



e-  
tion

nden

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 ulykker er, at såvel selskaber som myndigheder følger op på de nærværende hændelser og ulykker, 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

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

# 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.

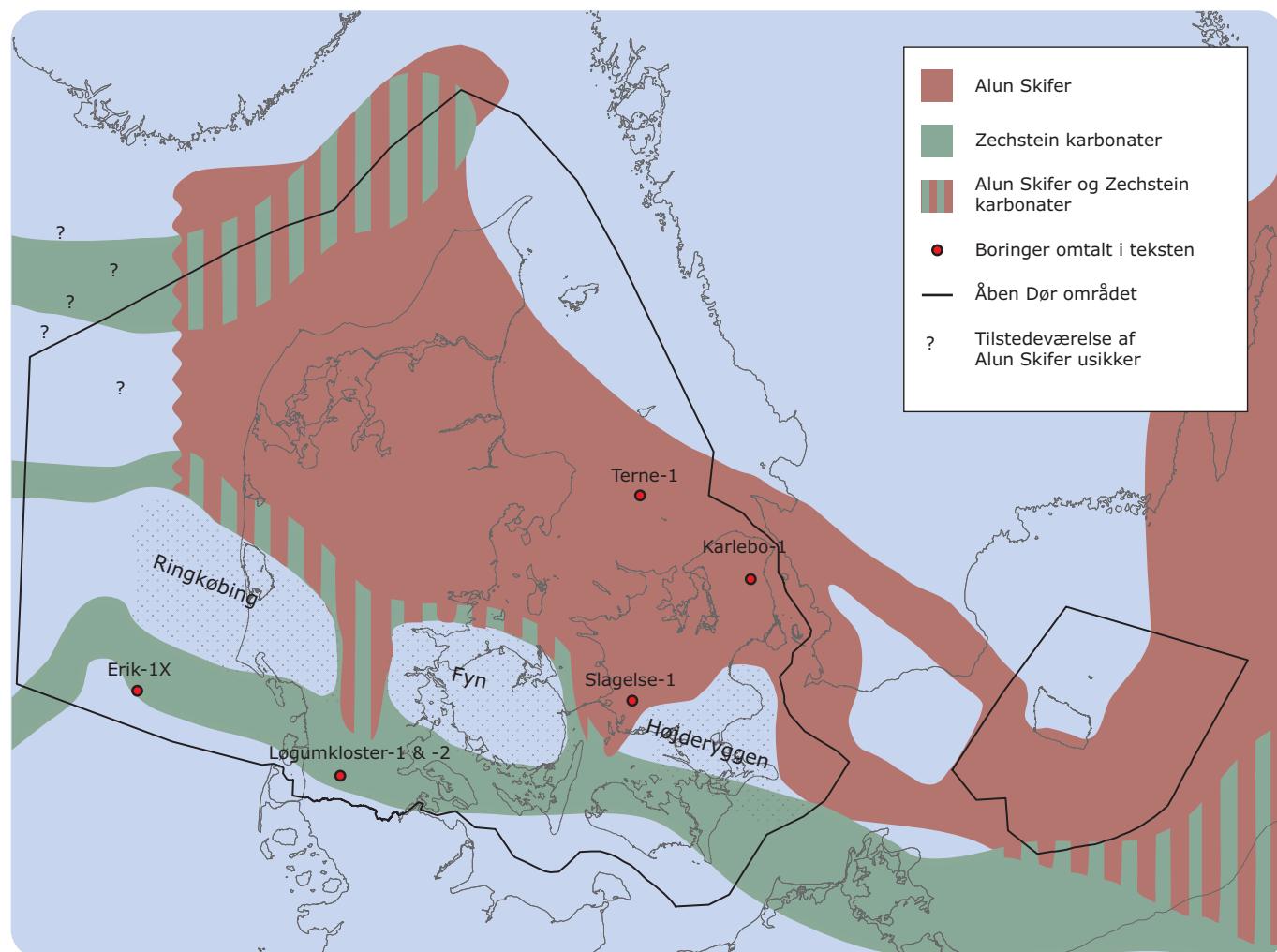
Tildeling af tre nye Åben Dør koncessioner, en naboblok koncession samt en ny koncessionsansøgning i Åben Dør området viser, at interessen for olie- og gasefterforskning i Danmark stadig er stor. Den nye tendens i 2009 er, at olieselskabernes interesse nu også rettes mod ukonventionelle ressourcer, se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

## EFTERFORSKNING I ÅBEN DØR OMRÅDET

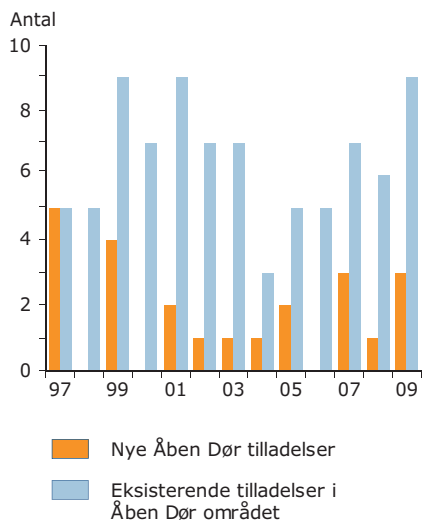
Siden 1997 har det været muligt for selskaber at søge om en tilladelse til efterforskning og produktion af olie og gas i Åben Dør området, se boks 1.1 og figur 1.1.

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 km<sup>2</sup> 2D seismiske data, omkring 700 km<sup>2</sup> 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 km<sup>2</sup> 2D og 12.500 km<sup>2</sup> 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](http://www.ens.dk).

Det er klima- og energiministeren, der efter forelæggelse 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. horisontale 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.

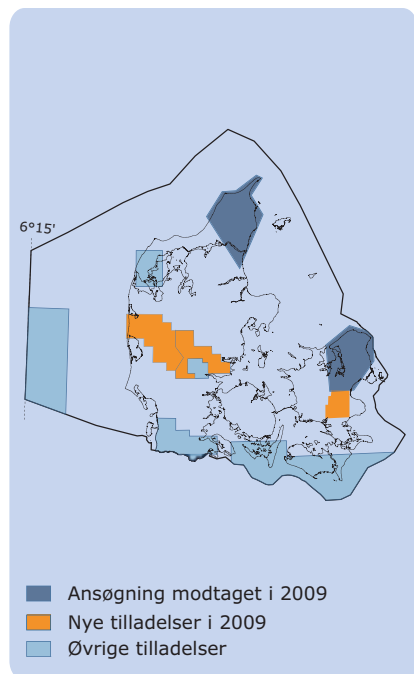
#### **ÅBEN DØR TILLADELSER**

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.).

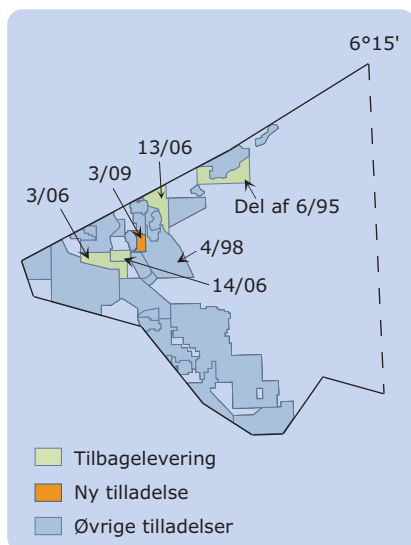
### ÆNDRINGER AF TILLADELSER

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

Koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://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 frivilne 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.

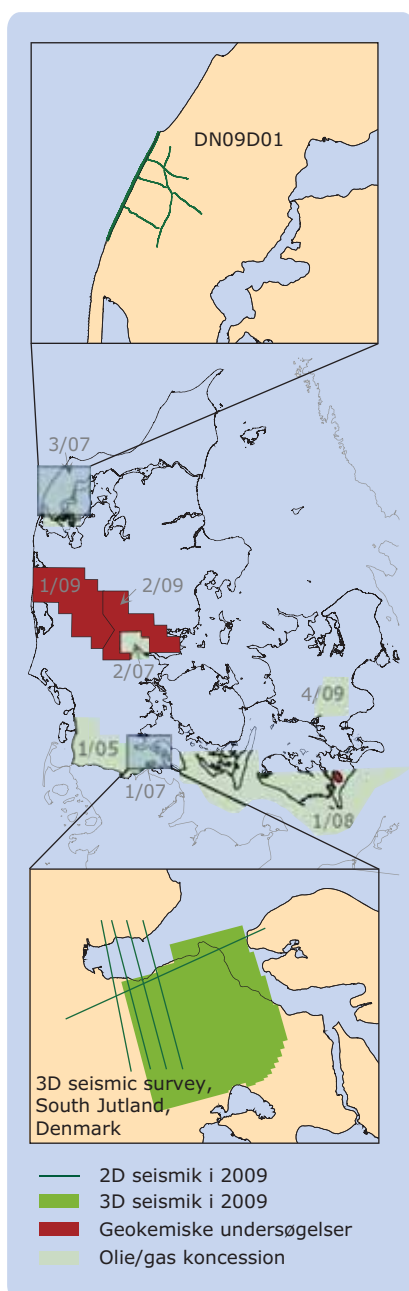
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) fik den 25. august 2009 tilladelse til at indsamle 2D og 3D seismiske data i tilladelse 1/05, som PGNiG er operatør for. Forundersøgelsestilladelsen blev den 27. november 2009 forlænget, da de seismiske undersøgelser trak ud pga. af store nedbørsmængder 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 km<sup>2</sup> 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.

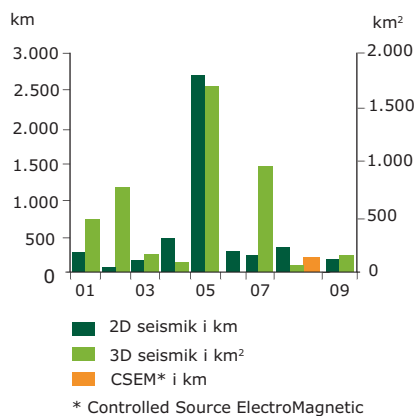
Danica Jutland ApS har i tilladelse 1/09 og 2/09 i Midtjylland udført en geokemisk undersøgelse i perioden august til og med oktober 2009. Danica Jutland har indsamlet 1.200 jordprøver fra en meters dybde, hvorefter prøverne er analyseret for kulbrinter.

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**

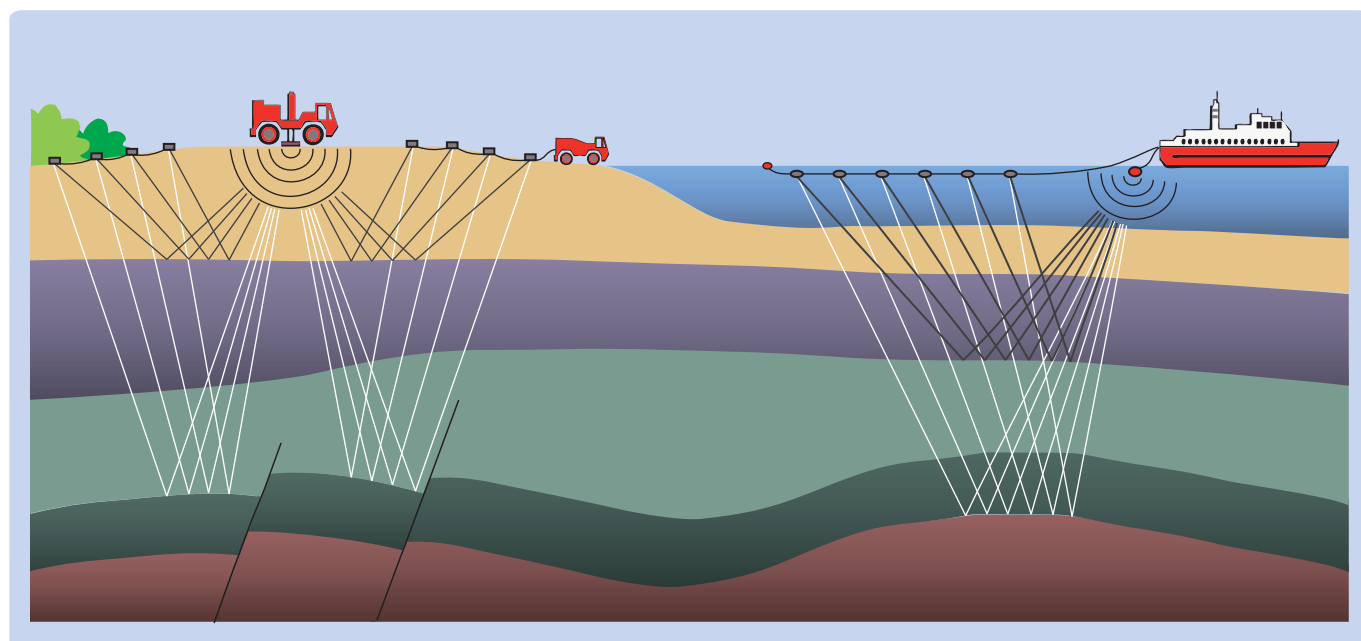
Seismiske undersøgelser udføres for at få information om lagene i undergrunden. En seismisk undersøgelse udføres ved, at der sendes trykbølger fra en lydkilde ned i undergrunden. Når trykbølgen møder forskellige geologiske lag, vil en del af trykbølgen blive reflekteret tilbage til overfladen. Her bliver 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 tre-dimensionalt 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

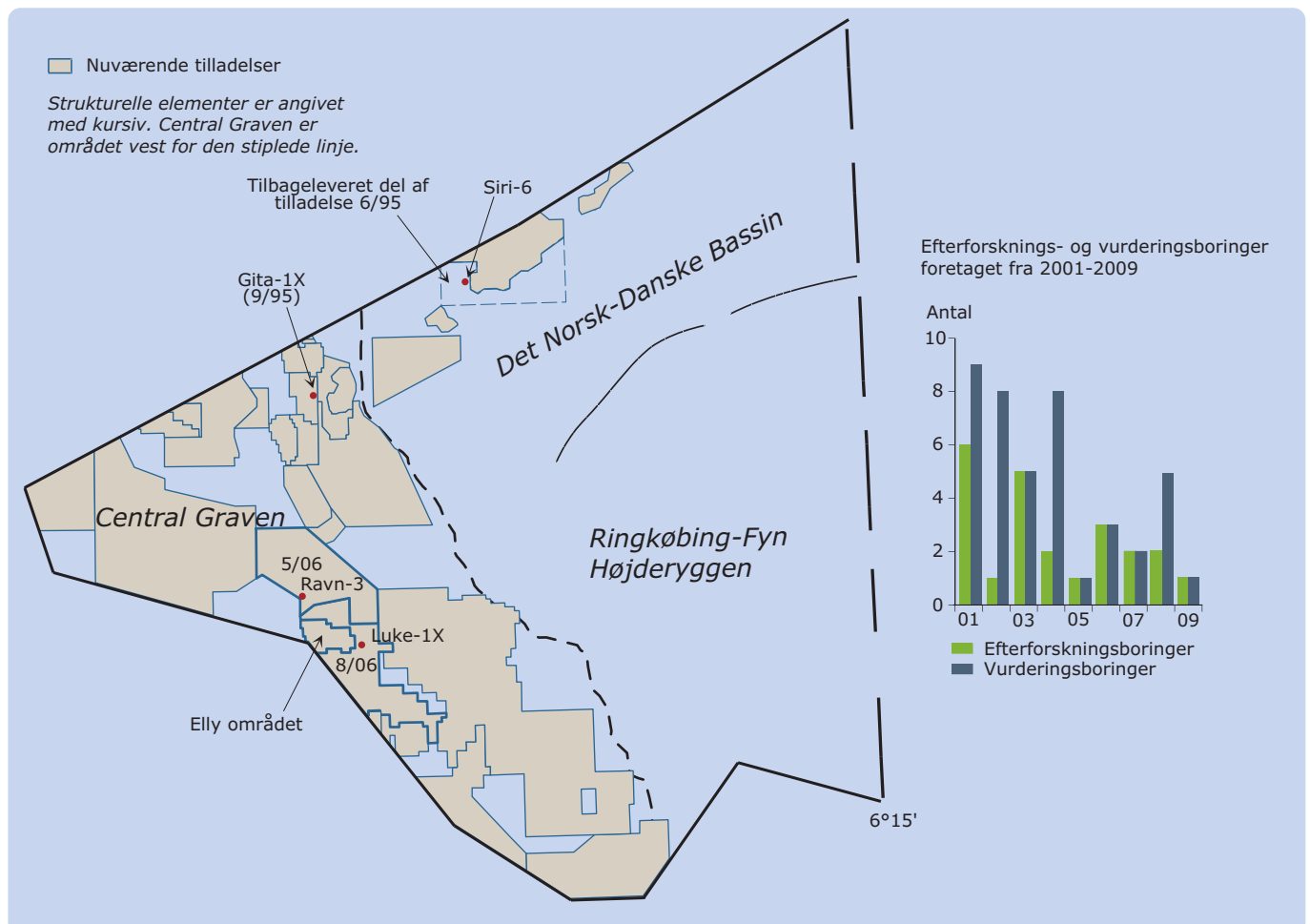
Der blev i 2009 udført en efterforskningsboring og en vurderingsboring, som begge fandt kulbrinter i jurassiske reservoirer. De to positive resultater har øget forventningen til kulbrintepotentialet i dybtliggende reservoirer.

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](http://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 CO<sub>2</sub> 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

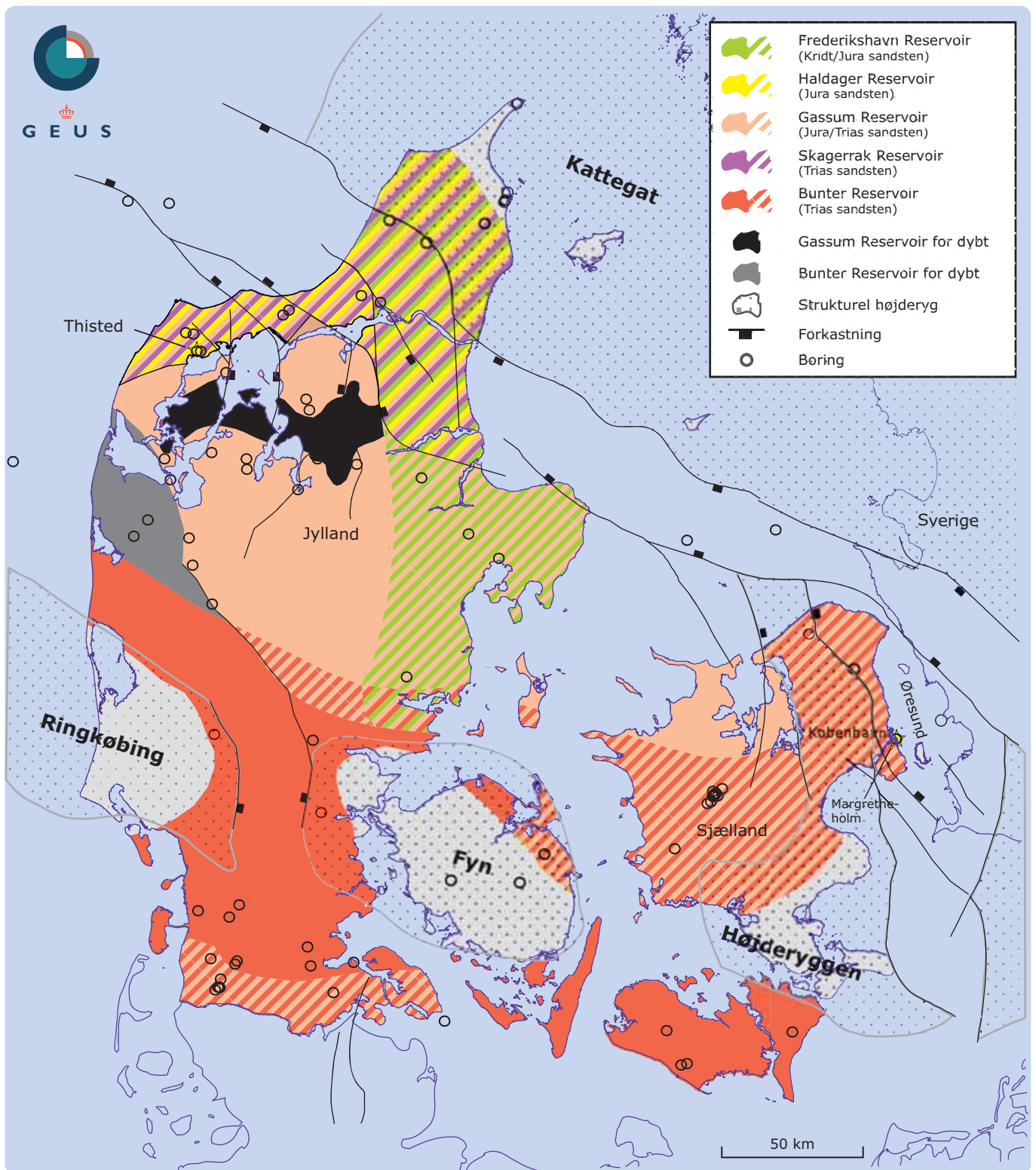
**Geotermisk energi** indvindes fra det varme vand, som naturligt findes i porøse og permeable sandstenslag, se boks 1.2 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*, som i Danmark typisk findes i dybder mellem 800 og 3.000 meter. Geotermiske anlæg er dyre at anlægge blandt andet på grund af de nødvendige 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](http://www.ens.dk).

fig. 2.1 Regionalt geologisk potentiale for mulige sandstensreservoirer, 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.

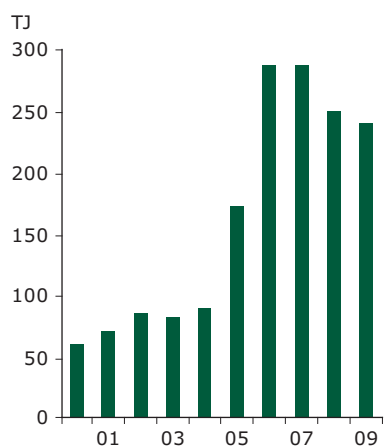
I den danske undergrund er der flere sandstenslag, der potentielt kan udnyttes til geotermisk varmeproduktion. Sandstenslagene er aflejret for 250 mio. til 100 mio. år siden i de perioder af jordens historie, som benævnes Trias, Jura og Nedre Kridt, se bilag F. Disse sandstenslag er i figur 2.1 angivet 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.

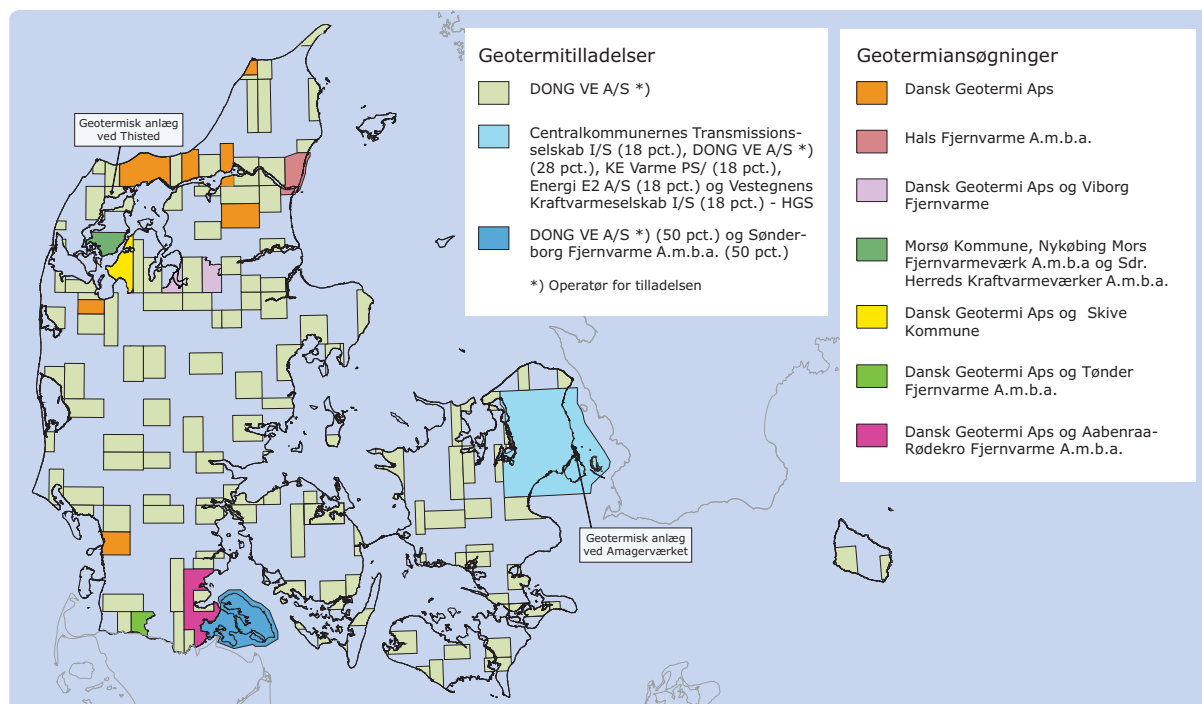
Der er i dag to geotermiske varmeanlæg i Danmark. Et anlæg ved Thisted har produceret varme siden 1984, og et anlæg på Amager siden 2005. Et tredje geotermianlæg er på vej ved Sønderborg med forventet produktionsstart i 2012.

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.

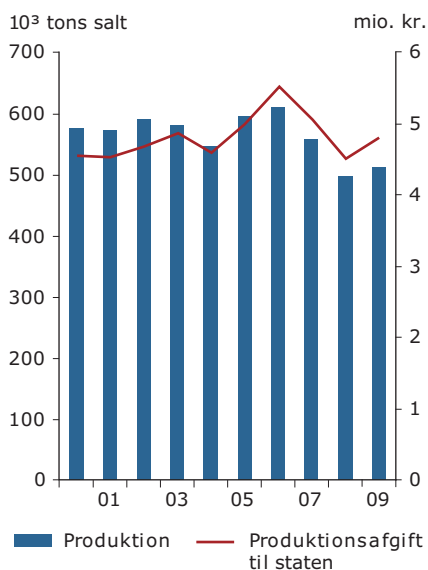
#### boks 2.3

##### 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 Energpolitiske 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 CO<sub>2</sub>

Deponering af CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> er flydende på grund af det høje tryk. Sandstenslagene skal danne en struktur, hvor den injicerede CO<sub>2</sub> kan fanges i porøse lag. Over sandstenslagene skal der være tætte lerlag, som er uigennemtrængelige for CO<sub>2</sub>, således at det deponerede CO<sub>2</sub> ikke slipper ud. Sådanne optimale geologiske forhold for deponering af CO<sub>2</sub> findes mange steder i Danmarks undergrund både på land og i havområdet.

fig. 2.5 Ansøgning om tilladelse til deponering af CO<sub>2</sub>

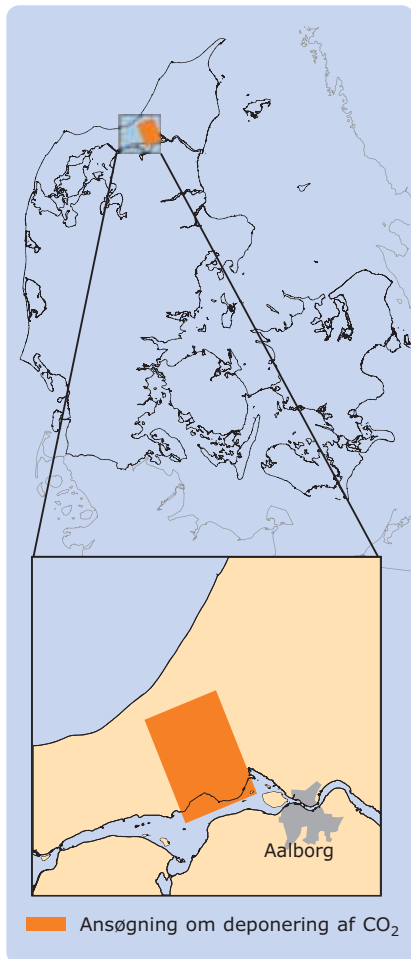


fig. 2.6 Gaslagre i Danmark i 2009



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 CO<sub>2</sub>.

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 CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> i olieletterne i Nordsøen for at opnå øget olieproduktion. Injektion af CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> opsamles årligt på et kraftværk i Finland, sejles i tankskibe til Nordsøen og injiceres i danske olieletter der. Injektion af CO<sub>2</sub> vil kræve ombygning af platformen og rørledningerne på olieletteret.

EU vedtog i april 2009 et direktiv om lagring af CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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. Nm<sup>3</sup> naturgas, hvoraf omkring 580 mio. Nm<sup>3</sup> 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 Nm<sup>3</sup> i timen, så den herefter vil være på 200.000 Nm<sup>3</sup> 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. Nm<sup>3</sup> gas. Heraf kan ca. 440 mio. Nm<sup>3</sup> 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 nedpumpe gasmængde med 1.580 mio. m<sup>3</sup> naturgas til ca. 2.280 mio. m<sup>3</sup> 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.

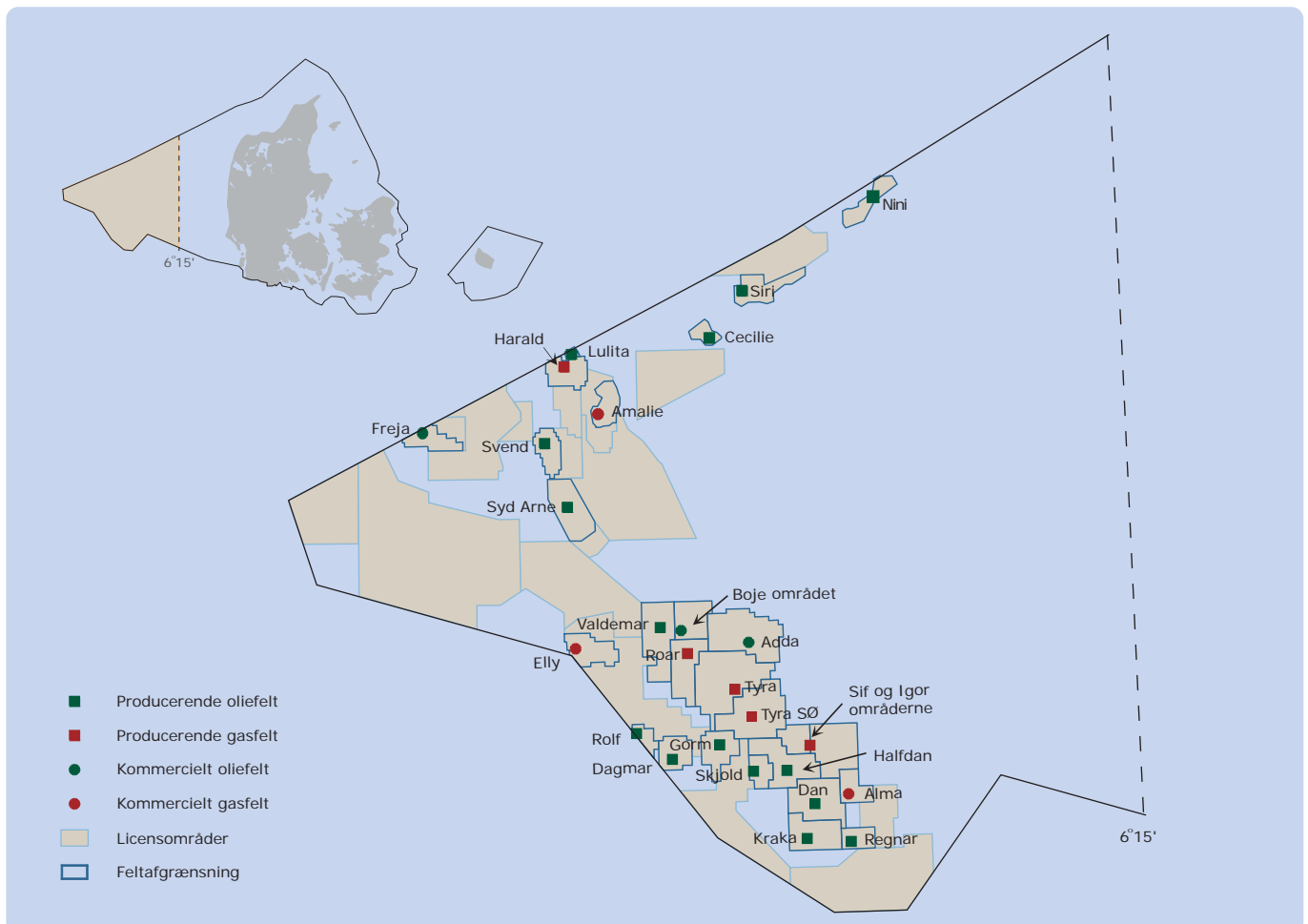
### PRODUKTIONEN I 2009

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.

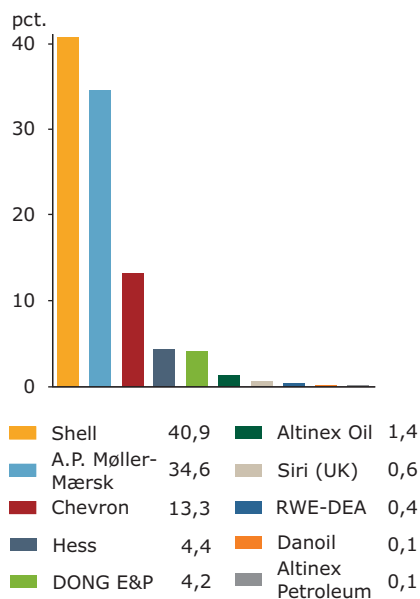
Produktionen af olie og gas fra hvert felt er angivet i bilag A. Gasproduktionen er opdelt i salgsgas, injektionsgas, gas til brændstof samt afbrændt gas. Ligeledes er der i bilag A angivet tal for produktion og injektion af vand samt CO<sub>2</sub>-udledning.

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](http://www.ens.dk).

### Olieproduktionen

Der blev i 2009 produceret 15,2 mio. m<sup>3</sup> 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.

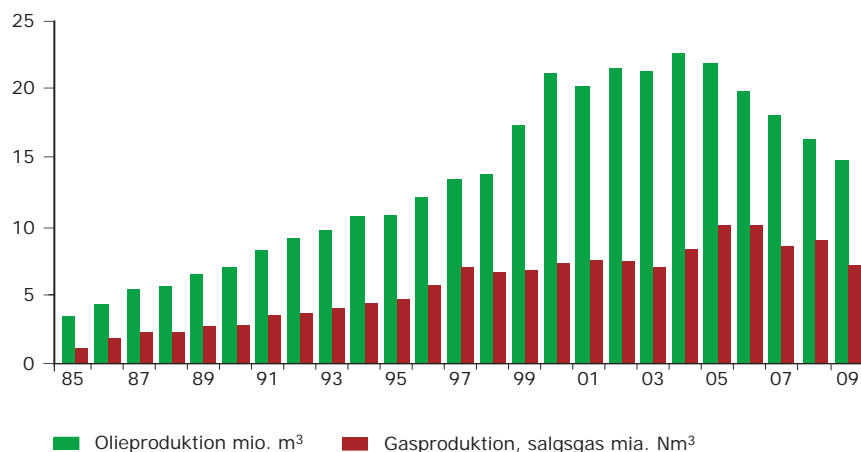
På andre anlæg er der i enkelte gamle brønde opnået en forbedret produktion efter gennemførelse af oprensings- og renoveringskampagner.

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

### Gasproduktionen

Der blev i 2009 produceret 8,6 mia. Nm<sup>3</sup> gas, hvoraf salgsgassen udgjorde 7,3 mia. Nm<sup>3</sup>. 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](http://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

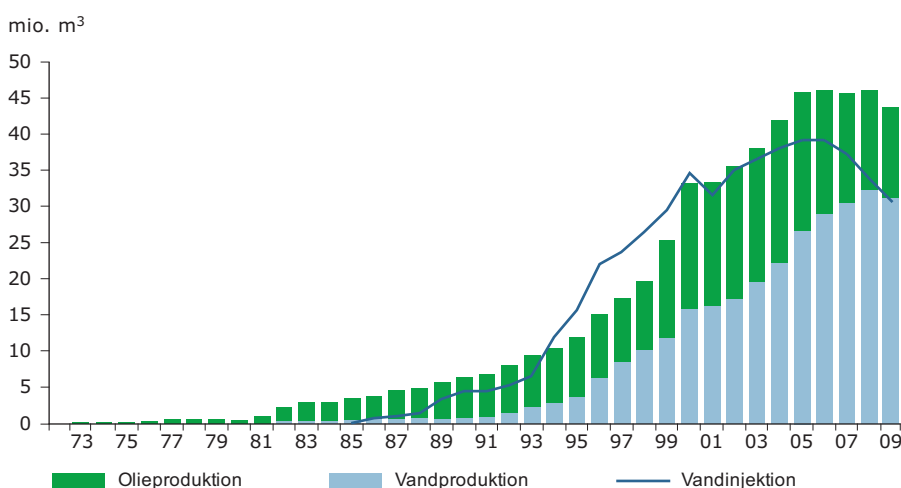
Vand produceres som et biprodukt i forbindelse med produktion af olie og gas. Vandet kan komme fra naturlige vandzoner i undergrunden eller stamme fra den vandinjektion, som udføres for at fremme olieproduktionen.

I Danmark blev der i 2009 produceret 37,5 mio. m<sup>3</sup> vand og injiceret 44,4 mio. m<sup>3</sup> 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 reservoires 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. Nm<sup>3</sup> gas og 0,08 mio. m<sup>3</sup> 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 reservoiret 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 reservoiret etableres brønden som en almindelig enkelt boring.

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

Teknikken giver mulighed for at producere fra en større del af reservoiret 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. m<sup>3</sup> olie og 0,33 mia. Nm<sup>3</sup> 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. Nm<sup>3</sup> gas og 1,2 mio. m<sup>3</sup> 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. m<sup>3</sup> olie og 0,8 mia. Nm<sup>3</sup> 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](http://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](http://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.