlige Atlanterhav og omfatter 15 lande, heriblandt Danmark.

På olie-gas området bistår Energi- styrelsen Miljøstyrelsen med teknisk ekspertise i arbejdet under OSPAR om beskyttelse af havmiljøet i bl.a. Nordsøen. Det nærmere indhold og afgrænsning af konventionen kan læses på OSPAR's hjemmeside, www.ospar.org.

Arbejdet vedrørende olie-gas industrien foregår primært i en komité benævnt Offshore Industry Committee (OIC), der arbejder løbende og mødes en gang årligt.

Udledninger til havet

Fra produktion af olie og gas og boring af nye brønde udledes der kemikalie- og olierester samt materiale fra undergrunden til havet. Desuden kan der forekomme utilsigtede oliespild.

For at mindske miljøpåvirkningerne fra udledningen af kemikalierester substitueres miljøskadelige kemikalier med mindre miljøskadelige kemikalier, hvor det er muligt. Udledningen af olierester søges også begrænset.

Regulering af udledningen

Udledninger til havet reguleres af havmiljøloven og miljøministerens Offshorehandlingsplan, der bl.a. sætter mål for udledningen af olie i produceret vand, af kemikalier og af luftforurening. Danmark har gennem aftaler i den internationale havmiljøkonvention, OSPAR (se boks 5.2), forpligtet sig til at regulere udledningerne i lighed med de øvrige medunderskrivere af konventionen. OSPAR dækker det nordøstlige Atlanterhav, herunder Nordsøen.

Ifølge OSPAR konventionens krav til udledning af produceret vand har koncentrationen af fri olie siden 2006 ikke måttet overstige 30 mg/l. I det udledte producerede vand fra de danske felter ligger gennemsnitskoncentrationen i dag væsentligt lavere. De igangværende forhandlinger mellem landene indenfor OSPAR konventionen bevæger sig mod en risikobaseret tilgang for fastlæggelse af begrænsninger for udledningen.

Medlemslandene i OSPAR vedtog i 2001 en rekommandation om at nedbringe den samlede mængde udledt olie med 15 pct. i forhold til 2000-niveaueet i perioden frem til 2006.

For at leve op til dette mål iværksatte miljøministeren Offshorehandlingsplanen i 2005 med en revideret plan for årene 2008-2010. I den forbindelse blev der bl.a. igangsat et udredningsarbejde for at undersøge mulighederne for yderligere at reducere udledningen af olie med produceret vand. Dette arbejde er i løbet af 2009 blevet videreført med et studie om muligheder for øget reinjektion af produceret vand til erstatning af behandlet havvand som trykstøtte for produktionen.

En af udfordringerne ved at reinjicere produceret vand i de kalkstensreservoirer, som udgør størstedelen af de danske oliefelter, er at opnå en tilstrækkelig rensning af vandet for at undgå reduktion af reservoirets ydeevne og forøget slid på udstyr. Det er planlagt at teste om reinjektion af produceret vand kan erstatte behandlet havvand som trykstøtte for produktion.

Miljøstyrelsen fører løbende tilsyn med, at operatørerne efterlever Offshorehandlingsplanen, og sender årligt en statusrapport til Folketinget. De danske operatører (DONG E&P A/S, Hess Denmark ApS og Mærsk Olie og Gas A/S) udarbejder desuden hver især årligt en offentligt tilgængelig rapport, der redegør for miljøpåvirkninger som følge af olie- og gasproduktion i den danske del af Nordsøen.

Støj fra seismiske undersøgelser

En anden miljøpåvirkning fra olie- og gasaktiviteterne er støj fra indsamling af seismiske data. Ved seismiske undersøgelser udsender en lydkilde trykbølger, der reflekteres af lagene i undergrunden, se boks 1.4 i kapitel 1: *Efterforskning og koncessioner*. Denne støj kan virke forstyrrende på havpattedyr som f.eks. hvalarten marsvin, der er beskyttet af EU's habitatdirektiv. Habitatdirektivet kræver bl.a. en streng beskyttelse af samtlige arter af hvaler og delfiner. I Danmark lever marsvinet i de indre danske far-





vande og i Nordsøen, hvor hovedparten af de danske olie- og gasaktiviteter finder sted. Derfor har Energistyrelsen indført en række vilkår for indsamling af seismiske data.

Energistyrelsen skal godkende alle seismiske undersøgelser, inden arbejdet går i gang. Når et selskab ønsker at indsamle seismiske data i et område, indsender selskabet en ansøgning til Energistyrelsen. Inden selskabet får en godkendelse af den seismiske undersøgelse, gennemgår Energistyrelsen i hvert enkelt tilfælde oplysningerne i ansøgningen om udstyr, program og udførelsesmåde. Samtidig foretager Energistyrelsen en konkret vurdering af de mulige skadevirkninger på dyrelivet i det berørte område, herunder om den seismiske undersøgelse vil kunne udføres i overensstemmelse med reglerne i EU's habitatdirektiv.

For at sikre at de seismiske undersøgelser udføres i overensstemmelse med habitatdirektivet, stiller Energistyrelsen i forbindelse med godkendelsen krav om, at selskaberne skal anvende afværgeforanstaltninger for at give havpattedyrene tilstrækkelig tid til at forlade området, inden de seismiske aktiviteter begynder.

Et standard vilkår er, at selskaberne skal anvende en såkaldt soft start-procedure, når den seismiske undersøgelse skal udføres. Soft start-proceduren går ud på, at lyd-niveauet fra den seismiske luftkanon langsomt øges til det operationelle niveau. Hvis der observeres havpattedyr i en afstand mindre end 200 meter fra lydkilden skal soft start-proceduren udsættes. Soft start-proceduren skal udføres efter et sæt "Best practice" retningslinjer, der er udarbejdet af Danmarks Miljøundersøgelser (DMU).

I sjældne tilfælde er lydkilden sprængstoffer i stedet for en luftkanon. I disse tilfælde stilles der tilsvarende vilkår om, at små advarselsprængninger detoneres inden for en 20-30 minutters periode inden selve undersøgelsesprængningen. Når der bruges dynamit er det et vilkår, at selskabet skal observere for havpattedyr i området, inden de seismiske sprængninger foretages. Hvis der er havpattedyr i området, skal sprængningerne udsættes.

Vilkårene, der stilles i forbindelse med godkendelse af seismiske undersøgelser på havet, er blandt andet baseret på de nyeste data og oplysninger om tilstedeværelsen af og adfærden hos de havpattedyr, der lever i det danske offshoreområde. Energistyrelsen revurderer og opdaterer løbene vilkårene, når der kommer ny viden om emnet – f.eks. via vilkår i tilladelser – for at sikre, at habitatdirektivets krav om en streng beskyttelse af hvaler og delfiner bliver overholdt.

Energistyrelsen modtog i slutningen af 2009 en delvis afrapportering med de foreløbige resultater fra to overvågningsprogrammer af blandt andet marsvins adfærd og udbredelse i den vestlige del af Nordsøen fra Mærsk Olie og Gas AS. Mærsk Olie og Gas AS får udført overvågningsprogrammerne som en del af selskabets forpligtelser i forbindelse med deres olie- og gasaktiviteter. På baggrund af rapporternes resultater har Energistyrelsen igangsat et arbejde, der skal afklare, om der skal yderligere tiltag til for at sikre den bedste beskyttelse af marsvin og delfiner. Energistyrelsen har derfor konsulteret DMU og By- og Landskabsstyrelsen og afventer DMU's vurdering af resultaterne fra de to rapporter. Revurderingen af vilkårene forventes afsluttet i løbet af sommeren 2010.

Ved redaktionens afslutning var arbejdet med at revurdere vilkårene, der stilles i forbindelse med godkendelse af seismiske undersøgelser på havet, ikke afsluttet. Når arbejdet er færdigt, vil resultatet kunne findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Også ved andre støjende aktiviteter som f.eks. nedramninger i havbunden stilles der vilkår om anvendelse af soft start-procedurer m.v. Nedramninger foretages blandt andet i forbindelse med montering af forankringspæle til fastgørelse af platforme og under boringen af brønde, hvor ledeforingsrør, der beskytter den øverste del af brønden, nedrammes i havbunden.

Havstrategidirektivet

Havstrategidirektivet skal sikre en ramme for EU's havmiljøpolitiske foranstaltninger. Gennem havstrategidirektivet er der på EU-niveau aftalt en fælles køreplan for at sikre en god miljøtilstand på havområdet inden 2020. Havstrategidirektivet skal være gennemført i dansk lovgivning senest den 15. juli 2010. Med henblik herpå har miljøministeren den 21. januar 2010 fremsat forslag til lov om havstrategi.

I den sammenhæng har Energistyrelsen deltaget i et analysearbejde om mulige konsekvenser af at implementere havstrategidirektivet i Danmark. Analysearbejdet er gennemført af By- og Landskabsstyrelsen.

Integreret maritim politik

Den Maritime Blåbog om en integreret EU-havpolitik blev vedtaget af EU-Kommissionen i oktober 2007 og efterfølgende godkendt af Det Europæiske Råd. Kommissionen udsendte herefter i juni 2008 retningslinjer for en integreret tilgang til havpolitikken.

Udarbejdelse af en dansk integreret maritim politik blev påbegyndt i 2009 som et projekt under Søfartsstyrelsen. Det er målet at udarbejde en dansk integreret maritim politik, som kan skabe grundlag for en vækstorienteret og miljø- og klimamæssig bæredygtig erhvervsudvikling for de maritime erhverv. Meningen er ikke at erstatte, men at supplere de sektorbaserede politikker. Projektet skal søge at knytte de mange hensyn på det maritime område sammen, skabe en række konkrete initiativer og fremme koordineringen mellem myndigheder med opgaver på det maritime område. Under de maritime erhverv i bred forstand medregnes også energiproduktion offshore. Energistyrelsen har på denne baggrund deltaget i projektet og bidraget vedrørende olie- og gasindvindingen offshore og havvindmøller. Økonomi- og Erhvervsministeriet forventer, at den integrerede maritime politik, der vil fremlægge regeringens politik på området, udsendes i 2010.

REDEGØRELSE OM VURDERING AF VIRKNINGERNE PÅ MILJØET (VVM)

Olieselskaberne er gennem lovgivningen forpligtet til at mindske de miljømæssige påvirkninger fra kulbrinteindvindingen. Derfor skal olieselskaberne ved større udbygningsprojekter til indvinding af kulbrinter og til etablering af større rørledninger på dansk søterritorium og kontinentalsokkelområde udarbejde en redegørelse om vurdering af virkningerne på miljøet (en såkaldt VVM-redegørelse), se boks 5.3.

En VVM-redegørelse omhandler forskellige emner afhængig af projektets art, dimension og placering. Vurderingen behandler typisk miljøpåvirkninger fra udledninger til havet og luften, fysiske påvirkninger, eventuelle kemikalie- og oliespildsuheld, samt nedlukning og bortskaffelse af anlæg eller rørledninger. Såfremt projektet må antages, at kunne påvirke udpegede internationale naturbeskyttelsesområder, skal der derudover foretages en habitatvurdering.

boks 5.3

Redegørelse om vurdering af virkningerne på miljøet (VVM)

Der skal foreligge en VVM-redegørelse, inden Energistyrelsen kan godkende større projekter efter undergrundslovens §§ 10, 17 og 28 og kontinentalsokkelovens § 4.

De nærmere regler om VVM-redegørelser findes i bekendtgørelse nr. 359 af 25. marts 2010 om VVM, konsekvensvurdering vedrørende internationale beskyttelsesområder samt beskyttelse af visse arter ved projekter om kulbrinteindvinding, rørledninger, m.v. på søterritoriet og kontinentalsoklen. Bekendtgørelsen kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk. VVM-bekendtgørelsen trådte i kraft den 15. april 2010.



VVM-redegørelsen skal i offentlig høring, inden Energistyrelsen kan godkende projektet. Energistyrelsen, Miljøstyrelsen samt By- og Landskabsstyrelsen samarbejder om myndighedsbehandlingen af VVM-redegørelser.

Der er udarbejdet VVM-redegørelser for alle de danske anlæg i Nordsøen.

VVM-PROJEKTER I 2009

Nord Stream naturgasrørledningsprojektet i Østersøen

Selskabet Nord Stream AG planlægger at etablere to parallelle 1.220 km lange naturgasrørledninger fra Vyborg i Rusland gennem Østersøen til den tyske kyst nær Greifswald, se figur 6.12 i kapitel 6: *Ressourcer*. Rørledningerne vil komme til at gå gennem russisk, finsk, svensk, dansk og tysk havområde og er dermed et grænseoverskridende projekt. På dansk område drejer det sig om ca. 137 km for hver af rørledningerne i en linjeføring øst og syd om Bornholm. Nord Stream rørledningsprojektet er også omtalt i afsnittet *Gasinfrastruktur og forsyningsikkerhed* i kapitel 6: *Ressourcer*.

I forbindelse med Nord Stream projektet er der udarbejdet både en VVM-redegørelse, som fokuserer på den danske del af rørledningen, og en Espoo-VVM-redegørelse, se boks 5.4, som viser hele projektet og de eventuelle grænseoverskridende miljøpåvirkninger. Udarbejdelsen af Espoo-VVM-redegørelsen for Nord Stream rørledningen har involveret alle Østersølandene, og der har flere gange undervejs været offentlige høringer om projektet som et led i processen.

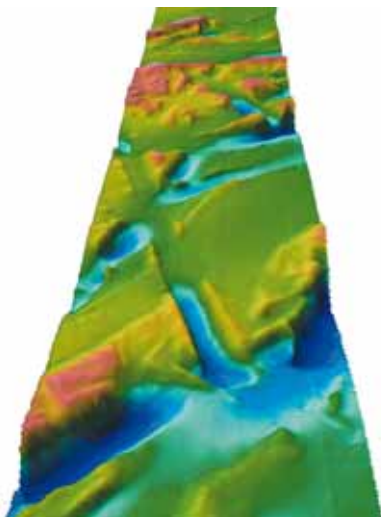
boks 5.4

Espoo-høring

Espoo-konventionen (Konventionen af 25. februar 1991 om vurdering af virkningerne på miljøet på tværs af landegrænserne) er en FN-konvention, der er ratificeret af Danmark og en lang række andre lande. Konventionen skal modvirke påtænkte aktiviteter grænseoverskridende skadevirkninger på miljøet. Der stilles i den forbindelse krav om, at vurderingerne skal gennemføres allerede i projektfasen.

Espoo-konventionen indeholder derfor bestemmelser om vurdering af virkningerne på miljøet (VVM), offentlig høring og samråd mellem de implicerede lande for at forhindre, mindske og overvåge mærkbare skadevirkninger på miljøet på tværs af landegrænserne.

Ved en Espoo-høring gives offentligheden i alle de områder, der må antages at blive berørt af et påtænkt projekt, mulighed for at deltage i processen om vurdering af projektets miljøpåvirkninger, dvs. også områder beliggende i andre lande.



Alternative rørledningsruter har været undersøgt i forbindelse med udarbejdelsen af VVM-redegørelsen. Det første alternativ måtte opgives, da rørledningen ville komme gennem et område, som både Polen og Danmark gør krav på, mens det andet alternativ var en linjeføring nord og vest om Bornholm, som både de svenske og danske søfartsmyndigheder var betænkelige ved på grund af den stærke skibstrafik i området mellem Sverige og Bornholm. Havbunden ville desuden skulle ændres flere steder, enten ved afgravning eller udfyldning (havbundsinterventioner) for at kunne lægge rørledningerne stabilt på denne strækning.

Det valgte alternativ er en rute, der går øst og syd om Bornholm, se figur 6.12. SØ-ruten giver samlet set den laveste risikoprofil og påvirkning af omgivelserne.

Energistyrelsen modtog den 4. marts 2009 en ansøgning fra Nord Stream AG om tilladelse til at etablere den danske del af rørledningsprojektet. Nord Stream AG er ejet af det russiske naturgasselskab Gazprom (51 pct.), de to tyske selskaber BASF (20 pct.) og E.ON (20 pct.) og det hollandske selskab Gas Unie (9 pct.).

Danmark og de andre lande omkring Østersøen har tiltrådt FN's Havretskonvention, som fastsætter en ret til at nedlægge rørledninger på kontinentalsoklen, altså en slags fri passage. Kyststaten kan således ikke forbyde sådanne rørledninger, men kan forlange, at der tages behørigt hensyn til naturressourcer og til miljøet. Ruten skal desuden godkendes af kyststaten. I Danmark gives tilladelse til transitørledninger på havet af Energistyrelsen i samarbejde med en række andre myndigheder i medfør af kontinentalsokkeloven.



Ansøgningen indeholdt både VVM-redegørelsen vedrørende den danske del af projektet og Espoo-VVM-redegørelsen. Begge VVM-redegørelser blev sendt i offentlig høring i 2009 i både Danmark og de øvrige østersølande. De øvrige østersølande blev bedt om at tage stilling til, om de var af den opfattelse, at den danske del af rørledningen kunne påvirke miljøet i deres respektive områder. Ingen af de indkomne høringsvar indeholdt opsættende kommentarer.

Energistyrelsen gav den 20. oktober 2009 Nord Stream AG tilladelse efter kontinentalsokkeloven til konstruktion og nedlægning af den danske del af Nord Stream naturgasrørledningerne. For senere at kunne tage rørledningerne i drift skal selskabet desuden søge Energistyrelsen om en driftstilladelse.

Sideløbende med behandlingen af den danske ansøgning har selskabet haft ansøgninger om tilladelse til Nord Stream projektet under behandling hos myndighederne i Rusland, Finland, Sverige og Tyskland. Myndighederne i disse lande har ligeledes givet tilladelser til rørledningsprojektet.

Den danske afgørelse er blevet påklaget til Energiklagenævnet af Estonian Naturalist Society. Ligeledes er der klaget over de tyske, svenske og finske tilladelser. Desuden har to estiske NGO'er klaget til Europa-Kommissionen over at Danmark, Sverige, Finland og Tyskland efter deres mening ikke har overholdt og implementeret VVM-direktivet korrekt i denne sag.

Et af de forhold, der er belyst i VVM-redegørelserne, er, om indstrømningsforholdene i Østersøen vil blive påvirket af at lægge rørledningerne. Der er derfor gennemført og fremlagt en analyse af gennemstrømningsforholdene i Østersøen, hvoraf det fremgår, at rørledningen ikke vil have nogen væsentlig negativ påvirkning.

Risikoen for kontakt med konventionel og kemisk ammunition, som blev dumpet efter de to verdenskrige, er også belyst i VVM-redegørelserne. Konventionel og kemisk ammunition findes i et område øst for Bornholm. Nord Stream selskabet har derfor foretaget undersøgelser af, om nedlægning af rørledningen i området ville kunne medføre forøget forurening af Østersøen fra den kemiske ammunition eller om ammunitionen udgør en risiko i øvrigt. Selskabet har undersøgt den 137 km lange rute for rørledningerne på dansk område for både kemisk og konventionel ammunition, og der er udtaget ca. 100 prøver af havbunden. Prøverne er undersøgt både af Danmarks



Miljøundersøgelser (DMU) og af et laboratorium under universitetet i Helsinki, der er certificeret under Konventionen om Kemiske Krigsgasser. Resultaterne viser, at der kun er ringe eller ingen koncentration af kemikalier i havbunden, og konklusionen er, at nedlægning af rørledningen efter den valgte linjeføring ikke vil medføre målbar påvirkning på miljøet fra den dumpede kemiske ammunition.

Desuden er hensynet til fiskeriet taget op. Det har vist sig, at selv om rørledningen ikke tager skade af, at et trawl trækkes hen over den, så har de bornholmske fiskeres kuttere ikke maskinkraft nok til at trække redskaberne hen over ledningen. Der er fundet en løsning ved aftale mellem fiskerne og Nord Stream selskabet, som indebærer, at de berørte fiskere vil få økonomisk støtte fra selskabet til at investere i nyt fiskeudstyr, der gør det muligt at hæve fiskeudstyret over rørledningerne. Som en sidegevinst reducerer udstyret brændstofforbruget på fiskerfartøjerne.

I nærheden af rørledningsruten er der blevet gjort arkæologiske fund af interesse for kulturarven. Nogle af disse fund, f.eks. visse skibsvrag, er beskyttet af museumsloven, hvorfor rørledningen skal gå uden om dem. Et træror fra et 1600-tals skib er blevet hævet fra havbunden for at blive konserveret og senere udstillet på et dansk museum.

Yderligere information kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Hejre feltudbygning

Partnerne i tilladelserne 5/98 og 1/06, se bilag G2, der udgøres af DONG E&P, Bayerngas Petroleum Danmark AS, Bayerngas Danmark Aps og Nordsøfonden, planlægger at påbegynde olie- og gasproduktion fra Hejre-fundet og skal derfor udarbejde en VVM-redegørelse for den planlagte udbygning af Hejre feltet. Energistyrelsen, Miljøstyrelsen samt By- og Landskabsstyrelsen har fået en foreløbig orientering om planerne for udbygningen.

Syd Arne videreudbygning

Hess Danmark planlægger at videreudbygge Syd Arne feltet på den danske sokkel i Nordsøen med henblik på indvinding af olie og gas. Hess har udarbejdet en screeningsrapport, der konkluderer, at den eksisterende VVM for Syd Arne feltet dækker den påtænkte udbygning. Energistyrelsen har bedt Miljøstyrelsen samt By- og Landskabsstyrelsen om eventuelle bemærkninger til VVM screeningsrapporten. Energistyrelsen vurderer foreløbigt, at de i VVM screeningsrapporten beskrevne ændringer og deraf følgende miljøpåvirkninger ikke giver anledning til krav om en ny VVM redegørelse.

Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse af de danske olie- og gasreserver. I løbet af det sidste år har Energistyrelsen gennemført et arbejde for at afklare principperne for den fremtidige ressourceopgørelse.

ENERGISTYRELSENS KLASSIFIKATIONSSYSTEM FOR OLIE- OG GASRESSOURCER

Energistyrelsen benytter et klassifikationssystem for kulbrinter, se boks 6.1, til at opgøre Danmarks olie- og gasressourcer. Ressourceopgørelsen anvendes som grundlag for prognoser for olie- og gasproduktionen, der igen blandt andet kan bruges til at give et skøn over de fremtidige indtægter til staten. Formålet med klassifikationssystemet er at opgøre ressourcerne på en systematisk måde.

Data til opgørelsen får Energistyrelsen fra de olie- og gasselskaber, der er operatører på dansk område. Nogle af operatørerne har i de senere år ændret deres klassifikationssystemer, så de følger SPE's (Society of Petroleum Engineers) retningslinjer, se boks 6.2, for opgørelse af olie- og gasreserver. Det har medført, at Energistyrelsen har valgt at ændre sit klassifikationssystem for fremtidige ressourceopgørelser. Det betyder, at Energistyrelsens klassifikationssystem nu opdeler de danske olie- og gasressourcer i fire klasser: reserver, betingede ressourcer, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer.

boks 6.1

Et **klassifikationssystem for olie- og gasressourcer** er et system, der grupperer kulbrintemængder efter, hvor sandsynligt det er, at de kan indvindes. Der findes i dag ikke et internationalt system, som alle lande og olie/gasselskaber skal følge, så deres ressourceporteføljer direkte kan sammenlignes. Det kan derfor være svært at få et overblik over de globale fossile brændselsressourcer.

Energistyrelsen bruger et klassifikationssystem for at få et overblik over Danmarks fremtidige indtægter fra olie- og gassektoren samt til at vurdere i hvilken grad, Danmark vil være nettoeksportør eller -importør af olie og gas i fremtiden. Olie- og gasselskaberne bruger klassifikationssystemet i deres reserveopgørelser og prognoser for bl.a. at give et skøn over fremtidige indtægter og selskabernes værdi.

Klassifikationssystemet er blevet udarbejdet på baggrund af en gennemgang af nogle af de klassifikationssystemer, der bruges internationalt. Med i gennemgangen har været de klassifikationssystemer, der bruges i anerkendte internationale organisationer, som FN og SPE, se boks 6.2, samt i andre Nordsølande, som Norge og Storbritannien.

Gennemgangen og baggrunden for klassifikationssystemet er beskrevet i afsnittet *Ressource- og prognosemetodik*.

Ressource- og prognosemetodik

Energistyrelsen har valgt at lægge sit klassifikationssystem tæt op ad SPE's system, SPE-PRMS, se boks 6.2, da dette system er internationalt anerkendt og anvendt af flere andre landes myndigheder og mange olieselskaber. SPE's klassifikationssystem er desuden det foretrukne system blandt de fleste operatører på dansk område, hvorfra Energistyrelsen får oplysninger til udarbejdelse af sine ressourceopgørelser og produktionsprognoser.

boks 6.2

Internationale organisationers klassifikationssystemer for ressourcer

Mange lande og olieselskaber tager udgangspunkt i anerkendte internationale organisationers klassifikationssystemer. Blandt disse er klassifikationssystemerne fra Society of Petroleum Engineers (SPE) og FN to af de vigtigste.

SPE's klassifikationssystem (SPE-PRMS)

SPE er en international sammenslutning af medlemmer, som arbejder inden for eller i relation til olie- og gassektoren. SPE's mission er at indsamle, udbrede og udveksle teknisk viden indenfor efterforskning, udvikling og produktion af olie- og gasressourcer og relaterede teknologier til fordel for offentligheden.

SPE's klassifikationssystem Petroleum Resources Management System (SPE-PRMS) er offentliggjort i 2007 og har tre hovedklasser:

- Reserver
- Betingede ressourcer
- Efterforskningsressourcer

Desuden er der en klasse for de mængder, der ikke kan indvindes eller som er svære at indvinde. Denne klasse kaldes ikke-indvindelige ressourcer (unrecoverable resources).

De tre hovedklasser er underinddelt i klasser, der beskriver et projekts modenhed, dvs. sandsynligheden for et udbygningsprojekts kommerabilitet og fundchancen for et efterforskningsprojekt.

Yderligere oplysninger om SPE-PRMS kan findes på SPE's hjemmeside, www.spe.org/industry/reserves.

SPE-PRMS er sponsoreret af SPE, World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) og Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

FN's klassifikationssystem (UNFC-2009)

FN har udarbejdet et system, der senest blev opdateret i 2009. FN's klassifikationssystem er udarbejdet med henblik på at klassificere ressourcer af både fossil energi (kul, olie og gas) samt mineraler og kaldes United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources (UNFC-2009). Klassifikationssystemet er et mere kompliceret system end SPE-PRMS, da det er beregnet til at kunne opgøre alle typer naturressourcer, men systemet har i den seneste opdatering nærmet sig SPE-PRMS.

Yderligere oplysninger om UNFC-2009 kan findes på hjemmesiden www.unece.org/energy.

Energistyrelsens klassifikationssystem er præsenteret i figur 6.1, der også viser en sammenligning med Energistyrelsens tidligere system.

Klassifikationssystemet opdeler de danske olie- og gasressourcer i fire klasser (reserver, betingede ressourcer, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer) mod

tre klasser i det hidtidige klassifikationssystem, se figur 6.1. Hver klasse er opdelt i et antal kategorier.

Reserver

Klassen omfatter fremtidig indvinding fra eksisterende produktionsanlæg og udbygninger, som er sandsynliggjort og omfatter kategorierne:

Igangværende indvinding

Kategorien omfatter de reserver, der kan indvindes med eksisterende produktionsanlæg og brønde. Almindeligt vedligeholdelsesarbejde antages at ville blive udført for at opretholde funktionen af de eksisterende anlæg.

fig. 6.1 Energistyrelsens reviderede klassifikationssystem sammenlignet med Energistyrelsens hidtidige system

Energistyrelsens hidtidige klassifikationssystem*		Energistyrelsens reviderede klassifikationssystem*		
Kategori		Klasse	Kategori	
Reserver	Igangværende og besluttet indvinding	Reserver	Igangværende indvinding og besluttet udbygning	
	Planlagt indvinding		Sandsynliggjort udbygning	
	Mulig indvinding	Betingede ressourcer	Afventende udbygning	
			Produce-rende felter	Uafklaret udbygning
			Øvrige felter	Afvist udbygning
Fund				
Teknologi-bidrag	Indvinding ved brug af ny teknologi	Teknologiske ressourcer	Indvinding ved brug af ny teknologi	
Efterforskning-bidrag	Kort sigt: Anboring af kort-lagte prospekter	Efterforsknings-ressourcer	Kort sigt: Anboring af kort-lagte prospekter	
	Lang sigt: Anboring af yderligere prospekter		Lang sigt: Anboring af yderligere prospekter	

* Energistyrelsens klassifikationssystem er vist med farvekoden for olie.

Besluttet udbygning

Hvis der foreligger en godkendt udbygningsplan eller dele af en godkendt plan, hvor produktion endnu ikke er påbegyndt, kategoriseres de tilhørende reserver som besluttet udbygning. Dette gælder udbygning af nye felter samt videreudbygninger og ændringer af eksisterende anlæg.

Sandsynliggjort udbygning

Kategorien omfatter udbygning af nye felter samt videreudbygninger og ændringer af eksisterende anlæg, hvor der endnu ikke foreligger en myndighedsgodkendt plan, men hvor der er stor sandsynlighed for, at disse udbygninger gennemføres.

Kategorien omfatter dels udbygninger, som er beskrevet i en indvindingsplan, der er under behandling hos myndighederne dels udbygninger, hvor der er en forventning om, at alle interne og eksterne godkendelser vil blive givet. Der er tale om udbygninger, som det er hensigten at gennemføre inden for en rimelig tidshorisont, hvilket vil sige indenfor ca. fem år.

Klassen reserver er reduceret i forhold til Energistyrelsens tidligere systems reserver. Dette skyldes, at det meste af kategorien mulig indvinding nu hører til i klassen betingede ressourcer.

Betingede ressourcer

Klassen omfatter projekter for udbygninger af fund og nye felter eller videreudbygning af eksisterende felter, hvor det tekniske eller kommercielle grundlag endnu ikke er på plads til en endelig beslutning om udbygning. Disse projekter er inddelt i tre kategorier:

Afventende udbygning

Kategorien omfatter projekter med potentiale for en kommerciel udbygning, hvor der er igangværende dataindsamling (f.eks. borer og seismisk dataindsamling) til at bekræfte en eventuel kommercielitet og som grundlag for en udbygningsplan.

Uafklaret udbygning

Denne kategori omfatter projekter, der menes at kunne blive kommercielle, men hvor yderligere undersøgelser skal foretages.

Kategorien omfatter også projekter og udbygningsplaner, der i den nuværende økonomiske situation ikke er kommercielle, men som kan blive det i nær fremtid.

Afvist udbygning

Kategorien omfatter udbygningsprojekter, der ikke anses for kommercielle under de nuværende betingelser. Det kan være pga. manglende infrastruktur, tekniske vanskeligheder eller at ressourcestørrelsen har et for lille produktionspotentiale. Hvis forholdene ændrer sig kan afviste udbygningsprojekter potentielt gennemføres.

Klassen betingede ressourcer var ikke med i Energistyrelsens tidligere system. Klassen indeholder en del af kategorien mulig indvinding i det tidligere system, se figur 6.1.

Teknologiske ressourcer

Klassen teknologiske ressourcer er det, der tidligere blev kaldt teknologibidraget. Klassen teknologiske ressourcer er et skøn over de mængder af olie og gas, der vurderes yderligere at kunne indvindes ved brug af ny teknologi, som for eksempel brug af CO₂-injektion.

Brug af ny teknologi har gennem tiden haft stor indflydelse på Danmarks olie- og gasproduktion og bliver det også i fremtiden specielt for olieproduktionen. Energistyrelsen har derfor valgt at bibeholde klassen teknologiske ressourcer, selvom det adskiller sig fra SPE's system, hvor teknologiske ressourcer er en del af klassen ikke indvindelige ressourcer (unrecoverable resources). Resten af klassen ikke indvindelige ressourcer bliver ikke opgjort i Energistyrelsens klassifikationssystem, da de ikke er nødvendige i Energistyrelsens arbejde. Dette er en fortsættelse af den hidtidige praksis.

Indholdet i klassen teknologiske ressourcer er uændret og svarer til klassen teknologi-bidrag i det tidligere system.

Efterforskningsressourcer

Klassen efterforskningsressourcer blev i Energistyrelsens tidligere system kaldt efterforskningsbidraget. Efterforskningsressourcer er et skøn over de mængder, der vurderes at kunne indvindes fra nye fund og er inddelt i to kategorier, anbringning af kortlagte prospekter, se boks 6.3, og anbringning af yderligere prospekter.

Den første kategori indeholder de i dag kendte efterforskningsprospekter, der forventes anbrøret indenfor ca. fem år.

Anbringning af yderligere prospekter er en skønnet ressourcemængde, der kan forventes at blive anbrøret på lang sigt.

boks 6.3

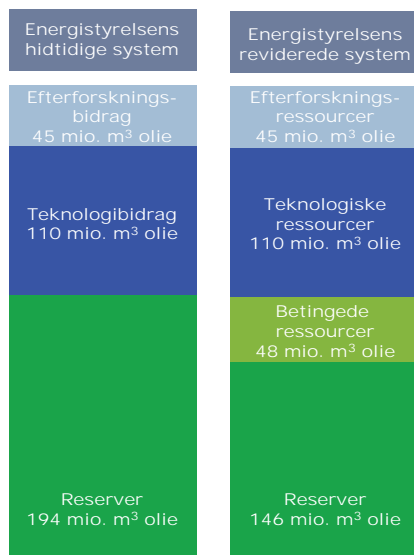
En række betingelser skal være opfyldt for at få dannet et olie- eller gasfelt. De vigtigste forudsætninger er, at der findes lag, der har dannet kulbrinter (en kildebjergart), og at kulbrinterne bliver fanget i porøse reservoirlag, dvs. lag med mange porer og dermed meget plads til f.eks. kulbrinter. Se også boks 1.2 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.

Olieselskabernes efterforskning af olie og gas sker på baggrund af efterforskningsmodeller, såkaldte **plays**. Et play er en skematisk fremstilling af, hvordan geologerne forventer, at undergrunden ser ud og i hvilke overordnede niveauer, der kan være mulighed for at finde kulbrinter. Et eksempel på et play er modellen for, at der i Central Graven i Nordsøen kan findes kalkaflejringer fra tidsperioden Sen Kridt fyldt med olie fra øvre jurassiske kildebjergarter. En oversigt over tidsperioderne er vist i bilag F.

I et play er der som regel områder, hvor der er forøget mulighed for at finde kulbrinter. Disse områder er selvsagt specielt interessante og kaldes **leads** eller efterforskningsmuligheder. Eksempler på leads er kalkaflejringerne over saltstrukturerne i Central Graven.

Viser nærmere undersøgelser af et lead, at der er mulighed for at finde tilstrækkelige mængder kulbrinter til økonomisk rentabel indvinding, kaldes det et **prospekt** eller et efterforskningsmål. Det kan eksempelvis være de saltstrukturer, hvor seismiske data viser, at der er porøse kalkaflejringer.

fig. 6.2 Sammenligning af ressourceopgørelse efter Energistyrelsens hidtidige og reviderede klassifikationssystem (status pr. 1. januar 2010)



Herved adskiller Energistyrelsens klassifikation sig fra SPE's system, der opdeler efterforskningsressourcer i prospekter, leads og plays, se boks 6.3. Energistyrelsen opgør ikke efterforskningsressourcerne på grundlag af leads og plays, men skønner i stedet den ressourcemængde, der forventes anført på lang sigt.

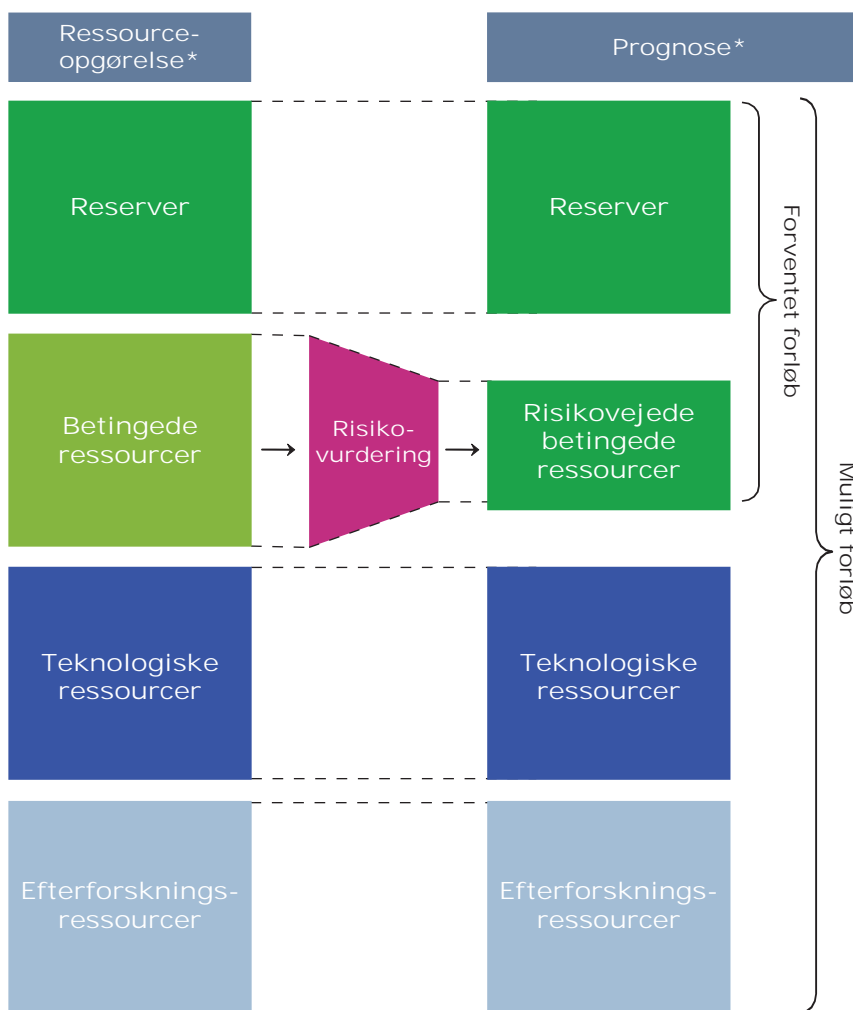
Indholdet i klassen efterforskningsressourcer er uændret og svarer dermed til klassen efterforskningsbidrag i Energistyrelsens tidligere system.

En sammenligning mellem Energistyrelsens tidligere og reviderede system med status for opgørelserne pr. 1. januar 2010 er foretaget og kan ses på figur 6.2. Det ses, at der er introduceret klassen betingede ressourcer, som indeholder en del af klassen reserver i det tidligere system, således at summen af reserver og betingede ressourcer i det reviderede system er lig klassen reserver i det tidligere system.

Produktionsprognoser

På grundlag af klasserne reserver og betingede ressourcer i klassifikationssystemet samt de samlede ressourcer udarbejdes produktionsprognoser for olie og gas, se figur 6.3.

fig. 6.3 Sammenhæng mellem Energistyrelsens ressourceopgørelse og produktionsprognose



* Ressourceopgørelsen og prognosen er vist med farvekoden for olie.

De udbygningsprojekter, som indgår i klassen betingede ressourcer, er i modsætning til klassen reserver karakteriseret ved, at det er usikkert, om udbygningerne vil blive gennemført.

Under udarbejdelsen af prognosen (prognosticeringen) bliver der derfor foretaget en risikovurdering af disse udbygningsprojekter således, at der for hvert enkelt projekt skønnes en sandsynlighed mellem 0 og 1 for, at projektet gennemføres. Indvindingen for de enkelte projekter vægtes herefter med den skønnede sandsynlighed for udbygning.

Fund indgår i klassen betingede ressourcer. De fund, som ikke indgår i en efterforskningslicens, tildeles sandsynligheden 0 for udbygning. Disse fund er heller ikke tidligere medtaget i prognoserne.

Herved findes en vægtet sum for indvindingen, der kaldes de risikovejede betingede ressourcer, og som er en del af grundlaget for udarbejdelsen af det forventede forløb og prognosen for de samlede ressourcer, se figur 6.3. Det væsentligste i forbindelse med prognosticeringen er, at det kan forventes, at de risikovejede betingede ressourcer vil blive produceret.

RESSOURCEOPGØRELSEN I 2010

De producerede mængder og de danske ressourcer opgjort efter Energistyrelsens klassifikationssystem fremgår af tabel 6.1. For gas er angivet to mængder: nettogas, der er fremtidig produktion fratrukket reinjektion, og salgsgas, der er fremtidig produktion fratrukket reinjektion samt forbrug til brændstof og flaring (gasafbrænding uden nyttevirksomhed). I Energistyrelsens tidligere opgørelser er nettogasmængden brugt. For at muliggøre sammenligning med Energistyrelsens tidligere opgørelser er nettogasmængden angivet her. Salgsgas anvendes i de ressourceopgørelser, der følger SPE's retningslinier, hvorfor også salgsgasmængderne er vist.

tabel 6.1 Producerede mængder og ressourcer, opgjort pr. 1. januar 2010

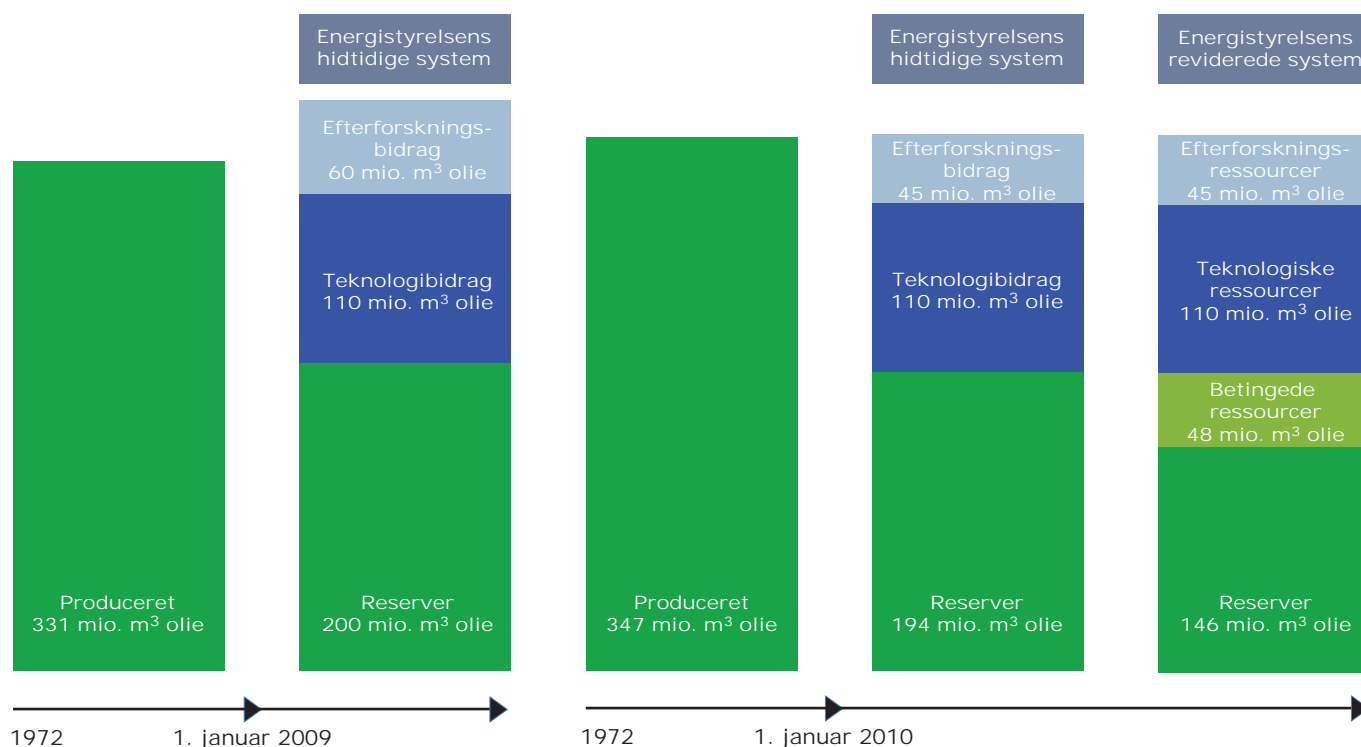
	Olie (mio. m ³)	Nettogas (mia. Nm ³)	Salgsgas (mia. Nm ³)
Produceret	347	156	139
Reserver	146	79	64
Betingede ressourcer	48	26	21
Teknologiske ressourcer	110		15
Efterforskningsressourcer	45		30

En mere detaljeret opgørelse af producerede mængder, reserver og betingede ressourcer fremgår af bilag C.

Der blev i 2009 produceret 15,2 mio. m³ olie og 8,1 mia. Nm³ nettogas eller 7,3 mia. Nm³ salgsgas.

En sammenligning for olie af sidste års ressourcer med den nuværende opgørelse er vist i figur 6.4. Reserverne på 200 mio. m³ olie i 2009 skal sammenlignes med summen af reserver og betingede ressourcer på 194 mio. m³ i 2010. Produktionen i 2009 var 15,2 mio. m³ olie, og vurderingen af den fremtidige indvinding er opskrevet med 9 mio. m³ således, at forskellen mellem opgørelserne er 6 mio. m³ olie. Opskrivningen

fig. 6.4 Producerede oliemængder og olieressourcer



af den fremtidige indvinding skyldes hovedsagelig, at der er inkluderet yderligere reserver på grund af videreudbygning af Syd Arne feltet.

Skønnet for øget indvinding af olie ved hjælp af ny teknologi, der tidligere blev benævnt teknologibidrag og nu teknologiske ressourcer, er uændret i forhold til sidste års opgørelse.

Efterforskningsressourcerne for olie er vurderet til 45 mio. m³. Dette skøn indebærer en nedskrivning på 15 mio. m³ olie i forhold til den tidligere opgørelse. Det skyldes reviderede vurderinger blandt andet på grundlag af nye boreoplysninger.

For opgørelsen af nettogas skal summen af reserver og betingede ressourcer på 105 mia. Nm³ i 2010 sammenlignes med reserverne på 107 mia. Nm³ i 2009. Produktionen i 2009 var 8,1 mia. Nm³ gas, og vurderingen af den fremtidige indvinding er opskrevet med 6 mia. Nm³ således, at forskellen mellem opgørelserne er 2 mia. Nm³ gas. Opskrivningen af den fremtidige indvinding skyldes hovedsagelig, at Tyra feltet forudsættes at producere længere end tidligere forudsat.

Ved estimeringen af forbruget til brændstof og afbrænding er det forudsat, at hovedparten af procesanlæggene, eksempelvis Tyra anlægget, forventes at producere i prognoseperioden. Det samlede forbrug til brændstof og afbrænding for klasserne reserver og betingede ressourcer er estimeret til 20 mia. Nm³ gas.

Skønnet for indvinding af gas ved hjælp af ny teknologi udgør 15 mia. Nm³ og er opskrevet med 5 mia. Nm³ i forhold til sidste års opgørelse. Opskrivningen skyldes muligheden for udvikling af ny brøndteknologi.

Efterforskningsressourcerne for gas er vurderet til 30 mia. Nm³ gas. Skønnet indebærer en nedskrivning på 15 mia. Nm³ gas i forhold til den tidligere opgørelse. Det skyldes som for olien reviderede vurderinger blandt andet på grundlag af nye boreoplysninger.

Ressourceopgørelsen er grundlaget for udarbejdelse af Energistyrelsens produktionsprognoser for olie og gas.

PRODUKTIONSPROGNOSER FORÅR 2010

Energistyrelsen udarbejder prognoser for den forventede danske olie- og gasproduktion både med et fem års sigte og et 20 års sigte.

Udgangspunktet for Energistyrelsens prognoser er et forventet forløb således, at det i princippet er lige så sandsynligt, at prognosen viser sig at være optimistisk, som det er sandsynligt, at den viser sig at være pessimistisk.

Energistyrelsens prognoser for produktion af olie og naturgas og de investeringer og driftsomkostninger, der knytter sig til produktionen, anvendes bl.a. til beregning af statens forventede indtægter fra olie- og gasindvindingen.

Endvidere anvendes prognoserne for olie- og salgsgasproduktionen 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.

Produktionsprognoserne tager, som nævnt i afsnittet *Reserve- og prognosemetodik*, udgangspunkt i de opgjorte ressourcer. Opgørelsen bliver justeret ved, at der for de betingede ressourcer skønnes en sandsynlighed for, at udbygningsprojekterne for de opgjorte ressourcer gennemføres, se figur 6.3.

For olie medfører risikovurderingen, at forskellen mellem de betingede ressourcer og de risikovejede betingede ressourcer er omkring 30 mio. m³ olie. Omkring en tredjedel af de 30 mio. m³ olie stammer fra ressourcer i fund, som ikke indgår i en efterforskningslicens, mens resten er en reduktion som følge af sandsynlighedsvægtningen af udbygningsprojekterne.

For nettogasmængden medfører risikovurderingen, at forskellen mellem de betingede ressourcer og de risikovejede betingede ressourcer er godt 15 mio. m³ gas. Omkring 10 mia. Nm³ gas er fra ressourcer i fund, som ikke indgår i en efterforskningslicens, mens resten af reduktionen er en følge af sandsynlighedsvægtningen af udbygningsprojekterne.

Det forventede forløb, se figur 6.3, er grundlag for udarbejdelse af Energistyrelsens såkaldte 5-års-prognose og 20-års-prognose, herunder en vurdering af Danmark som nettoeksportør/nettoimportør af olie og naturgas.

For at belyse mulighederne for at forlænge Danmarks periode som nettoeksportør af olie og naturgas ved anvendelse af ny teknologi og gennem nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne er der foretaget en vurdering af Danmark som nettoeksportør/nettoimportør baseret på en prognose for de samlede ressourcer. Prognosen baseret på de samlede ressourcer beteges det mulige forløb, se figur 6.3.

5-års-prognose

Energistyrelsen udarbejder en 5-års-prognose for produktion af olie og gas til brug for Finansministeriets fremskrivninger af statens indtægter. 5-års-prognosen offentliggøres i Energistyrelsens rapport "Danmarks olie- og gasproduktion – og udnyttelse af undergrunden". Prognosen revideres desuden hvert efterår.

Olie

For 2010 forventes olieproduktionen at blive 13,4 mio. m³ svarende til ca. 230.000 tønder olie pr. dag, se tabel 6.2. Det er en nedgang på 12 pct. i forhold til 2009, hvor olieproduktionen var 15,2 mio. m³. I forhold til sidste års prognose for 2010 er det en nedskrivning på 11 pct., som hovedsagelig skyldes reducerede forventninger til produktionen fra felterne Halfdan og Nini.

For 5-års-perioden, altså fra 2010 til 2014, forventes olieproduktionen at aftage. I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen i perioden 2010 til 2014 i gennemsnit nedskrevet med 10 pct. Nedskrivningen skyldes hovedsagelig risikovurderingen af udbygningsprojekterne, og at udbygningen af Rau fundet er blevet revurderet.

Salgsgas

Produktionen af salgsgas forventes i 2010 at blive 7,0 mia. Nm³, se tabel 6.2. I forhold til sidste års prognose for 2010 er det en nedskrivning på 15 pct., som hovedsagelig skyldes reducerede forventninger til produktionen fra felterne Tyra og Tyra Sydøst.

I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen i perioden 2010 til 2014 i gennemsnit nedskrevet med 22 pct. Også denne nedskrivning skyldes primært reducerede forventninger til produktionen fra felterne Tyra og Tyra Sydøst i prognoseperioden. For disse felter forventes til gengæld en produktionsforøgelse senere i prognoseforløbet.

tabel 6.2 Forventet forløb for produktion af olie og salgsgas

	2010	2011	2012	2013	2014
Olie, mio. m ³	13,4	12,8	11,3	10,1	10,0
Salgsgas, mia. Nm ³	7,0	5,3	4,3	3,7	4,5

Nettoeksport/nettoimport i de kommende fem år

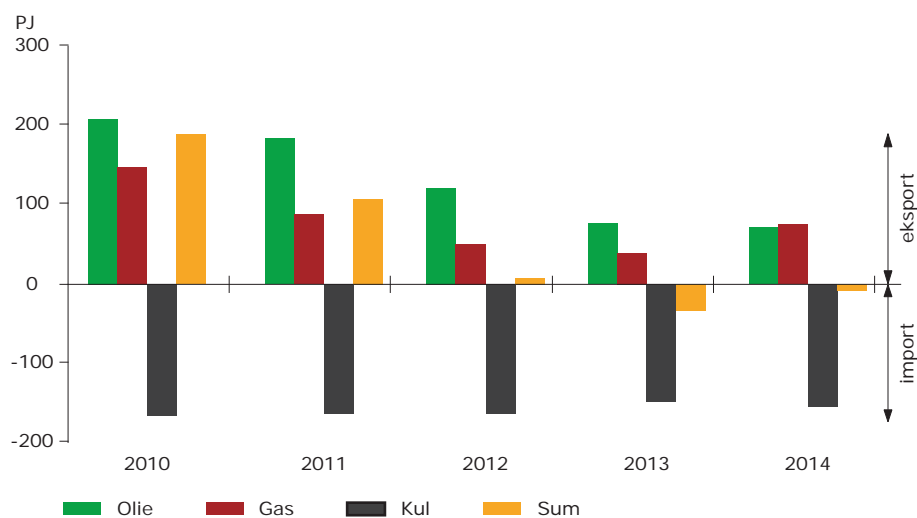
Danmark har været nettoeksportør af energi siden 1997. Danmark er nettoeksportør af energi, når energiproduktionen overstiger energiforbruget i en samlet energiopgørelse.

Forbruget af forskellige energiprodukter er ikke fordelt på samme måde som energiproduktionen. Derfor kan der forekomme import af visse produkter, selv om Danmark i en samlet energimæssig opgørelse er nettoeksportør.

Olieproduktionen oversteg i 2009 forbruget af olie med 234 PJ (petajoule), mens gasproduktionen oversteg gasforbruget med 149 PJ. Den samlede produktion af olie, gas og vedvarende energi var 192 PJ større end det samlede energiforbrug i 2009.

På grundlag af produktionsprognoserne i tabel 6.2 og "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2010" er den forventede udvikling for Danmark som nettoeksportør/nettoimportør af fossile brændsler (olie, gas og kul) vist på figur 6.5 for perioden 2010 til 2014. Med hensyn til forskellen mellem den samlede energiproduktion og det samlede energiforbrug er det forudsat i Energistyrelsens basisfremskrivning, at produktionen af vedvarende energi har samme størrelse som forbruget, og bidrag for vedvarende energi indgår derfor ikke i beregning af forskellen.

fig 6.5 Danmark som nettoeksportør/nettoimportør



I Energistyrelsens rapport "Danmarks olie- og gasproduktion og udnyttelse af undergrunden 08" indgik en tabel med selvforsyningsgrader (tabel 6.2). Denne tabel er medtaget i prognosenotatet, der kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

For prognoseperioden ses, at Danmark er nettoeksportør af olie og gas, mens Danmark for den samlede energiproduktion og det samlede energiforbrug kun forventes at være nettoeksportør af energi til og med 2012 på grund af import af kul.

Danmark forbliver i prognoseperioden nettoeksportør af olie og gas, men med faldende mængder. Nettoeksporten af gas når et minimum i 2013.

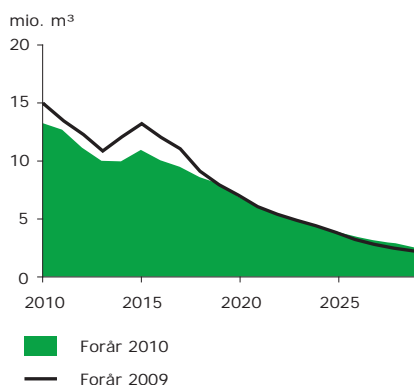
Forsyningen af Sverige med gas sker fra de danske felter i Nordsøen gennem Danmark. Da det forventede svenske forbrug overstiger den danske nettogaseksport i 2013, vil der være behov for at supplere den danske produktion fra Nordsøen med importeret gas.

20-års-prognose

Energistyrelsen udarbejder årligt en 20-års-prognose baseret på det forventede forløb for produktion af henholdsvis olie og salgsgas.

En prognose, som dækker en periode på 20 år, 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

fig. 6.6 Forventet forløb, olie



formodes, at der også vil blive foretaget udbygninger på dette tidspunkt, hvis selskaberne vurderer, at udbygningerne er kommercielle.

Det forventede forløb for olie er generelt aftagende, se figur 6.6. Dog forventes en svagt stigende produktion i 2015 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter. Produktionen forventes om ti år at udgøre omkring halvdelen af produktionen i 2010.

Det forventede forløb fra foråret 2010 og reservebidraget fra foråret 2009 er for olie vist på figur 6.6. Det forventede forløb som opgjort efter Energistyrelsens klassifikationssystem svarer til reservebidraget fra det tidligere brugte klassifikationssystem. Reduktionen af prognosen er hovedsagelig foretaget som følge af anvendelse af risikovurdering af udbygningsprojekter som tidligere nævnt, se afsnittet *Ressource- og prognosemetodik*.

Produktionsfaldet kan dog i et vist omfang blive bremsset af den teknologiske udvikling, som kan føre til øget indvinding fra felterne og af produktionen fra eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne i blandt andet licenserne fra 6. udbudsrunde og fra Åben Dør området, se kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.

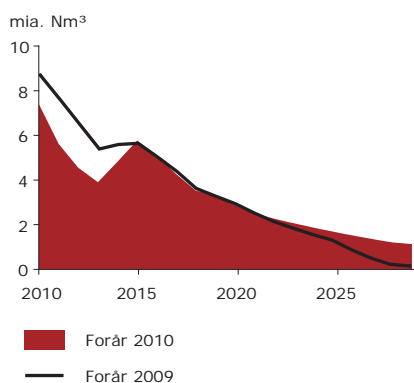
En forudsætning for produktion af salgsgas er i modsætning til olie, der fra Nordsøen oftest afsættes som enkelte skibslaster til den gældende markedspris, at der er indgået kontrakter om levering. Kontrakterne kan være langtidskontrakter eller "spot"-kontrakter til levering i en meget kort periode.

Siden salget af gas begyndte i 1984, er leverancerne af gas fra A. P. Møller - Mærsk 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, se også afsnittet *Gasinfrastruktur og forsyningssikkerhed* vedrørende eksportmængder.

fig. 6.7 Forventet forløb, salgsgas



Alle de ovennævnte bidrag er medtaget i produktionsprognosen for salgsgas. Produktionsprognosen for det forventede forløb for salgsgas er vist på figur 6.7. Forløbet af prognosen er generelt aftagende i lighed med olien. Dog forventes produktionen at stige markant i 2014 og 2015 som følge af udbygning af nye felter og videreudbygning af en række eksisterende felter.

Det forventede forløb fra foråret 2010 og reservebidraget fra foråret 2009 er vist for salgsgas på figur 6.7. Den forventede produktion er reduceret markant i prognosens første fem år og forøget i prognosens sidste del på grund af revurderingen af produktionsegenskaberne for den resterende del af produktionen fra Tyra og Tyra Sydøst som nævnt i afsnittet om 5-års-prognosen. Ændringen af prognosens forløb skyldes

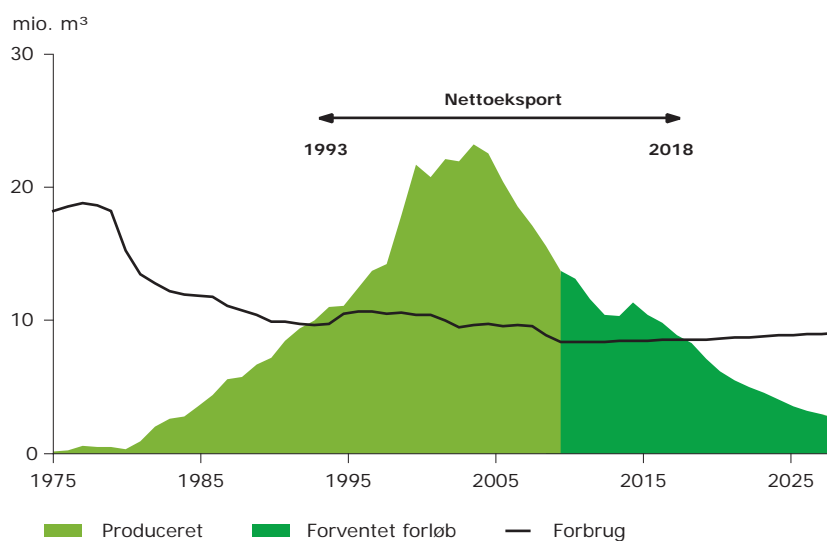
også, at Tyra feltet tidligere var svingproducent, således at der for en række felter inklusiv Tyra blev forudsat et jævnt aftagende produktionsprofil, hvor differensen mellem det samlede profil og de øvrige felters produktion, blev produceret af Tyra. De ændrede produktionsegenskaber medfører, at Tyra feltet ikke fremover kan udføre denne funktion. Desuden er naturgasproduktionen som for olie reduceret som følge af anvendelse af risikovurdering af udbygningsprojekter.

Nettoeksport/nettoimport i de kommende 20 år

Energistyrelsen udarbejder prognoser for forbruget af olie og naturgas i Danmark. Prognoserne for olie- og gasproduktionen anvendes sammen med Energistyrelsens forbrugsprognoser til at vurdere, hvornår Danmark forventes at ophøre med at være nettoeksportør. Danmark er nettoeksportør, når energiproduktionen overstiger energiforbruget i en samlet energimæssig opgørelse.

Den producerede mængde olie samt det historiske forbrug er vist på figur 6.8. Endvidere fremgår det forventede forløb samt Energistyrelsens forbrugsprognose fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2010".

fig 6.8 Produktion og forventet forløb, olie



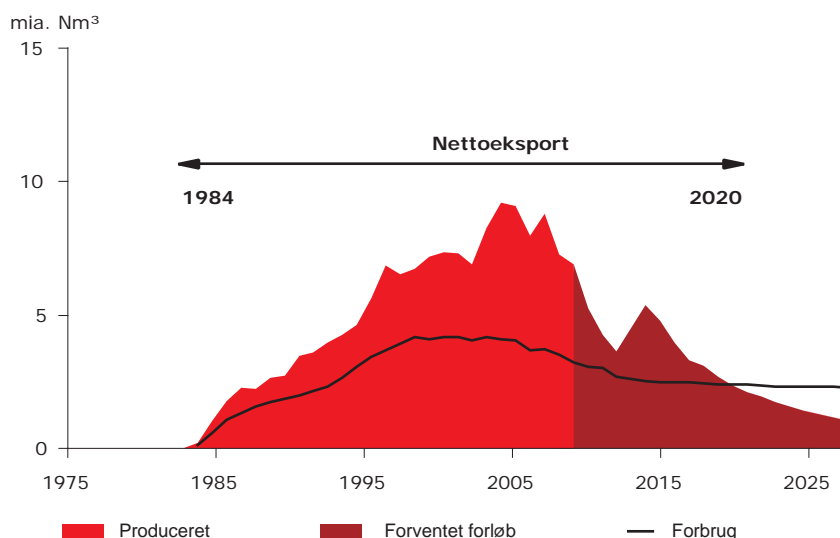
Energistyrelsens basisfremskrivning repræsenterer et forløb, hvor det antages, at der ikke implementeres virkemidler udover dem, der allerede er besluttet. Basisfremskrivningen er derfor ikke en prognose for det fremtidige energiforbrug, men en beskrivelse af den udvikling, som under en række forudsætninger om teknologisk udvikling, priser, økonomisk udvikling mv. kan forekomme i perioden frem til 2030, hvis det antages, at der ikke gennemføres nye initiativer eller virkemidler.

Der er markant forskel på forløbet af prognoserne for forbrug og produktion. Forbrugsprognosen har et næsten konstant forløb, mens produktionsprognosen er stærkt aftagende, bortset fra i 2015, hvor produktionen forventes at stige svagt. Det aftagende forløb for produktionen skyldes, at der ikke i den viste prognose er medtaget yderligere udbygning af kendte felter med ny teknologi eller udbygning af nye fund.

Med disse forudsætninger for produktionen forventes Danmark at være nettoeksportør af olie til og med 2018.

Prognoserne for salgsgas udviser et lignende forløb som for olien. Dog forventes produktionen at stige markant i 2014 og 2015. Danmark forventes at være nettoeksportør af salgsgas til og med 2020 med det forventede forløb som grundlag, se figur 6.9.

fig 6.9 Produktion og forventet forløb, salgsgas



Brændstofforbruget i forbindelse med produktionen skal ifølge internationale forordninger medregnes i opgørelsen af energiforbruget, og en prognose for brændstofforbruget er derfor medtegnet i Energistyrelsens basisfremskrivning. Prognosen for brændstofforbrug bliver opdateret i forbindelse med opdateringen af produktionsprognoserne. Imidlertid opdateres produktionsprognoserne og forbrugsprognoserne ikke samtidigt, så det er valgt ikke at medtage brændstofforbruget i vurderingen af Danmark som nettoeksportør/nettoimportør.

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, se afsnittet *Nettoeksport/nettoimport baseret på de samlede ressourcer*.

Nettoeksport/nettoimport baseret på de samlede ressourcer

En prognose baseret på de samlede ressourcer kan opdeles i bidragene: Reserver, risikovejede betingede ressourcer, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer, se figur 6.3.

Det skal understreges, at skøn for størrelsen af både de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne er behæftet med stor usikkerhed.

Energistyrelsens skøn for de teknologiske ressourcer for olie forudsætter en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på de danske felter med fem pct. point. Den

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

Baseret på produktionen, reserverne og de risikovejede, betingede ressourcer er den gennemsnitlige forventede indvindingsgrad for olie 23,6 pct.

Antagelsen om, at det er muligt at forøge den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie med fem pct. point, er baseret på en vurdering af den historiske udvikling. Den gennemsnitlige indvindingsgrad steg således med ni pct. point i perioden 1990 til 2000. Der har ikke siden 2000 været nogen signifikant forøgelse af indvindingsgraden. Det er imidlertid meget vanskeligt at forudse, hvilke nye teknologier der fremover vil bidrage til produktionen, og at estimere hvor meget disse teknologier vil bidrage med.

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 2020-25, mens bidragene til produktionen fra de øvrige tiltag vil være fordelt ud over prognoseperioden fra 2015. I forhold til sidste års prognose er bidraget fra andre teknologiske tiltag reduceret i prognoseperiodens første del, idet implementeringen af disse tiltag forventes at strække sig over en længere periode end tidligere antaget.

Nye teknologier skal implementeres, mens felterne producerer, da det oftest ikke vil være økonomisk rentabelt at indføre de nye teknologier, når et felt først er lukket. Dette indebærer, at der er et begrænset tidsrum til at udvikle og indføre nye teknologier i.

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

Prognosen for olieproduktion opdelt i de tre nævnte bidrag, det forventede forløb, de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne, er vist på figur 6.10. Endvidere er forbrugsprognosen fra *"Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2010"* vist.

Det ses af figuren, at Danmark forventes at være nettoeksportør af olie i ni år til og med 2018 baseret på det forventede forløb. Perioden med Danmark som nettoeksportør er forholdsvis sikkert bestemt for det forventede forløb, idet udviklingen i produktionen 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, vil de bidrage markant til produktionen fra omkring 2020. Prognosen medfører, at Danmark efter 2020 i perioder vil være nettoeksportør eller nettoimportør af olie frem mod 2035.

Prognosen for produktion af salgsgas, opdelt i det forventede forløb, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer, er vist på figur 6.11. Endvidere er forbrugsprognosen fra *"Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2010"* vist. Danmark forventes

fig 6.10 Produktion og muligt forløb, olie

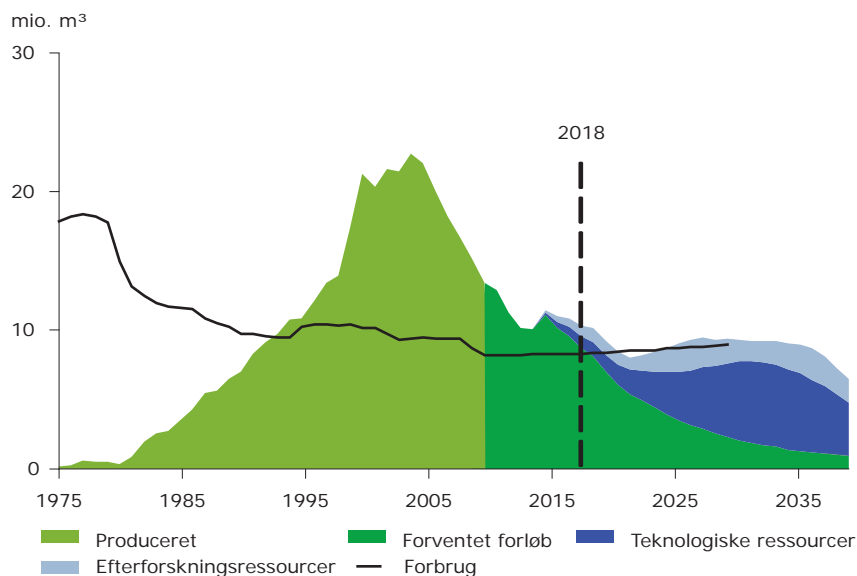
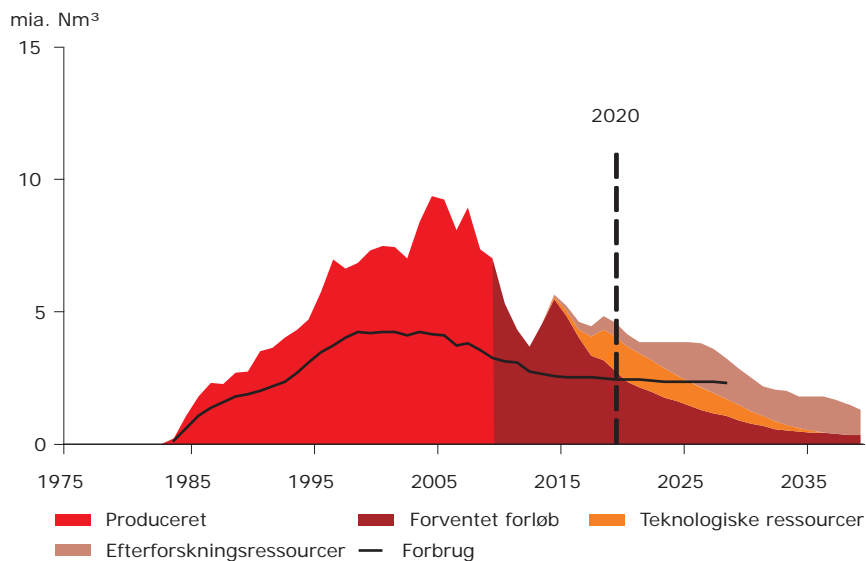


fig 6.11 Produktion og muligt forløb, salgsgas



at være nettoeksportør af naturgas i godt ti år til og med 2020 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 højere 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 gas i godt 20 år regnet fra 2010.

GASINFRASTRUKTUR OG FORSYNINGSSIKKERHED

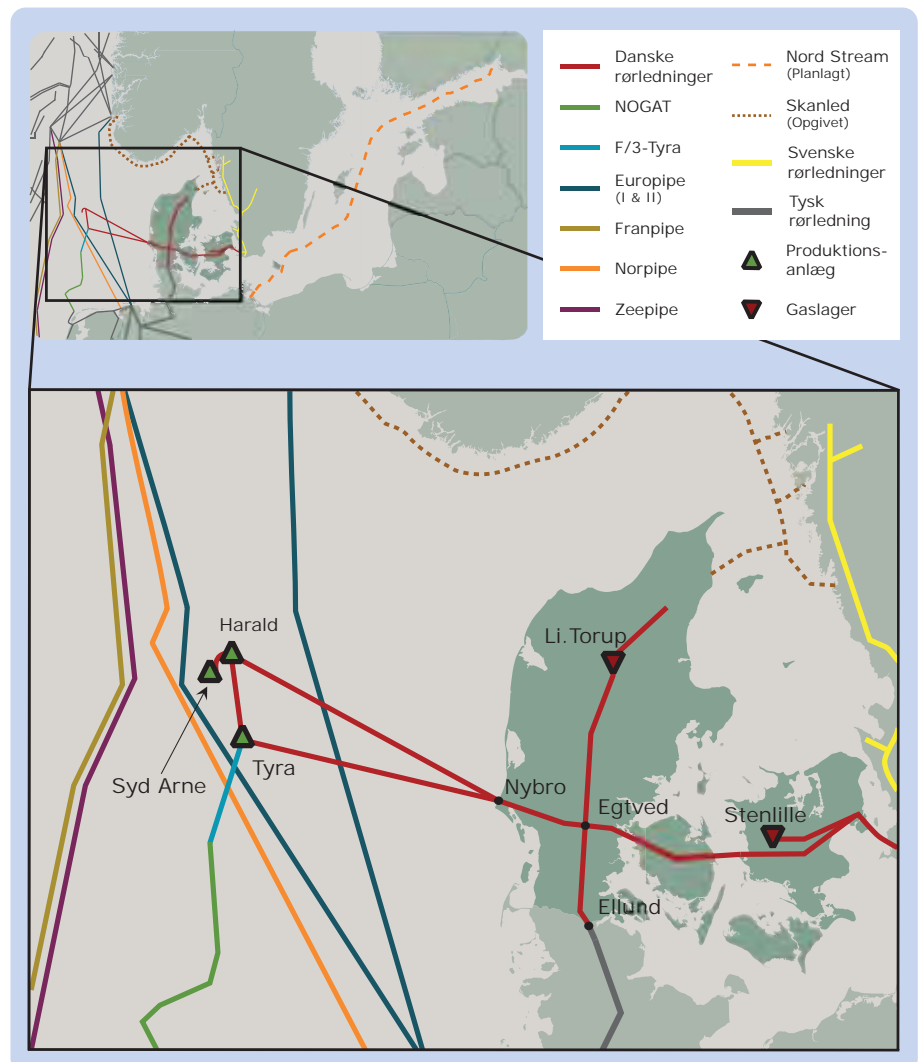
Danmark er i dag nettoeksportør af gas og forventes fortsat at være det frem til og med 2020. Gas står for en væsentlig del af den danske energiforsyning, og forsynings-sikkerheden for gas vil derfor også i fremtiden stå højt på den politiske dagsorden.

Produktion af gas fra de danske felter i Nordsøen og den danske gasinfrastruktur

Gassen fra den danske del af Nordsøen produceres primært fra felterne Tyra, Halfdan, Dan og Tyra SØ. Disse felter står for omkring 75 pct. af gasproduktionen. På Tyra anlægget behandles gassen, inden den ilandføres.

Gassen ilandføres via to rørledninger fra hhv. Tyra feltet og Syd Arne feltet til gasbehandlingsanlægget i Nybro, se figur 6.12. Tyra rørledningen blev taget i brug i 1984, mens Syd Arne rørledningen blev idriftsat i 1999. Forsynings-sikkerheden blev forbedret med Syd Arne rørledningen, da det er muligt at omdirigere gasproduktionen fra Tyra anlægget til Syd Arne rørledningen. Herudover blev der i 2004 idriftsat en ny rørledning, som forbinder Tyra anlægget med F/3-plattformen på nederlandsk sektor, se figur 6.12. Ledningen gør det muligt at føre gas gennem den eksisterende NOGAT

fig. 6.12 Regionale naturgasrørledninger omkring Danmark



rørledning til Nederlandene med henblik på salg af gas til det nederlandske marked. I dag er det ikke muligt at importere gas til Danmark via rørledningen.

I 2009 udgjorde salgsgasproduktionen 7,3 mia. m³, hvoraf godt 3,5 mia. m³ blev anvendt i Danmark og ca. 3,8 mia. m³ blev eksporteret til Sverige, Tyskland og Nederlandene. Næsten 1,6 mia. m³ blev eksporteret via Tyra anlægget til NOGAT rørledningen, mens ca. 1,2 mia. m³ blev eksporteret til Sverige. Derudover er knap 1,1 mia. m³ gas eksporteret til Tyskland via land. Flere oplysninger om størrelsen af gasproduktionen fra de danske felter kan ses i kapitel 3: *Produktion og udbygning* samt i bilag A.

Gassen transporteres i et rørledningsnet, der består af det overordnede gastransmissionsnet, som drives med højt tryk, og distributionsnettene med lavere tryk, der fører gassen ud til forbrugerne. Gastransmissionsnettet er anlagt i starten af 1980'erne, og består af ca. 800 km ledninger, 42 måler- og regulatorstationer (M/R stationer) og fire målerstationer. Hovedformålet med måler- og regulatorstationerne er at reducere gastrykket fra op til 80 bar i transmissionsnettet til enten 40 eller 19 bar, der er de tryk, som distributionsnettene opereres ved.

Der er etableret to naturgaslagre i Danmark, se figur 6.12, med en samlet kapacitet på ca. 921 mio. m³ arbejdsgas. Lagrene anvendes først og fremmest til sæsonudjævning, fordi naturgasefterspørgslen er størst om vinteren. Herudover anvendes lagrene til nødlagre, hvis der sker afbrydelser i gasleverancerne. Energinet.dk disponerer årligt over 150-175 mio. m³ lagergas, som skal anvendes til balancering af systemet samt i tilfælde af behov for nødforsyning.

Det danske gastransmissionssystem er forbundet med det tyske gastransmissionssystem ved Ellund ved den dansk/tyske grænse, se figur 6.12. Herudover er transmissionsnettet forbundet med det svenske gassystem ved Dragør, se figur 6.12. Sverige forsynes alene med gas via det danske gassystem.

Prognose for gasproduktionen og behovet for ny infrastruktur til import af gas

Danmark forventes at være nettoeksportør af salgsgas til og med 2020, se figur 6.11. Det er baseret på produktion af de opgjorte reserver og betingede ressourcer og forbrugsprognosen fra *"Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2010"*. Hvis de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne, se afsnittet *Reserve- og prognosemetodik*, medregnes, vil perioden med nettoeksport blive forlænget.

Da det svenske marked forsynes med gas gennem Danmark, og markedsf forhold kan føre til, at danske gasproducenter vælger at sælge dansk gas på udenlandske markeder, vil der være behov for at kunne importere gas væsentlig før 2020, hvor Danmark som nævnt forventes at blive nettoimportør.

Tidspunktet for hvornår, der er behov for import af gas, afhænger således af en række faktorer bl.a. forbruget af gas, priserne på det danske og de udenlandske gasmarkeder, kapaciteten i rørledningerne mellem Danmark og udenlandske markeder for gas samt omkostningerne ved transporten. Endvidere har mulighederne for at opretholde en tilfredsstillende høj produktion i vinterhalvåret til at dække forbruget betydning for importen.

De kommercielle gasselskaber har en mere forsigtig forventning til de danske gasleverancer fra Nordsøen end Energistyrelsens produktionsprognoser. Dette hænger sammen med, at der i selskabernes vurderinger kun indgår den produktion, som sel-

skaberne har kontrakter på levering af. Da selskaberne indgår juridisk bindende aftaler med kunder om levering af gas, ønsker gasselskaberne fuld sikkerhed for at kunne råde over de nødvendige gasmængder til at opfylde forpligtelserne. Energistyrelsens prognose indeholder derimod også mulige, men endnu usikre leverancer fra felter, som ikke er sat i produktion på nuværende tidspunkt.

EU's gasforsyningsituation

EU forventes i årene fremover at blive mere og mere afhængig af gasleverancer fra tredjelande.

Norges eksport af gas til Europa har været stigende, senest eksemplificeret med idriftsættelsen af Ormen Lange feltet.



For at sikre gasforsyningen i medlemsstaterne har EU desuden vedtaget en række strategier herunder prioriterede rørledningsprojekter, de såkaldte Trans European Networks. Et af disse projekter er en korridor for gasimport fra Rusland til Storbritannien via det kontinentale Nordeuropa, den såkaldte NG1 akse. Nord Stream forbindelsen, se også afsnittet *VVM-projekter i 2009* i kapitel 5: *Miljø og klima*, fra Vyborg i Rusland til Greifswald i Tyskland indgår i etableringen af denne korridor, se figur 6.12, og vil kunne transportere 55 mia. m³ gas årligt. Det svarer til omkring 11 pct. af EU's forventede årlige forbrug af gas i 2011. Selskabet bag Nord Stream forventer at begynde etableringen af rørledningerne i 2010. Leveringen af gas begynder efter planen allerede i efteråret 2011, mens hele projektet skal være afsluttet i 2012. DONG Energy har købt gas i Rusland til levering gennem Nord Stream forbindelsen. Nord Stream projektet er anslået til at koste 7,5 mia. euro, hvilket svarer til ca. 55,8 mia. kr.

Herudover arbejdes der på etablering af en transportkorridor for gas til det sydlige Europa. Formålet med en sydlig korridor er at forbedre Europas forsyningsikkerhed ved at sikre adgang til nye gasreserver, ligesom forsyningsikkerheden forbedres ved at have flere forsyningsruter i tilfælde af afbrydelser.

I tillæg til import af gas gennem rørledninger arbejdes der med import af gas på flydende form, der kaldes LNG (Liquified Natural Gas). Der arbejdes med etablering af nye og udbygning af eksisterende LNG terminaler i flere EU-lande, f.eks. Rotterdam i Holland og Swinoujscie i Polen, til import af LNG fra Mellemøsten, Algeriet og andre tredjelande. Muligheden for import af LNG vil ligeledes kunne medvirke til at øge EU's forsyningsikkerhed i forhold til i dag med relativt få transportruter for gas til EU.

Adgang til udenlandske gasreserver

Danmark er geografisk velplaceret i forhold til leverancer af rørført gas. Norsk gas vil kunne leveres ved opkobling til eksisterende knudepunkter eller til en af de fem rørledninger, som transporterer norsk gas til kontinentet over dansk kontinentsokkel i Nordsøen, se figur 6.12. Danmarks fremtidige import af gas vil ske i konkurrence med andre europæiske lande, men der vil samtidig være behov for samarbejde med vore nabolande om udbygning af fælles infrastruktur.

Et projekt, der blandt andet var planlagt til at transportere gas gennem det danske system, er Skanled-projektet, se figur 6.12. I april 2009 meddelte operatøren af den norske gasinfrastruktur, Gassco, imidlertid, at partnerskabet bag Skanled-projektet har besluttet at indstille projektet på grund af den kommercielle risiko og usikkerheden om efterspørgsel efter gas. Skanled-projektet omfattede en offshoregasledning fra

boks 6.4

Open Season-proces

Open Season er betegnelsen for en procedure, som operatøren af infrastruktur, f.eks. operatøren af et transmissionssystem (ofte forkortet til TSO), bruger til at afklare behovet for fremtidig transportkapacitet. Brugere af infrastrukturen spørges, om der er behov for ny eller forøget transportkapacitet, og om de kontraktligt vil forpligte sig til at anvende det, såfremt operatøren etablerer kapaciteten. Der har været betydelig variation i forskellige operatørers tilrettelæggelse af Open Season procedurer. I Danmark er Energinet.dk operatør af det overordnede gastransmissionsnet.

Kårstø i Norge med afgrening til Greenland syd for Oslo og videre gennem Kattegat med afgreninger til Göteborg-området og til Sæby.

En Open Season-proces, se boks 6.4, blev i januar 2009 igangsat af Energinet.dk, der forestår driften af det overordnede danske transmissionsnet. Formålet med processen er at få fastlagt de kommercielle gasselskabers behov og ønsker for transport af gas gennem det danske system.

To aktører har under processen givet udtryk for et behov for leverancer fra Tyskland til at dække det dansk-svenske behov for gas allerede fra omkring 2012/13. Energistyrelsens produktionsprognose for gasproduktionen i Nordsøen viser ligeledes, at der er behov for import af gas, da den forventede produktion fra Nordsøen ikke kan dække både det danske og svenske forbrug omkring 2012/13. Hvor store mængder, der er behov for at importere, afhænger blandt andet af hvor stor en del af den danske produktion, der eksporteres til Holland.

Import af gas kræver etablering af ny infrastruktur. Det er således besluttet, at der skal investeres i en ny kompressorstation, som muliggør import fra Tyskland til Danmark. Derudover er der i foråret 2010 igangsat et analysearbejde, som en række aktører på det danske gasmarked deltager i. Formålet er at undersøge konsekvenserne for nordsøproducenterne ved at investere i en ny rørledning parallel til den nuværende rørledning fra Ellund til Egtved, se figur 6.12. Alternativt kan importkapacitet skabes ved, at der etableres mulighed for import af udenlandsk gas via de eksisterende platforme og rørledninger i Nordsøen. Dette analysearbejde var ikke færdigt ved afslutningen af redaktionen på denne årsrapport. Information om emnet vil kunne findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, når arbejdet er afsluttet.

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

Olie- og gasproduktionen har på mange måder betydning for den danske økonomi via statens skatteindtægter, effekterne på handels- og betalingsbalancen samt via overskuddet fra olie- og gassektorens aktører og ikke mindst som arbejdsplads for mange mennesker.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

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

Olieprisen faldt i 2009 med knap 37 pct. i forhold til 2008. Den gennemsnitlige oliepris i 2009 var ved Brent-noteringen 61,6 US\$ pr. tønde mod 97,2 US\$ pr. tønde i 2008.

På trods af det store fald fra 2008 til 2009 har olieprisen faktisk været stigende gennem 2009. Udviklingen i olieprisen i 2009 ses af figur 7.1. Udviklingen fra slutningen af 2008, hvor olieprisen faldt, er således vendt. Faldet i den gennemsnitlige oliepris i 2008 til 2009, fra det højeste niveau siden slutningen af 1970'erne, er illustreret i figur 7.2, der viser olieprisens udvikling fra 1972 til 2009.

Udviklingen i olieprisen er også gengivet i € i figur 7.1. Som det fremgår af figuren øges spændet i slutningen af 2009 mellem olieprisen i US\$ og €.

Dollarkursen var i 2009 på 5,4 kr. pr. US\$. Det er en stigning på knap 6 pct. i forhold til 2008, hvor den gennemsnitlige dollarkurs var 5,1 kr. pr. US\$. Dollarkursen var i 2009 på niveau med kursen i 2007, men stadig væsentligt under niveauet på ca. 6 kr. pr. US\$ fra 2004 til 2006.

Dollarkursen gennemgik store udsving i 2009 og blev svækket i slutningen af året. Mens olieprisen i US\$ steg væsentligt betød den faldende dollarkurs, at stigningen

fig 7.1 Oliepriser, 2009, US\$ og EUR

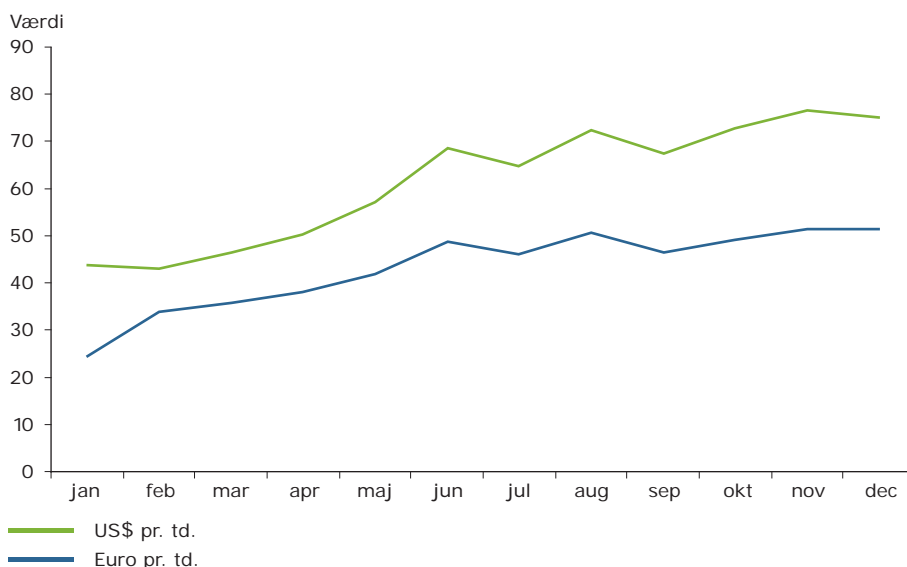
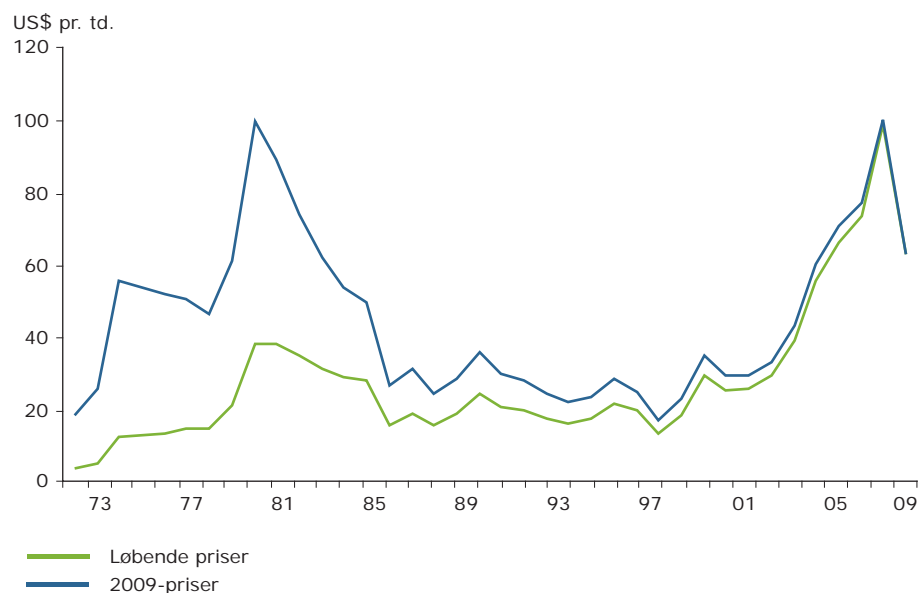


fig 7.2 Olieprisens udvikling 1972-2009



målt i € – og dermed i danske kroner – var mindre, hvilket også kan aflæses i figur 7.1, hvor spændet mellem olieprisen i € og US\$ øges. Det illustrerer, at dollarkursen har en stor indflydelse på udviklingen i olieprisen i US\$.

Den svagt stigende dollarkurs og det markante fald i olieprisen i US\$ i forhold til gennemsnitsprisen i 2008 bevirkede, at olieprisen målt i danske kroner faldt med knap 33 pct. fra 2008 til 2009. Den gennemsnitlige pris for en tønde Brent-olie var på 326,1 danske kroner i 2009 mod 485,8 i 2008. Det er stigningen i dollarkursen, der bevirker, at faldet i olieprisen ikke slår fuldt igennem i danske kroner i forhold til faldet i US\$.

To af de bestemmende faktorer for værdien af olie- og gasproduktionen oliepris og den producerede mængde faldt i 2009. Samtidig var stigningen i den tredje faktor, valutakursen, for beskeden til at opveje dette fald. Samlet skønnes værdien af den danske olie- og gasproduktion i 2009 til 43 mia. kr., hvilket er et fald på 37 pct. i forhold til året før.

Ifølge de foreløbige skøn for 2009 fordeler produktionsværdien sig med ca. 31 mia. kr. på olieproduktion og 12 mia. kr. på gasproduktion.

Olieproduktionens fordeling på de ti producerende selskaber i Danmark i 2009, kan ses i figur 3.3 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 2009.

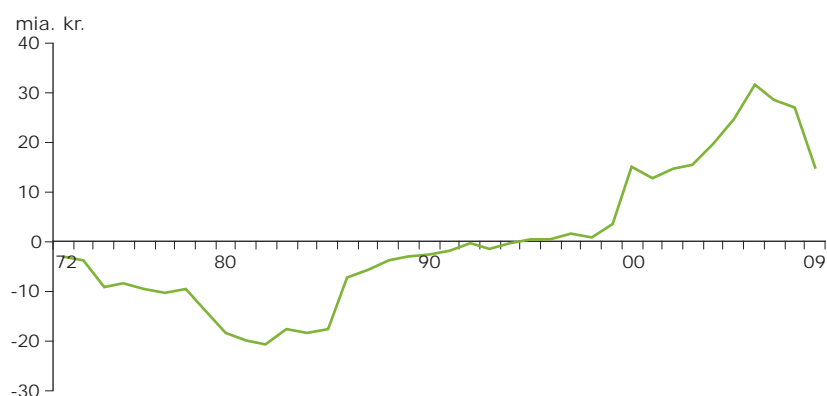
PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

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. Som det fremgår af figuren, fik Danmark i 1995 overskud på handelen med udlandet, og overskuddet er fastholdt siden.

fig 7.3 Handelsbalance for olie og naturgas 1972-2009, årets priser



I 2009 var overskuddet på 14,6 mia. kr. Hermed fastholdes et pænt niveau om end den lavere produktion og oliepris medfører et fald fra året før, hvor overskuddet er opgjort til 27,1 mia. kr.

Betalingsbalanceeffekten

På baggrund af egne prognoser for produktion, investeringer, drifts- og transportomkostninger udarbejder Energistyrelsen et skøn for olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster i de kommende fem år. Beregningerne sker på baggrund af en række antagelser om importindholdet, renteudgifter samt selskabernes overskud for kulbrinteaktiviteterne.

Energistyrelsens 5-års-prognose er i år udarbejdet med tre forløb af olieprisen. De tre forløb beregnes med en oliepris på henholdsvis 75, 95 og 115 US\$ pr. tønde og med en dollarkurs på 5,02 kr. pr. US\$ for årene 2010-2012. For årene 2013 og 2014 regnes

tabel 7.1 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 2009-priser, mellem prisforløb (95 US\$/td.)

	2010	2011	2012	2013	2014
Samf. økonomisk produktionsværdi	51,5	47,1	40,8	36,4	37,5
Importindhold	4,4	4,2	3,1	4,4	4,8
Vare- og tjenestebalancen	47,1	42,9	37,7	31,9	32,7
Renter og udbytter	11,0	9,9	9,3	8,8	8,5
Betalingsbal. løbende poster	36,1	33,1	28,4	23,2	24,3
Betalingsbal. løbende poster, lavt prisforløb (75 US\$/td.)	30,2	27,3	23,5	18,9	20,1
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (115 US\$/td.)	42,1	38,9	33,3	27,4	28,5

Note: baseret på Energistyrelsens 5-års-prognose

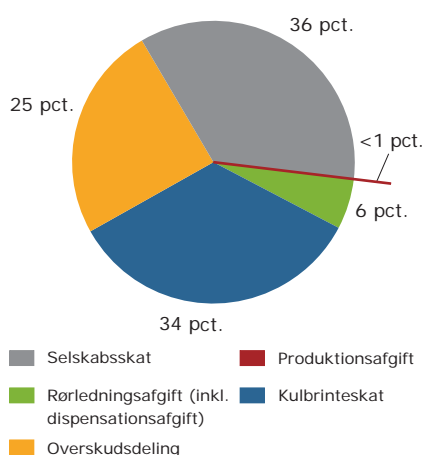
med en dollarkurs på henholdsvis 5,25 og 5,47 kr. pr. US\$. En pris på 115 US\$ pr. tønde svarer til IEA's langsigtede forventning til olieprisen (2008-priser). Forløbet på 75 USD pr. tønde svarer nogenlunde til dagens niveau.

Formålet med at beregne tre forløb er at illustrere betalingsbalanceeffektens følsomhed overfor ændringer i olieprisen. Det er således kun olieprisen, som ændres i de tre forløb. Beregningerne indeholder ingen dynamiske eller afledte effekter

Værdien af de forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancen for prisforløbet på 95 US\$ pr. tønde er vist i tabel 7.1. Nederst i tabellen vises endvidere den beregnede effekt på betalingsbalancens løbende poster for prisforløb på henholdsvis 75 US\$ og 115 US\$ pr. tønde.

Ved en oliepris på 95 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på cirka 20 til 35 mia. kr. pr. år i perioden 2010-2014. Det fremgår endvidere, at en højere oliepris betyder en større effekt og omvendt.

fig 7.4 Fordeling af statens indtægter i 2009



Statens indtægter

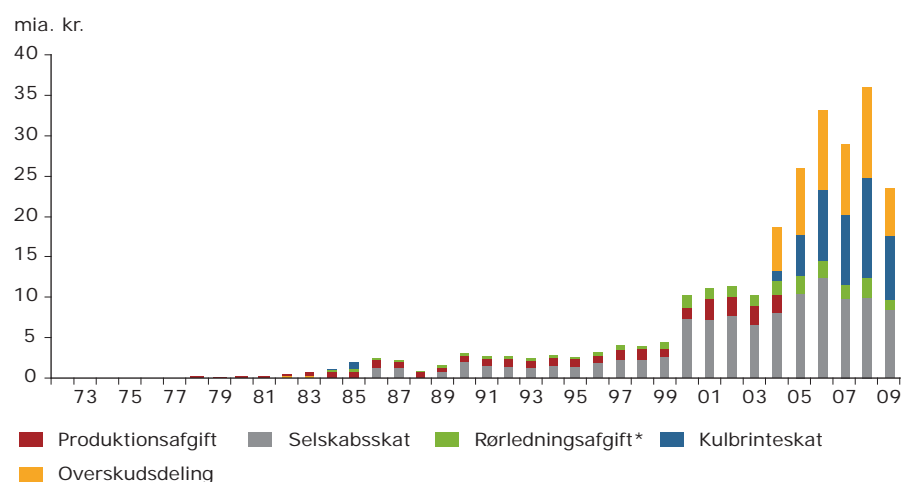
Staten modtager indtægter fra indvindingen af olie og naturgas i Nordsøen via direkte indtægter fra forskellige skatter og afgifter: selskabsskat, kulbrinteskatt, produktionsafgift, olierørledningsafgift, dispensationsafgift og overskudsdeling.

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 vil staten på sigt opnå en indtægt gennem Nordsøfonden.

En uddybende forklaring af grundlaget for statens indtægter fra skatter og afgifter på indvindingen af olie og gas kan ses i boks 7.1.

Selskabsskatten udgør med en andel på cirka 36 pct. den væsentligste indtægtskilde for staten. Fordelingen af statens skatteindtægter i 2009 er vist i figur 7.4.

fig 7.5 Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2009, 2009-priser



* Inkl. dispensationsafgift

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Statens indtægtskilder fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen

Skatter og afgifter sikrer staten en indtægt fra produktionen af olie og gas. SKAT administrerer opkrævningen af selskabs- og kulbrinteskatten, mens Energistyrelsen tager sig af overskudsdeling samt produktions-, olierørlednings- og dispensationsafgiften. Desuden fører Energistyrelsen teknisk tilsyn med målingen af olie- og gasproduktionen, der indgår i grundlaget for beregningen af statens indtægter.

I det følgende gennemgås statens indtægtskilder med udgangspunkt i gældende regler for 2010. Detaljerede oplysninger findes i bilag E og på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Selskabsskat

Selskabsskatten er statens vigtigste indtægtskilde på olie- og gasområdet.

Kulbrinteskate

Kulbrinteskatten blev indført i 1982 med det formål at beskatte ekstraordinært høje fortjenester, for eksempel som følge af høje oliepriser.

Produktionsafgift

I ældre tilladelser indgår et vilkår om betaling af produktionsafgift eller royalty, som beregnes på grundlag af værdien af de producerede kulbrinter fratrukket transportomkostninger. Nye tilladelser indeholder ikke krav om betaling af produktionsafgift.

Overskudsdeling

Med virkning fra 1. januar 2004 og frem til 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnere i Eneretsbevillingen 20 pct. af overskuddet før skat og før nettorenteudgifter.

Olierørledningsafgift

DONG Oil Pipe A/S ejer olierørledningen mellem Gorm feltet og Fredericia. Danske brugere af rørledningen betaler DONG Oil Pipe A/S en tarif, som omfatter et fortjenstelement på fem pct. af værdien af den transporterede råolie. DONG Oil Pipe A/S betaler 95 pct. af fortjenstelementet videre til staten i olierørledningsafgift.

Dispensationsafgift

Ved en undtagelse fra pligten til at tilslutte sig og transportere olie i rørledningen fastsættes vilkår om, at der skal betales en afgift til staten på fem pct. af råolie- og kondensatværdien.

DONG E&P A/S

Under tildeling af tilladelser i 4. og 5. runde samt i åben dør området til og med 2004 har DONG E&P A/S en betalende andel på 20 pct. I visse tilfælde har DONG E&P A/S suppleret denne andel ved på kommercielle vilkår at købe yderligere andele i tilladelsen. DONG E&P A/S indgår på lige fod med de andre selskaber i de enkelte tilladelser, og derfor betaler selskabet skatter og afgifter til staten. Derudover bidrager Dong Energy's olie- og gasaktiviteter til en del af det aktieudbytte, staten får fra sine aktier i Dong Energy.

Nordsøfonden

Staten deltager gennem Nordsøfonden med 20 pct. i alle nye tilladelser tildelt fra og med 2005. Endvidere indtræder staten med 20 pct. i DUC fra 9. juli 2012. Overgangen fra overskudsdeling til statsdeltagelse betyder i princippet ikke noget for statens indtjening. Nordsøfonden er skattepligtig, hvorfor indtægterne fra statsdeltagelse fremgår flere steder, herunder i selskabs- og kulbrinteskatteindtægterne. Nordsøfondens overskud efter skat tilfalder staten. Det bemærkes dog, at Nordsøfonden først skal afvikle fondens gæld og finansiere løbende investeringer, før staten modtager overskud fra fonden. Yderligere oplysninger om Nordsøfonden kan findes på www.nordsoeen.dk.

Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963-2009 til 257 mia. kr. i 2009-priser. Figur 7.5 viser udviklingen i statens indtægter fra 1972-2009. Den akkumulerede produktionsværdi var i perioden 685 mia. kr., mens den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 263 mia. kr.

Udviklingen i 2009 har været præget af fald i produktion og oliepris. De samlede indtægter for 2009 skønnes til 24,6 mia. kr. Det er en nedgang fra rekordåret 2008 på ca. 31 pct. På trods af nedgangen fastholdes indtægterne på et højt niveau.

Udviklingen i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter i de seneste fem år er vist i tabel 7.2.

tabel 7.2 Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

	2005	2006	2007	2008	2009**
Kulbrinteskat	4.854	8.282	8.245	12.405	8.254
Selskabsskat	9.661	11.738	9.475	10.092	8.876
Produktionsafgift	1	1	2	2	0
Olierørledningsafgift*	2.052	2.156	1.815	2.511	1.431
Overskudsdeling	7.595	9.322	8.348	11.145	6.027
I alt	24.163	31.499	27.885	36.155	24.588

* Inkl. 5 pct. dispensationsafgift

** Skøn

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

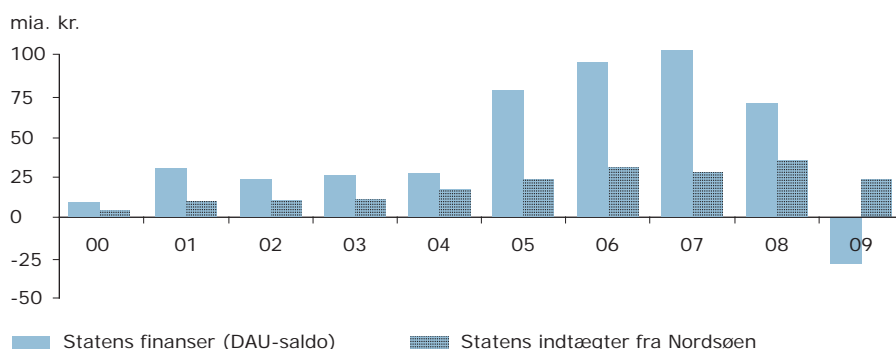
Statens indtjening er som følge af stigningen i olieprisen vokset betydeligt siden 2003. Stigningen skyldes også, at regeringen i 2003 indgik en aftale med A.P. Møller - Mærsk, den såkaldte Nordsøaftale. Gennem en omlægning af mulighederne for fradrag betød aftalen en skærpet beskatning.

Statens andel af overskuddet opgjort i indbetalingsår, skønnes i 2009 at være 63 pct. Marginalskatten er ca. 71 pct. efter de nye regler, inklusiv overskudsdeling og ca. 29 pct. efter de gamle regler eksklusiv kulbrinteskat. Reglerne for kulbrintefradrag bevirker, at selskaber, der beskattes efter de gamle regler, i praksis ikke betaler kulbrinteskat. 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 markant med til at mindske statens underskud i 2009.

Skatteministeriet skønner for de kommende fem år og med et olieprisforløb på 95 US\$ pr. tønde, at statens samlede indtægter vil være mellem 21 og 27 mia. kr. pr. år fra 2010 til 2014. I tabel 7.3 er vist udviklingen i statens forventede indtægter for de tre olieprisforløb på 75, 95 og 115 US\$ pr. tønde. Det fremgår ligeledes af tabellen, at statens andel er voksende ved stigende indtjening eksempelvis som følge af højere oliepriser. Indtægterne fra Nordsøfonden begynder at fremgå fra 2012 samtidig med, at indtægterne fra overskudsdeling udfases. Forklaringen er, at staten den 9. juli 2012 via Nordsøfonden indtræder med en andel på 20 pct. i DUC.

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



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

tabel 7.3 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., løbende priser*

		2010	2011	2012	2013	2014
Selskabsskattegrundlag før skatter og afgifter	115 US\$/td.	55,8	51,1	44,0	40,2	43,4
	95 US\$/td.	44,3	40,3	34,6	31,5	33,9
	75 US\$/td.	32,7	29,5	25,3	22,8	24,4
Selskabsskat	115 US\$/td.	11,0	10,0	9,5	10,0	10,7
	95 US\$/td.	8,6	7,8	7,5	7,8	8,4
	75 US\$/td.	6,3	5,7	5,4	5,6	6,0
Kulbrinteskot	115 US\$/td.	10,9	9,9	10,8	12,4	13,2
	95 US\$/td.	8,3	7,5	8,2	9,6	10,2
	75 US\$/td.	5,6	5,0	5,6	6,7	7,2
Overskudsdeling	115 US\$/td.	9,6	8,9	4,7	0,0	0,0
Nordsøfonden overskud efter skat**	115 US\$/td.	0,0	0,0	1,3	2,5	2,7
	95 US\$/td.	7,7	7,1	3,8	0,0	0,0
	95 US\$/td.	0,0	0,0	1,0	2,0	2,2
	75 US\$/td.	5,8	5,3	2,8	0,0	0,0
	75 US\$/td.	0,0	0,0	0,8	1,5	1,6
Produktionsafgift	115 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	95 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	75 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olierørledningsafgift***	115 US\$/td.	2,3	2,2	1,1	0,4	0,5
	95 US\$/td.	1,9	1,8	0,9	0,3	0,4
	75 US\$/td.	1,5	1,5	0,7	0,3	0,3
Total	115 US\$/td.	33,8	31,0	27,4	25,3	27,2
	95 US\$/td.	26,5	24,2	21,3	19,7	21,2
	75 US\$/td.	19,2	17,4	15,3	14,1	15,2
Statens andel (pct.)	115 US\$/td.	60,6	60,8	62,3	62,9	62,6
	95 US\$/td.	59,9	60,1	61,6	62,6	62,5
	75 US\$/td.	58,7	59,0	60,4	61,9	62,4

* Der er forudsat 1,8 pct. årlig inflation

** Staten indtræder 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. Det bemærkes dog, at Nordsøfonden først skal afvikle fondens gæld og finansiere løbende investeringer før staten modtager overskud fra Nordsøfonden

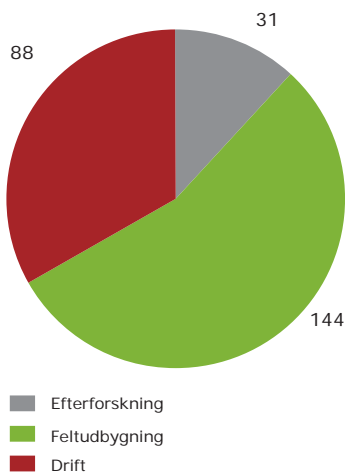
*** Inklusiv 5 pct. dispensationsafgift

Kilde: Skatteministeriet

Note: baseret på Energistyrelsens 5-års-prognose

Anm. Nationalregnskabsperiodisering (indkomstår)

fig. 7.7 Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2009, mia. kr., 2009-priser



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.

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 2009 er vist i figur 7.7. Udbygning og investering i nye felter udgør over halvdelen af rettighedernes samlede udgifter. Udgifterne til efterforskning, udbygning og drift inkl. administration og transport udgør henholdsvis 12, 55 og 33 pct. af de samlede udgifter.

DUC er en forkortelse for Dansk Undergrunds Consortium og består af selskaberne A.P. Møller - Mærsk A/S (39 pct.), Chevron Denmark Inc. (15 pct.) og Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV (46 pct.).

boks 7.2

DUC produktions- og regnskabstal

Produktionstal for 2004 til 2008 er vist i tabel 7.4 Produktionstallene er opdelt og vises dels for de felter, der er omfattet af A.P. Møller - Mærsk's eneretsbevilling af 8. juli 1962 (i tabellen anført som DUC), dels for alle de danske felter som helhed.

tabel 7.4 Olie- og gasproduktion fra DUCs felter og fra alle de danske felter

	Olieproduktion mio. m ³		Gasproduktion mia. Nm ³	
	DUC	Alle felter	DUC	Alle felter
2004	17,9	22,6	7,9	8,3
2005	18,0	21,9	8,8	9,2
2006	16,9	19,8	8,8	9,2
2007	15,9	18,1	7,9	8,0
2008	14,5	16,7	8,7	8,9

DUC-selskabernes resultat før skat for 2004-2008 er sammenfattet i tabel 7.5. Tallene for 2009 bliver lagt på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, når de foreligger.

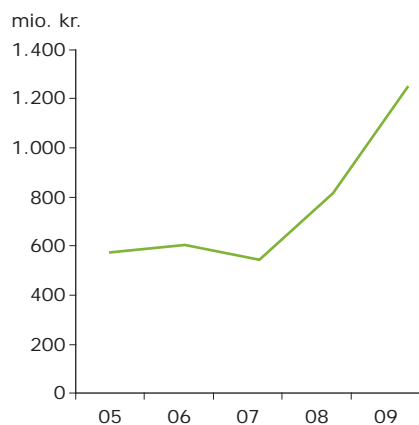
tabel 7.5 DUC-selskabernes resultat før skat mio. kr. (årets priser)

	2004	2005	2006	2007	2008
Indtægter	32.252	45.765	54.355	51.829	61.505
Driftsudgifter*	2.724	4.161	4.575	4.512	5.219
Renteudgift mv.	171	215	233	187	2
Kursregulering**	1.129	1.212	67	578	-1.563
Bruttoindtjening	28.228	40.177	49.480	46.552	57.847
Afskrivninger	3.164	3.622	4.262	3.987	3.947
Resultat før skatter og afgifter	25.064	36.555	45.218	42.565	53.900

*Omkostninger ved produktion, administration og efterforskning

**Inkl. valutakurstab og tab på terminen

fig. 7.8 Efterforskningsudgifter
2005-2009, løbende priser



DUC-selskabernes regnskabstal fra 2004 – 2008 fremgår af boks 7.2. Når tallene for 2009 foreligger, vil de ligesom tidligere år blive sendt til Det Enerkipolitiske udvalg og lagt på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Efterforskningsudgifter

Udviklingen i efterforskningsudgifter fra 2005 til 2009 er vist i figur 7.8. De foreløbige tal for 2009 viser en stigning i efterforskningsudgifterne fra 2008 til 2009 på cirka 52 pct. Det skyldes, at der blev foretaget flere dybe efterforskningsboringer i 2009. For 2009 vurderes de samlede efterforskningsudgifter foreløbigt til 1,25 mia. kr.

I 2010-2011 forventes samlede investeringer på knap 2,1 mia. kr. Aktiviteterne vil omfatte yderligere efterforskning i koncessionerne fra 6. udbudsrunde samt bl.a. vurderingsaktiviteter i forbindelse med Svane fundet. På baggrund af de foreløbige prognoser og budgetter forventes aktiviteterne herefter at være faldende.

Udbygningsinvesteringer

Blandt rettighedshavernes økonomiske forhold er investeringerne i udbygning af nye og eksisterende felter den mest udgiftskrævende post. Investeringen til udbygningsaktiviteter i 2009 er skønnet til 7 mia. kr., hvilket er en stigning på 1,17 mia. kr. i forhold til året før. I sammenligning med de årlige gennemsnitlige investeringer til udbygning de sidste ti år, der har været på knap 5,5 mia. kr., er niveauet steget markant. Tabel 7.6 viser investeringer i feltudbygninger i perioden 2005-2009.

Størstedelen af udbygningsaktiviteterne har i 2009 fundet sted på felterne Halfdan og Nini. Udgifter til udbygning på disse felter udgør cirka 78 pct. af de samlede investeringer i 2009.

tabel 7.6 Investeringer i feltudbygninger i perioden 2005-2009, mio. kr., løbende priser

	2005	2006	2007	2008	2009*
Cecilie	-18	7	7	12	11
Dagmar	0	0	0	0	0
Dan	750	684	436	411	348
Gorm	291	303	158	265	240
Halfdan	683	1.244	2.112	1.824	3.674
Harald	53	1	4	20	192
Kraka	0	0	2	0	0
Nini	163	35	183	565	1.673
Roar	0	0	0	0	0
Rolf	0	1	2	25	5
Siri	73	153	210	557	103
Skjold	11	4	15	12	8
Svend	0	0	0	0	0
Syd Arne	310	31	1.087	6	132
Tyra	1.020	1.426	624	479	633
Tyra Sydøst	45	45	384	459	0
Valdemar	553	991	1.313	1.243	31
NOGAT Pipeline	12	-	-	-	-
Diverse	5	80	-14	1	-
I alt	3.956	5.006	6.524	5.879	7.050

* Skøn

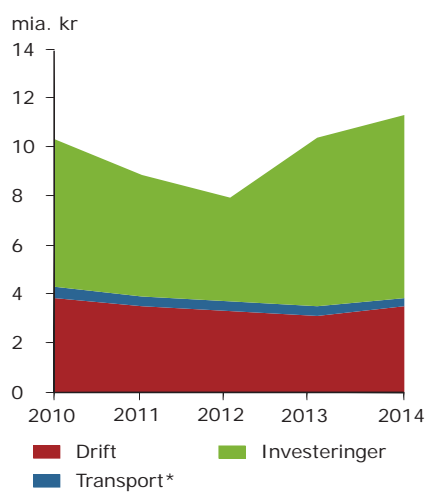
tabel 7.7 Forventede investeringer i feltudbygning i perioden 2010-2014, mia. kr, 2009-priser

	2010	2011	2012	2013	2014
Igangværende og besluttet udbygning					
Adda	0,07	-	-	-	-
Alma	0,48	-	-	-	-
Boje	-	0,30	-	0,30	-
Cecilie	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01
Dagmar	-	-	-	-	-
Dan	0,29	0,18	0,11	0,11	0,11
Elly	-	0,37	0,57	1,27	0,65
Gorm	0,00	-	-	-	-
Halfdan	1,41	0,13	-	-	0,07
Harald	0,00	-	-	-	-
Kraka	0,27	-	-	-	-
Lulita	-	-	-	-	-
Nini	0,14	0,38	0,05	0,04	0,05
Regnar	-	-	-	-	-
Roar	-	-	-	-	-
Rolf	-	-	-	-	-
Siri	0,21	0,10	0,08	0,04	0,05
Skjold	-	-	-	-	-
Svend	-	-	-	-	-
Syd Arne	0,88	0,07	0,01	0,01	0,01
Tyra	0,72	0,88	0,40	1,30	1,04
Tyra Sydøst	-	-	-	-	-
Valdemar	1,10	0,63	-	-	-
I alt	5,60	3,06	1,23	3,08	1,98
Sandsynliggjort udbygning	0,08	1,12	2,18	3,03	3,85
Risikovejede betingede ressourcer	0,40	0,82	0,89	0,85	1,67
Forventet	6,07	5,00	4,30	6,96	7,50

Energistyrelsens forventninger til udbygningsaktiviteten i perioden 2010 til 2014 er vist i Tabel 7.7. Forventningerne bygger på ressourcekategorierne igangværende indvinding, besluttet udbygning og sandsynliggjort udbygning samt en risikovejning af de betingede ressourcer. Risikovejningen af de betingede ressourcer er foretaget for første gang i nærværende årsrapport. Risikovejningen af de betingede ressourcer har medført en nedskrivning af investeringsniveauet for denne klasse. Se kapitel 6: *Ressourcer* for yderligere information om Energistyrelsens ressourceopgørelse.

Dog har Energistyrelsen overordnet set for årene 2010-2014 opjusteret forventningerne til de kommende investeringer i forhold til prognosen i den seneste årsrapport. Grunden til opjusteringen af investeringsniveauet skal hovedsageligt findes i øget aktivitet på Tyra og Syd Arne felterne. Det øgede investeringsniveau mere end opvejer den negative effekt, som risikovejningen af de betingede ressourcer har på skønnet for investeringsniveauet. I 2010 forventes dog en nedjustering af investeringsniveauet. Dette skyldes hovedsageligt, at Rau ikke længere er medtaget i prognosen og effekten af risikovejningen.

fig. 7.9 Investeringer i felter samt udgifter til drift og transport, 2009-priser



*Eksl. rørlednings- og dispensationsafgift

Udgifter til drift, administration og transport

For 2009 har Energistyrelsen skønnet udgifterne til drift, administration og transport til 4,5 mia. kr. Det er et fald på cirka 16 pct. i forhold til året før. Faldet skyldes blandt andet, at der i 2008 blev gennemført et omfattende vedligeholdelsesarbejde.

Energistyrelsens forventninger til udviklingen i investeringer, drifts- og transportudgifterne fra 2009-2014 kan ses i figur 7.9. Drifts- og transportomkostninger ventes at falde svagt frem til 2013. I 2014 forventes en svag stigning.

INDHOLD BILAG

Bilag A	Producerede og injicerede mængder	104
Bilag B	Producerende felter	107
Bilag C	Ressourceopgørelse	148
Bilag D	Økonomiske nøgletal	149
Bilag E	Gældende økonomiske vilkår	150
Bilag F	Geologisk tidssøjle	151
Bilag G1	Kort over dansk koncessionsområde	152
Bilag G2	Kort over dansk koncessionsområde – det vestlige område	153
	Omregningsfaktorer	154

BILAG A: PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

Produktion og salg

OLIE tusinde kubikmeter

	1972-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Dan	43.744	6.599	6.879	6.326	5.929	6.139	5.712	5.021	4.650	4.241	3.549	98.789
Gorm	37.041	3.110	2.180	2.887	2.838	2.469	1.978	1.897	1.639	1.053	924	58.016
Skjold	29.069	1.975	1.354	1.659	1.532	1.443	1.310	1.214	1.015	989	918	42.479
Tyra	17.519	1.000	872	801	918	723	773	845	764	551	415	25.180
Rolf	3.544	83	51	51	104	107	79	89	103	78	76	4.366
Kraka	3.072	350	253	157	139	199	211	222	176	112	37	4.927
Dagmar	978	8	4	6	7	2	0	-	-	0	-	1.005
Regnar	800	14	33	18	19	19	16	11	0	-	-	930
Valdemar	1.023	77	181	353	435	491	423	470	881	1.268	1.410	7.013
Roar	1.333	285	317	175	121	98	94	51	35	28	30	2.567
Svend	3.347	576	397	457	280	326	324	296	299	278	195	6.774
Harald	3.816	1.081	866	578	425	314	237	176	139	114	65	7.810
Lulita	367	179	66	24	20	19	35	68	55	47	24	904
Halfdan	222	1.120	2.965	3.718	4.352	4.946	6.200	6.085	5.785	5.326	5.465	46.184
Siri	1.593	2.118	1.761	1.487	925	693	703	595	508	598	326	11.306
Syd Arne	757	2.558	2.031	2.313	2.383	2.257	2.371	1.869	1.245	1.139	1.164	20.087
Tyra SØ	-	-	-	493	343	580	614	446	377	429	374	3.655
Cecilie	-	-	-	-	166	310	183	116	88	66	38	966
Nini	-	-	-	-	391	1.477	624	377	323	355	159	3.706
I alt	148.226	21.134	20.207	21.505	21.327	22.612	21.886	19.847	18.084	16.672	15.169	346.668

Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Dan	15.131	1.186	1.049	945	786	764	651	561	456	467	364	22.362
Gorm	12.865	426	306	480	339	216	218	207	175	119	109	15.458
Skjold	2.550	158	104	123	92	77	93	77	69	60	58	3.461
Tyra	50.377	3.826	3.749	3.948	3.994	4.120	3.745	3.792	3.916	3.130	2.007	86.605
Rolf	150	4	2	2	4	5	3	4	4	3	3	183
Kraka	950	119	100	52	25	23	24	28	28	36	8	1.392
Dagmar	148	2	1	1	3	2	0	-	-	0	-	158
Regnar	52	1	3	1	2	2	1	1	0	-	-	63
Valdemar	426	55	78	109	151	218	208	208	355	593	510	2.912
Roar	6.003	1.407	1.702	1.052	915	894	860	489	367	417	398	14.505
Svend	386	75	48	61	43	38	34	28	28	24	16	780
Harald	6.709	2.811	2.475	2.019	1.563	1.232	1.091	927	781	690	400	20.698
Lulita	250	160	27	6	5	5	13	38	33	30	15	581
Halfdan	37	178	522	759	1.142	1.449	2.582	2.948	2.675	3.104	3.401	18.797
Siri	142	197	176	157	110	64	112	55	47	63	44	1.165
Syd Arne	167	713	774	681	544	461	485	366	234	225	271	4.921
Tyra SØ	-	-	-	447	452	1.233	1.337	1.108	848	889	939	7.253
Cecilie	-	-	-	-	14	22	13	8	6	4	2	69
Nini	-	-	-	-	29	109	46	28	24	26	12	274
I alt	96.340	11.316	11.116	10.844	10.213	10.934	11.517	10.873	10.046	9.879	8.559	201.637

De månedlige produktionstal for 2009 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Brændstof*

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Dan	1.046	179	184	182	198	201	205	209	222	225	207	3.058
Gorm	1.610	142	111	146	135	137	124	124	132	117	116	2.893
Tyra	1.879	229	243	245	242	249	247	241	228	233	219	4.254
Dagmar	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Harald	32	13	10	9	8	8	7	8	7	7	4	114
Siri	8	21	22	21	20	19	20	25	25	25	19	226
Syd Arne	3	32	34	45	49	45	52	53	58	53	52	476
Halfdan	-	-	-	-	-	20	39	39	39	38	39	214
I alt	4.599	618	604	648	652	679	694	697	711	699	656	11.256

Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven.

Flaring*

	1972-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Dan	1.632	67	79	55	71	37	23	32	30	25	17	2.067
Gorm	1.229	66	88	81	66	57	61	61	48	41	19	1.816
Tyra	679	58	68	61	54	63	55	54	56	44	32	1.223
Dagmar	125	2	1	1	3	2	0	-	-	0	-	135
Harald	108	7	11	3	1	1	1	2	2	2	2	141
Siri	73	9	15	9	23	65	15	6	7	7	4	232
Syd Arne	114	41	9	11	12	11	14	11	11	7	7	248
Halfdan	-	-	-	-	4	25	16	20	17	8	4	93
I alt	3.960	250	270	222	234	262	184	186	170	132	85	5.955

Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO₂-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO₂-kvoteloven.

Injektion

	1972-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Gorm	8.088	45	4	14	6	4	3	0	-	-	-	8.164
Tyra	20.286	3.104	2.773	2.535	2.312	1.612	1.285	761	1.094	119	451	36.330
Siri**	61	167	139	127	109	111	135	61	45	61	35	1.051
I alt	28.435	3.316	2.916	2.676	2.428	1.727	1.423	821	1.139	180	486	45.545

Salg*

	1984-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Dan	13.492	1.238	1.412	1.521	1.679	1.681	1.804	1.862	1.653	1.293	947	28.580
Gorm	4.638	334	209	364	228	99	126	103	66	23	33	6.223
Tyra	34.347	1.971	2.493	2.776	2.948	4.580	4.598	4.574	4.143	4.652	3.163	70.246
Harald	6.818	2.950	2.482	2.013	1.558	1.228	1.096	954	804	710	408	21.021
Syd Arne	50	640	730	625	483	406	419	302	168	167	212	4.204
Halfdan	-	-	-	-	4	274	1.172	1.370	1.215	2.020	2.560	8.614
I alt	59.345	7.133	7.326	7.299	6.900	8.267	9.215	9.164	8.049	8.865	7.324	138.887

*) De anvendte navne henviser til behandlingscentre.

**) Gas fra felterne Cecilie og Nini injiceres i Siri.

Udledning

CO₂-UDLEDNING tusinde tons

	1972-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Brændstof	10.479	1.476	1.459	1.577	1.591	1.642	1.694	1.675	1.690	1.670	1.572	26.523
Flaring	9.260	645	646	535	564	664	457	470	449	354	241	14.285
I alt	18.740	2.122	2.104	2.112	2.154	2.306	2.151	2.144	2.139	2.025	1.813	39.810

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

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

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

	1972-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Dan	15.266	5.277	6.599	6.348	7.183	8.053	9.527	10.936	12.152	13.946	12.889	108.177
Gorm	18.798	3.980	3.353	4.017	4.420	5.173	5.252	4.822	4.708	3.976	4.737	63.236
Skjold	17.495	4.333	2.872	3.007	3.525	3.688	4.270	4.328	3.885	3.636	3.855	54.894
Tyra	14.318	3.046	2.545	2.261	3.039	2.977	3.482	3.150	2.725	3.103	2.677	43.322
Rolf	3.570	358	181	168	270	308	290	316	383	349	381	6.572
Kraka	2.044	256	352	306	208	426	320	297	359	436	183	5.187
Dagmar	2.942	241	102	160	375	90	3	-	-	13	-	3.927
Regnar	1.873	139	475	257	316	396	352	255	1	-	-	4.064
Valdemar	246	48	150	272	310	325	792	937	854	925	812	5.669
Roar	455	317	386	301	476	653	662	498	560	586	624	5.518
Svend	921	1.355	954	1.051	1.330	1.031	1.309	1.205	1.200	1.022	804	12.182
Harald	21	39	98	78	43	15	12	12	18	21	11	368
Lulita	8	11	23	14	14	15	38	92	96	91	49	450
Halfdan	56	237	493	367	612	2.099	2.825	3.460	4.086	4.766	4.814	23.815
Siri	319	1.868	2.753	3.041	2.891	1.641	1.683	2.032	2.528	2.686	1.778	23.219
Syd Arne	15	58	112	370	857	1.127	1.790	1.830	1.861	2.174	2.334	12.529
Tyra SØ	-	-	-	250	596	466	437	377	669	602	716	4.113
Cecilie	-	-	-	-	25	331	637	651	576	456	266	2.941
Nini	-	-	-	-	0	63	730	822	619	660	522	3.417
I alt	78.347	21.564	21.449	22.268	26.490	28.875	34.410	36.019	37.280	39.448	37.452	383.601

Injektion

	1972-99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	I alt
Dan	56.209	17.464	18.176	16.123	18.063	20.042	20.281	21.520	20.230	19.275	16.712	244.096
Gorm	50.234	10.641	6.549	8.167	7.066	7.551	7.251	6.544	6.678	5.251	4.777	120.709
Skjold	49.879	6.520	4.805	6.411	6.115	5.607	6.045	5.711	6.098	4.989	5.285	107.466
Halfdan	82	13	620	2.532	5.162	5.759	9.710	11.026	12.107	12.727	11.485	71.224
Siri	1.228	3.738	4.549	4.517	3.383	1.683	1.350	1.973	3.499	2.695	1.692	30.306
Syd Arne	-	58	1.991	4.397	5.332	4.949	5.608	5.362	4.296	4.279	3.872	40.144
Nini	-	-	-	-	81	918	502	912	413	883	501	4.208
Cecilie	-	-	-	-	-	93	198	30	91	42	97	552
I alt	157.631	38.435	36.689	42.148	45.201	46.603	50.945	53.077	53.412	50.141	44.420	618.705

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: PRODUCERENDE FELTER

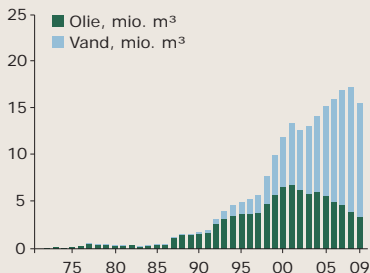
Signaturforklaring

Felternes placering i geologisk tid kan ses i bilag F.

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie: 98,79 mio. m³
Gas: 22,36 mia. Nm³
Vand: 108,18 mio. m³



Produktion af olie, gas og vand

Grafen viser de enkelte felters primære produktion, dvs. olie eller gas samt vand. Tallene viser den akkumulerede produktion af olie, gas og vand frem til 1. januar 2010.

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, hvorved der opnås 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

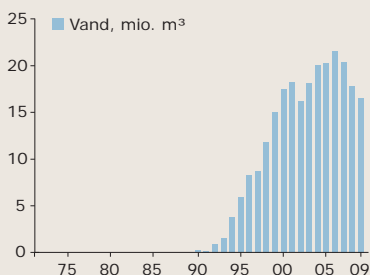
Visse felter indeholder både olie- og gasreservoirer. Fra disse felter produceres der olie, gas, kondensat og vand.

Produktion for 2009 kan ses i bilag A.

INJEKTION

Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Vand: 244,10 mio. m³



Injektion af vand og gas

Grafen viser de enkelte felters primære injektion dvs. vand eller gas. Tallene viser den akkumulerede injektion af vand og gas frem til 1. januar 2010. Der anvendes ikke injektion på alle felter.

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

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

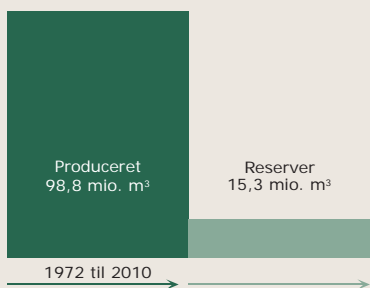
På f.eks. Halfdan feltet anvendes vandinjektion til at fortrænge olien mod olieproduktionsbrøndene.

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

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

RESERVER

Olie: 15,3 mio. m³
Gas: 1,5 mia. Nm³



Reserver sammenholdt med den akkumulerede produktion

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

Figuren viser forholdet mellem den producerede mængde frem til 1. januar 2010 og den forventede tilbageværende mængde, reserven.

Produceret

Akkumuleret produktion af olie eller gas, som er produceret frem til 1. januar 2010.

Reserver

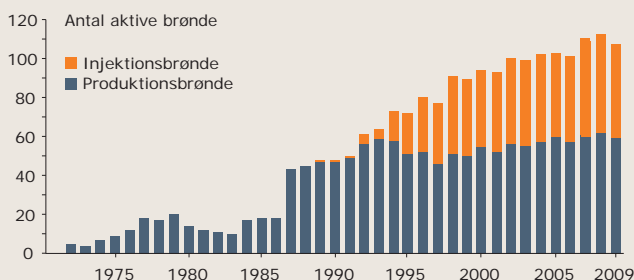
De opgjorte mængder af olie eller gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi.

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

UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010

2009-priser 29,26 mia. kr.



Udbygning og investering

Akkumulerede investeringer omfatter omkostninger til brønde og udbygning af anlæg.

Figuren viser antallet af brønde, der har været aktive det pågældende år.

Brøndene er opdelt i produktionsbrønde og injektionsbrønde.

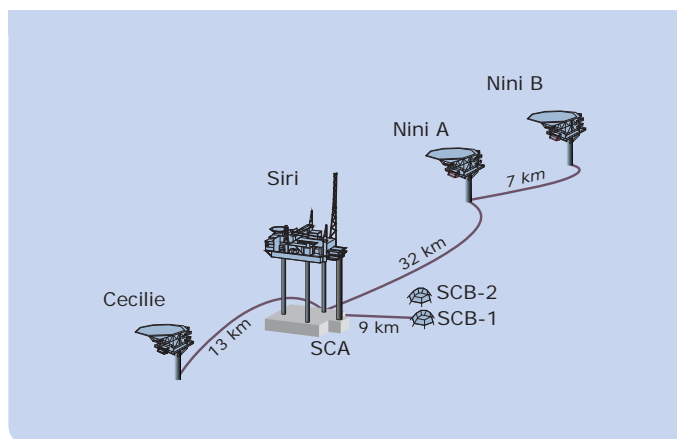
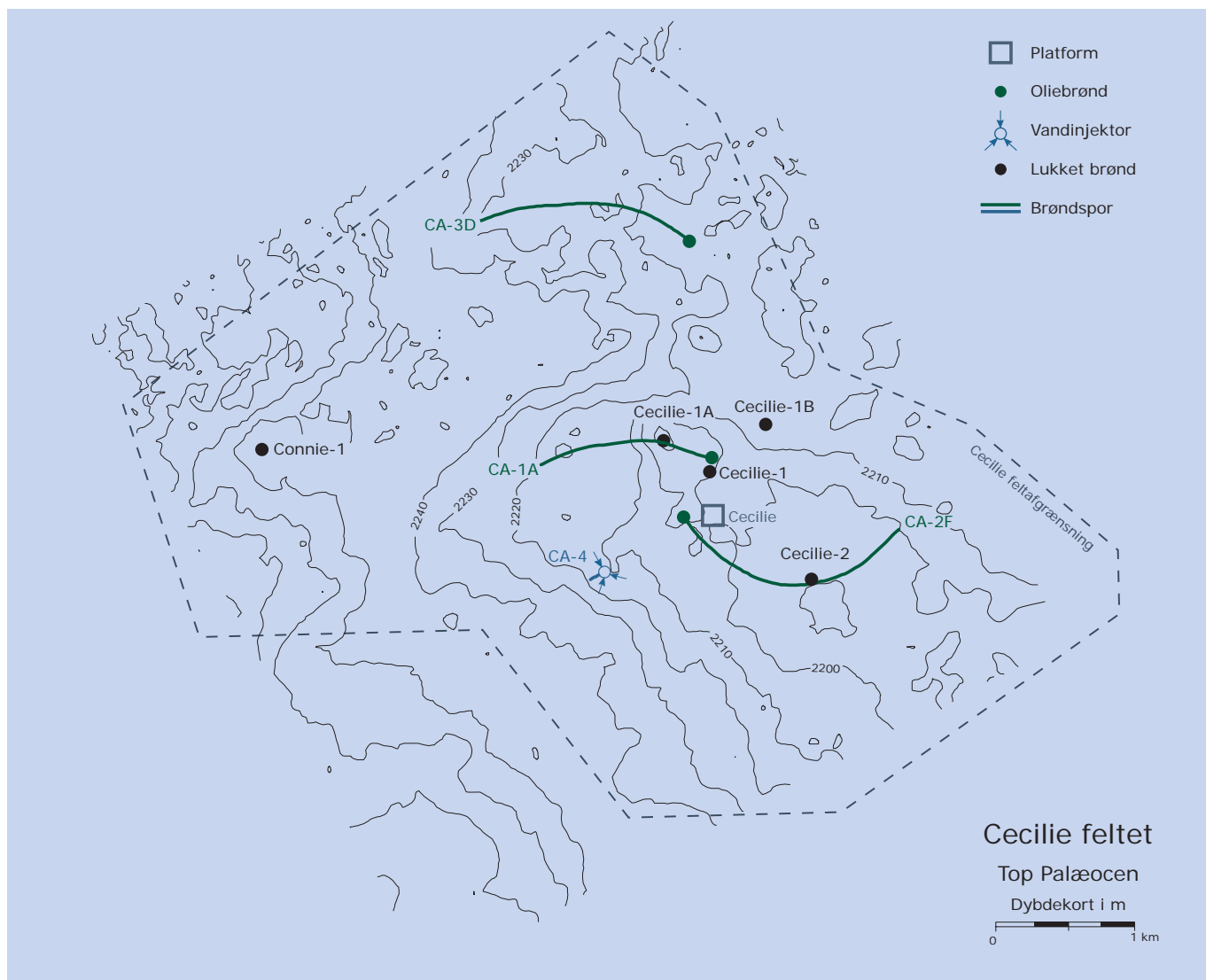
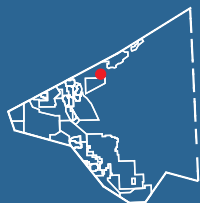
Figuren viser brøndenes primære funktion i det pågældende år, dvs. enten produktion eller injektion. En brønd kan producere i en periode for derefter at blive konverteret til injektor inden for samme år.

■ Injektionsbrønde ■ Produktionsbrønde ■ Prod./Injekt brønde*

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

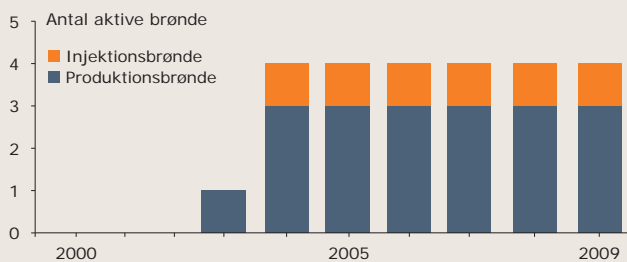
BILAG B: PRODUCERENDE FELTER

CECILIE FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 1,35 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

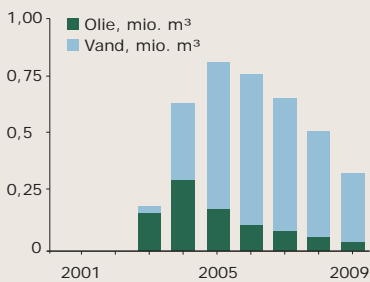
Produktionsbrønde: 3
Vandinjek. brønde: 1

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

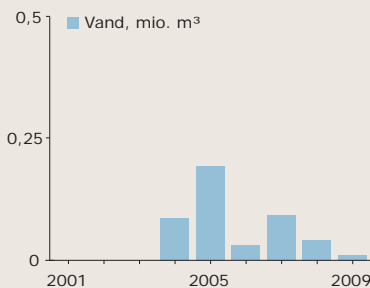
Olie: 0,97 mio. m³
Gas: 0,07 mia. Nm³
Vand: 2,94 mio. m³



INJEKTION

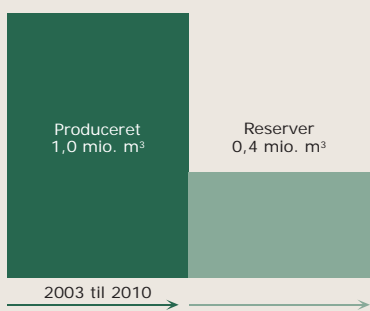
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Vand: 0,55 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,4 mio. m³
Gas: 0,0 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, CECILIE FELTET

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

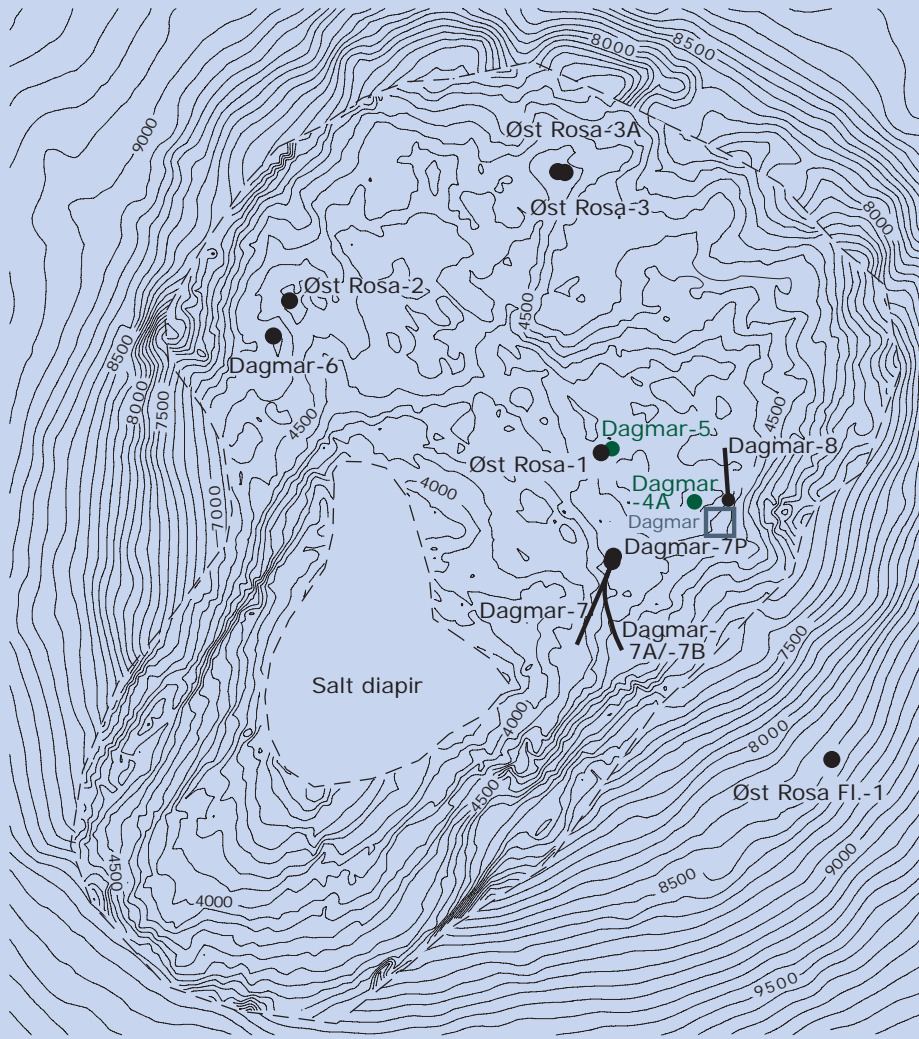
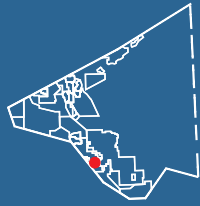
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

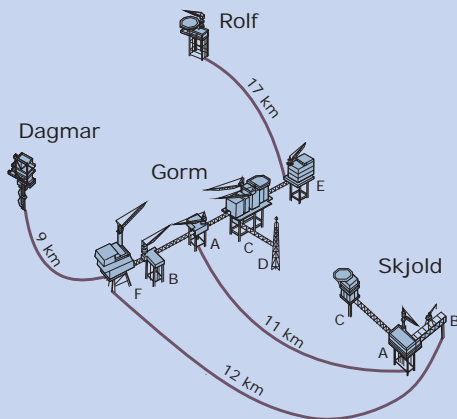
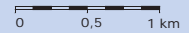
Cecilie feltet er udbygget som satellit til Siri feltet med en ubemandet indvindingsplatform med helidæk. Produktionen sendes ubehandlet til Siri platformen gennem en 12" flerfaserledning. Olien færdigbehandles på Siri platformen og eksporteres via tankskib. Gassen fra Cecilie feltet injiceres i Siri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

DAGMAR FELTET



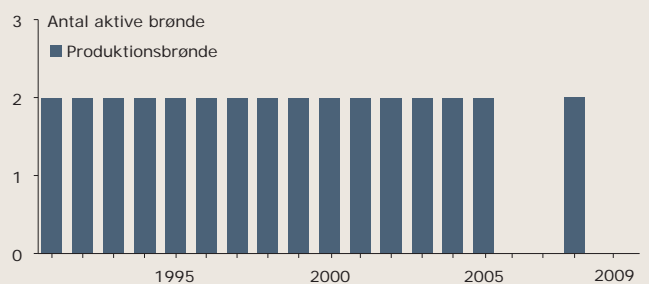
Dagmar feltet

Top Kalk
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 0,50 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

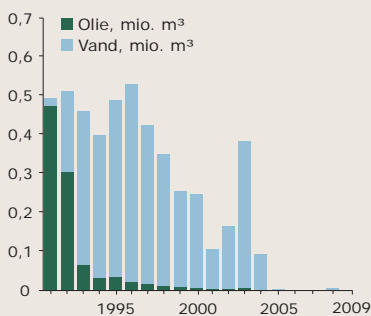
Produktionsbrønde: 2

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

PRODUKTION

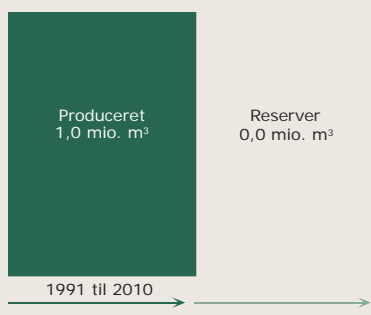
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

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. Opskydningen 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 opsprækket.

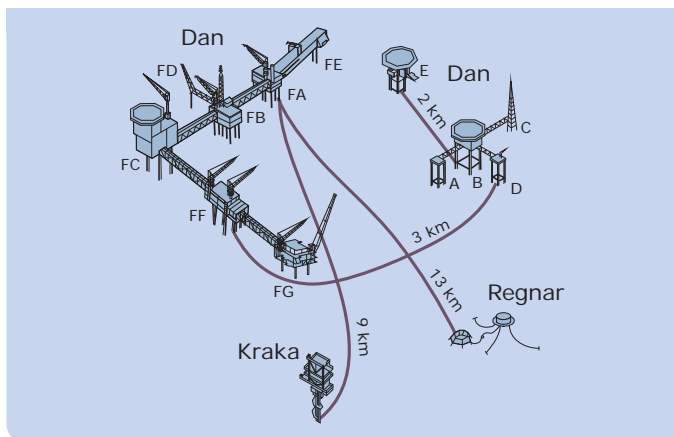
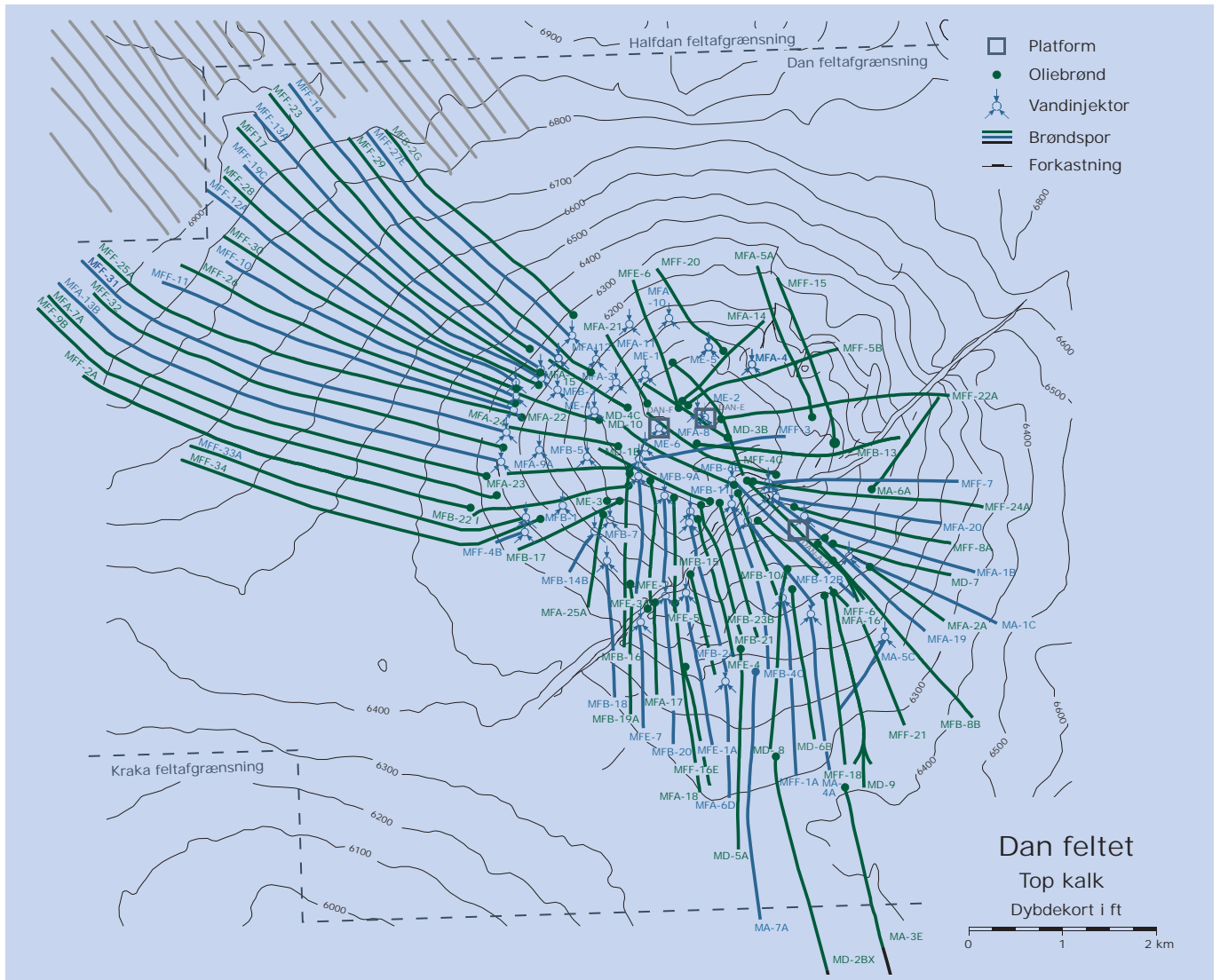
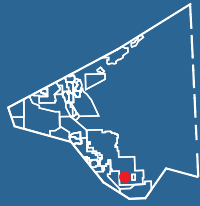
PRODUKTIONSSTRATEGI

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 produktionssegenskaber 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

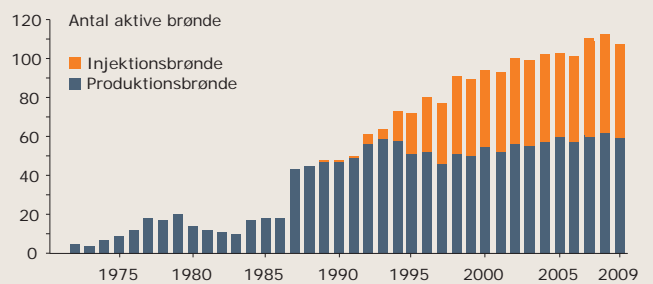
Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk. Produktion kan sendes ubehandlet til Gorm F platformen, hvor der er installeret særlige behandlingsfaciliteter for Dagmars svovlbrinteholdige produktion. Den forholdsvis ringe gasproduktion fra Dagmar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

DAN FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 29,26 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

Tidligere navn: Abby
Beliggenhed: Blok 5505/17
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operator: Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år: 1971
I drift år: 1972

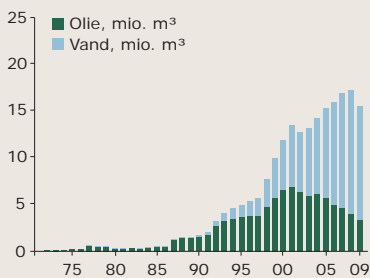
Produktionsbrønde: 61
Vandinjek. brønde: 50

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

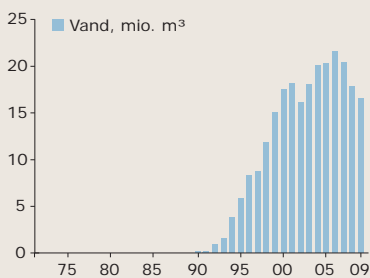
Olie: 98,79 mio. m³
Gas: 22,36 mia. Nm³
Vand: 108,18 mio. m³



INJEKTION

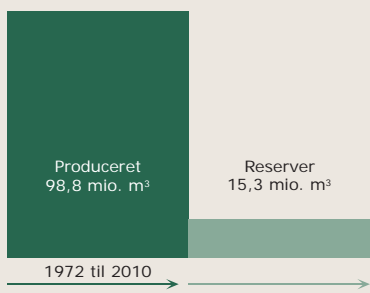
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Vand: 244,10 mio. m³



RESERVER

Olie: 15,3 mio. m³
Gas: 1,5 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, DAN FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. En hovedforkastning deler feltet i to reservoirblokke, som yderligere er gennemsat af en række mindre forkastninger. Kalken har høj porøsitet, men 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 over mod Halfdan feltet har vist gode produktionsegenskaber. Tilstedeværelsen af olie på Dan feltets vestlige flanke blev først erkendt i 1998 med udførelsen af 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 gennemskylle mest muligt af reservoiret med vand.

ANLÆG

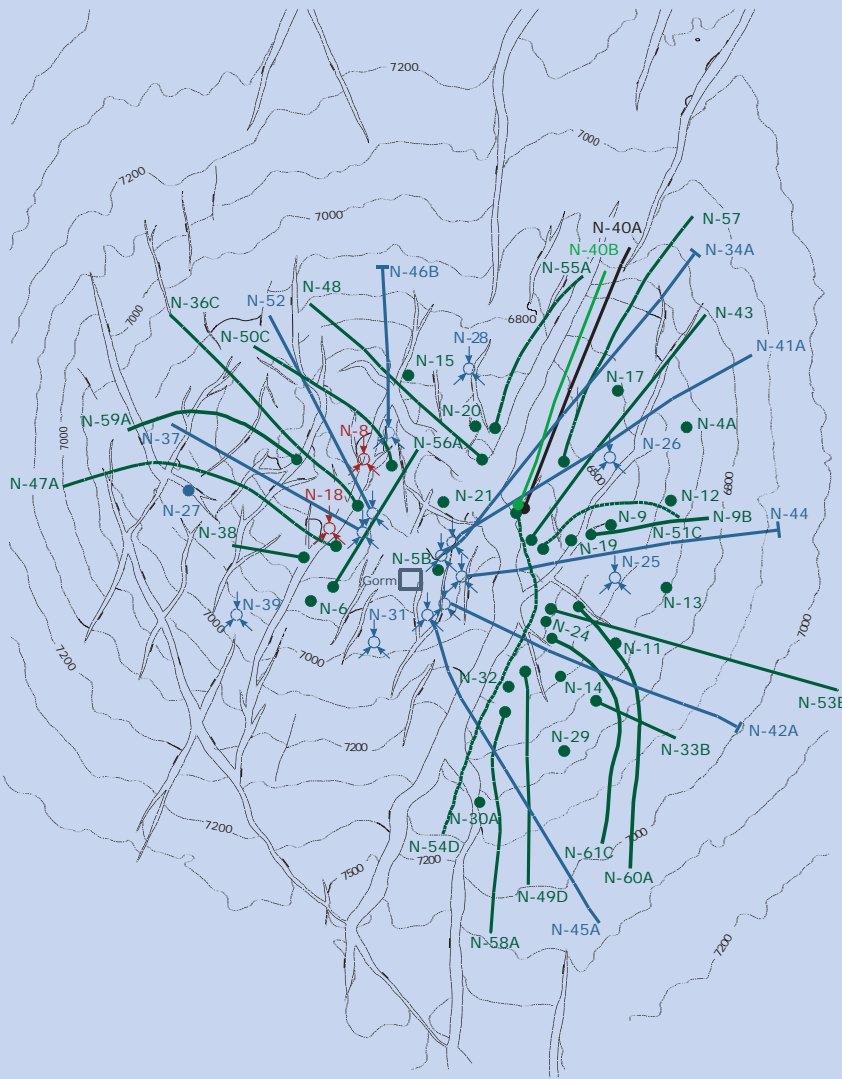
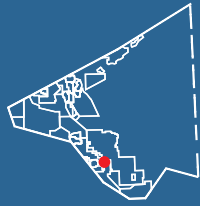
Dan feltet er udbygget med seks indvindingsplatforme A, D, E, FA, FB og FE, en kombineret indvindings- og behandlingsplatform FF, en behandlingsplatform FG med afbrændingstårn samt to behandlings- og indkvarteringsplatforme B og FC og to afbrændingsplatforme C og FD.

På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar samt noget af gasproduktionen fra Halfdan. Anlæggene på Dan forsyner Halfdan feltet med injektionsvand.

Olien sendes færdigbehandlet til Gorm E og videre til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst for endelig behandling. Produktionsvandet fra Dan og satellitfelterne udledes til havet efter rensning.

På Dan feltet er der på FC platformen indkvartering til 97 personer og på B platformen til fem personer.

GORM FELTET

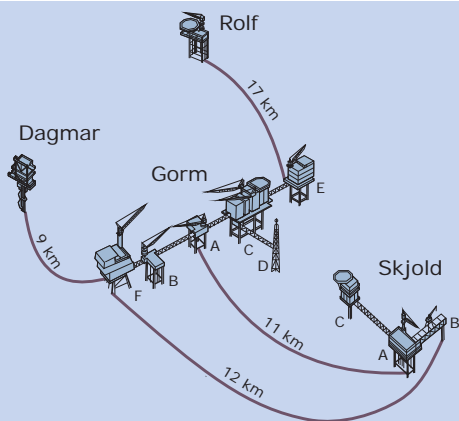
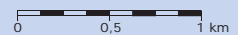


- Platform
- Oliebrønd
- ⊕ Vandinjektor
- ⊖ Gasinjektor
- Lukket brønd
- ▬ Brøndspor
- ⊕ Top kalk, anboret nedefra
- Forkastning
- ▬ Boret i 2009

Gorm feltet

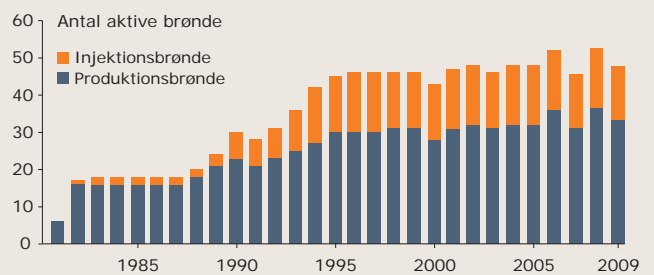
Top kalk

Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 14,17 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

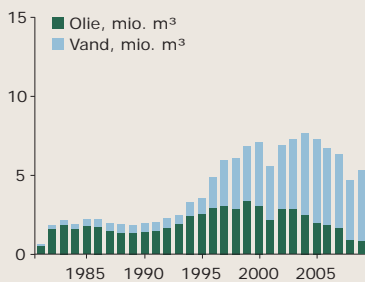
Produktionsbrønde: 36
Gasinjek. brønde: 2
Vandinjek. brønde: 14

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

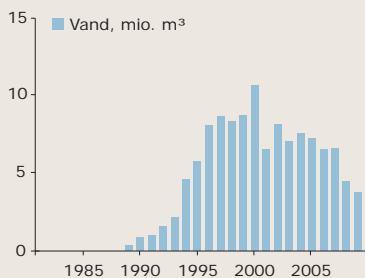
Olie: 58,02 mio. m³
Gas: 15,46 mia. Nm³
Vand: 63,24 mio. m³



INJEKTION

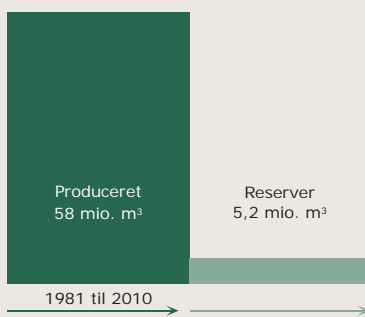
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Gas: 8,16 mia. Nm³
Vand: 120,71 mio. m³



RESERVER

Olie: 5,2 mio. m³
Gas: 0,5 mia. Nm³



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.

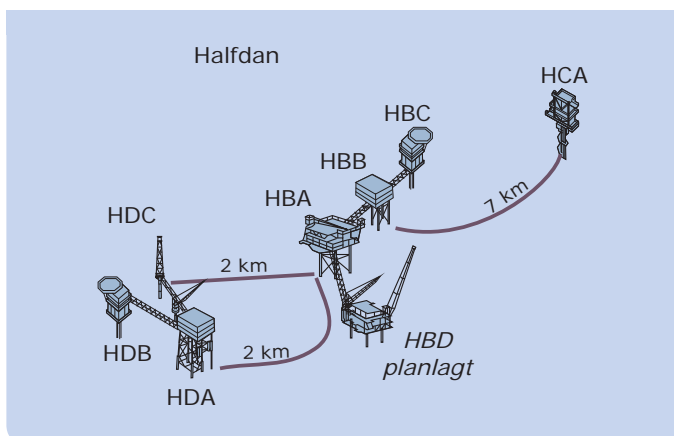
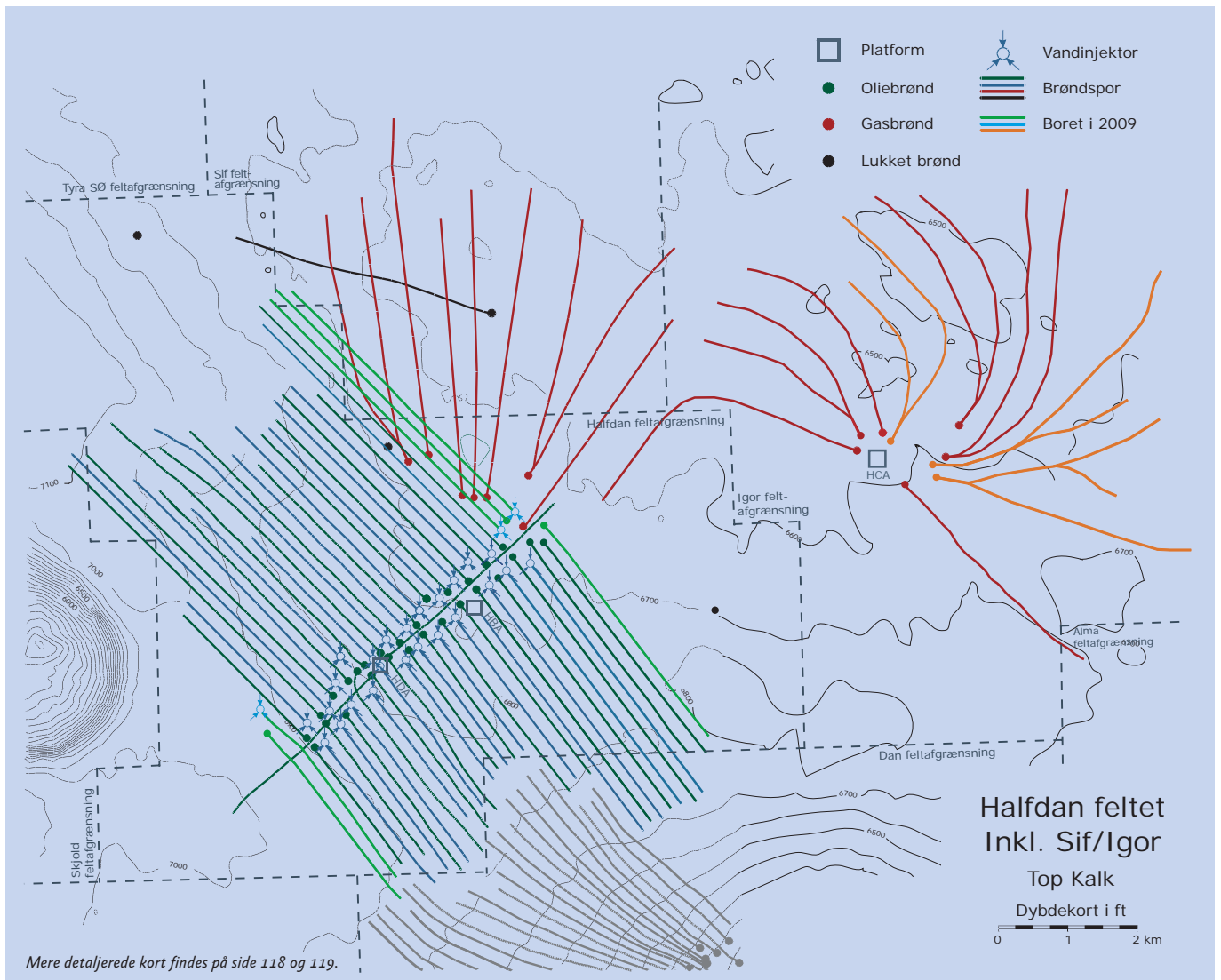
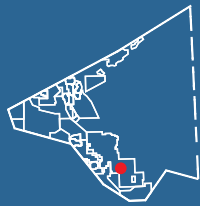
ANLÆG

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.

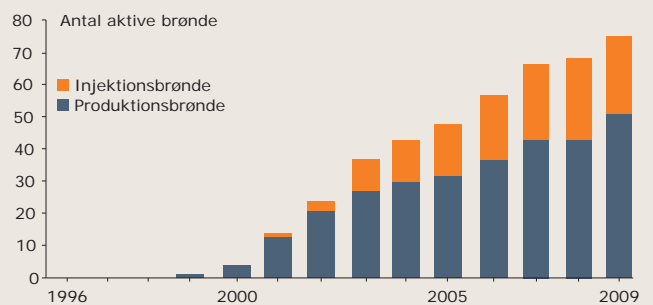
På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

HALFDAN FELTET INKL. SIF OG IGOR



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 18,88 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

Olieprod. brønde: 35 (Halfdan)
Vandinjek. brønde: 26 (Halfdan)
Gasprod. brønde: 16 (Sif og Igor)

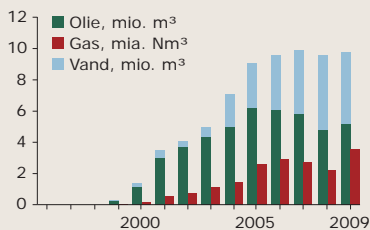
Reservoirdybde: 2.030-2.100 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

Flere detaljer i boksene på side 118 og 119.

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

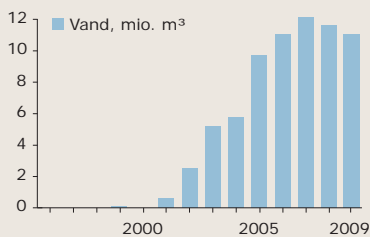
Olie: 46,18 mio. m³
Gas: 18,80 mia. Nm³
Vand: 23,81 mio. m³



INJEKTION

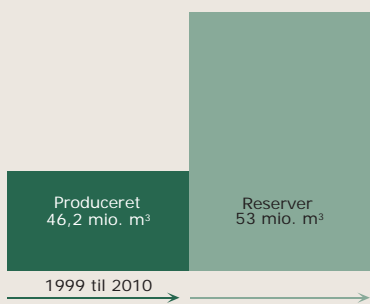
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Vand: 71,22 mio. m³



RESERVER

Olie: 53,0 mio. m³
Gas: 17,3 mia. Nm³



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 trykaflastning 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 platformskomplekser, Halfdan D og Halfdan B, samt en ubemandet satellitplatform, Halfdan CA.

Halfdan B er placeret ca. 2 km fra Halfdan D og forsynes herfra med elektricitet, injektionsvand og løftegas. Halfdan CA med plads til ti brønde er placeret ca. 7 km nordøst for Halfdan B komplekset.

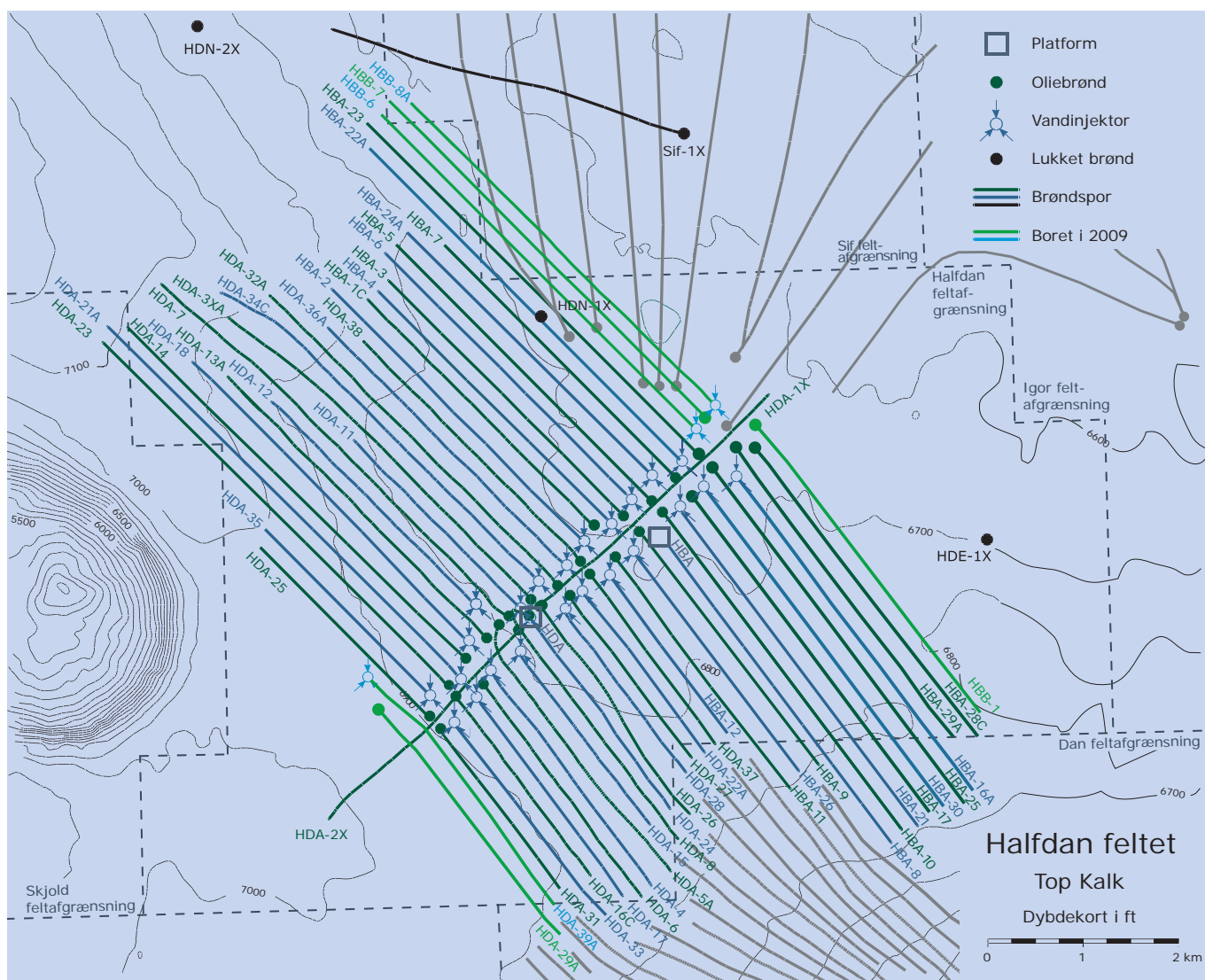
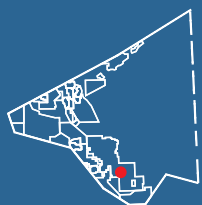
Anlæggene på Dan forsyner Halfdan D og B med injektionsvand. Produktionsvandet fra Halfdan og Sif/Igor udledes til havet efter rensning.

For at øge behandlings- og transportkapaciteten for produktionen fra Halfdan feltet er en 20" rørledning etableret for transport af olie og produceret vand fra Halfdan B komplekset til Dan FG platformen på Dan feltet.

På HDB (Halfdan D komplekset) er der indkvartering til 32 personer, mens der på HBC (Halfdan B komplekset) er indkvartering til 80 personer.

Flere detaljer om anlæggene findes på side 118 og 119.

HALFDAN FELTET (HOVEDFELT)



FELT DATA

PR. 1.1.2010

Tidligere navn: Nana
 Belliggenhed: Blok 5505/13 og 5504/16
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas AS
 Fundet år: 1999
 I drift år: 1999

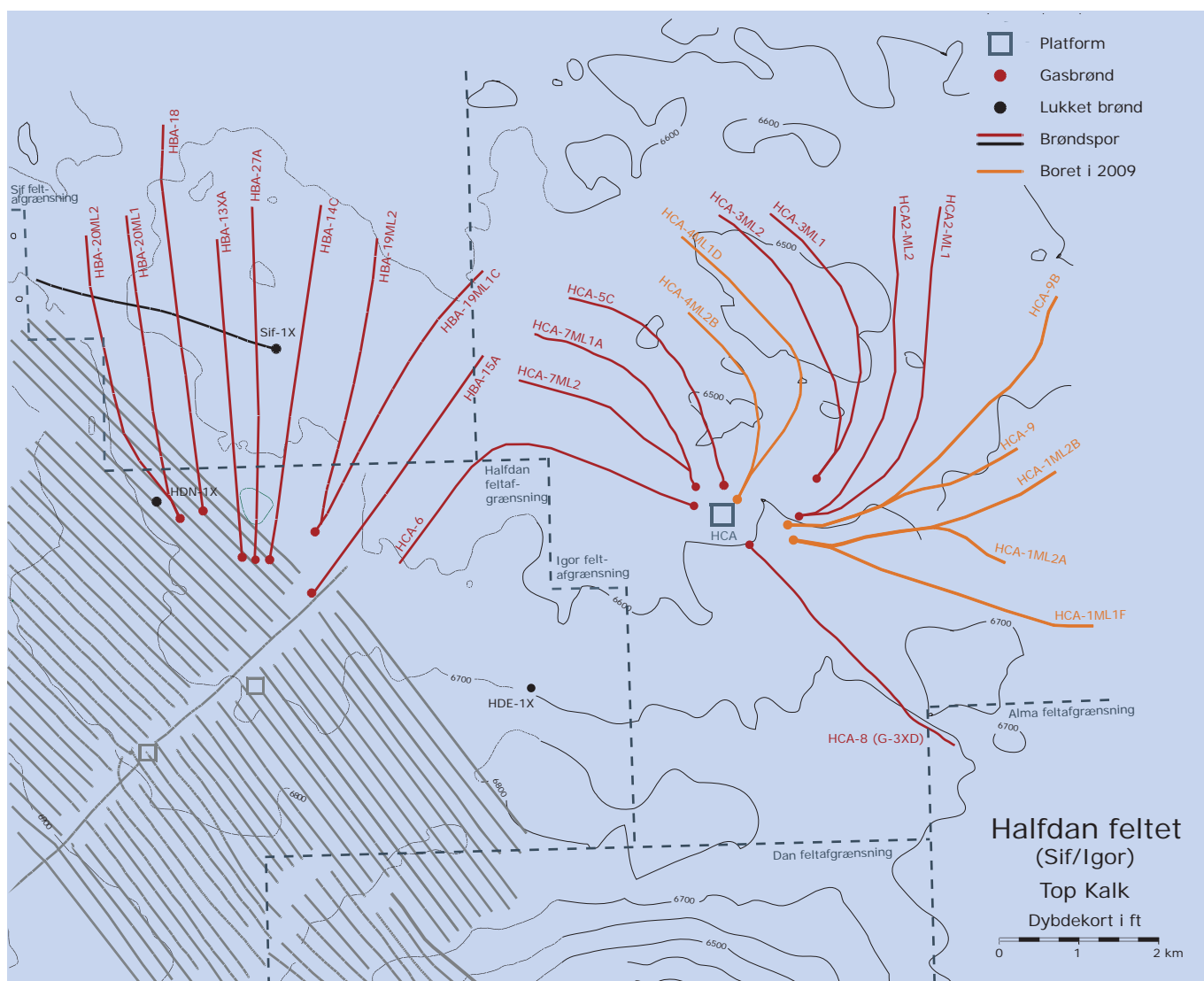
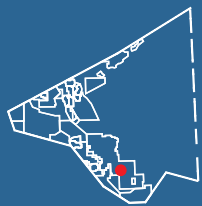
Olieprod. brønde: 35 (Halfdan)
 Vandinjek. brønde: 26 (Halfdan)

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

Halfdan D består af en kombineret indvindings- og behandlingsplatform HDA, en indkvarteringsplatform HDB og en afbrændingsplatform HDC, mens Halfdan B består af en ubemandet indvindingsplatform HBA og en ubemandet stigrørs- og brøndhovedplatform HBB. Halfdan B komplekset indeholder desuden en beboelsesplatform HBC, der er broforbundet til HBB. En ny behandlingsplatform HBD er godkendt og planlægges i drift omkring 2011.

Produktionen fra oliebrøndene på HBA og væskeproduktionen fra Sif/Igor føres til behandling på Halfdan D komplekset. Herfra føres det til Gorm for slutbehandling og videre til land.

HALFDAN FELTET (NORDØST)



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

Gasprod. brønde: 7 (Sif), 9 (Igor)

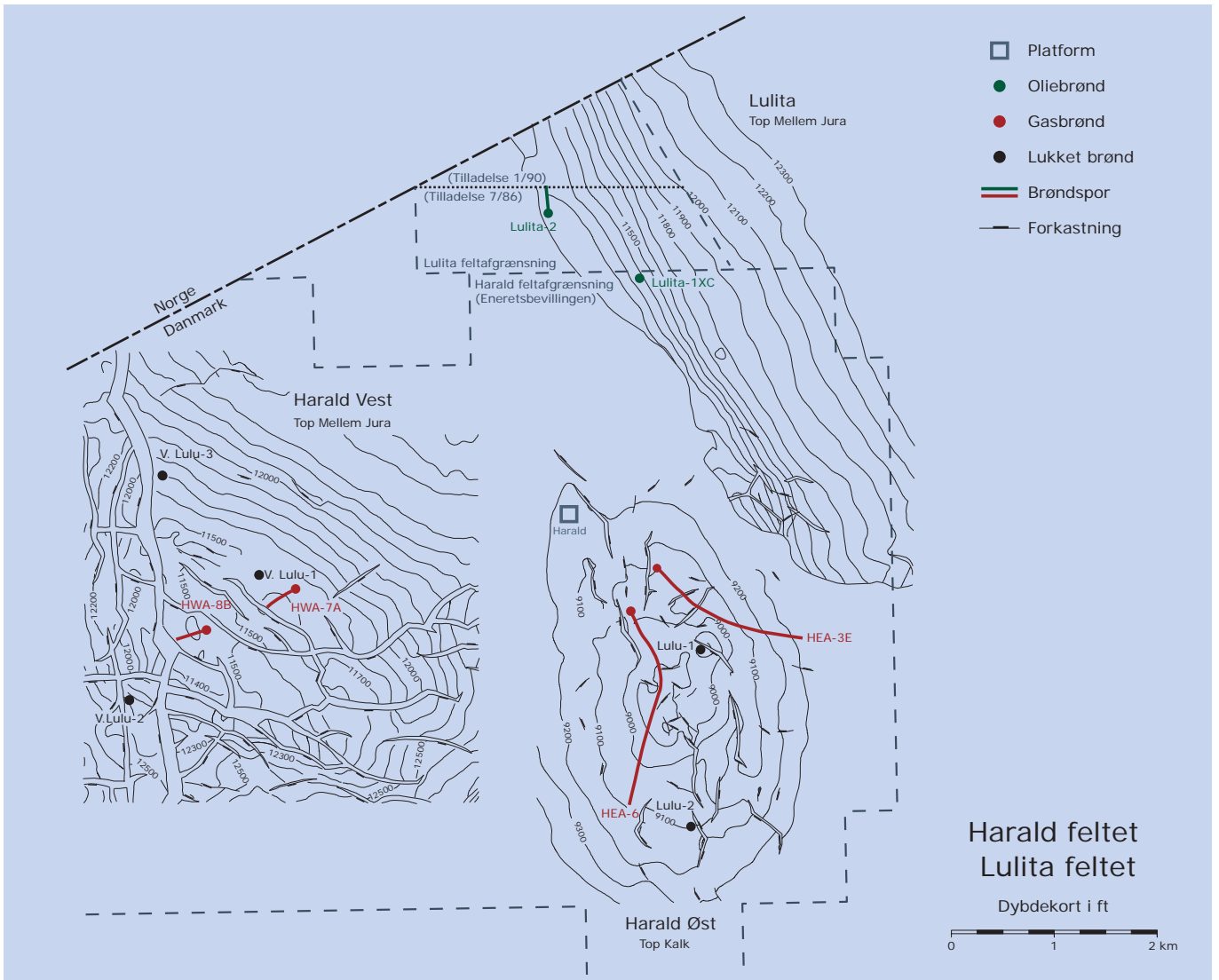
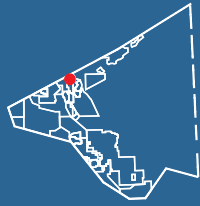
Vanddybde: 44 m (Sif), 45 m (Igor)
 Feltafgrænsning: 40 km² (Sif)
 109 km² (Igor)

Reservoirdybde: 2.030 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien

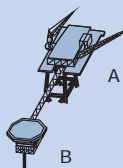
Produktionen på HCA føres efter separation i en væske- og en gasfase gennem to rørledninger til Halfdan B komplekset.

Gassen fra Sif/Igor føres via HBA platformen direkte til Tyra Vest, mens gassen fra Halfdan D sendes til Dan for ilandføring via Tyra Øst eller til Tyra Vest for videre eksport til Holland via NOGAT rørledningen.

HARALD FELTET

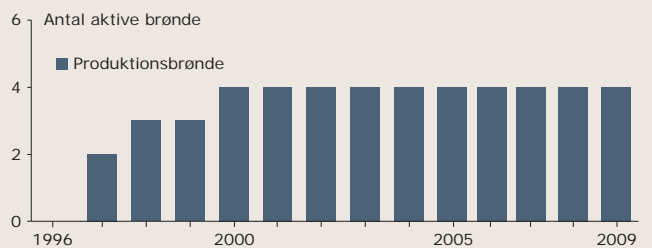


Harald / Lulita



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 4,03 mia. kr.



FELT DATA

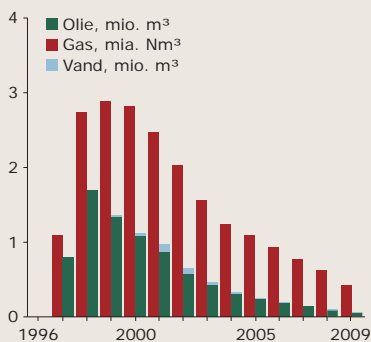
PR. 1.1.2010

Tidligere navn:	Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed:	Blok 5604/21 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
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) og 3.650 m (Harald Vest)
Reservoirbjergart:	Kalksten (Harald Øst) Sandsten (Harald Vest)
Geologisk alder:	Danien/Øvre Kridt (Harald Øst) og Mellem Jura (Harald Vest)

PRODUKTION

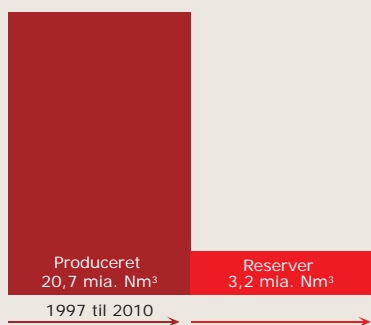
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie:	7,81 mio. m ³
Gas:	20,70 mia. Nm ³
Vand:	0,37 mio. m ³



RESERVER

Olie og kondensat:	0,5 mio. m ³
Gas:	3,2 mia. Nm ³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, HARALD FELTET

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

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

Harald Vest strukturen er en hældende jurassisk forkastningsblok. 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

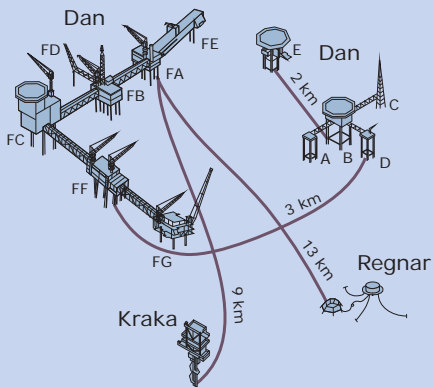
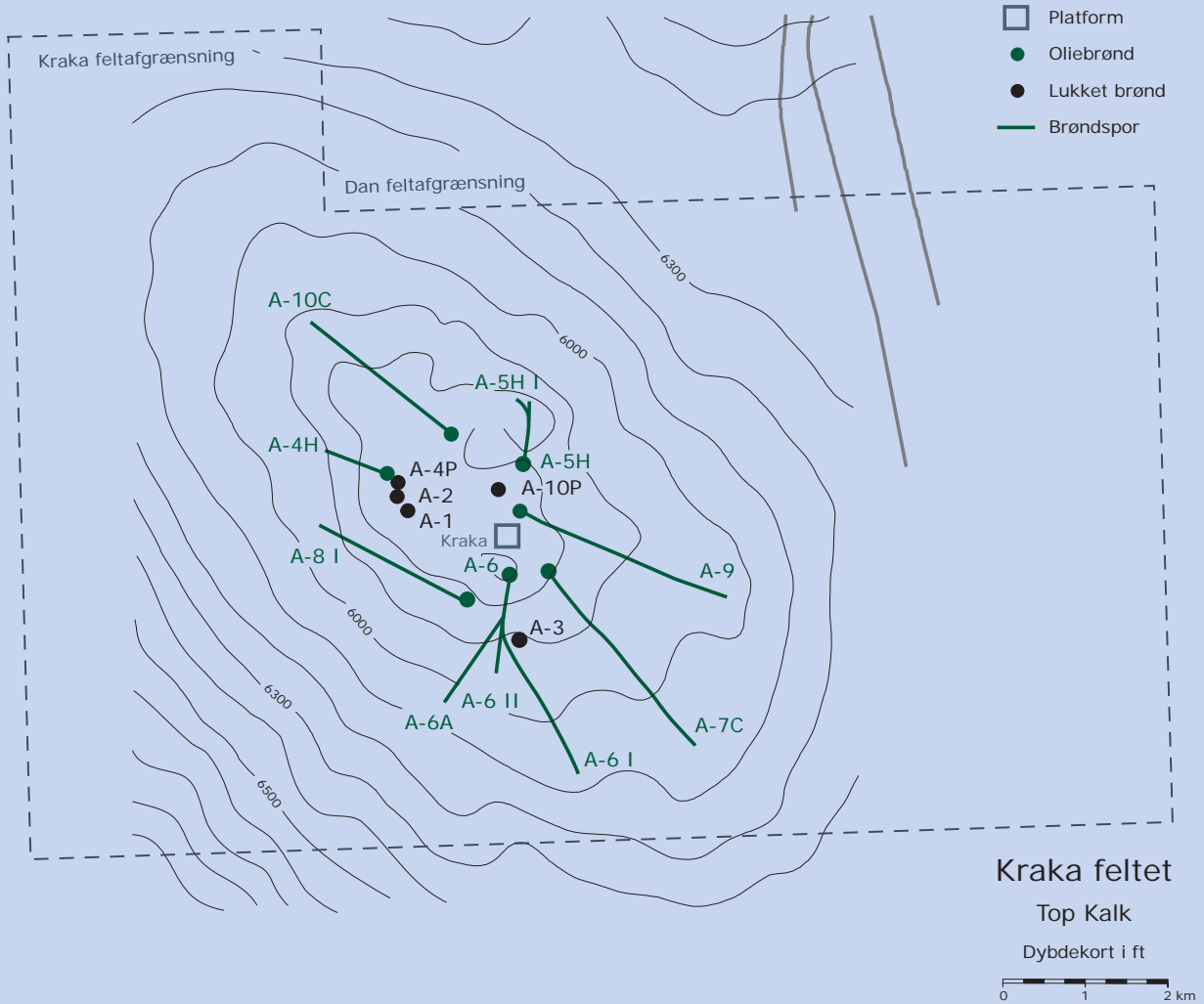
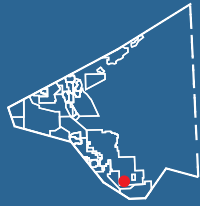
Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B. Den ubehandlede kondensatproduktion og den færdigbehandlede gas føres til Tyra Øst. Det producerede vand udledes til havet efter rensning.

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.

På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.

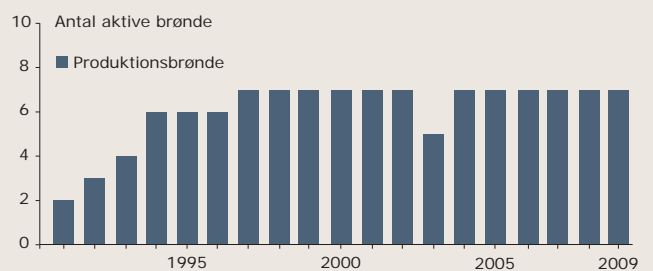
Se mere information under Lulita feltet, der anvender Harald A platformen som vært.

KRAKA FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 1,62 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

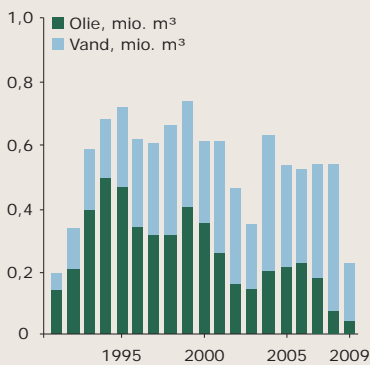
Produktionsbrønde: 7

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

PRODUKTION

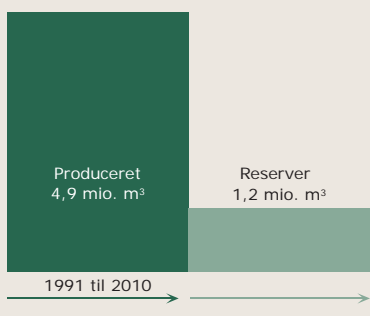
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie: 4,93 mio. m³
Gas: 1,39 mia. Nm³
Vand: 5,19 mio. m³



RESERVER

Olie: 1,2 mio. m³
Gas: 0,3 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, KRAKA FELTET

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har rimelig porøsitet, men lav permeabilitet. Oliezone er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Feltet har en mindre gaskappe.

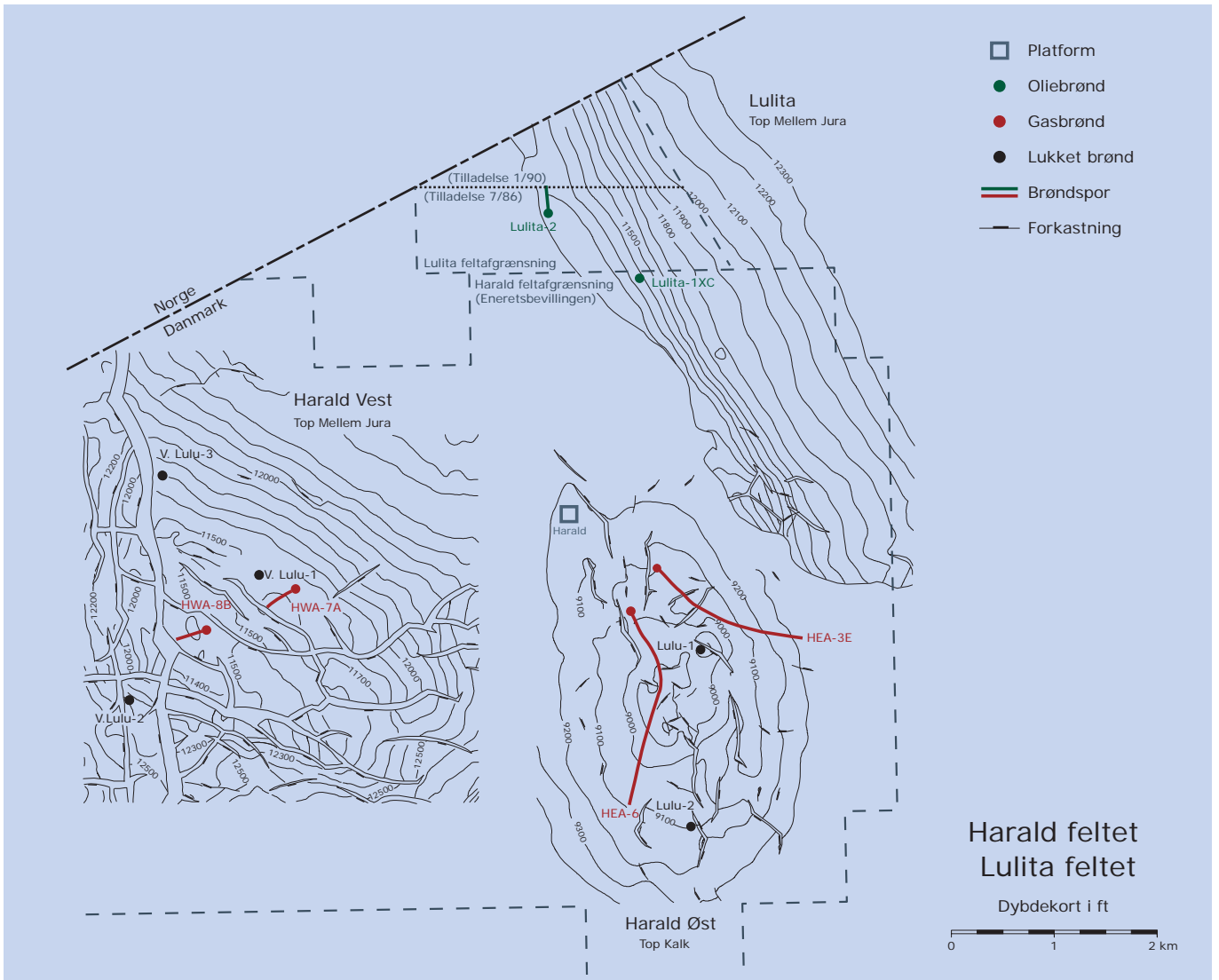
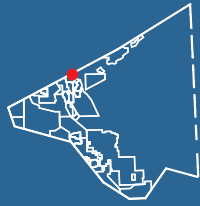
PRODUKTIONSSTRATEGI

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.

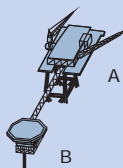
ANLÆG

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

LULITA FELTET

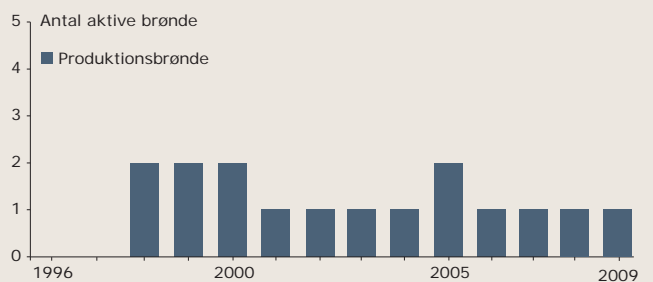


Harald / Lulita



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 0,10 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

Beliggelse: 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 AS
Fundet år: 1992
I drift år: 1998

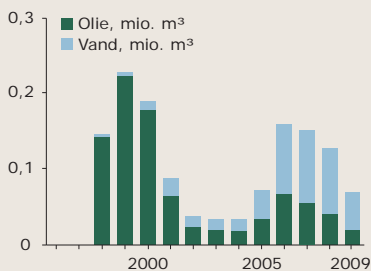
Produktionsbrønde: 2

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie: 0,90 mio. m³
Gas: 0,58 mia. Nm³
Vand: 0,45 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,2 mio. m³
Gas: 0,2 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, LULITA FELTET

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår ved naturlig dræning.

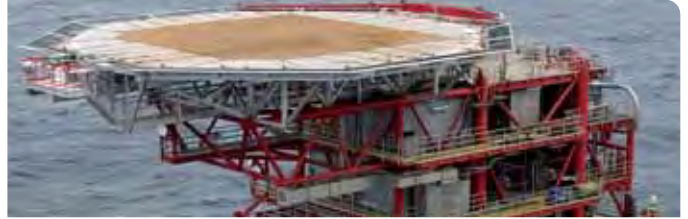
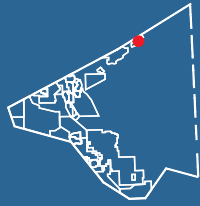
ANLÆG

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

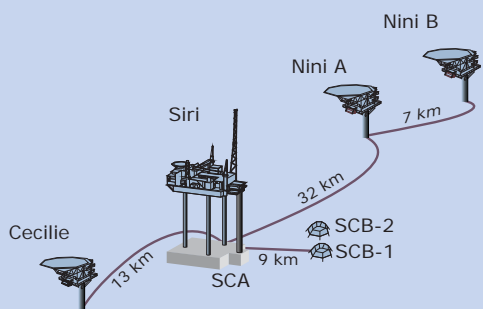
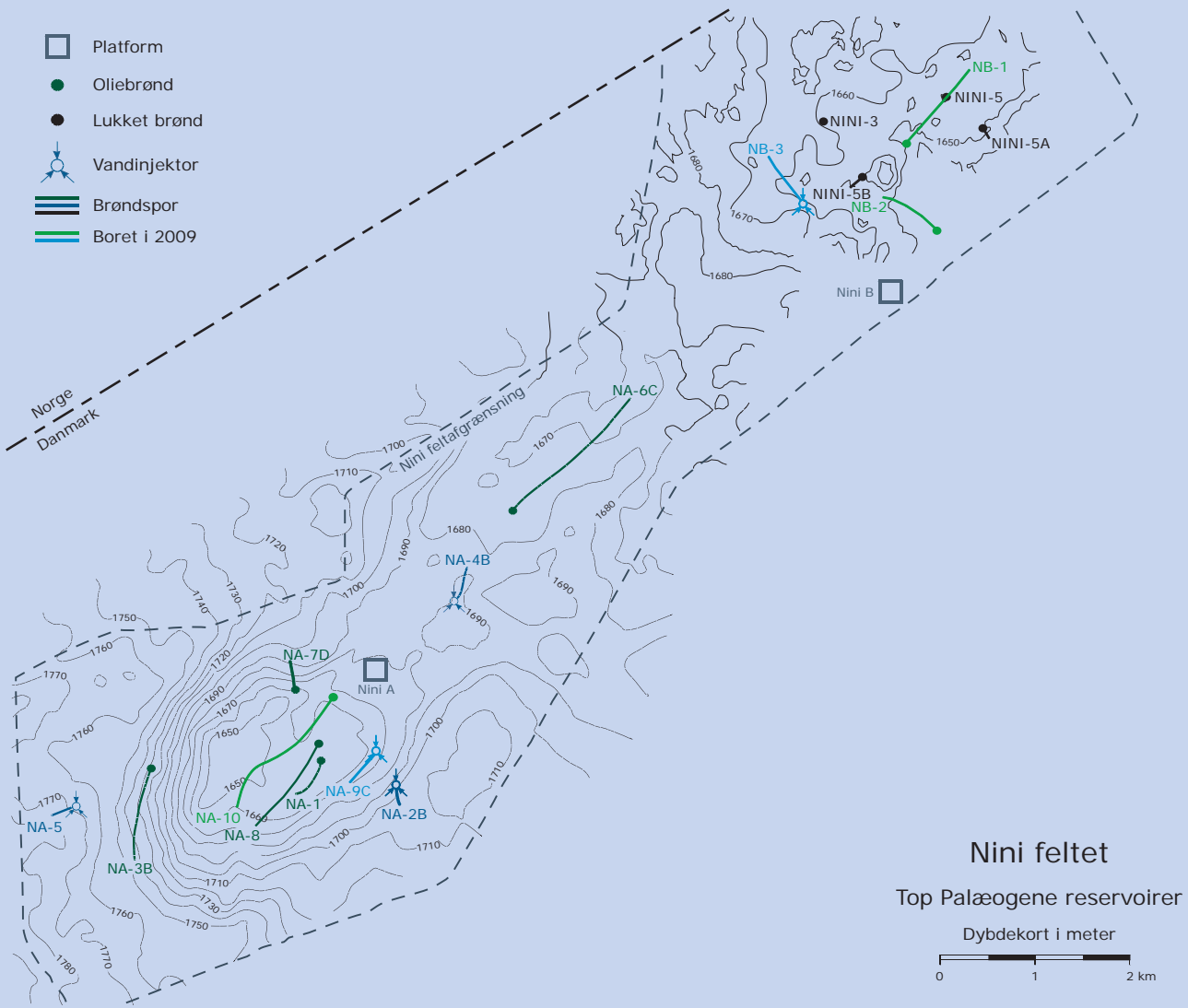
Olien fra Lulita føres sammen med Harald feltets kondensat via en 16" rørledning til Tyra Øst og videre til land. Gassen fra Lulita sendes til Tyra via 24" rørledningen mellem Harald og Tyra Øst og videre til land. Produktionsvandet fra Lulita behandles på Harald feltets udstyr og udledes til havet efter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

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

NINI FELTET

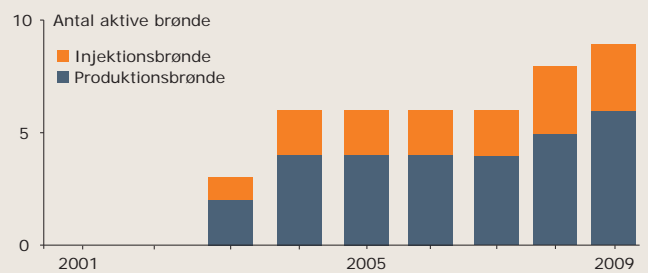


- Plattform
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Vandinjektor
- Brøndspor
- Boret i 2009



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 4,77 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

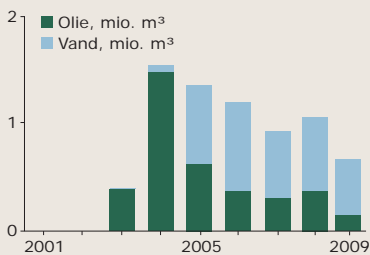
Produktionsbrønde: 8
Vandinjek. brønde: 5

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

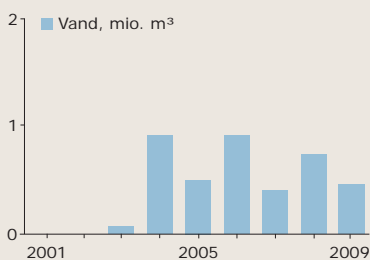
Olie: 3,71 mio. m³
Gas: 0,27 mia. Nm³
Vand: 3,42 mio. m³



INJEKTION

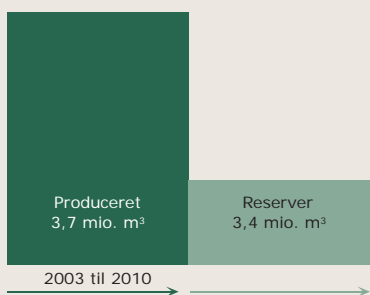
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Vand: 4,21 mio. m³



RESERVER

Olie: 3,4 mio. m³
Gas: 0,0 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, NINI FELTET

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

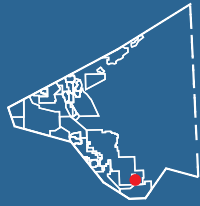
ANLÆG

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

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

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

REGNAR FELTET



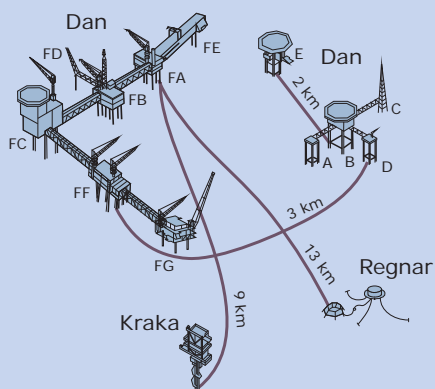
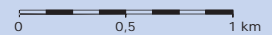
- △ Undervandsinstallation
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Forkastning



Regnar feltet

Top Kalk

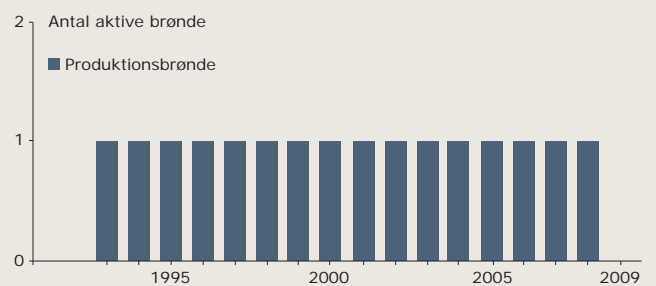
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010

2009-priser 0,27 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

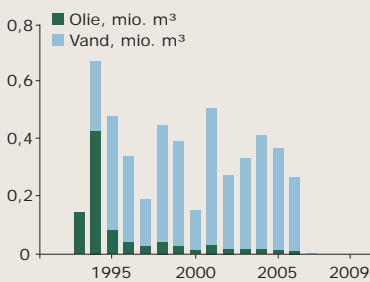
Produktionsbrønde: 1

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

PRODUKTION

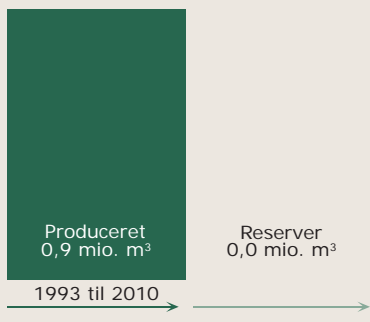
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

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 kalklagene over en salthorst. Reservoiret er stærkt opsprækket.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

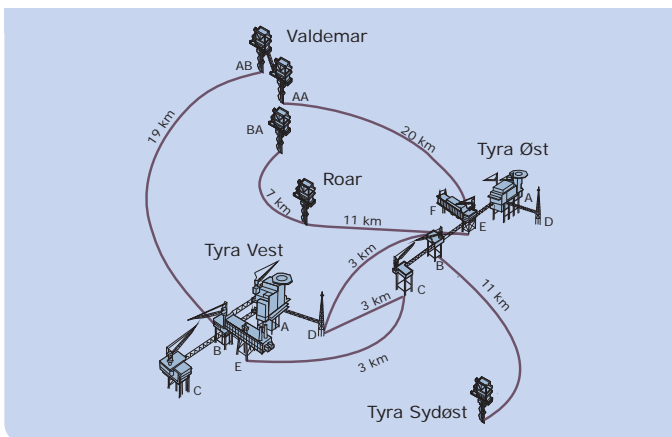
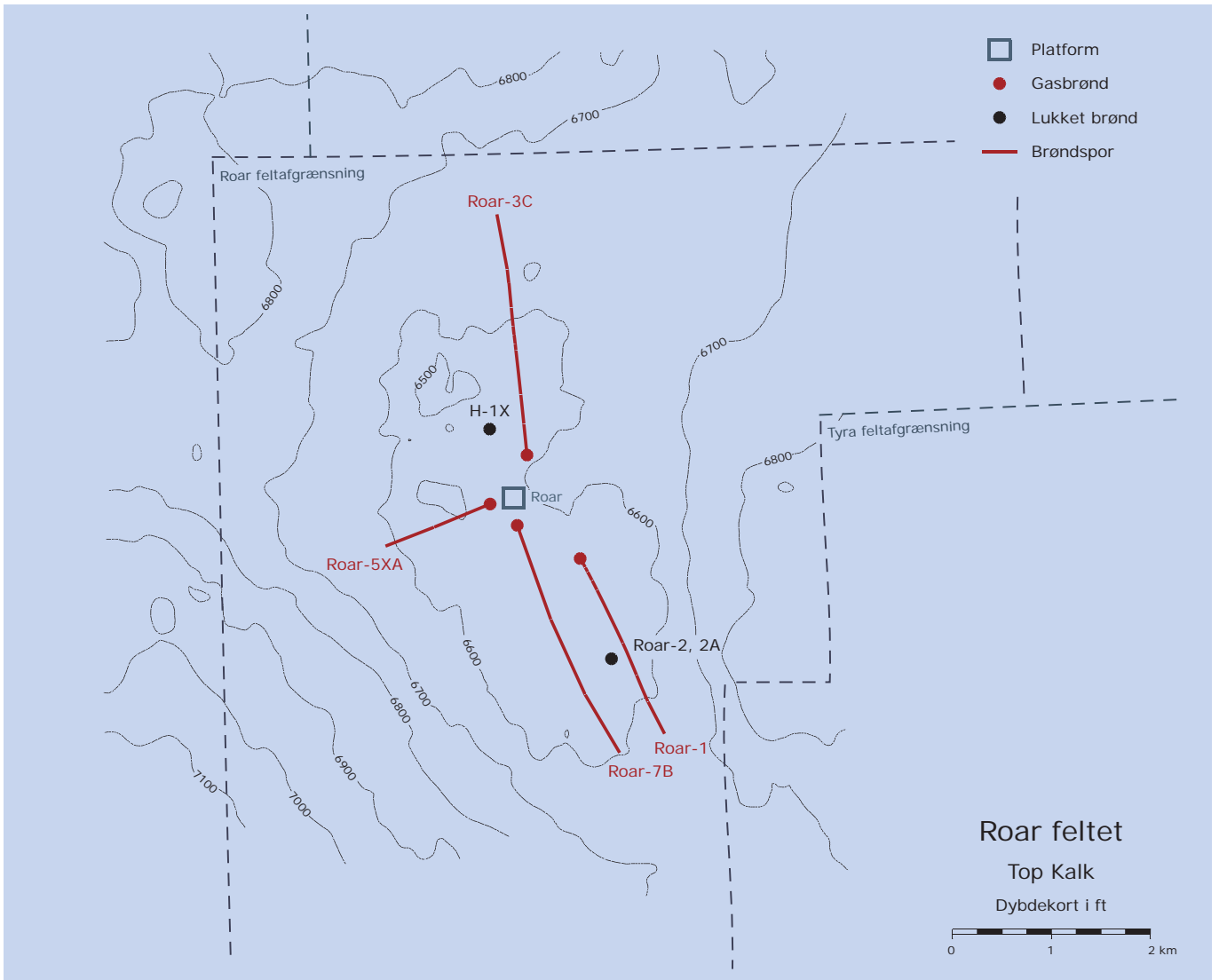
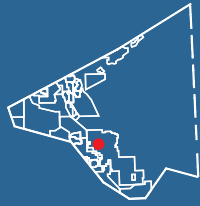
Regnar har ikke produceret siden 2006 og er midlertidigt lukket på grund af udstyrsproblemer.

ANLÆG

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

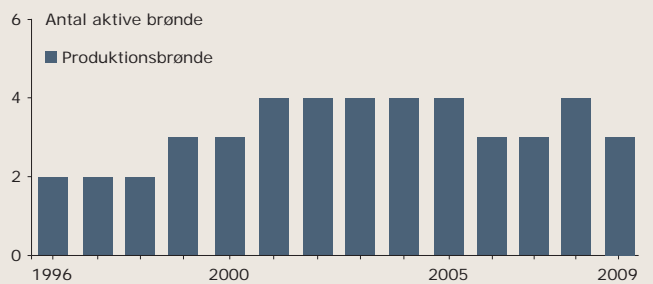
Overvågning og kontrol af brøndinstallationen foregår ved fjernstyring fra Dan FC.

ROAR FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 0,68 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

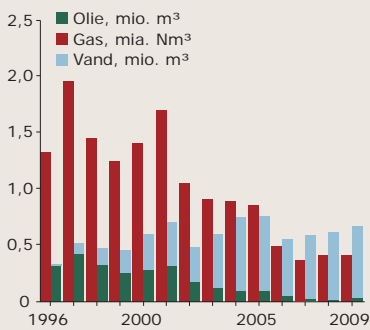
Gasprod. brønde: 4

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

PRODUKTION

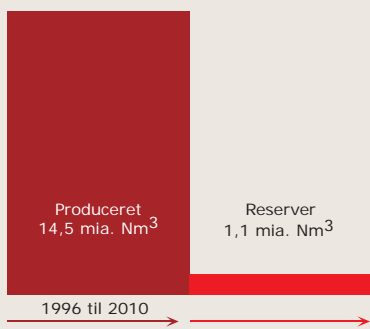
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie: 2,57 mio. m³
Gas: 14,50 mia. Nm³
Vand: 5,52 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,1 mio. m³
Gas: 1,1 mia. Nm³



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.

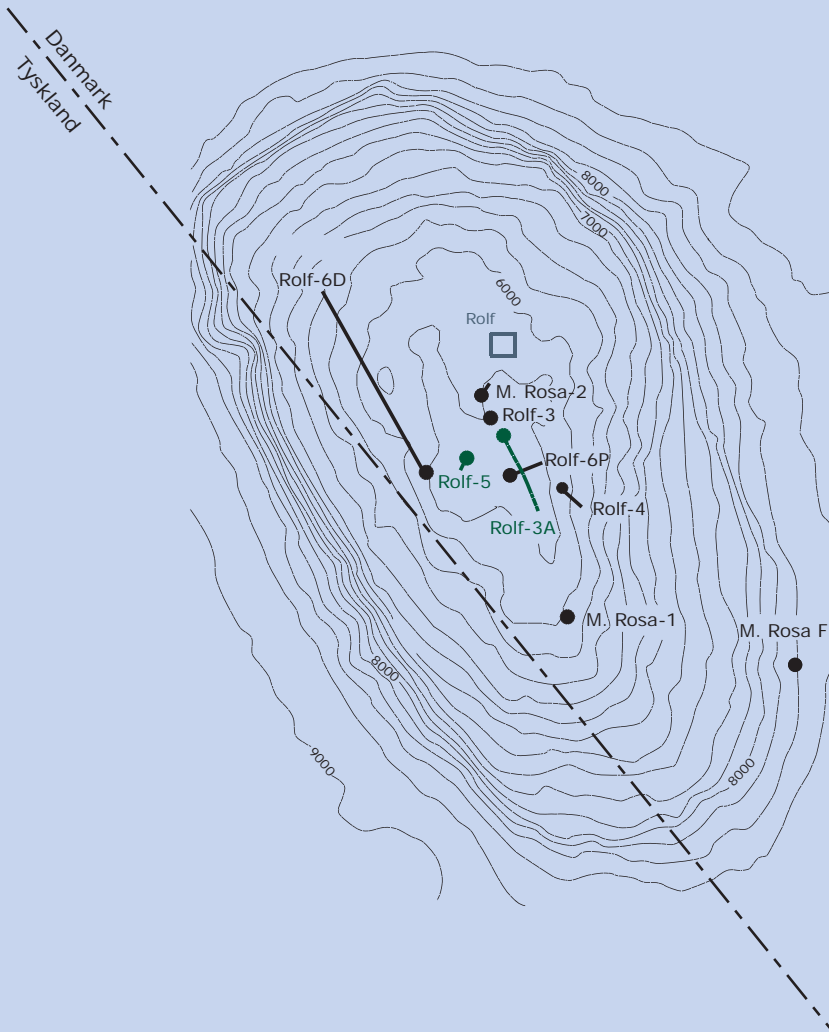
ANLÆG

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.

ROLF FELTET



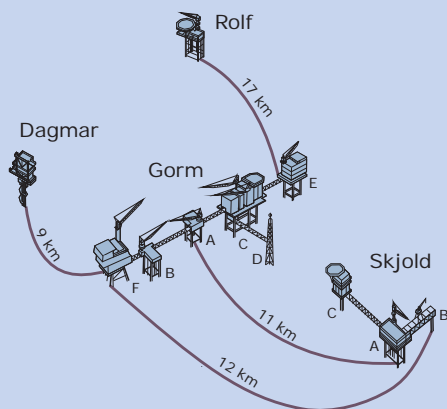
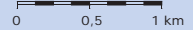
- Platform
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Brøndspor



Rolf feltet

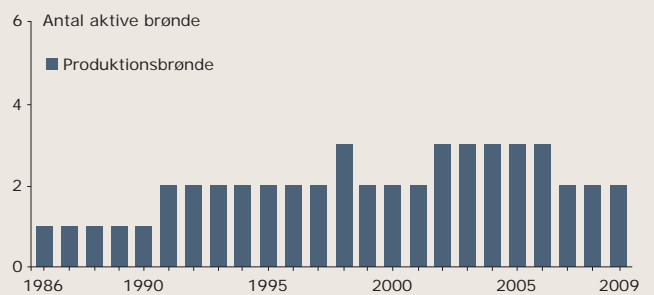
Top Kalk

Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 1,16 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

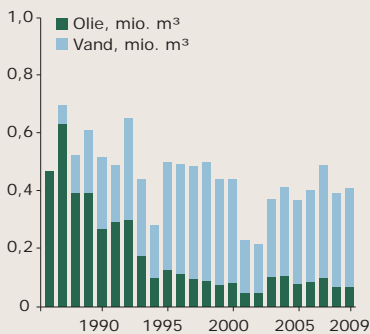
Produktionsbrønde: 2

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

PRODUKTION

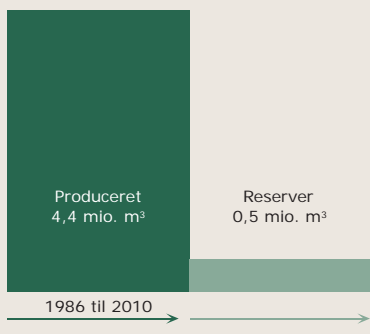
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie: 4,37 mio. m³
Gas: 0,18 mia. Nm³
Vand: 6,57 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,5 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.

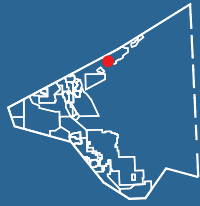
PRODUKTIONSSTRATEGI

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.

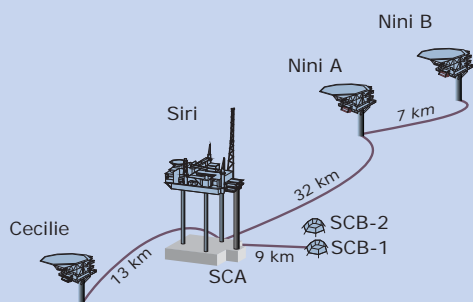
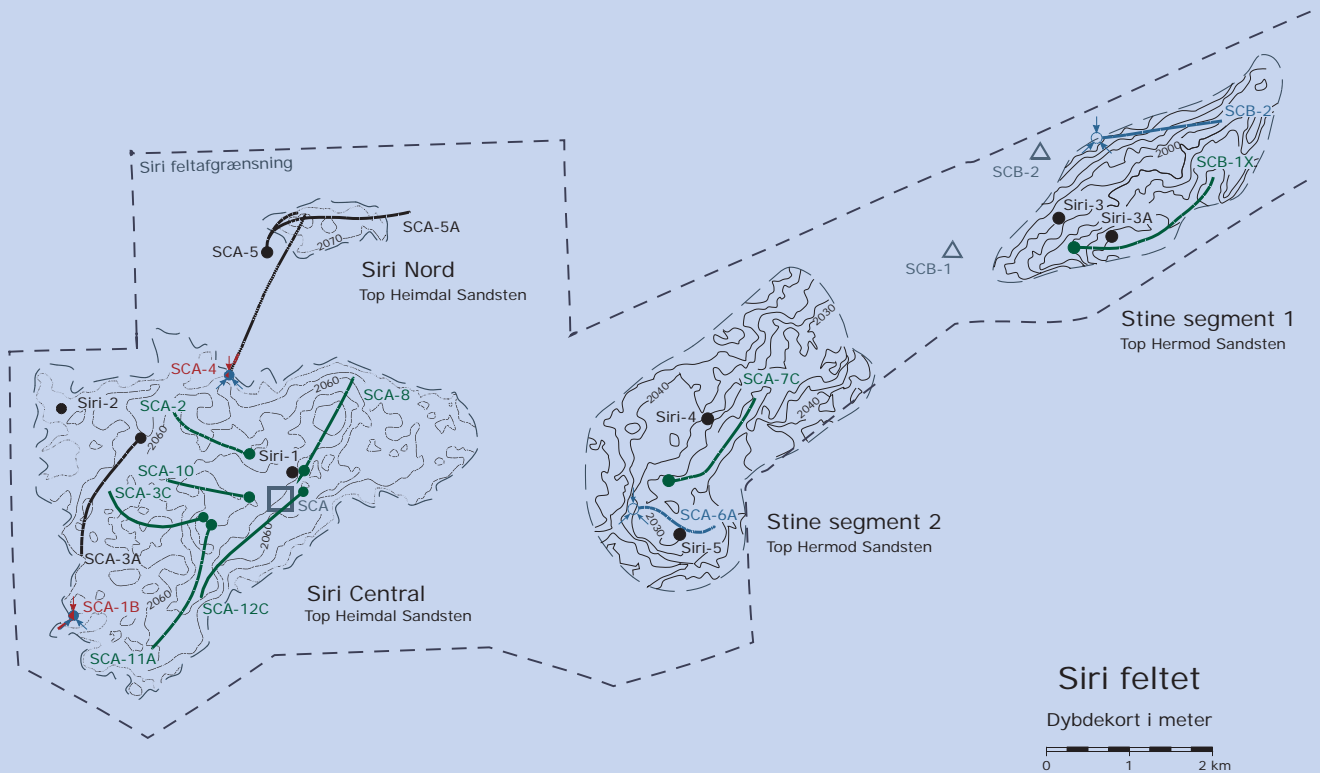
ANLÆG

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 elektricitet og løftegas fra Gorm.

SIRI FELTET

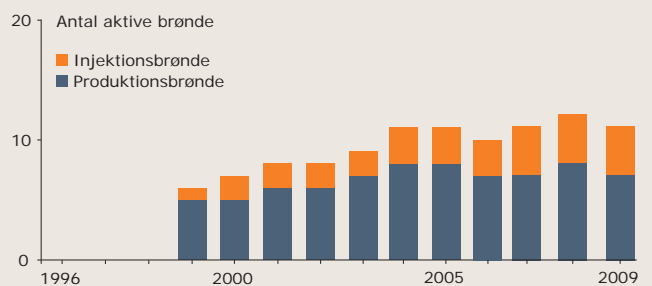


- Platform
- Undervandsinstallation
- Ollebrønd
- Gas- og vandinjektor
- Lukket brønd
- Brøndspor



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 6,41 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

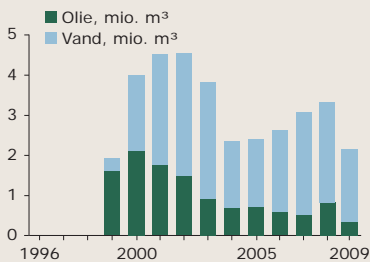
Produktionsbrønde: 6 (Siri Central)
1 (Stine segment 1)
1 (Stine segment 2)
Vand/gas
injek.brønde: 2 (Siri Central)
1 (Stine segment 1)
1 (Stine segment 2)

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

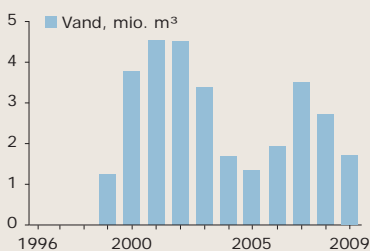
Olie: 11,31 mio. m³
Gas: 1,16 mia. Nm³
Vand: 23,22 mio. m³



INJEKTION

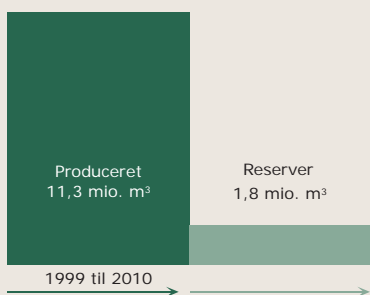
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Gas: 1,05 mia. Nm³
Vand: 30,31 mio. m³



RESERVER

Olie: 1,8 mio. m³
Gas: 0,0 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, SIRI FELTET

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

Indvinding fra Stine segment 1 foregår med trykvedligeholdelse ved hjælp af 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.

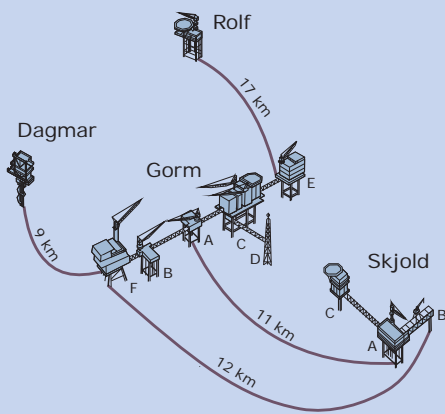
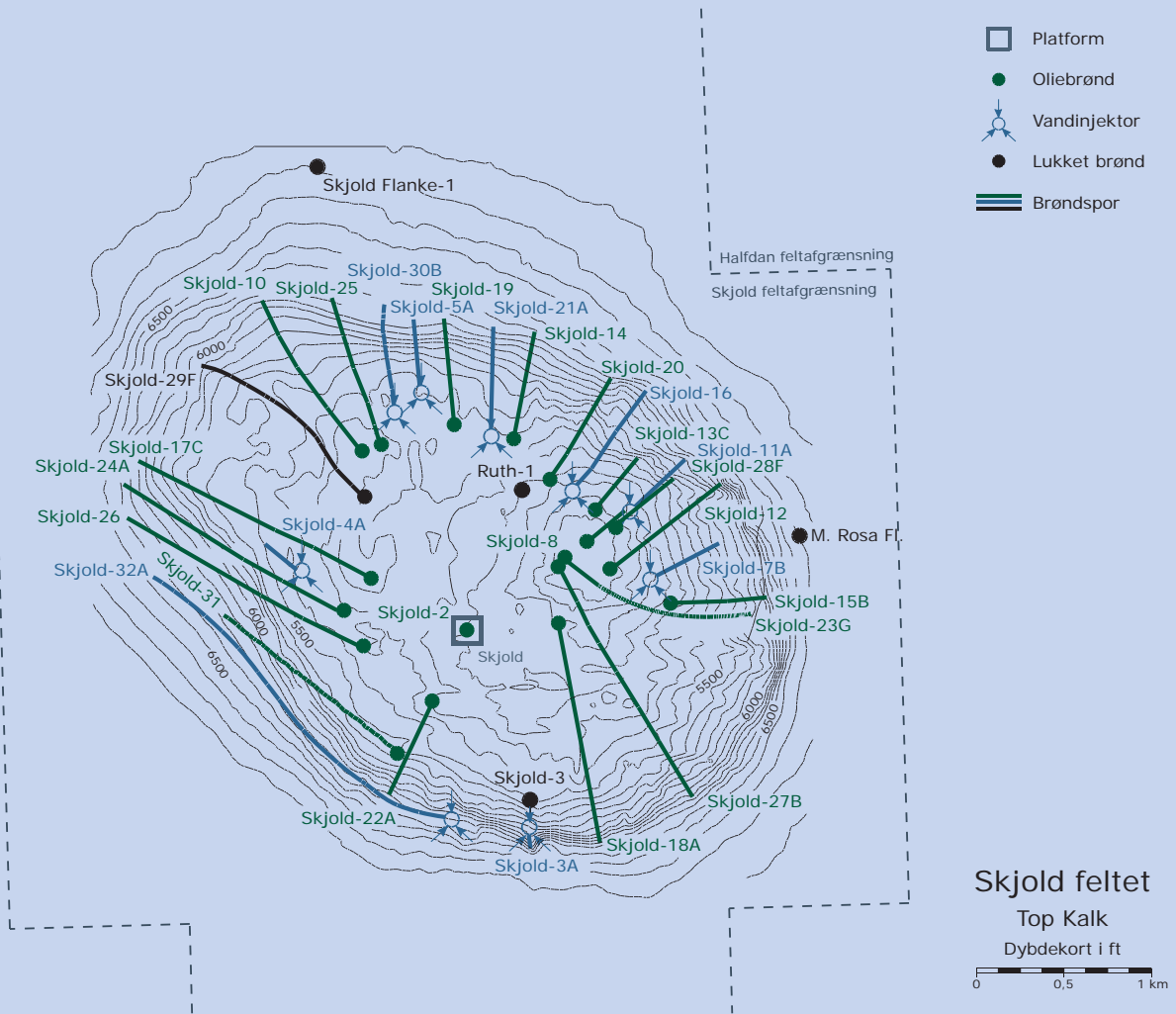
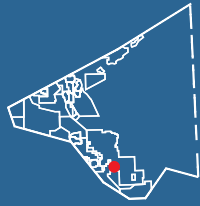
Stine segment 1 (SCB) er udbygget som satellit til Siri platformen og består af to undervandsinstallationer med en produktionsbrønd og en injektionsbrønd.

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.

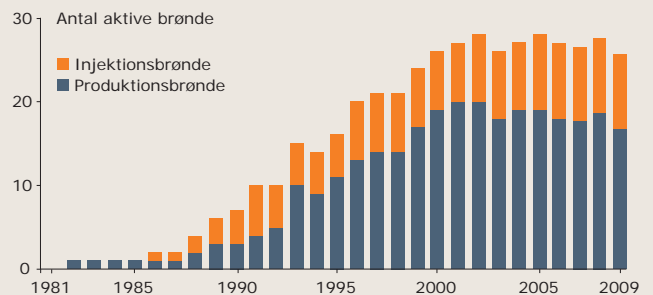
På Siri er der indkvartering til 60 personer.

SKJOLD FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 5,78 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

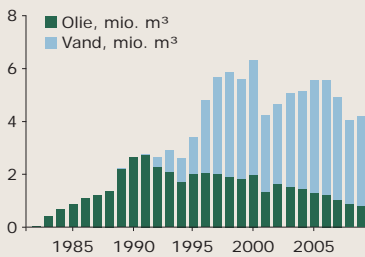
Produktionsbrønde: 19
Vandinjek.brønde: 9

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

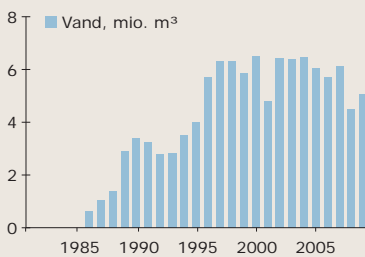
Olie: 42,48 mio. m³
Gas: 3,46 mia. Nm³
Vand: 54,89 mio. m³



INJEKTION

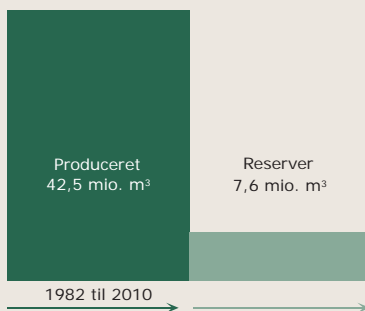
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Vand: 107,47 mio. m³



RESERVER

Olie: 7,6 mio. m³
Gas: 0,4 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, SKJOLD FELTET

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

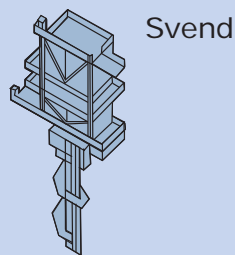
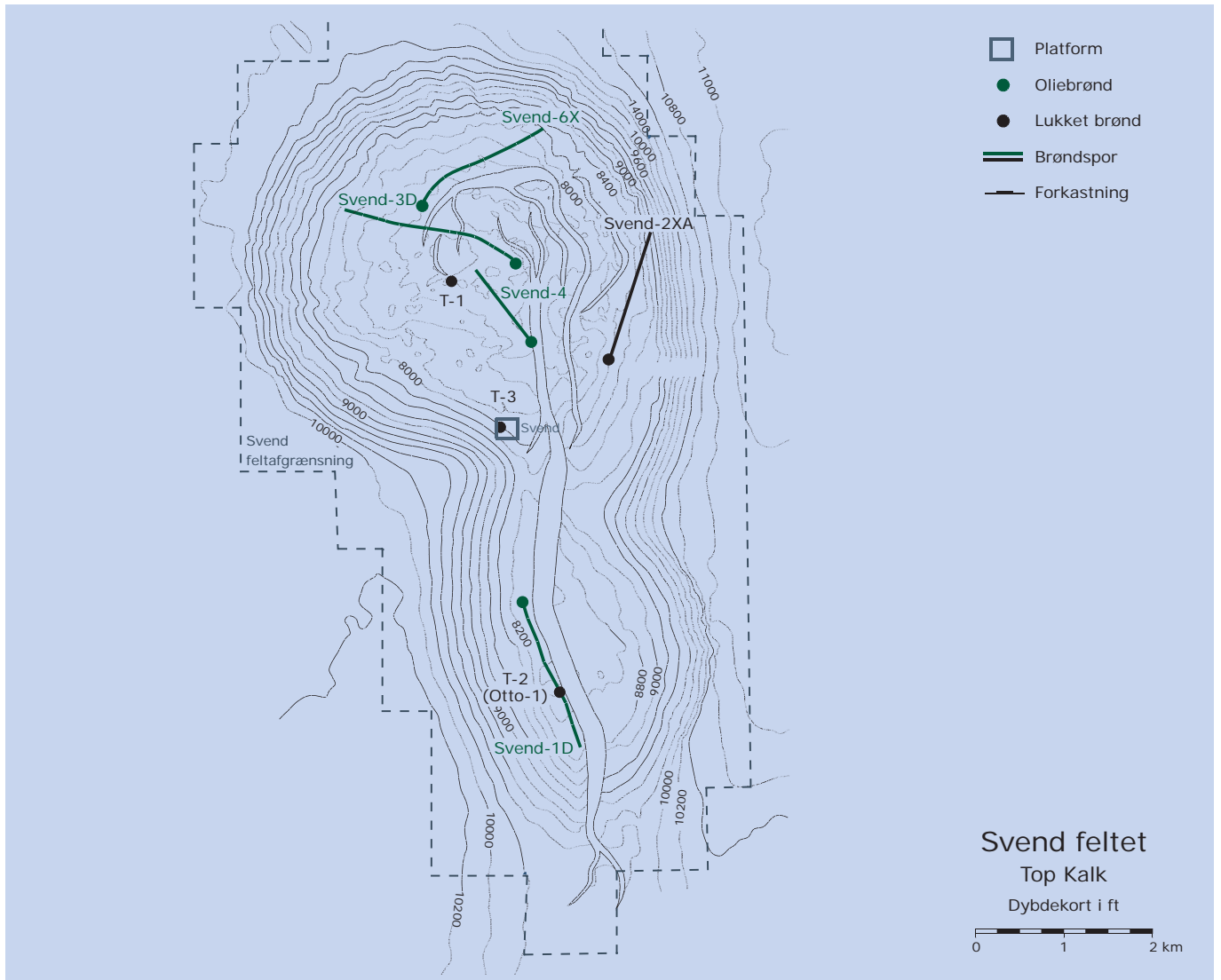
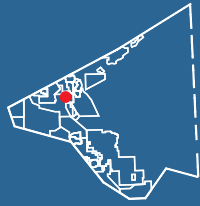
Indvindingen af olie fra Skjold foregår ved vedligeholdelse af reservoirtrykket ved injektion af vand. Olien produceres overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker, hvor produktions- og injektionsbrønde ligger skiftevis i et radiale mønster.

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.

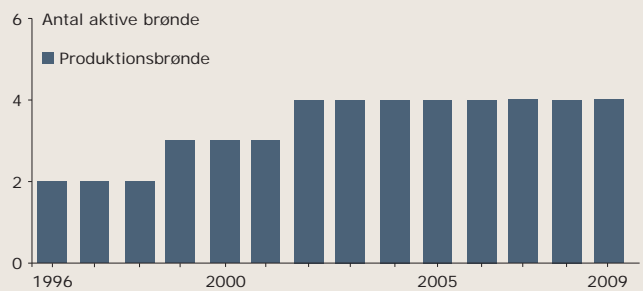
På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.

SVEND FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 1,26 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

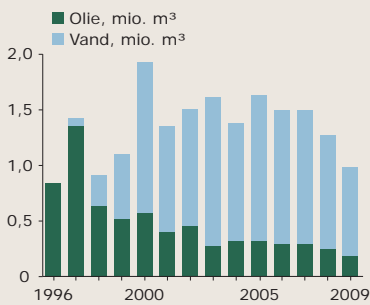
Produktionsbrønde: 4

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

PRODUKTION

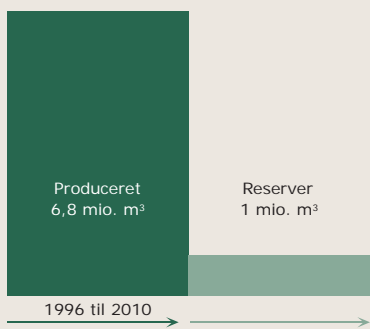
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie: 6,77 mio. m³
Gas: 0,78 mia. Nm³
Vand: 12,18 mio. m³



RESERVER

Olie: 1,0 mio. m³
Gas: 0,1 mia. Nm³



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.

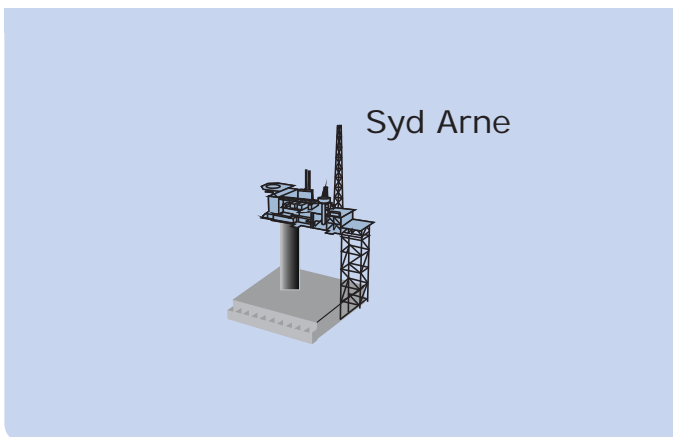
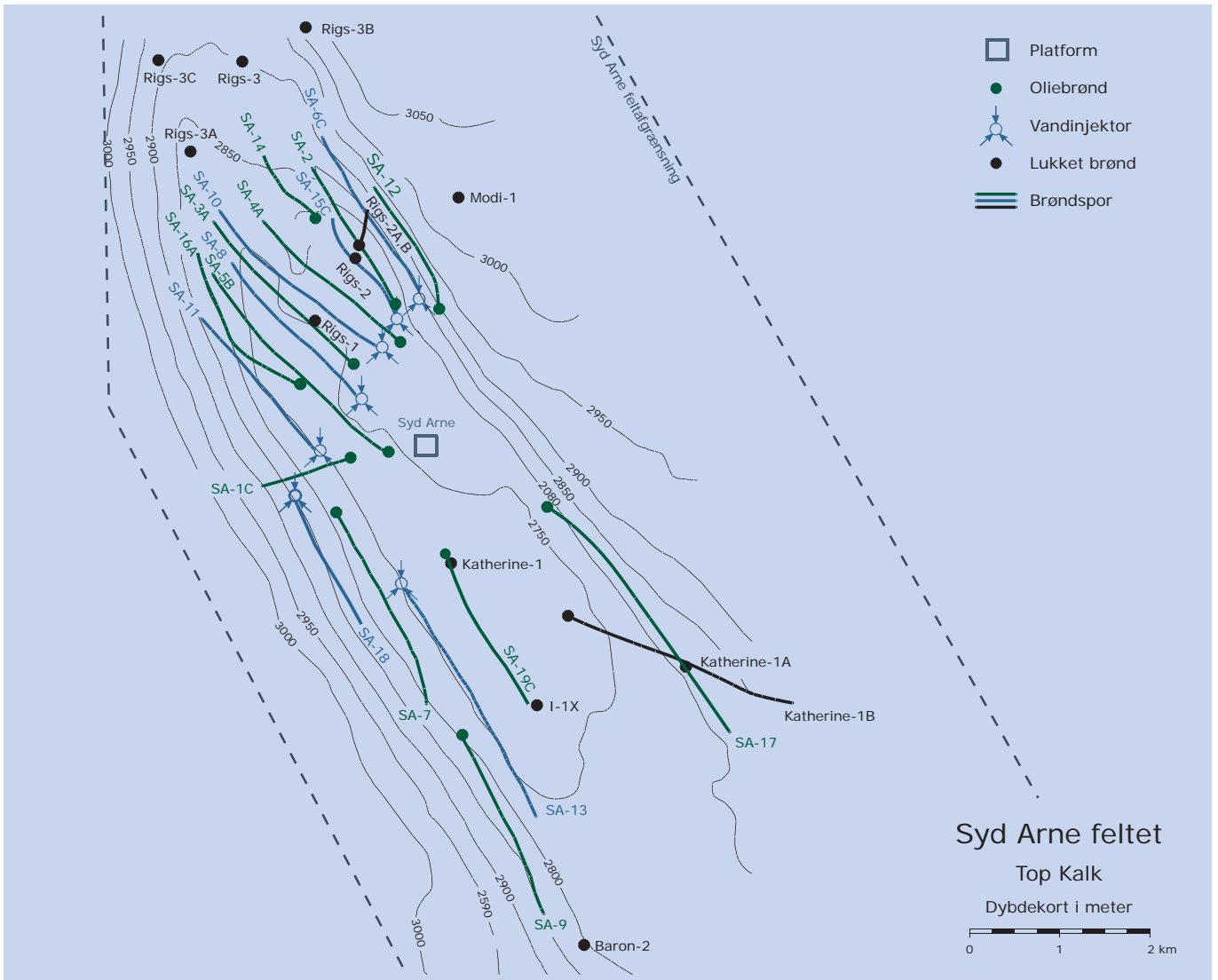
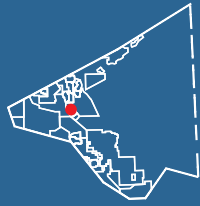
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

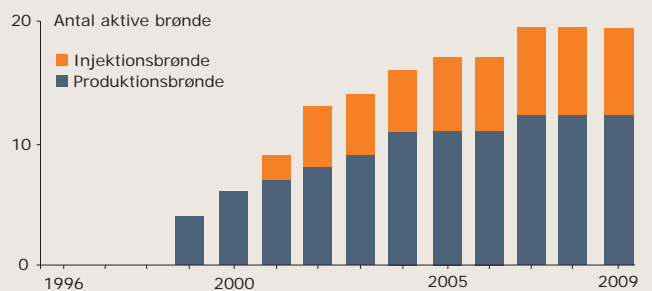
Svend feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk. Produktionen sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring. Svend er tilsluttet 16" rørledningen fra Harald til Tyra Øst.

SYD ARNE FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 11,04 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

Belliggenhed: Blok 5604/29 og 30
Tilladelse: 7/89
Operatør: Hess Denmark ApS
Fundet år: 1969
I drift år: 1999

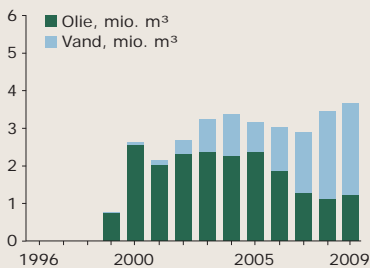
Produktionsbrønde: 12
Vandinjek.brønde: 7

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2010

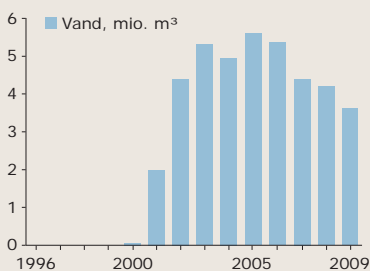
Olie: 20,09 mio. m³
Gas: 4,92 mia. Nm³
Vand: 12,53 mio. m³



INJEKTION

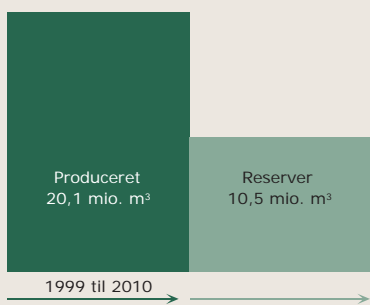
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Gas: 4,20 mia. Nm³
Vand: 40,14 mio. m³



RESERVER

Olie: 10,5 mio. m³
Gas: 1,9 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, SYD ARNE FELTET

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af kulbrinter foregår med trykstøtte ved injektion af vand.

ANLÆG

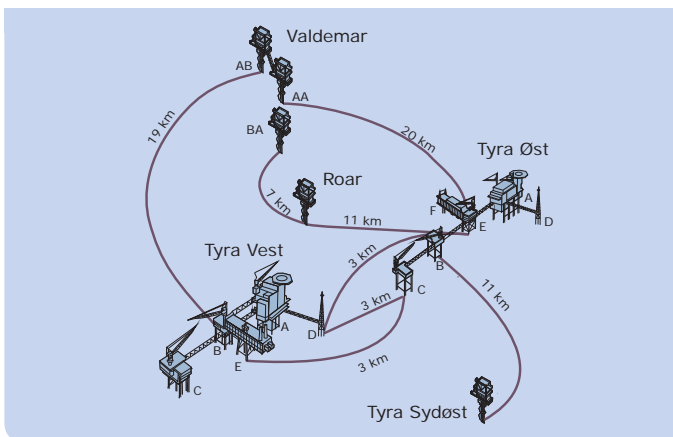
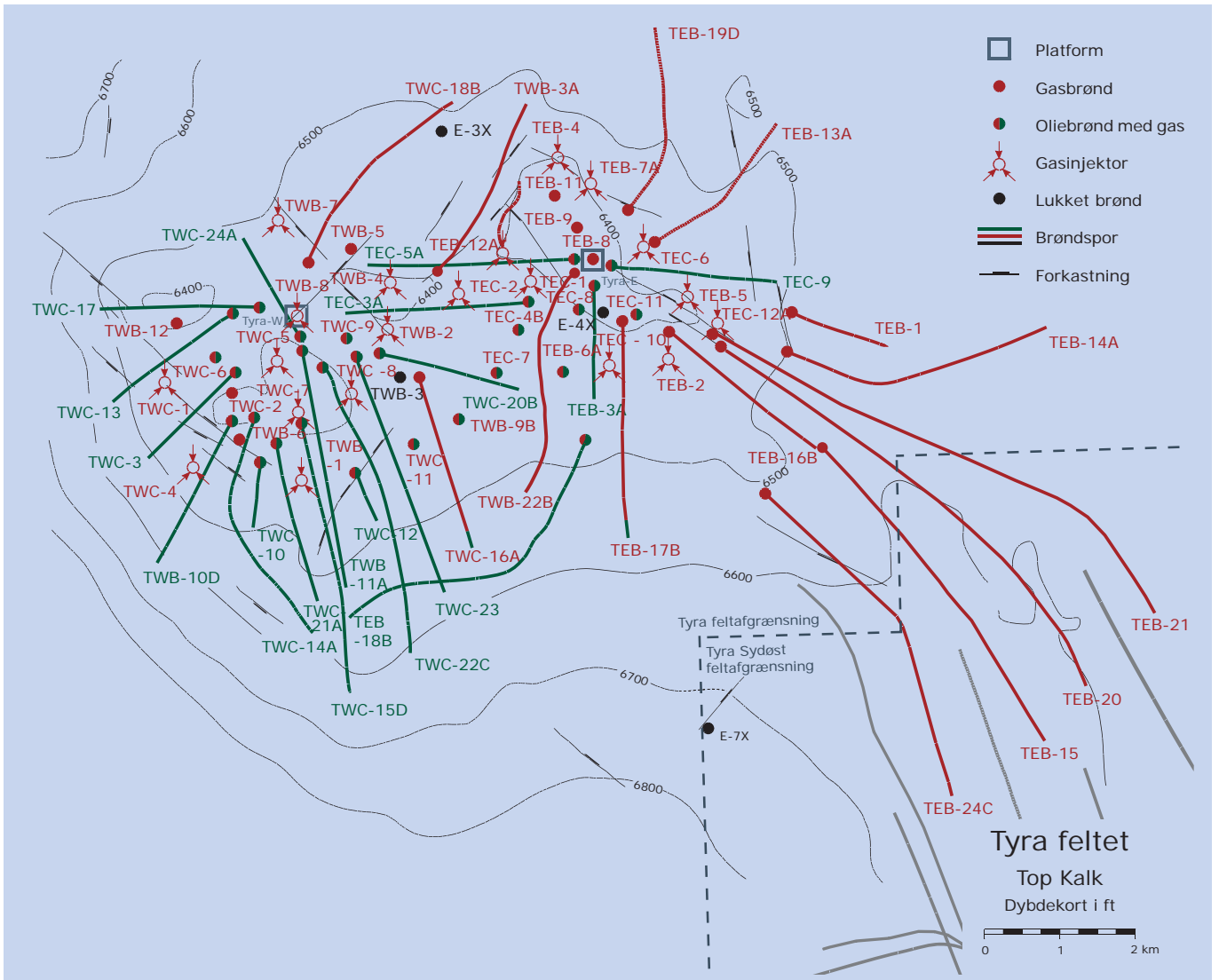
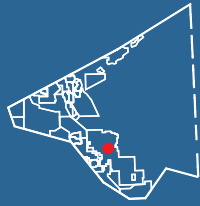
Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform.

Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen. Desuden er der installeret et behandlingsanlæg for injektionsvandet, inden det injiceres. En del af produktionsvandet injiceres, mens resten udledes til havet efter rensning.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000 m³. Olie eksporteres via tankskib. Gassen føres gennem en gasrørledning til Nybro på den jyske vestkyst.

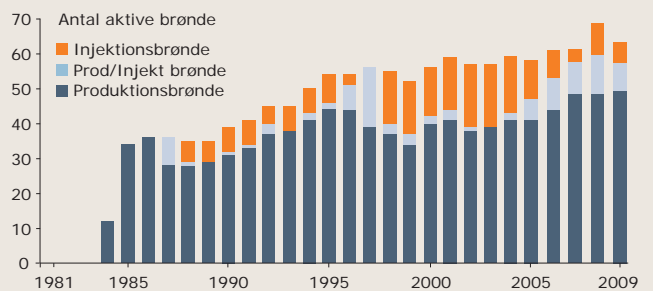
På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer.

TYRA FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 31,73 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

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

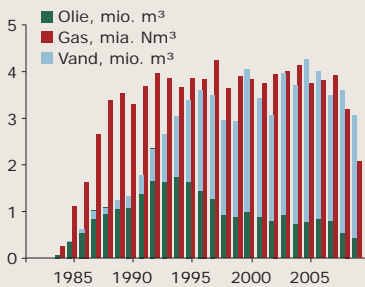
Gasprod. brønde: 22
Olie/Gasprod. brønde: 28
Prod./Injek. brønde: 18

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 2010

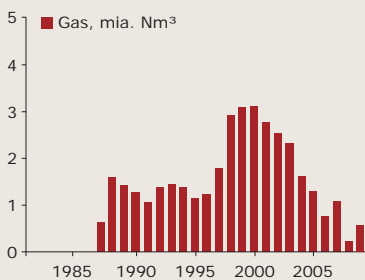
Olie: 25,18 mio. m³
Gas: 86,60 mia. Nm³
Vand: 43,32 mio. m³



INJEKTION

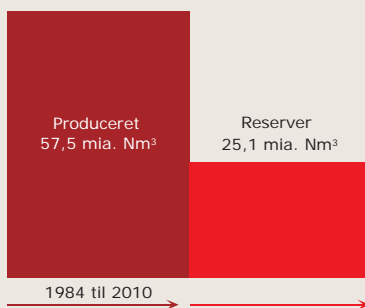
Akk. injektion pr. 1. januar 2010

Gas: 36,33 mia. Nm³



RESERVER*

Olie: 9,6 mio. m³
Gas: 25,1 mia. Nm³



*) Figuren viser Tyra og Tyra SØ samlet.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK, TYRA FELTET

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning 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 placeret ved TWB og understøttet af et firbenet understel TWE.

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. På Tyra Vest modtages en del af gasproduktionen fra Halfdan og Valdemar.

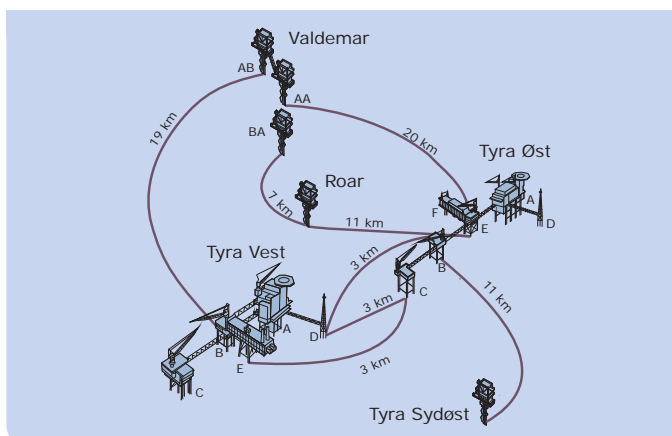
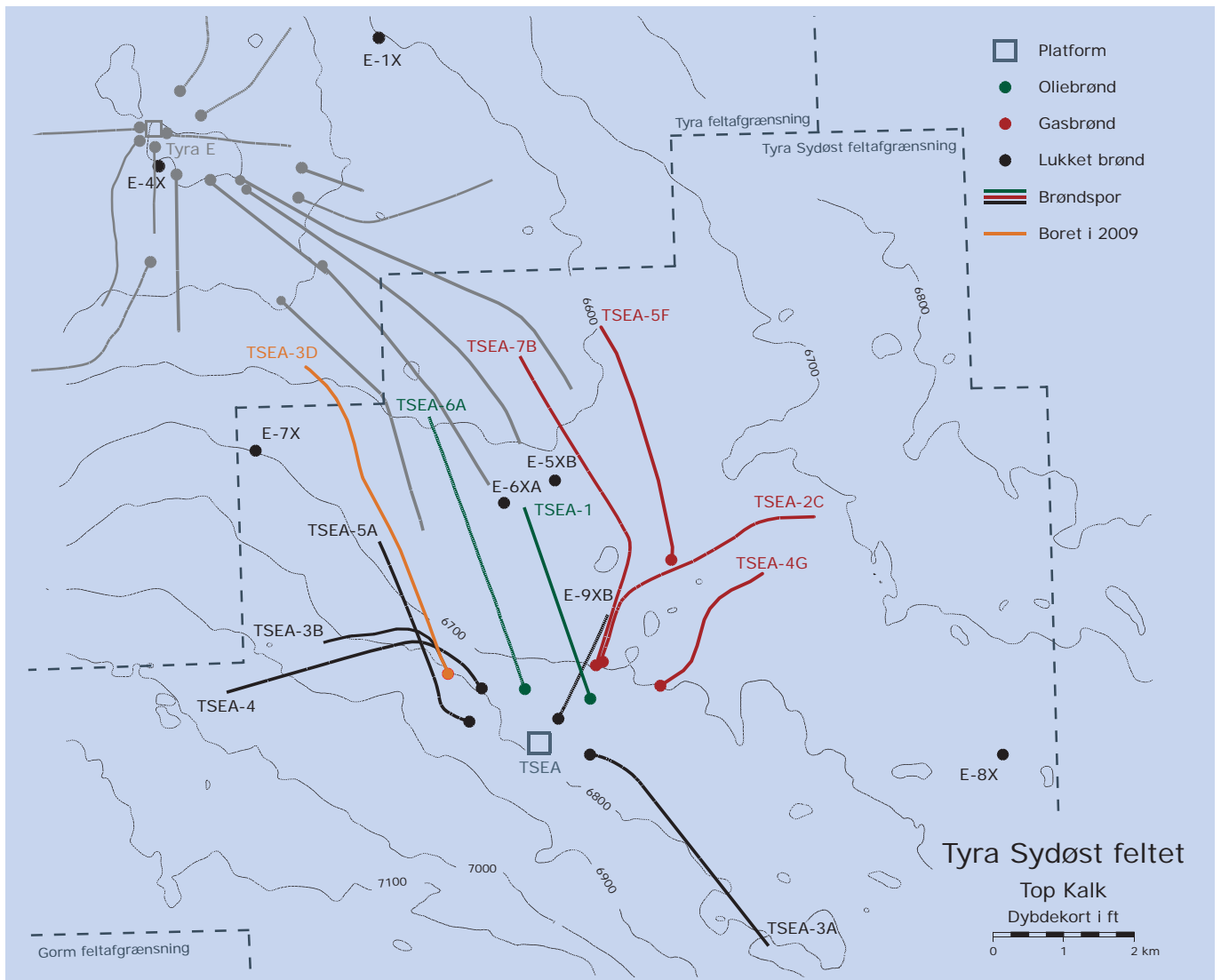
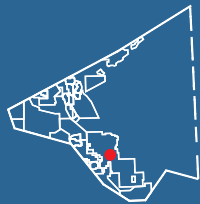
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR søjlekonstruktion TEF.

På Tyra Øst modtages produktion fra satellitfelterne Valdemar, Roar, Svend, Tyra Sydøst og Harald/Lulita, samt gasproduktionen fra Gorm, Dan og dele af Halfdan D. Tyra Øst procesanlægget omfatter anlæg til færdigbehandling af gas, olie/kondensat og vand. Produktionsvandet fra det samlede Tyra felt udledes til havet efter rensning.

De to platformskomplekser på Tyra feltet er indbyrdes forbundet med rørledninger for at skabe den højest mulige fleksibilitet og forsyningssikkerhed. Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra feltet og tilhørende satellitfelter ilandføres via Gorm E. Størstedelen af gasproduktionen ilandføres fra TEE på Tyra Øst og resten eksporteres fra TWE på Tyra Vest til NOGAT ledningen.

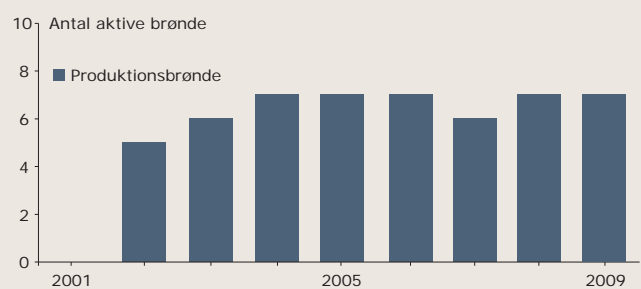
På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer, mens der på Tyra Vest er indkvartering til 80 personer.

TYRA SYDØST FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 2,23 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2010

Belliggenhed: Blok 5504/12
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år: 1991
I drift år: 2002

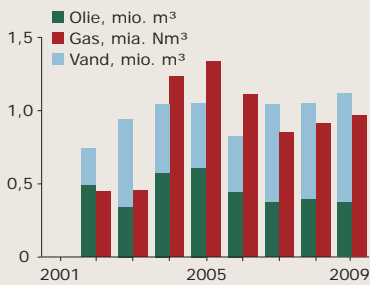
Olieprod. brønde: 2
Gasprod. brønde: 5

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

PRODUKTION

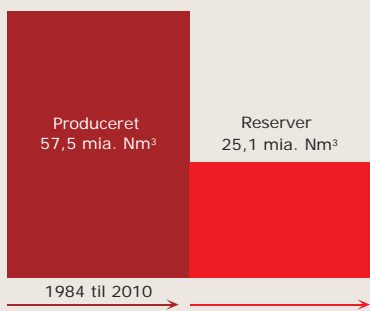
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie: 3,65 mio. m³
Gas: 7,25 mia. Nm³
Vand: 4,11 mio. m³



RESERVER*

Olie: 9,6 mio. m³
Gas: 25,1 mia. Nm³



*) Figuren viser Tyra og Tyra SØ samlet.

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.

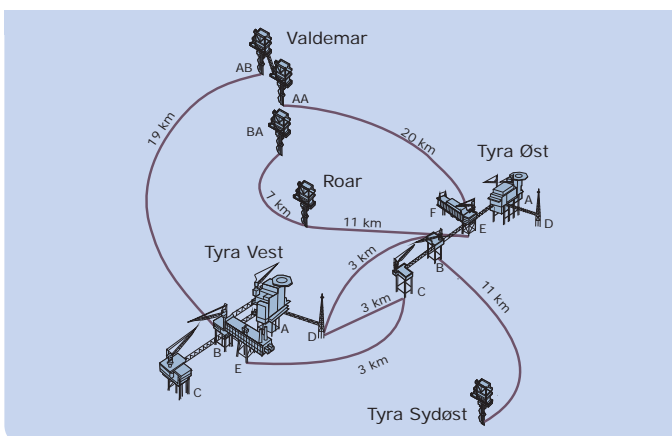
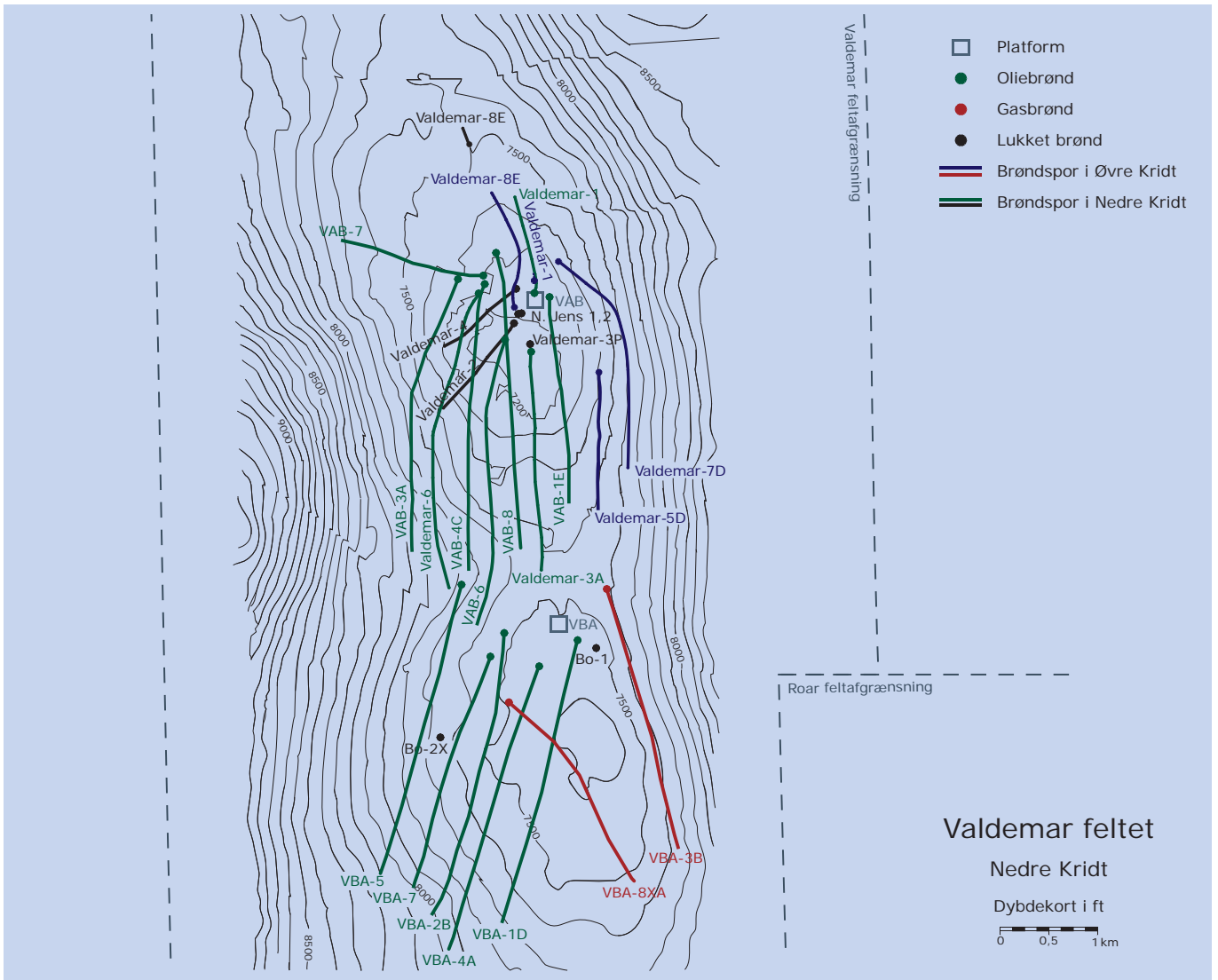
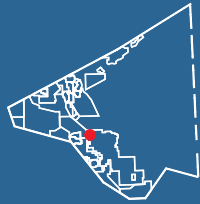
PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår med naturlig dræning.

ANLÆG

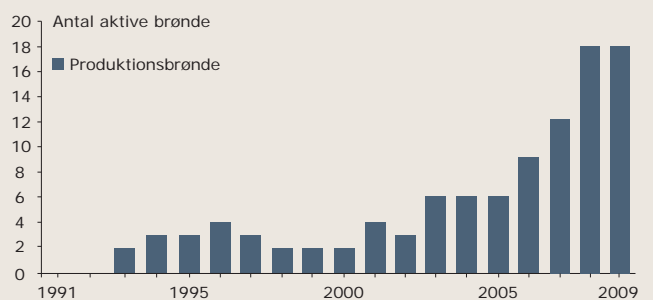
Tyra Sydøst feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet platform. Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase til Tyra Øst for behandling.

VALDEMAR FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2010
2009-priser 6,44 mia. kr.



FELT DATA

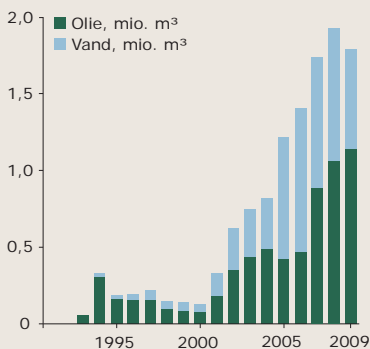
PR. 1.1.2010

Tidligere navne:	Bo/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operator:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo) 1985 (Nord Jens)
I drift år:	1993 (Nord Jens) 2007 (Bo)
Olieprod. brønde:	17
Gasprod. brønde:	2
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	110 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt

PRODUKTION

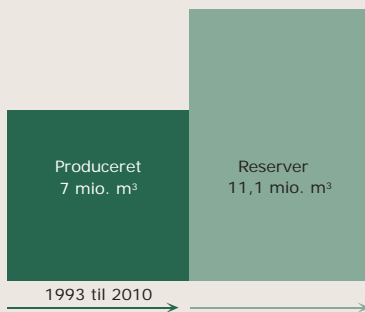
Akk. produktion pr. 1. januar 2010

Olie:	7,01 mio. m ³
Gas:	2,91 mia. Nm ³
Vand:	5,67 mio. m ³



RESERVER

Olie:	11,1 mio. m ³
Gas:	5,9 mia. Nm ³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, VALDEMAR FELTET

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

Valdemar feltet består af flere adskilte forekomster. Der er påvist olie og gas i lag af Danien/Øvre Kridt alder, samt påvist betydelige oliemængder i kalkstenslag af Nedre Kridt alder. De meget lavpermeable lag i Nedre Kridt udviser meget vanskelige produktionsegenskaber i visse dele af Valdemar feltet, mens reservoirlagene 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.

BILAG C: PRODUCEREDE MÆNGDER, RESERVER OG BETINGEDE RESSOURCER PR. 1. JANUAR 2010

OLIE, mio. m ³				GAS, mia. Nm ³				
Produceret	Ressourcer			Nettoproduceret*	Ressourcer			
	Lav	Forv.			Nettogas*	Salgs gas*		
					Lav	Forv.	Forv.	
<i>Igangværende og besluttet udbygning</i>				<i>Igangværende og besluttet udbygning</i>				
Adda	-	0,1	0,2	Adda	-	0,1	0,2	0
Alma	-	0,2	0,4	Alma	-	0,4	0,7	0
Boje området	-	0,9	1,4	Boje området	-	0,4	0,8	1
Cecilie	1,0	0,2	0,4	Cecilie	0,1	-	-	-
Dagmar	1,0	-	-	Dagmar	0,2	-	-	-
Dan	98,8	7,1	15,3	Dan	22,4	0,8	1,5	0
Elly	-	0,2	0,4	Elly	-	1,4	3,9	4
Gorm	58,0	2,8	5,2	Gorm	7,3	0,3	0,5	0
Halfdan	46,2	33,8	53,0	Halfdan	18,8	12,3	17,3	14
Harald	7,8	0,3	0,5	Harald	20,7	1,7	3,2	3
Kraka	4,9	0,4	1,2	Kraka	1,4	0,1	0,3	0
Lulita	0,9	0	0,2	Lulita	0,6	0	0,2	0
Nini	3,7	2,3	3,4	Nini	0,3	-	-	-
Regnar	0,9	-	-	Regnar	0,1	-	-	-
Roar	2,6	0,1	0,1	Roar	14,5	0,9	1,1	1
Rolf	4,4	0,2	0,5	Rolf	0,2	0	0	0
Siri	11,3	1,3	1,8	Siri	0,1	-	-	-
Skjold	42,5	3,0	7,6	Skjold	3,5	0,1	0,4	0
Svend	6,8	0,5	1,0	Svend	0,8	0,1	0,1	0
Syd Arne	20,1	9,1	10,5	Syd Arne	4,9	1,7	1,9	1
Tyra**	28,8	2,2	9,6	Tyra**	57,5	9,1	25,1	20
Valdemar	7,0	3,9	11,1	Valdemar	2,9	2,0	5,9	5
<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	11	22	<i>Sandsynliggjort udbygning</i>	-	8	16	14
Sum	347	146		Sum	156	79	64	
Betingede ressourcer				Betingede ressourcer				
<i>Afventende udbygning</i>	-	6	13	<i>Afventende udbygning</i>	-	3	7	4
<i>Uafklaret udbygning</i>	-	12	24	<i>Uafklaret udbygning</i>	-	5	9	7
<i>Afvist udbygning</i>	-	5	11	<i>Afvist udbygning</i>	-	3	10	10
Sum		48		Sum		26	21	
Total	347	194		Total	156	105	85	
Januar 2009	331	200		Januar 2009	148	107		

*) Nettoproduktion: historisk produktion fratrukket injektion

Nettogas: fremtidig produktion fratrukket injektion

Salgs gas: fremtidig produktion fratrukket injektion samt forbrug til brændstof og flaring

**) Tyra Sydøst inkluderet

BILAG D: ØKONOMISKE NØGLETAL

	Invest. i feltudbygning mio.kr. 5)	Driftsomk. for felter mio.kr. 1)	Efterforsknings omk. mio.kr.	Råoliepris US\$/tønde 2)	\$-kurs kr./US\$	Inflation pct. 3)	Handelsbalance overskud mia.kr 4)	Statens indtægter mio.kr.
1972	105	29	30	3,0	7,0	6,7	-3,2	-
1973	9	31	28	4,6	6,1	9,3	-4,0	1
1974	38	57	83	11,6	6,1	15,3	-9,2	1
1975	139	62	76	12,3	5,8	9,6	-8,5	2
1976	372	70	118	12,9	6,1	9,0	-9,5	4
1977	64	85	114	14,0	6,0	11,1	-10,4	5
1978	71	120	176	14,1	5,5	10,0	-9,5	21
1979	387	143	55	20,4	5,3	9,6	-13,7	19
1980	956	163	78	37,5	5,6	12,3	-18,6	29
1981	1.651	320	201	37,4	7,1	11,7	-20,1	36
1982	3.884	534	257	34,0	8,4	10,1	-20,6	231
1983	3.554	544	566	30,5	9,1	6,9	-17,8	401
1984	1.598	1.237	1.211	28,2	10,4	6,3	-18,3	564
1985	1.943	1.424	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6	1.192
1986	1.651	1.409	747	14,9	8,1	3,7	-7,3	1.399
1987	930	1.380	664	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	928	1.413	424	14,8	6,7	4,5	-3,7	568
1989	1.162	1.599	366	18,2	7,3	4,8	-3,2	1.024
1990	1.769	1.654	592	23,6	6,2	2,6	-2,7	2.089
1991	2.302	1.898	985	20,0	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.335	1.806	983	19,3	6,0	2,1	-0,4	1.911
1993	3.307	2.047	442	16,8	6,5	1,2	-1,7	1.811
1994	3.084	2.113	151	15,6	6,4	2,0	-0,5	2.053
1995	4.164	1.904	272	17,0	5,6	2,1	0,3	1.980
1996	4.260	2.094	470	21,1	5,8	2,1	0,4	2.465
1997	3.760	2.140	515	18,9	6,6	2,2	1,4	3.171
1998	5.381	2.037	406	12,8	6,7	1,8	0,9	3.125
1999	3.531	2.118	656	17,9	7,0	2,5	3,5	3.630
2000	3.113	2.813	672	28,5	8,1	2,9	14,9	8.695
2001	4.025	2.756	973	24,4	8,3	2,4	12,6	9.634
2002	5.475	3.102	1.036	24,9	7,9	2,4	14,5	10.137
2003	7.386	3.522	789	28,8	6,6	2,1	15,3	9.255
2004	5.104	3.289	340	38,2	6,0	1,2	19,7	17.092
2005	3.951	3.760	578	54,4	6,0	1,8	24,8	24.163
2006	5.007	4.744	600	65,1	5,9	1,9	31,5	31.499
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	36.155
2009*	7.050	4.556	1.245	61,6	5,4	1,3	14,6	24.588

Løbende priser

1) Inkl. transportomkostninger

2) Brent råolie

3) Forbrugerpriser, kilde: Danmarks Statistik

4) Nettovaluta værdi - Overskud på handelsbalancen med olieprodukter og naturgas, kilde: Udenrigshandels statistik fra Danmarks Statistik

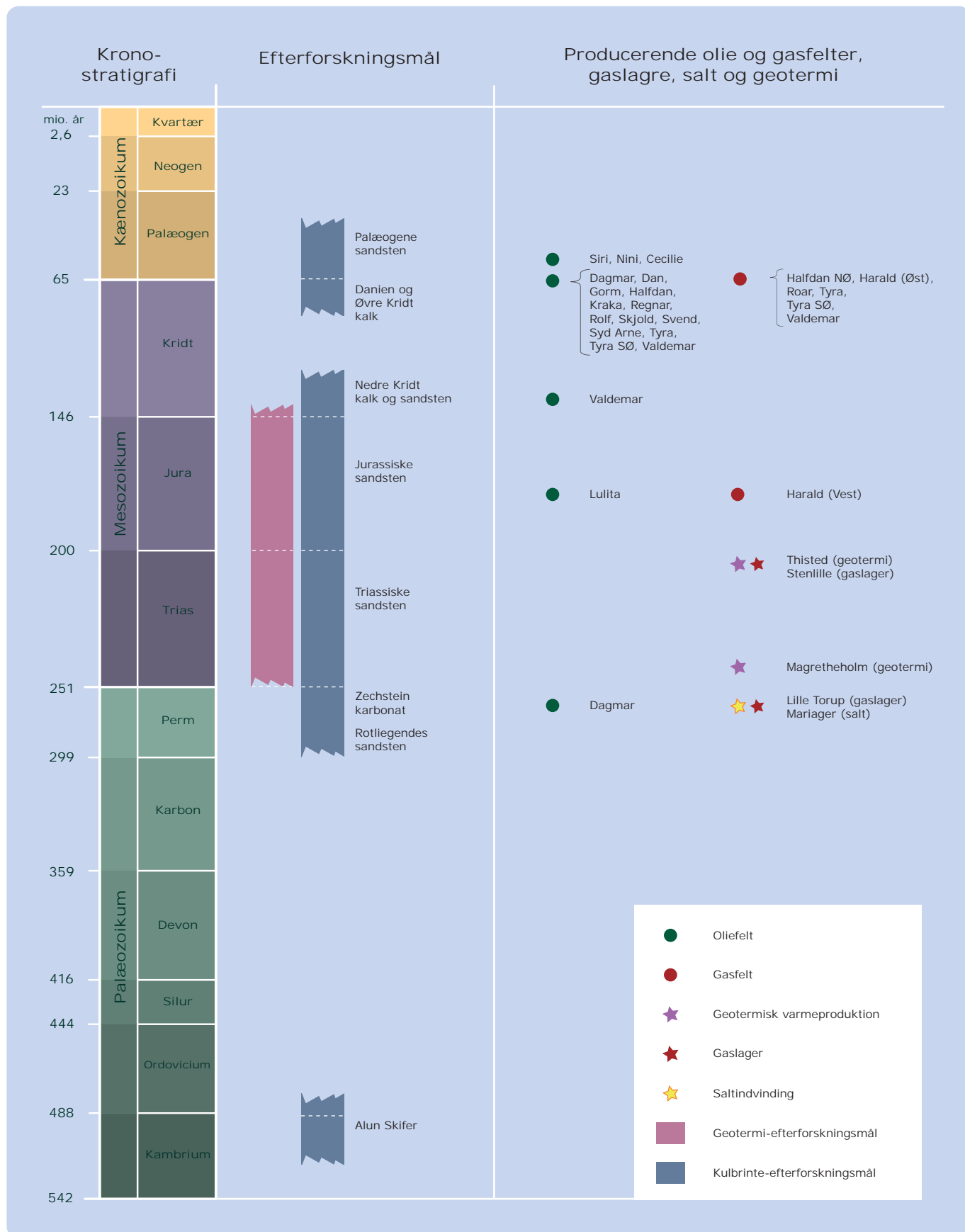
5) Investeringer er inkl. rørledning til NOGAT pipeline

*) Skøn

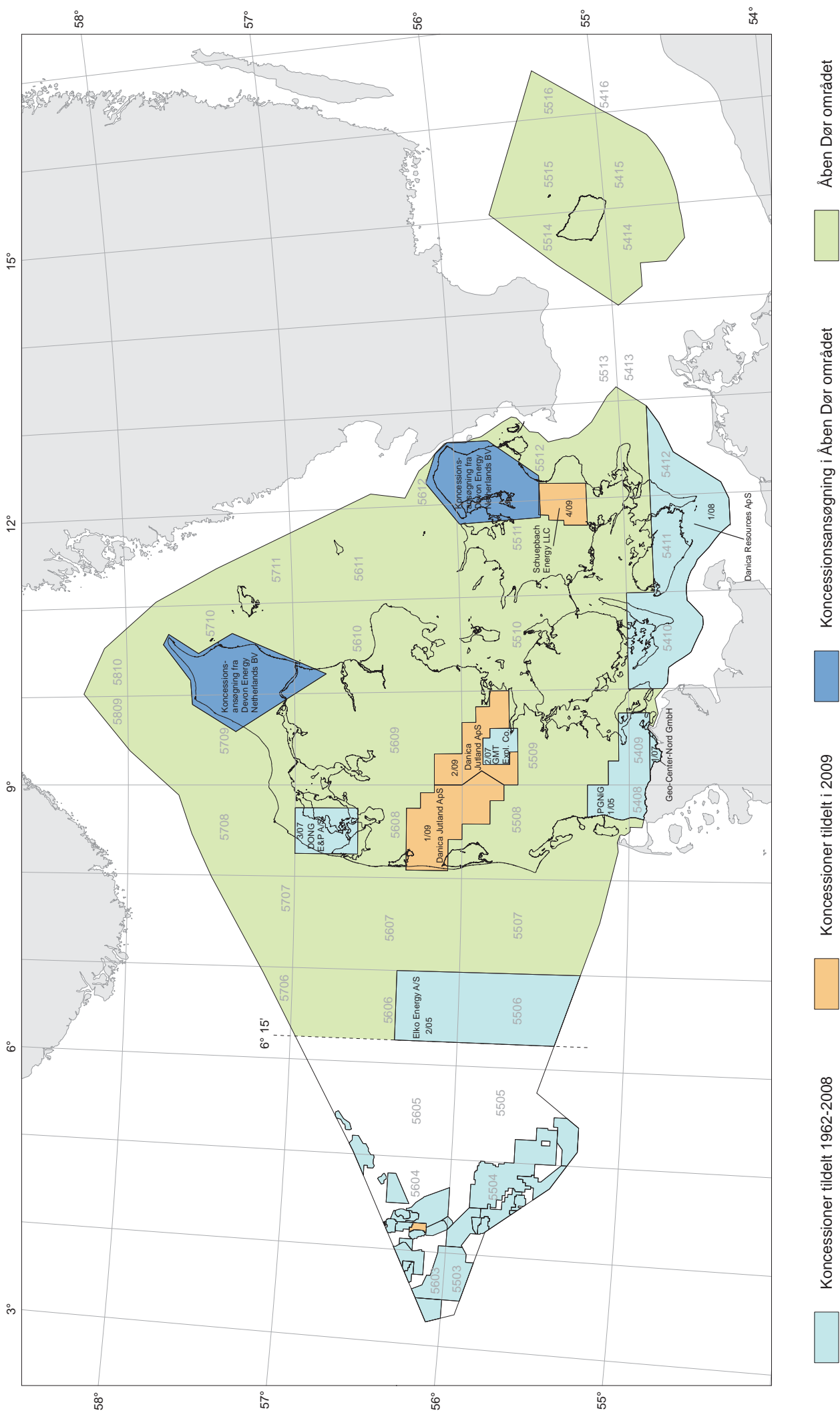
BILAG E: GÆLDENDE ØKONOMISKE VILKÅR

	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 td/dag Sats 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 afskaffes afgiften. 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 afskaffes afgiften. 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: Fuld betalende andel.	20 pct.
Overskudsdeling	Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betales 20 pct. af den selskabs-skattepligtige indkomst før skat og før nettorenteudgifter.	Nej	Nej

BILAG F: GEOLOGISK TIDSSØJLE



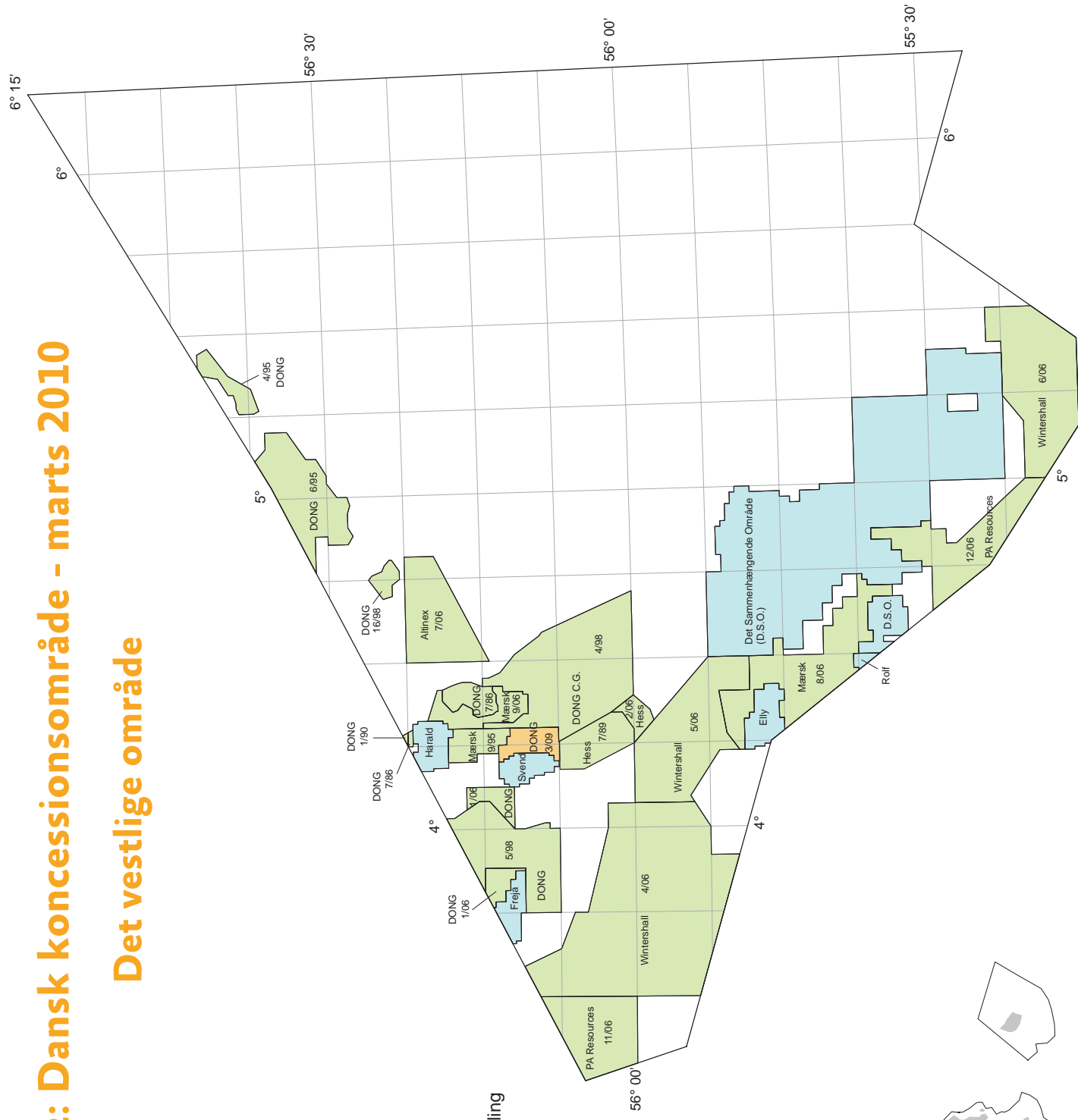
Bilag G1: Dansk koncessionsområde - marts 2010



Bilag G2: Dansk koncessionsområde - marts 2010

Det vestlige område

- Koncessioner tildelt 1986-2006
- Koncession tildelt i 2009
- A.P. Møller - Mærsk, 1962 bevilling



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:

<i>kPa</i>	<i>Kilopascal. Trykenhed, hvor 100 kPa = 1 bar.</i>
<i>psia</i>	<i>Pound per square inch absolute; pund per kvadrattomme, absolut målt.</i>
<i>m³(st)</i>	<i>Standardkubikmeter. Benyttes om naturgas og råolie ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.</i>
<i>Nm³</i>	<i>Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.</i>
<i>scf</i>	<i>standard cubic feet; standardkubikfod. Benyttes om naturgas ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.</i>
<i>stb</i>	<i>Stock tank barrel; tønde ved referencetilstanden 15°C og 101,325 kPa. Benyttes om olie.</i>
<i>bbl</i>	<i>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.</i>
<i>kg · mol</i>	<i>kilogrammol; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet.</i>
<i>γ</i>	<i>gamma; relativ vægtfylde i forhold til vand.</i>
<i>Btu</i>	<i>British Thermal Unit. Er ækvivalent med enhederne J (=Joule) og cal (=kalorie).</i>
<i>t.o.e.</i>	<i>ton olieækvivalent; enheden er internationalt defineret ved: 1 t.o.e.=10 Gcal.</i>
<i>in</i>	<i>inch; engelsk tomme. 1 inch=2,54 cm.</i>
<i>ft</i>	<i>feet; engelsk fod. 1 fod=12 in=0,3048 m.</i>

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m ³ (st)	stb	6,293
	m ³ (st)	GJ	36,55 ⁱ
	m ³ (st)	t	0,86 ⁱ
Naturgas	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,03946 ⁱ
	Nm ³	t.o.e.	942,49 · 10 ⁻⁶ ⁱ
	Nm ³	kg · mol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,03741 ⁱ
Rummål	m ³ (st)	kg · mol	0,0422932
	m ³	bbl	6,28981
	m ³	ft ³	35,31467
	US gallon	in ³	231*
Energi	bbl	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
Densitet	cal	J	4,1868*
	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.

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

Energistyrelsen har også ansvaret for den nationale klimatilpasningsindsats.

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

Energistyrelsen rådgiver ministeren om klima- og energispørgsmål 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: juni 2010
Oplag: 1.600 eksemplarer

Forsidefoto: Lejder ved stigrørene på Dan B anlægget (Energistyrelsen, GNC)
Øvrige fotos: Energistyrelsen, DONG Energy, Mærsk Olie og Gas AS,
Hess Denmark ApS, Nord Stream og PGS
Redaktør: Mette Søndergaard, Energistyrelsen
Illustrationer og kort: Philippa Pedersen og Sarah Christiansen, Energistyrelsen

Tryk: Scanprint AS
Trykt på: Omslag: 200g, indhold: 130g
Layout: Metaform og Energistyrelsen
ISBN: 978-87-7844-836-1
ISSN: 0907-2675

Redaktionen blev afsluttet den 9. april 2010.



Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.
ISBN [www](http://www.ens.dk): 978-87-7844-837-8 ISSN [www](http://www.ens.dk) 1398-4349

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 2009 beskriver som de tidligere rapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne på dansk område og giver en gennemgang af produktionen. Rapporten beskriver også anden udnyttelse af den danske undergrund end olie- og gasindvinding, herunder geotermi og muligheden for fremtidig lagring af CO₂ (CCS).

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 kulbrinte-produktionens betydning for den danske økonomi.

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



Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Tlf 33 92 67 00
Fax 33 11 47 43
ens@ens.dk

www.ens.dk

CVR-nr: 59 77 87 14

ISBN: 978-87-7844-836-1

