

A photograph of an oil rig platform. The background is a large, bright red metal structure with a prominent X-shaped support beam. In the lower-left foreground, three workers in high-visibility orange and yellow safety gear and white hard hats are standing on a yellow metal walkway with railings. The floor is covered in a grey, textured matting. The overall scene is brightly lit, suggesting a sunny day.

Danmarks olie- og gasproduktion

og anvendelse af undergrunden

08

Produktionen af olie og gas fra den danske del af Nordsøen har stor betydning for Danmarks energiforsyning og nationaløkonomi. Den meget høje oliepris i første halvdel af 2008 sikrede, at Danmark igen fik milliardstore indtægter fra Nordsøen på trods af at produktionen som forventet faldt i 2008. Efterforsknings- og udbygningsniveauet var i 2008 fortsat højt, men finanskrisen og de faldende oliepriser har siden kølet interessen lidt ned. Med til billedet hører også, at der fortsat er gode muligheder for nye fund og forøget indvinding i de kommende år.

Regeringen har sat det mål, at Danmark indenfor en årrække skal være uafhængig af fossile brændsler. Det vil gavne klimaet og på langt sigt vores energiforsyningssikkerhed. Målet om uafhængighed af fossile brændsler betyder, at der skal gøres en indsats for at skaffe en større del af energiforsyningen fra vedvarende energikilder, samtidigt med at der skal spares på energien.

Geotermi er en vedvarende energikilde, der i kombination med andre typer vedvarende energi, kan indgå i fjernvarmeforsyningen. Potentialet for geotermi er i en rapport fra 2008 vurderet til at være stort nok til at kunne levere en væsentlig del af boligopvarmingen i hovedstadsområdet i flere tusinde år. Det må formodes, at et lignende potentiale ligger gemt i undergrunden i andre dele af Danmark. Energi styrelsen vil derfor fremlægge en redegørelse om muligheder og begrænsninger for anvendelse af geotermi i hele Danmark. Geotermi er et af emnerne i et nyt kapitel om anvendelsen af undergrunden i dette års rapport.

Regeringen har ligeledes et mål om at nedbringe udledningen af drivhusgassen CO₂ til atmosfæren. Deponering af CO₂ i undergrunden (CCS) er en af de teknologier, der kan medvirke til at nedbringe CO₂-udledningerne til atmosfæren forholdsvis hurtigt.

Energieffektivisering af olie- og gasindvindingen har i 2008 haft stor fokus. Den sene produktion fra felterne er dyrere at indvinde såvel økonomisk som energimæssigt idet ressourcerne er sværere tilgængelige. Klima- og energiministeren har derfor aftalt en handlingsplan med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore. Der bliver dermed også offshore gjort en indsats for at spare på energiforbruget og mindske udledningen af CO₂, og de nyeste tal viser, at det går den rigtige vej. Energieffektiviseringen af offshoresektoren vil fortsætte i 2009 og årene fremover.

Energistyrelsen skal bidrage til at sikre, at den danske offshoresektor er blandt de førende i Nordsøområdet indenfor sikkerhed og sundhed. Opgaven løses gennem tilsyn med selskabernes ledelsessystemer og anlæg såvel offshore som onshore, og godkendelser og regelfastsættelser sker i samarbejde med arbejdsmarkedet parter.

København, juni 2009



Ib Larsen



INDHOLD

Forord	3
1. Koncessioner og efterforskning	6
2. Produktion og udbygning	18
3. Anvendelse af undergrunden	26
4. Miljø og klima	31
5. Sikkerhed og sundhed	42
6. Reserver	57
7. Økonomi	64
Omregningsfaktorer	74
Bilag A Producerede og injicerede mængder	76
Bilag B Producerende felter	79
Bilag C Reserveopgørelse	120
Bilag D Økonomiske nøgletal	121
Bilag E Gældende økonomiske vilkår	122
Bilag F1 Kort over dansk koncessionsområde	123
Bilag F2 Kort over dansk koncessionsområde – det vestlige område	124

1

KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

Den fortsatte interesse for olie- og gasefterforskning i den danske undergrund har i 2008 vist sig både ved tildelingen af en ny koncession samt to nye koncessionsansøgninger i Åben Dør området og en stigning i antallet af vurderingsboringer i forhold til sidste år. Der er i Nordsøen endvidere gjort forsøg med en ny geofysisk undersøgelsesmetode.

Der befinder sig fortsat mange olie- og gasressourcer i den danske undergrund, og flere steder er der gjort fund, som kan vise sig at være af betydelig størrelse. Yderligere efterforskning, der kan bidrage til en bedre forståelse af områderne, er dog stadig vigtig. Fortsat forskning i ny teknologi samt afprøvning af nye efterforskningsmetoder har også stor betydning for Danmarks olie- og gasproduktion i fremtiden.

SVANE FUNDET – MÅSKE DANMARKS STØRSTE GASFELT

En af de efterforskningsboringer, der har påvist kulbrinter, er Danmarks hidtil dybeste boring Svane-1A. Brønden blev boret i tilladelse 4/98 i 2001/2002, og fortrolighedsperioden på brøndata fra Svane-1A ophørte den 17. juni 2008. Yderligere vurderinger af fundet kan meget vel påvise, at Svane fundet kan udvikles til Danmarks største gasfelt.

Svane-1A er boret i Tail End Graven i det nordøstlige område af den danske del af Central Graven, se figur 1.1. Den blev boret som en lodret boring med et enkelt sidespor til en dybde af knap seks km og nåede et godt stykke ned i lag af sen jurassisk alder. Som Danmarks hidtil dybeste boring giver Svane-1A vigtig information om efterforskningspotentialer i de dybe dele af den danske Central Grav.

fig. 1.1 Kort over det danske område af Nordsøen med placeringen af Svane-1A boringen i Tail End Graven, samt den omtrentlige udbredelse af Svane fundet.

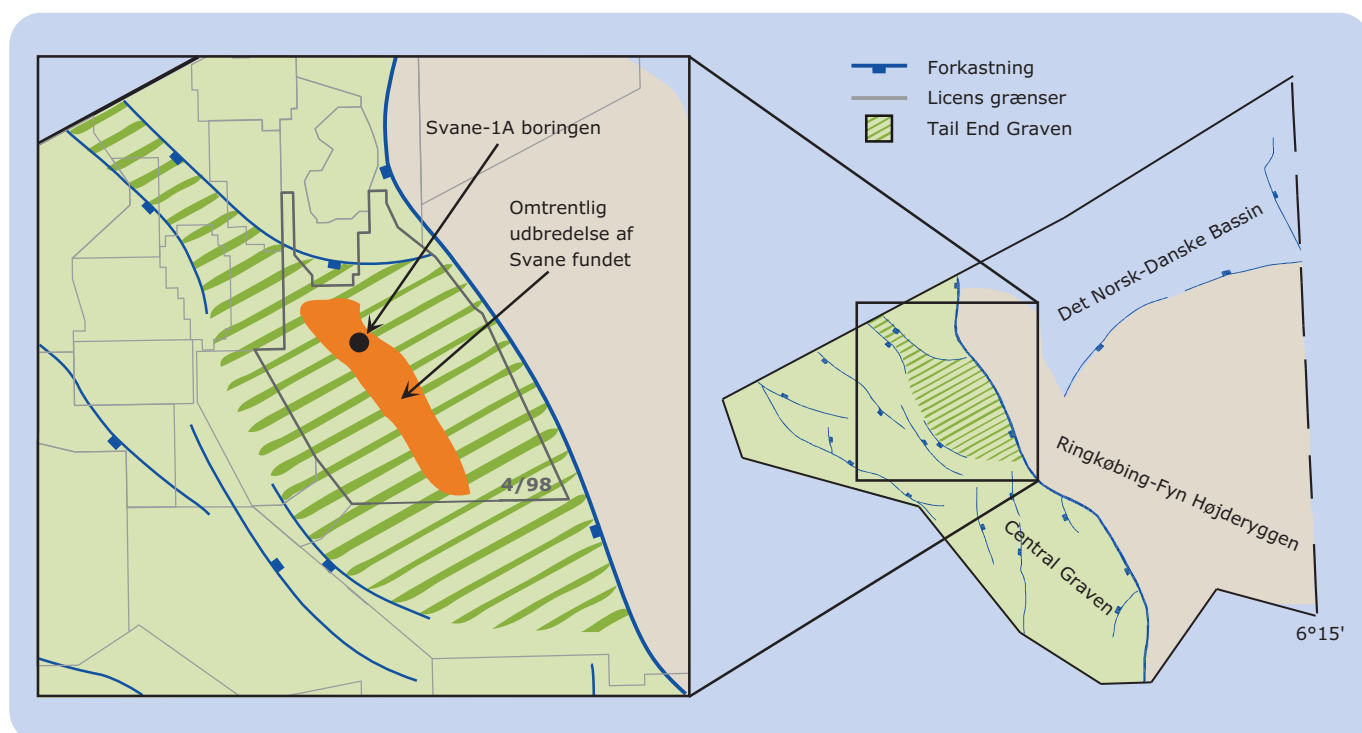
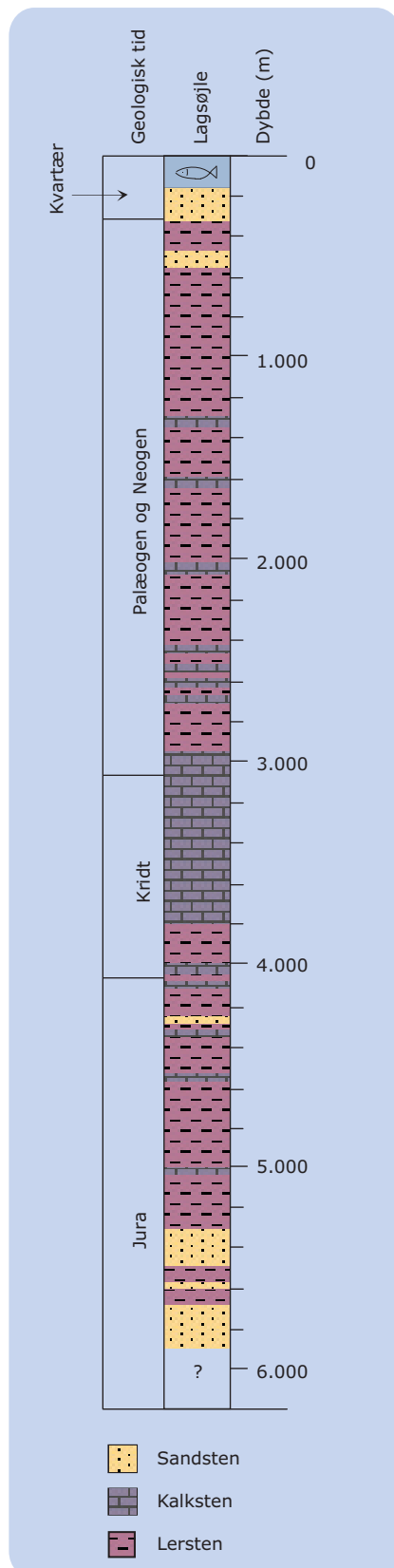


fig. 1.2 Forsimplt lagsøjle fra Svane-1A boringen



Der blev gjort fund af kulbrinter i form af gas og kondensat (se ordforklaringer i boks 1.1) i flere sandstenslag af Sen Jura alder i 5.400 til 5.900 m dybde, se figur 1.2. Svane-1A, der blev boret ca. 300 m dybere end oprindeligt planlagt, gennemborede mere end 630 m gasfyldt reservoir uden at nå hverken bunden af reservoirsandstenen eller gas/vandkontakten. På grund af den store dybde var det af boretekniske årsager ikke muligt at bore brønden dybere og nå til bunden af reservoirret. Gas og kondensat blev prøveproduceret fra de øverste reservoirintervaller, og sandsynligvis findes der tør gas i de nederste mere massive sandstenslag.

Tykkelsen af det gasfyldte reservoir tyder på, at der er et effektivt overliggende segl, der har kunnet forhindre kulbrinterne i at strømme væk fra området. Derudover viser resultaterne, at der findes en dybereliggende kildebjergart, der er under de rette tryk- og temperaturforhold til at danne gas, se boks 1.1. Geokemiske analyser fra prøveproduktionen peger på, at kilden til gassen er kulaflejringer. Kildebjergarten er derfor sandsynligvis kullag af Mellem Jura og Karbon alder, der findes endnu dybere i undergrunden.

boks 1.1

Ordforklaringer

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

En **reservoirbjergart** er en porøs bjergart, som kan indeholde vand, olie eller gas i hulrummene mellem mineralerne, dvs. i porerne. **Porøsitet** angiver, hvor mange porer og dermed hvor meget plads, der er til fluiderne i bjergarten, mens gennemtrængeligheden, der også kaldes **permeabilitet** angiver, hvor let fluiderne kan passere gennem bjergarten.

Hvis både gas, olie og vand findes i et reservoir vil gas ligge over olie, og olie vil ligge over vand på grund af deres forskellige massefylde. Kontakten mellem gas og olie eller gas og vand kaldes **gas/væskekontakten**.

Når kulbrinter er dannet i en kildebjergart, vil en naturlig strømning begynde. Denne strømning kaldes **migration**. Migrationen skyldes, at olie og gas er lettere end det vand, der i øvrigt befinder sig i porerne. Olie og gas søger derfor opad. Migrationen 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 under seglet. Et segl kan være et overliggende tæt lag som f.eks. salt eller ler, som olien og gassen ikke kan passere igennem.

Naturligt dannet gas består af en blanding af gasmolekyler med forskellig vægt. Hvis gassen kun indeholder lette molekyler kaldes den **tør gas**, mens den kaldes **våd gas**, hvis den indeholder mange tunge molekyler. Når trykket og temperaturen falder, kondenserer de tunge molekyler til væske, der kaldes **kondensat**.

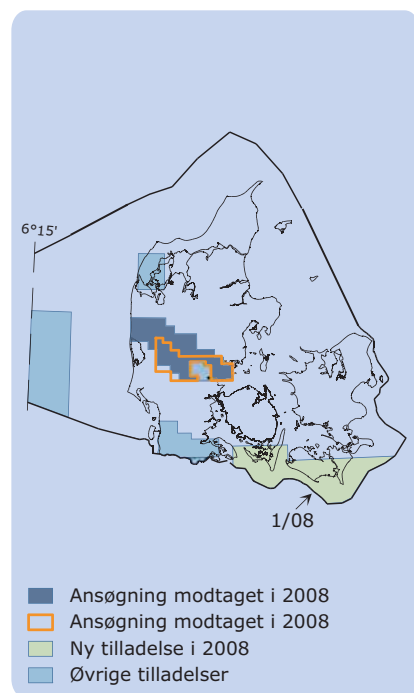
De gennemborede dele af reservoiret indikerer, at Svane fundet kan vise sig at være større end Tyra feltet, der er det felt, der indtil videre har produceret mest gas i Danmark. Fortsætter reservoiret i Svane fundet endnu dybere, kan der ligge yderligere ressourcer gemt i undergrunden.

En af de største udfordringer i forbindelse med indvinding fra Svane fundet er kvaliteten af sandstensreservoiret. Reservoirkvaliteten bestemmes især af reservoirbjergartens porøsitet og permeabilitet, se boks 1.1. Svane-1A boringen viste lav porøsitet og permeabilitet i reservoirlagene, men seismiske data fra hele området indikerer at, reservoirkvaliteten i andre dele af strukturen, der endnu ikke er gennemboret, kan vise sig at være bedre.

Sandstenen, som udgør reservoiret i Svane fundet, er pga. den store dybde udsat for høje temperaturer og tryk. Dette har gjort sandstenen meget tæt og vanskeliggør produktion af kulbrinter. En feltudbygning vil sandsynligvis kræve et stort antal dybe borer med hydraulisk frakturering (trykopsprækning) af reservoiret. I andre dele af verden produceres gas med stor succes netop vha. hydraulisk frakturering fra sandstensreservoirer, der er lige så tætte, som det reservoir, der blev fundet med Svane-1A boringen. På grund af de komplicerede reservoirforhold er Svane fundet stadig under vurdering.

Med yderligere dataindsamling og studier til bedre forståelse af reservoirkvaliteten i hele Svane fundet samt teknologiske fremskridt indenfor udbygning og produktion af felter under høje temperaturer og højt tryk kan Svane fundet vise sig at blive Danmarks største gasfelt.

fig. 1.3 Ændringer i Åben Dør området i 2008



ÅBEN DØR TILLADELSER

Tildelingen af en ny koncession og modtagelsen af to nye koncessionsansøgninger i Åben Dør området i 2008 bekræfter olieselskabernes fortsatte interesse for efterforskning i den danske undergrund også uden for de traditionelle områder i Nordsøen, se figur 1.3.

boks 1.2

Åben dør procedure

I 1997 blev der indført en Åben Dør procedure for alle ikke-koncessionsbelagte områder øst for 6°15' østlig længde, dvs. hele landområdet samt området offshore med undtagelse af den vestlige del af Nordsøen. Området er vist i bilag F1.

Modtager Energistyrelsen mere end en 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, som dækkes af udbudsrunder. Olieselskaberne kan løbende inden for den årlige åbningsperiode fra den 2. januar til den 30. september søge om koncessioner.

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

Klima- og energiministeren gav den 31. marts 2008 Danica Resources ApS (80 pct.) og Nordsøfonden (20 pct.) tilladelse til efterforskning og indvinding af olie og gas. Tilladelsen, der har nummer 1/08, dækker et område i den vestlige del af Østersøen samt landområder på Lolland-Falster og Langeland. Danica Resources ApS, der er operatør for tilladelsen, er et dansk registreret selskab etableret i 2007.

Den 18. september 2008 ansøgte Danica Jutland ApS, et nyoprettet dansk registreret selskab, om tilladelse til efterforskning og indvinding af olie og gas i henhold til Åben Dør proceduren i et område i Midtjylland. Ansøgningen bliver nu behandlet af Energi-styrelsen. Under behandlingen er der løbende forhandlinger med ansøgeren.

Nordsøfonden – statsdeltager i danske olie- og gastilladelser

Fra første koncessionsrunde i 1984 har staten deltaget i alle tildelte tilladelser. DONG varetager statsdeltagelsen i tilladelser udstedt til og med 2004, mens rollen som statsdeltager i tilladelser udstedt fra og med 2005 varetages af Nordsøfonden. Nordsøfonden er i dag 20 pct. partner i alle nyere danske olie- og gastilladelser – pt. 19 tilladelser.

Nordsøfonden deltager i tekniske, økonomiske, juridiske og kommercielle drøftelser med operatøren og øvrige partnere i tilladelserne om, hvilke efterforsknings- og indvindingsaktiviteter, der skal iværksættes. Drøftelserne danner grundlag for en lang række beslutninger af betydning for fremtidige indtægter og udgifter.

Det er Nordsøfondens mål at medvirke til at sikre staten et så højt økonomisk udbytte som muligt af fondens deltagelse. Nordsøfonden skal derfor være en aktiv og kompetent samarbejdspartner, der fremmer en sammenhængende og omkostningsbevidst efterforskning og produktion i Danmark.

Nordsøfonden har via sin brede deltagelse i tilladelserne kendskab til de mange rettighedshaveres aktiviteter og planer og kan herigennem bidrage til koordinering af viden om efterforskning og produktion af olie og gas i Danmark. Dette er til gavn for statens samlede viden om undergrunden og kan samtidig give et væsentligt bidrag til rettighedshavernes beslutningsgrundlag.

Ud over at deltage i alle nyere olie- og gastilladelser bliver Nordsøfonden i 2012 også 20 pct. partner i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) sammen med Mærsk, Shell og Chevron. I de kommende år skal Nordsøfonden derfor opbygge en organisation, der på kvalificeret vis kan varetage statens overtagelse af denne andel i DUC. Dette kræver bl.a., at fonden tilføres kommercielle kompetencer med henblik på det bedst mulige salg af en anseelig olie- og gasproduktion.

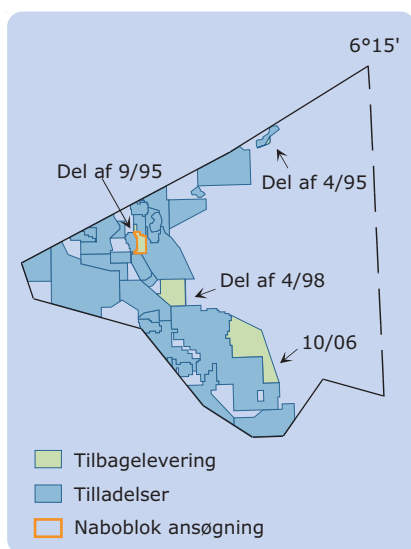
Nordsøfonden er en lille organisation, der trækker på eksisterende statslig ekspertise, herunder navnlig fra Energiestyrelsen og GEUS samt ekspertviden fra den private olie- og gasindustri.

Nordsøfonden deltager pr. 1. januar 2009 i følgende tilladelser:

1/05, 2/05, 1/06, 2/06, 3/06, 4/06, 5/06, 6/06, 7/06, 8/06, 9/06, 11/06, 12/06, 13/06, 14/06, 1/07, 2/07, 3/07 og 1/08.



fig. 1.4 Ændringer i området vest for 6°15' østlig længde i 2008



Den 30. september 2008 indsendte GMT Exploration Company LLC og Jordan Dansk Corporation en koncessionsansøgning til et område, der for størstedelens vedkommende overlapper med det område, som Danica Jutland ApS den 18. september 2008 indgav ansøgning om. Da først-til-mølle-princippet gælder inden for Åben Dør området, behandler Energistyrelsen kun den først indsendte ansøgning, se boks 1.2.

Den 9. april 2009 trak GMT Exploration Company LLC og Jordan Dansk Corporation ansøgningen tilbage.

NABOBLOK ANSØGNING

DONG E&P har søgt Energistyrelsen om tilladelse til at efterforske et koncessionsfrit område i Nordsøen. Området er såkaldt naboblok til tilladelse 4/98, se figur 1.4.

Klima- og energiministeren har besluttet at indlede en såkaldt naboblokprocedure, der giver alle nabo-rettighedshaverne mulighed for at søge om tilladelse til området, med henblik på at tildele en tilladelse til efterforskning og indvinding af olie og gas.

Energistyrelsen har derfor inviteret rettighedshaverne til alle tilstødende tilladelser til senest den 4. maj 2009 at ansøge om tilladelse til efterforskning og indvinding af olie og gas for området.

Naboblokprocedure

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.

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 bilag F1 og bilag F2, der viser tilladelserne i det danske koncessionsområde.

Overdragelser

Talisman Oil Denmark Limited har overdraget deres 24 pct. andel i tilladelse 13/06 til Talisman Energy Denmark AS, et datterselskab af Talisman Energy Norge AS. Overdragelsen havde effekt fra den 31. december 2007. Talisman Oil Denmark Limited havde herefter kun andel i tilladelse 6/95. Norwegian Energy Company ASA (Noreco) overtog med virkning fra den 1. januar 2008 Talisman Oil Denmark Limited og dermed 30 pct. andel i tilladelse 6/95. Efterfølgende er navnet Talisman Oil Denmark Limited, den 19. juni 2008, ændret til Siri (UK) Limited.

Med virkning fra den 1. januar 2008 har Bayerngas Danmark ApS overtaget Petro-Canada Denmark GmbH's andel på 25 pct. i tilladelserne 4/98 og 5/98 samt deres 20 pct. andel i tilladelse 1/06. Efterfølgende har Energistyrelsen godkendt Bayerngas Danmark ApS's overdragelse af andele på 10 pct. i tilladelse 5/98 samt 8 pct. i tilladelse 1/06 til DONG E&P A/S. Bayerngas Danmark ApS har ikke tidligere deltaget i koncessioner på dansk område.

Altinex Oil Denmark har med virkning fra den 28. april 2008 overtaget Chevron Denmark Inc.'s 12 pct. andel i tilladelserne 9/95 og 9/06.

Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V. (Holland) Dansk Filial har overdraget sin andel på 36,8 pct. i tilladelserne 9/95 og 9/06 til Danoil Exploration A/S (10 pct.) med virkning fra den 16. december 2008 og til PA Resources AB (26,8 pct.) med virkning fra den 23. december 2008.

Jordan Dansk Corporation har overdraget 55 pct. af andelen i tilladelse 2/07 til GMT Exploration Company LLC. Efter overdragelsen er Jordan Dansk Corporation's andel i tilladelsen 25 pct. Overdragelsen, der blev godkendt den 7. april 2008, havde effekt fra den 27. september 2007 og omfattede også overdragelse af operatørskabet i tilladelsen fra Jordan til GMT.

Vilkår for tilladelser

Tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter (koncessioner) 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, vil påtage sig yderligere forpligtelser til at efterforske. 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, får andre olieselskaber 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) formidler alle frigivne oplysninger fra boringer, seismiske undersøgelser m.v. indhentet i forbindelse med efterforsknings- og indvindingsaktiviteter.

Forlængelser

En forudsætning for en forlængelse af en tilladelse er, at rettighedshaveren forpligter sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejde i det pågældende område.

Energistyrelsen har i 2008 forlænget efterforskningsperioden for fire tilladelser, alle i den vestlige del af det danske område.

Efterforskningsperioden for tilladelse 6/95 med DONG E&P A/S som operatør er forlænget frem til den 15. november 2009.

Efterforskningsperioden for tilladelse 9/95 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør er, efter tilbagelevering af den sydlige del af området, forlænget med et år til den 1. januar 2010. Tilbageleverede områder kan ses på figur 1.4.

Efterforskningsperioden for tilladelse 4/98 med DONG Central Graben E&P Ltd. som operatør blev den 11. juni 2008 forlænget i 6½ måned til den 1. januar 2009. Den 18. december 2008 er tilladelsen, efter tilbagelevering af den sydlige del af området, forlænget med yderligere to år frem til den 1. januar 2011.

Efterforskningsperioden for tilladelse 5/98 med DONG E&P A/S som operatør er forlænget frem til den 15. juni 2010.

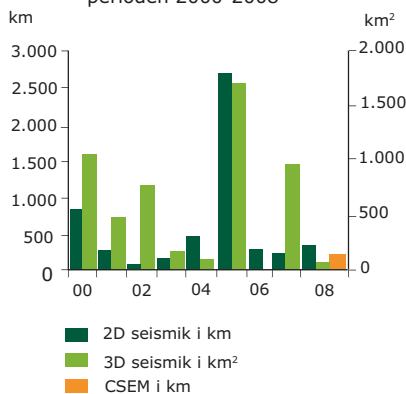
Ophørte tilladelser og areal-tilbageleveringer

Ud over de ovennævnte tilbageleveringer af dele af arealet i tilladelse 9/95 og 4/98 (se afsnittet om forlængelser) blev en mindre del af tilladelse 4/95 tilbageleveret, og tilladelse 10/06 ophørte i 2008. De tilbageleverede områder fremgår af figur 1.4.

I tilladelse 4/95 blev et mindre område tilbageleveret den 29. januar 2008 i forbindelse med revision af feltafgrænsningen for Nini feltet. Den nye feltafgrænsning kan også ses på figur 2.1 i afsnittet Udbygning og produktion. DONG E&P A/S er operatør for tilladelsen.

Tilladelse 10/06, der omfattede et område i den syd-østlige del af Central Graven, ophørte den 22. maj 2008. Mærsk Olie og Gas AS var operatør for tilladelsen.

fig. 1.5 Indsamlede geofysiske data i perioden 2000-2008



FORUNDERSØGELSER

Niveauet for indsamling af 2D seismik var højere i 2008 end i 2007, mens indsamling af 3D seismik var noget lavere end i det foregående år. Til gengæld blev der i 2008 for første gang på dansk område indsamlet CSEM data, som er forklaret nærmere i boks 1.3. Figur 1.5 viser en oversigt over indsamlet 2D og 3D seismik samt CSEM data i perioden fra 2000-2008.

Geofysiske undersøgelser udført vest for 6°15' østlig længde i 2008 kan ses på figur 1.6.

Mærsk Olie og Gas AS har med OHM Surveys som indsamlingsentreprenør udført den første CSEM undersøgelse på dansk område. Der blev indsamlet 110 km CSEM data i Det Sammenhængende Område (DSO) og tilladelse 8/06.

StatoilHydro udførte i 2008 en 3D seismisk undersøgelse i den norske del af Nord-søen med Fugro Geoteam som indsamlingsentreprenør. En mindre del på 91 km² af undersøgelsen strakte sig ind på dansk område i nærheden af tilladelse 4/95.



fig. 1.6 Geofysiske undersøgelser foretaget vest for 6°15' østlig længde i 2008

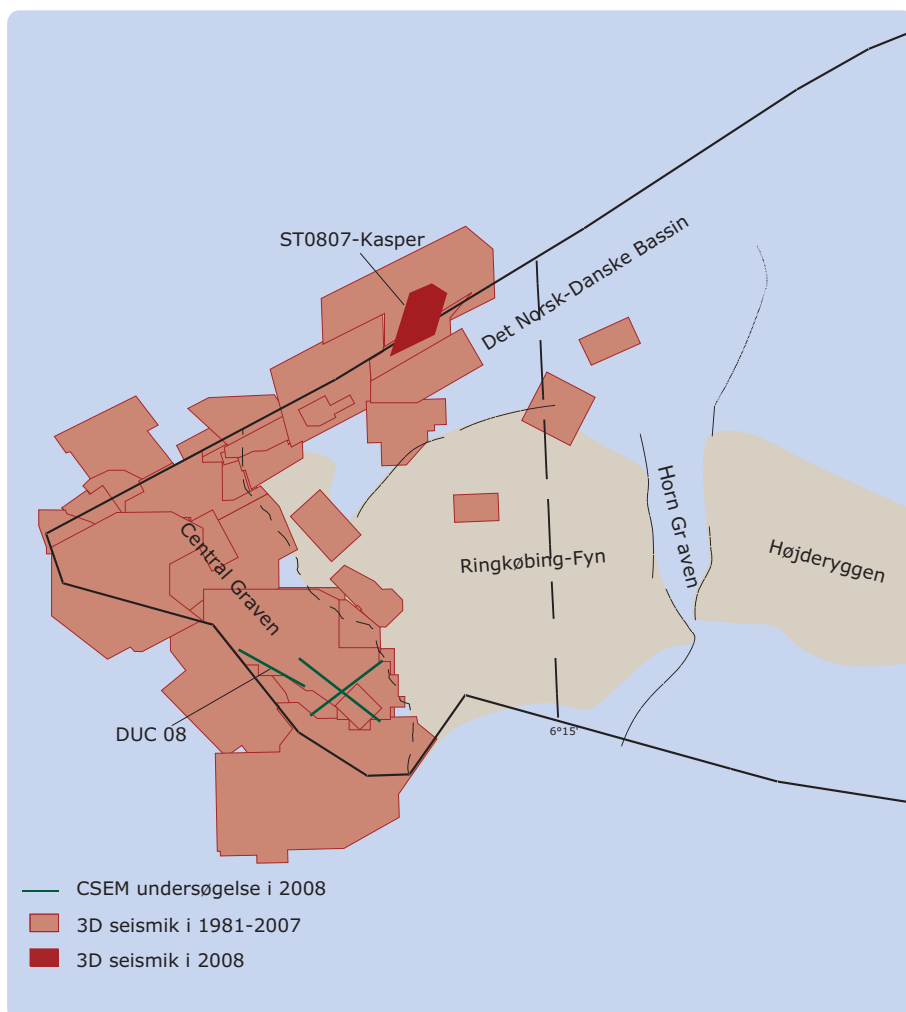
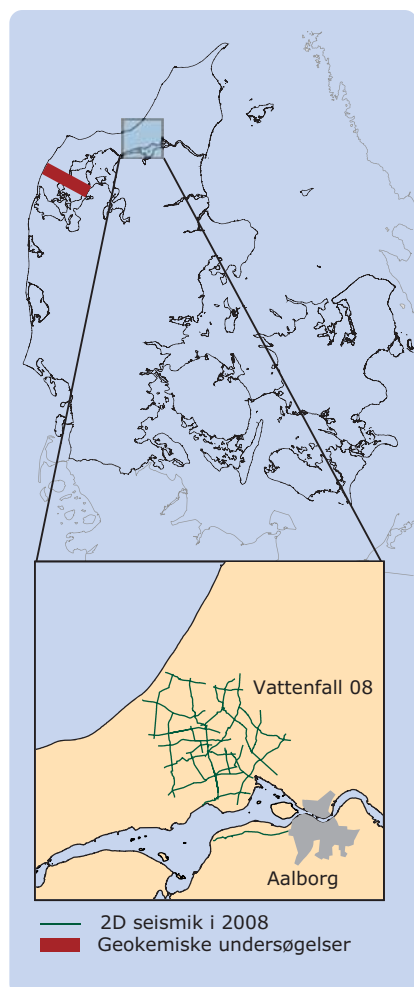


fig. 1.7 Forundersøgelser foretaget øst for 6°15' østlig længde i 2008



Forundersøgelser foretaget øst for 6°15' østlig længde kan ses på figur 1.7.

Vattenfall A/S fik den 1. februar 2008 en forundersøgelsestilladelse dækkende hele det danske område for at kunne undersøge, om der findes geologiske strukturer, der er egnede til CO₂-lagring. Vattenfall fokuserede i 2008 på et landområde i Nordvestjylland, hvor de med Deutsche Montan Technologie som indsamlings-entreprenør indsamlede 238 km 2D seismik. Vattenfall A/S fik i februar 2009 forlænget forundersøgelsestilladelsen frem til den 14. april 2010.

DONG E&P fik den 1. februar 2008 en forundersøgelsestilladelse dækkende hele det danske område for at kunne undersøge om der findes geologiske strukturer, der er egnede til CO₂-lagring. DONG E&P har endnu ikke gennemført undersøgelser i forbindelse med tilladelsen.

DONG E&P A/S har i tilladelse 3/07 i Nordvestjylland foretaget en geokemisk undersøgelse i samarbejde med GORE Surveys. Dette er gjort ved at nedsætte 256 enheder i jorden og i havbunden. Enhederne, som kan opfange spor af kulbrinter, er efterfølgende genindsamlet og analyseret geokemisk. DONG E&P A/S foretager nu yderligere tolkning af data fra de geokemiske undersøgelser.



boks 1.3

CSEM, Controlled Source ElectroMagnetic

CSEM er en nyere marin undersøgelsesmetode der indtil for bare få år siden ansås for udelukkende at kunne anvendes på vanddybder over ca. 200 meter. Nyere indsamlingsteknikker og bedre databehandlingsmetoder har nu gjort det muligt at foretage undersøgelser på lavere vanddybder med gode resultater. Dermed kan metoden også bruges på dansk område.

CSEM metoden bygger på, at kulbrinteholdige sedimentære lag har lav elektrisk ledningsevne, mens vandmættede sedimentære lag har høj elektrisk ledningsevne. Under de rette betingelser kan man derfor ved hjælp af CSEM metoden skelne mellem kulbrinteholdige og vandholdige strukturer i undergrunden og derved mindske risikoen for at bore en tør boring.

Lag af f.eks. salt eller tætte bjergarter som basalt kan have en elektrisk ledningsevne som ligner kulbrintefyldte sandstens meget. Dette kan gøre tolkningen af data kompliceret, især hvis området, der undersøges, i forvejen er dårligt kendt. Derudover har CSEM data en lav opløsning, der hurtigt bliver dårligere med dybden i undergrunden. Det er derfor vigtigt at tolkningen af CSEM data integreres med data med højere opløsning som fx 3D seismik.

Ved CSEM undersøgelser trækkes en elektrisk kilde (en sender) tæt hen over havbunden. Kilden udsender kontrolleret elektromagnetisk energi, der udbreder sig gennem undergrunden. Dermed induceres et elektrisk felt i lagene i undergrunden, og signalet fra dette registreres af modtagere, der på forhånd er placeret på havbunden. Modtagerne, der indsamles og genanvendes, når dataindsamlingen er afsluttet, registrerer oplysninger om den elektriske ledningsevne af strukturer i undergrunden.

Der forskes meget i elektromagnetiske teknologier til brug i kulbrinteforsknin-gen i øjeblikket, og CSEM er en metode, der vinder mere og mere indpas verden over.

BORINGER

Der blev i 2008 udført i alt syv efterforsknings- og vurderingsboringer, hvilket er tre boringer mere end i 2007. Placeringen af boringerne samt en sammenligning af antal efterforsknings- og vurderingsboringer i perioden fra 2000-2008 er vist på figur 1.8. Vurderingsboringer på felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag B.

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

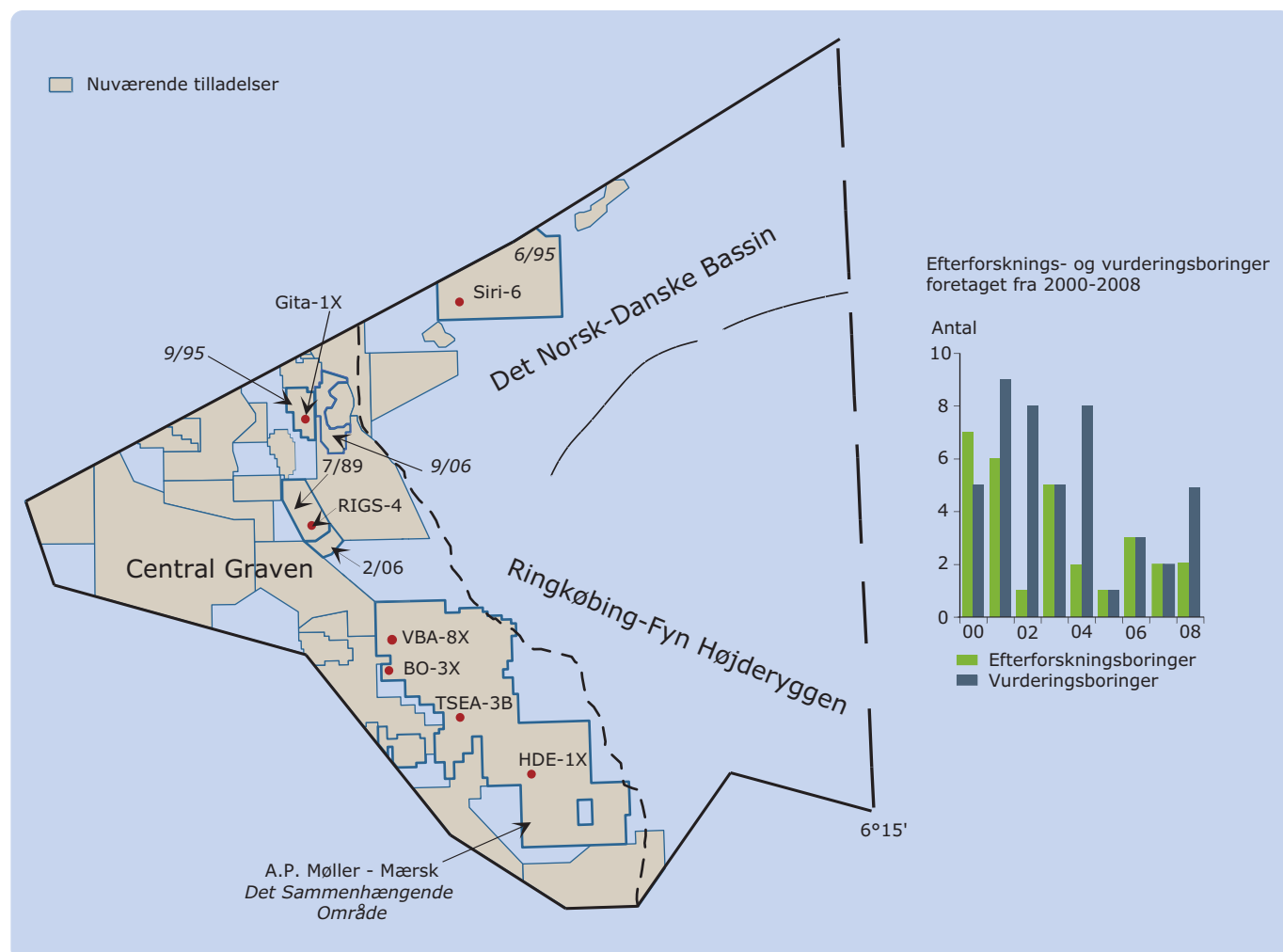
Efterforskningsboringer

Siri-6 (5604/20-10)

DONG E&P A/S har som operatør for tilladelse 6/95 boret efterforskningsboringen Siri-6 ca. 4 kilometer vest for Siri feltet i den danske del af Nordsøen. Boringen blev påbegyndt den 21. december 2008 og afsluttet den 30. januar 2009.

Siri-6 blev boret som en lodret boring og sluttede i kalklag af Danien alder i en dybde af 2.225 m under havbunden. Boringen fandt sandstensreservoir i Paleocæne lag, men der blev ikke gjort fund af kulbrinter. Der blev udtaget kernepøver i boringen og foretaget målinger til brug for en nærmere vurdering af boringen.

fig. 1.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer foretaget i 2008 vest for 6°15' østlig længde



Da ikke alle selskaberne i tilladelse 6/95 ønskede at deltage i boringen, blev den kun udført af DONG E&P A/S og Altinex Oil Denmark A/S som en såkaldt "sole risk" boring. Derved deltog Siri (UK) Limited, som er det sidste selskab i tilladelsen, ikke i boringen.

Gita-1X (5604/22-05)

Som operatør for tilladelserne 9/95 og 9/06 har Mærsk Olie og Gas AS boret efterforskningsboringen Gita-1X ca. 10 kilometer syd for Harald feltet i den danske del af Nordsøen. Borearbejdet blev påbegyndt den 16. december 2008 og afsluttet den 21. april 2009.

Gita-1X blev boret som en lodret boring og sluttede i lag af Mellem Jura alder i en dybde af 5.162 m. Boringen fandt mellem jurassiske sandstenslag med indhold af kulbrinter. Der blev foretaget en række målinger til brug for en nærmere vurdering af resultatet af boringen.

Boringen blev udført i samarbejde mellem rettighedshaverne i tilladelse 9/95 og den tilstødende tilladelse 9/06. De to grupper deltog hver med 50 %.

fig. 1.9 Illustration af inddelingen af det danske koncessionsområde. 5505/13-11 (HDE-1X) er boret inden for det markerede område.

	05° 00"	05° 15"	05° 30"	05° 45"	06° 00"
56° 00' 00"	1	2	3	4	
55° 52' 30"	5	6	7	8	
55° 45' 00"	9	10	11	12	
55° 37' 30"	13	14	15	16	
55° 30' 00"	17	18	19	20	
55° 22' 30"	21	22	23	24	
55° 15' 00"	25	26	27	28	
55° 07' 30"	29	30	31	32	
55° 00' 00"					

Boringer

Boringer i undergrunden kan generelt opdeles i to grupper, nemlig efterforsknings- og vurderingsboringer samt indvindingsboringer. Efterforsknings- og vurderingsboringer udføres for at undersøge om en kortlagt struktur indeholder olie og gas og for i givet fald at afgøre, hvor stor forekomsten er, mens formålet med indvindingsboringer er at producere kulbrinterne fra en forekomst.

Alle danske efterforsknings- og vurderingsboringer nummereres ud fra et overordnet system. Som eksempel har vurderingsboringen HDE-1X nummeret 5505/13-11. De første seks cifre angiver brøndens geografiske placering i det danske koncessionsområde, se figur 1.9. Det danske koncessionsområde er inddelt i blokke på baggrund af det geografiske koordinatsystem (Europæisk datum 1950).

Overordnet er området inddelt med hele længdegrader og hele breddegrader. 5505 angiver således, at der er tale om den blok, der ligger mellem 55° og 56° N og 5° og 6° Ø. Hver af disse blokke er yderligere opdelt i 32 mindre blokke, og de næste to cifre angiver, hvilken af disse mindre blokke, brønden er boret i. De sidste cifre er løbenummeret for boringer i den konkrete blok. HDE-1X er derfor efterforsknings- og vurderingsboring nummer 11 indenfor blok 5505/13.

Indvindingsboringer omfatter både produktionsboringer og injektionsboringer. Produktionsboringerne fører olie, gas og vand til overfladen, mens der i injektionsboringerne sendes vand eller gas ned i reservoirerne for at presse olie hen mod produktionsboringerne og derved øge indvindingen. Indvindingsboringerne nummereres efter det anlæg, de er boret fra.

Vurderingsboringer

HDE-1X (5505/13-11)

Mærsk Olie og Gas AS udførte i februar 2008 en lodret vurderingsboring nordøst for den eksisterende udbygning af Halfdan oliefeltet i Det Sammenhængende Område (DSO) i Nordsøen. Boringen sluttede i Øvre Kridt kalklag og havde til formål at undersøge reservoirkvalitet og kulbrintemætninger. Boringen viste tilstedeværelse af kulbrinter.

Bo-3X (5504/11-5)

Fra marts til april 2008 udførte Mærsk Olie og Gas AS, som led i den videre udbygning af Valdemar-Bo feltet, boringen af Bo-3X brønden syd for Valdemar området i Det Sammenhængende Område. Bo-3X blev boret som en lodret vurderingsboring og sluttede i Nedre Kridt kalklag. Boringen viste tilstedeværelse af kulbrinter, og studier er nu i gang med henblik på at undersøge muligheden for indvinding i området.

Rigs-4/4A (5604/30-5)

Hess Danmark Aps påbegyndte den 3. juli 2008, som operatør for selskaberne i tilladelse 7/89 og 2/06, Rigs-4/4A boringen sydøst for Syd Arne feltet. Rigs-4/4A blev boret som en næsten lodret boring og sluttede i lerlag af Tidlig Kridt alder i 2.968 meters dybde under havets overflade. Boringen fandt kalklag af Sen Kridt alder med indhold af olie. Der blev udtaget kerneprøver i boringen og desuden udført en sideboring ca. 1 kilometer mod sydøst for at vurdere udstrækningen af de olieholdige lag. Resultaterne fra boringen skal nu vurderes nærmere.

VBA-8XA (5504/7-15)

I forbindelse med udbygning af Valdemar-Bo feltet udførte Mærsk Olie og Gas AS fra oktober til november 2008 en vurderingsboring i den øvre del af kalken i Bo området af feltet. Boringen blev boret som en afbøjet boring og er efterfølgende blevet færdiggjort som gasbrønd.

TSEA-3B (5504/12-14)

Mærsk Olie og Gas AS påbegyndte i november 2008 en vurderingsboring i den sydøstlige del af Tyra feltet i Det Sammenhængende Område. Boringen blev udført som en afbøjet boring og sluttede i kalklag af Danien alder. Formålet var at vurdere olieforekomsten i de øvre kalklag.

TSEA-3B blev efterfølgende lukket permanent, og en gasproduktionsbrønd, TSEA-3D, blev boret som et sidespor i nordlig retning mod Tyra feltet, se kapitel 2: *Produktion og udbygning*.

2 PRODUKTION OG UDBYGNING

I 2008 har olieselskaberne fortsat bevaret interessen for at investere i indvinding af olie og gas fra den danske undergrund. En medvirkende årsag har været verdensmarkedets høje oliepris, der toppede i juli måned 2008 med en pris på omkring 148 US\$ pr. tønde.

De fleste danske felter har passeret perioden med maksimal produktion med den anvendte teknologi. Hvis interessen for olie- og gas produktion fra de eksisterende felter i Danmark skal bevares fremover, er der behov for udvikling af ny teknologi således, at det bliver muligt at indvinde de mere sværttilgængelige olie- og gasressourcer, som i dag efterlades i undergrunden.

PRODUKTIONEN I 2008

Alle producerende olie- og gasfelter i Danmark er placeret i Nordsøen, se figur 2.1. Der er i alt 19 felter af varierende størrelse. Produktionsanlæggenes placering og de vigtigste rørledninger til produktion og injektionsvand kan ses på figur 2.2. Platformskomplekserne på de enkelte felter er beskrevet og vist i bilag B.

Indvindingen af olie og gas varetages af tre operatører; 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 de enkelte selskabers andel af produktionen kan ses på figur 2.3.

fig. 2.1 Danske olie- og gasfelter

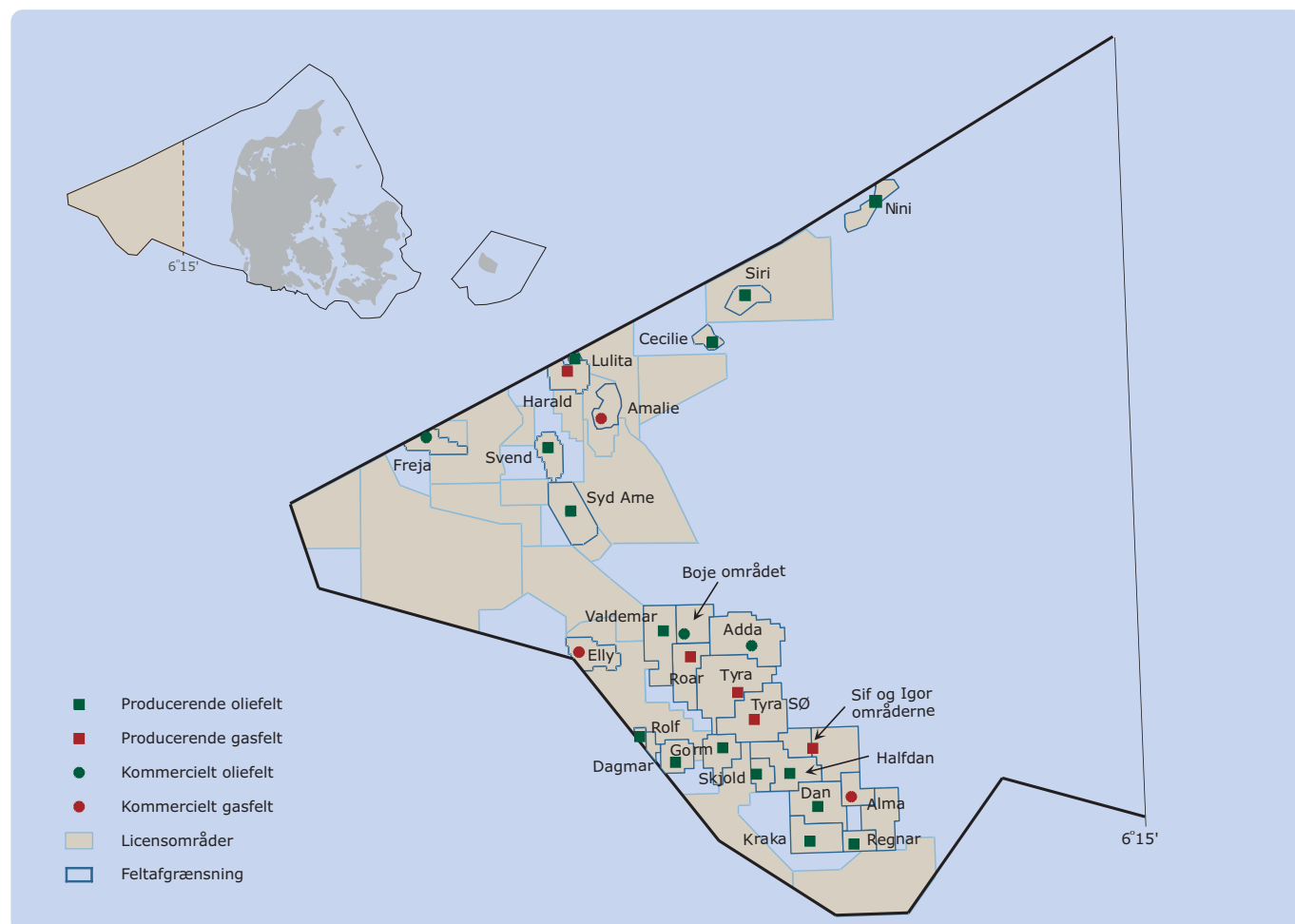
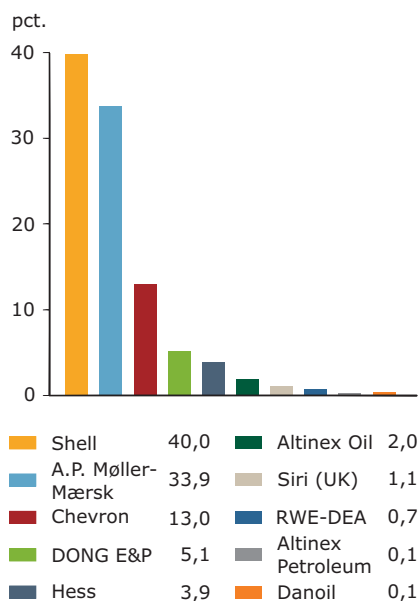


fig. 2.3 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



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

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

Olieproduktionen

I 2008 blev der produceret 16,7 mio. m³ olie, hvilket er et fald på 7,8 pct. i forhold til i 2007.

Olieproduktionen toppede i 2004 med 22,6 mio. m³. Dermed fortsætter produktionen fra den danske del af Nordsøen som forventet med at være aftagende. Produktionen i 2008 var dog større end forventet i prognoserne for 2008. Produktionens historiske forløb gennem de seneste 25 år er vist i figur 2.4.

Hvis faldet i produktionen skal vendes kræver det nye investeringer. Investeringerne kan være i form af udvikling af ny produktionsteknologi, der øger indvindingsgraden, samt efterforskning, der fører til nye fund, som kan udbygges sammen med allerede gjorte fund.

I dag er der produceret ca. 20 pct. af de kendte ressourcer i den danske undergrund. Det forventes, at der kan produceres mindst 6 pct. yderligere, hvilket vil efterlade godt 70 pct. af olieressourcerne i undergrunden. Denne resterende del af olien betragtes som svær eller umulig at producere med den produktionsteknologi, der anvendes i dag.

Historisk set er indvindingsgraden tidligere øget ved hjælp af teknologiudvikling. Indvindingen fra de danske oliefelter i Nordsøen foregik de første år ved naturlig dræning af felterne. Naturlig dræning kaldes også primær indvindingsmetode. Omkring midten af 1980'erne blev de sekundære indvindingsmetoder indført. De sekundære indvindingsmetoder er baseret på brug af lange vandrette brønde og vandinjektion og har gennemgået en løbende udvikling siden indførelsen. Det har ført til en forøgelse af indvindingsgraden fra 5-10 pct. til de ca. 30 pct., som er på flere felter i dag. Figur 2.5 viser en status for indvindingsgraden fordelt på de enkelte felter.

fig. 2.4 Produktion af olie og gas

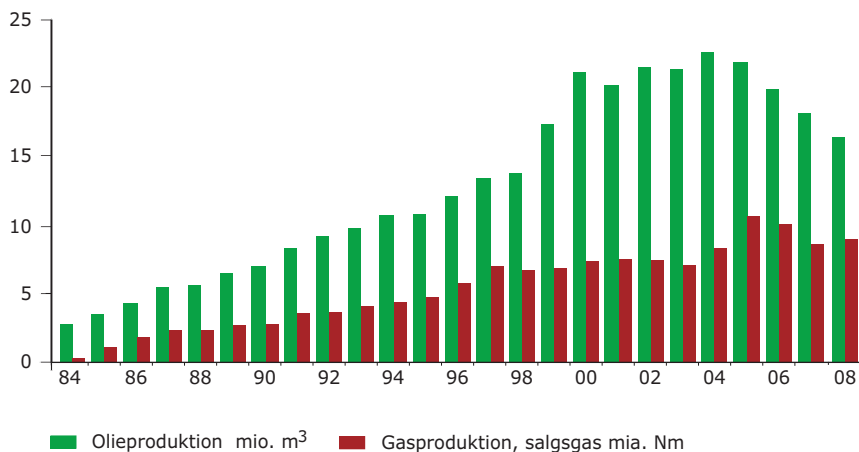
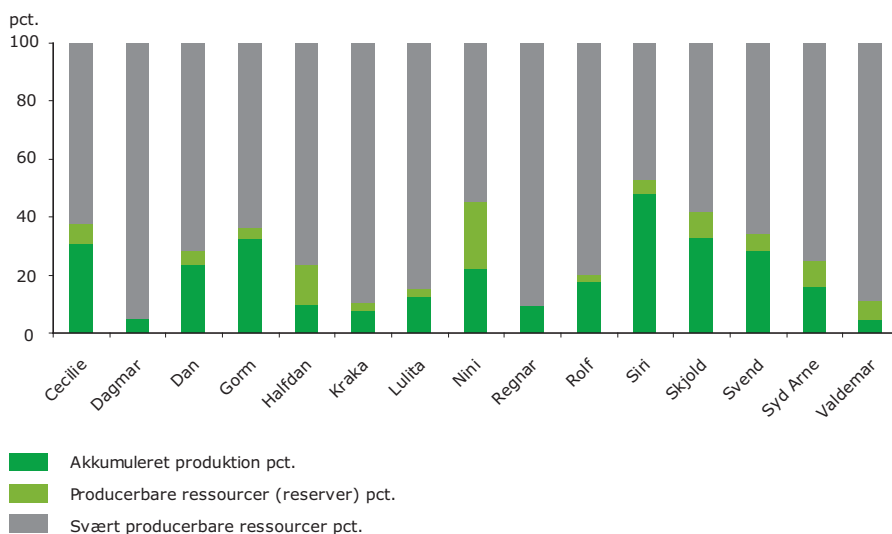




fig. 2.5 Status for indvindingsgraden på danske oliefelter 2008



Flere steder i verden anvendes allerede en ny generation af indvindningsteknologi, der kaldes tertiære indvindingsmetoder eller EOR, se boks. 2.1. EOR benyttes endnu ikke i Danmark, men der forskes i, hvordan EOR kan anvendes på de danske felter, således at det bliver muligt at producere en del af de ca. 70 pct., som ikke kan produceres i dag.

boks 2.1

Forbedret olieindvinding (EOR)

EOR er en forkortelse af "Enhanced Oil Recovery", som betyder forbedret olieindvinding.

EOR beskriver den næste generation af indvindningsteknologi, hvor oliens egenskaber ændres, således at den bliver mere letflydende og dermed nemmere at producere.


Der foregår et omfattende forsknings- og udviklingsarbejde for at finde nye EOR metoder, men EOR benyttes endnu ikke i Danmark til at øge indvindingen fra felterne.

For at få et overblik over kendte EOR-metoder fra resten af verden har Nordsøfonden, Energistyrelsen og Mærsk Olie og Gas AS i fællesskab fået udarbejdet en rapport med en uafhængig vurdering af de eksisterende globale erfaringer med forskellige EOR-metoder. Rapporten viser, at den eneste gennemprøvede EOR-metode, der kan være anvendelig på danske felter, er injektion af CO₂.

EOR-rapporten kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Gasproduktionen

I 2008 blev der produceret 9,9 mia. Nm³ gas, hvoraf salgsgassen udgjorde 8,9 mia. Nm³. Salgsgas beregnes her som den del af gassen, der kan anvendes til salg. Produktionen er 1 pct. mindre end i 2007, hvorimod mængden af salgsgas er steget med 11 pct. i forhold til i 2007. Det historiske forløb for salgsgas gennem de seneste 25 år er vist på figur 2.4.



Gasinjektionen faldt i 2008 på grund af det højere salg af naturgas og var således 0,2 mia. Nm³. Til sammenligning blev der i 2007 injiceret 1,1 mia. Nm³.

Tyra feltet fungerer som en såkaldt svingproducent. 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.

Behovet for at have en svingproducent kommer af, at produktionen på felterne generelt ikke uden videre kan reduceres i perioder. Det skyldes dels reservoirmæssige hensyn, dels at udstyret på anlæggene har en begrænset levetid.

Tyra feltet har desuden nogle reservoirmæssige forhold, der gør det fordelagtigt for feltets produktion, at det fungerer som svingproducent. Den injicerede tørre gas (se boks 1.1 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*) medvirker til at forsinke tryktabet i feltets gaskappe, hvorved olieindvindingen fra Tyra feltet optimeres.

Den del af gasproduktionen, der ikke sælges, anvendes primært som brændstof til energiforsyningen på platformene. En mindre del af gassen afbrændes uden nyttevirkning (flaring) af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. Forbrug og afbrænding af gas uden nyttevirkning er beskrevet i kapitel 4: *Miljø og klima*, samt i bilag A.

UDBYGNING I 2008

Flere af de eksisterende felter blev yderligere udbygget i 2008. Samlet er der boret 14 nye brøndspor til indvinding, en vandinjektionsbrønd og fem vurderingsboringer. En af vurderingsboringerne er efterfølgende konverteret til en gasproduktionsbrønd. Dermed har boreaktiviteten været på samme niveau som i 2007. De nye boringer og de øvrige udbygnings- og vedligeholdelses aktiviteter repræsenterer en samlet investering på 6,1 mia. kr. Dermed forbliver investeringsniveauet på samme høje niveau som i 2007, hvor investeringerne udgjorde 6,5 mia. kr.

I bilag B findes figurer med udbygnings- og investeringsaktiviteter for hvert felt.

Igangværende udbygning og godkendte udbygningsplaner

Dagmar feltet

Dagmar feltet har ikke produceret regelmæssigt siden 2005, hvor vandandelen af produktionen nåede 98 pct. Reservoirets specielle produktionsegenskaber har resulteret i at kun 5 pct. af de tilstedeværende oliemængder er produceret. Det svarer til den olie, der fandtes i Dagmar feltets sprækkesystem.

Energistyrelsen modtog i 2008 en redegørelse fra operatøren om feltets fremtid. Operatøren er i gang med en revurdering af feltets potentiale, og der forventes i 2009 en afklaring af, om feltet udbygges eller lukkes permanent. Lukkes feltet permanent, kan Dagmar således blive det første danske anlæg, som skal fjernes helt. Fjernelse af installationer er beskrevet i kapitel 4: *Miljø og klima*.

Dan feltet

Fra Dan FF platformen er to olieproduktionsbrønde, MFF-34 og MFF-33A, boret af boreplatformen Energy Enhancer. Begge brønde dræner Dan feltets sydvestlige flanke og er placeret i et reservoir af Øvre Kridt alder. De to brønde, der er de sydligste i



brøndmønsteret på Dan feltets vestlige flanke, blev begge er sat i produktion medio 2008. På sigt er det planen at MFF-33A skal konverteres til en vandinjektor.

Endvidere er der udført vedligeholdelses arbejde på fem af feltets ældre brønde: to olieproduktionsbrønde (MFB-10 og MFB-13) og tre vandinjektionsbrønde (MFB-4C, MFB-6B og MFB-14B).

Gorm feltet

Grundet vedligeholdelsesarbejde har anlæggene på feltet være lukket ned i 2½ uge. De felter, som benytter Gorms behandlingsfaciliteter, har derfor også været lukket ned i samme periode.

Halfdan feltet (inkl. Sif og Igor)

I den nordøstlige del af Halfdan feltet har boreplatformen Ensco 71 stået ved den nye HCA platform hele året. Der er boret fire brønde (HCA-7ML, HCA-3ML, HCA-2ML og HCA-6). Brøndene, der er boret i et spiralmønster i reservoiret af Danien alder, er alle gasproduktionsbrønde. HCA-7ML, HCA-3ML og HCA-2ML er multilaterale brønde, se boks 2.2. HCA-7ML blev påbegyndt i 2007, hvor det første brøndspor blev udført. Det andet brøndspor er udført i 2008.

I området mellem HBA og HCA platformene blev vurderingsboringen HDE-1X boret, for flere detaljer se kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.

Den fjerde fase af Halfdan udbygningen blev godkendt i juni 2008. Udbygningsplanen omfatter bygning af en ny platform, HBD, med anlæg til behandling af væske- og gasproduktion. Kapaciteten bliver på 240.000 tønder væske pr. dag og separation af 80.000 tønder olie pr. dag. Det nye anlægs gasseparationskapacitet vil være på 6,7 mio. Nm³ pr. dag. Den nye platform vil blive broforbundet til det eksisterende Halfdan B anlæg, der samtidig ombygges til bemanded drift.

Udbygningsplanen for Halfdan fase 4 omfatter endvidere boring af op til 12 nye brønde. Som led i dette blev der i april 2008 installeret et brøndhovedmodul med

boks 2.2

Multilaterale brønde

En brønd med to eller flere brøndspor i reservoiret kaldes 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.

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

Multilaterale brønde er velegnet til forholdene i Nordsøen.



ti brøndstyr på HBB stigrørsplatformen. Syv nye brønde er planlagt boret fra HBB platformen i 2009. I april 2009 modtog Energistyrelsen en opdateret udbygningsplan, hvoraf det fremgår, at der nu kun forventes fem borer udført.

I december 2008 modtog Energistyrelsen en ansøgning om udbygning af Halfdan feltet med yderligere to multilaterale brønde (se boks 2.2) øst for HCA. Brøndene skal bores i fortsættelse af det eksisterende spiralformede brøndmønster ved HCA platformen i Igor området. Ansøgningen blev behandlet og godkendt primo 2009.

Der har været gennemført vedligeholdelsesarbejde på Halfdans gaskompressorer i juli og september med deraf følgende nedlukninger, som har påvirket produktionen fra feltet.



Nini feltet

I november 2007 ansøgte operatøren om tilladelse til at udbygge det østlige område af Nini feltet. Godkendelsen blev givet i januar 2008. Planen omfatter etablering af en ny ubemandet platform med plads til ti brønde svarende til den eksisterende Nini platform.

Foreløbigt er der planer om at bore fem brønde, der forventes at give en forøgelse af produktionen med i alt 2,7 mio. m³ olie.

Mellem Nini platformen og den nye Nini Øst platform skal der etableres rørledninger til flerfaseflow, løftegas og injektionsvand. I den forbindelse skal den eksisterende Nini platform modificeres til at kunne varetage funktionen som transportknudepunkt mellem Siri og Nini Øst.

Siri feltet

På Siri feltet er der boret to nye olieproduktionsbrønde med boreplatformen Ensco 70. Brønden SCA-12C er placeret på sydflanken af Siri, mens brønden SCA-3C er placeret nær den tidligere SCA-3A i feltets vestlige del. Begge brønde producerer fra sandstensreservoiret i Heimdal formationen.

Syd Arne feltet

På Syd Arne feltet blev der gennemført et projekt til lukning af en direkte forbindelse mellem en vandinjektor og en olieproduktionsbrønd i reservoiret. Resultatet gav en mærkbar forbedret produktion fra SA-12F.

Det forventes, at operatøren for Syd Arne feltet indsender en udbygningsplan for Syd Arne medio 2009.

Syd for Syd Arne feltet blev der i 2008 boret vurderingsboringen Rigs-4/4A, for flere detaljer se kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.

Tyra feltet (Inkl. Tyra Sydøst)

På Tyra Sydøst feltet er der i reservoiret af Danien alder boret to nye gasproduktionsbrønde, TSEA-4G og TSEA-5F, samt vurderingsboringen TSEA-3B med boreplatformen Energy Endeavour.

TSEA-4G skal dræne et område øst for TSEA platformen, mens TSEA-5F er boret på den nordlige flanke af Tyra sydøst.



Operatøren for Tyra Sydøst feltet fik i 2008 godkendelse til at genbruge overflade-foringsrøret fra den lukkede olieproduktionsbrønd TSEA-3A til en ny vurderings- og produktionsbrønd. Boringen var opdelt i to faser. Første fase var boringen af TSEA-3B i området vest for Tyra Sydøst platformen for at vurdere områdets olieforekomst i Danien, for flere detaljer se kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*. TSEA-3B blev efterfølgende lukket permanent. I anden fase blev den endelige gasproduktionsbrønd TSEA-3D boret i nordlig retning mod Tyra feltet i reservoir af Danien alder. TSEA-3D blev først sat på produktion i begyndelsen af 2009 og er derfor ikke talt med som produktionsbrønd i 2008. Produktionen fra brønden forventes at blive ca. 0,64 mia. Nm³ gas og 0,09 mio. m³ olie i brøndens levetid.

På Tyra feltet er der endvidere gennemført kampagner med re-stimulering i flere af de ældre brønde (TEB-16, TEB-24C og TEB-15E), hvilket har medvirket til en forbedring af produktionen. Flere re-stimuleringer planlægges.

Valdemar feltet

I Nord Jens området af Valdemar feltet har boreplatformene Energy Exerter og Energy Endeavour begge medvirket til boring af en ny olieproduktionsbrønd, VAB-8 fra VAB platformen. VAB-8, der er boret i reservoir af Nedre Kridt alder, er placeret mellem de eksisterende brønde VAB-6 og VAB-3A.

I Bo området af Valdemar feltet er der fra VBA platformen boret to nye olieproduktionsbrønde, VBA-5 og VBA-4A i reservoirer af hhv. Øvre Kridt og Nedre Kridt alder. Desuden er der i 2008 ansøgt om, godkendt og boret en vurderingsboring, VBA-8XA, i reservoirer af Danien og Øvre Kridt alder, for flere detaljer se kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*. VBA-8XA blev efterfølgende konverteret til en gasproduktionsbrønd. Den nye gasproduktionsbrønd VBA-8XA forventes at øge produktionen med ca. 0,35 mia. Nm³ gas og 0,06 mio. m³ olie. Alle tre brønde, der er boret med boreplatformen Noble Byron Welliver, er sat i produktion i 2008.

I området syd for Valdemar feltet blev vurderingsboringen Bo-3X boret, for flere detaljer se kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.

Felter uden udbygning i 2008

På følgende felter har der ikke været udbygningsaktiviteter i 2008: Cecilie, Harald, Kraka, Lulita, Regnar, Roar, Rolf, Skjold og Svend.

Alle efterforsknings- og vurderingsboringer udført i 2008 omtales mere detaljeret i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*.



Den danske undergrund anvendes til andet end produktion af olie og gas. I dette afsnit beskrives anvendelse af undergrunden til indvinding af salt, indvinding af geotermisk varme, lagring af naturgas samt mulig fremtidig anvendelse til deponering af CO₂.

Bortset fra saltindvinding er det i vid udstrækning de samme typer af lag i undergrunden, som anvendes til de forskellige formål. En prioritering af anvendelsen af undergrunden til forskellige formål er nødvendig, da f.eks. deponering af CO₂ vil optage lagene permanent.

Ved geotermisk varmeproduktion, lagring af naturgas og deponering af CO₂ kan porøse og permeable sandstenslag (se boks 1.1 i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*) i dybder af 1.500 m til 2.500 m i undergrunden udnyttes mange steder i Danmark. Deponering af CO₂ og gaslagring forudsætter, at de porøse sandstenslag, som udnyttes til deponering/lagring, er beliggende som en geologisk struktur, hvor de injicerede mængder kan fanges i de porøse lag. Over de porøse lag skal der være et segl bestående af tætte lerlag, som er uigennemtrængelige for de injicerede gasser. Udnyttelse af porøse sandstenslag til geotermisk varmeproduktion kræver derimod ikke en struktur i undergrunden. Porøse sandstenslag med varmt vand er tilstrækkeligt til, at der kan iværksættes geotermisk varmeproduktion.

SALTINDVINDING

I Danmark indvindes der salt til konsumsalt, industrisalt, vejsalt og kemisk rent salt fra undergrunden. Indvindingen finder kun sted fra Hvornum salthorsten ca. 8 km sydvest for Hobro, se figur 3.1 og boks 3.1.

fig 3.1 Anvendelse af undergrunden til forskellige formål

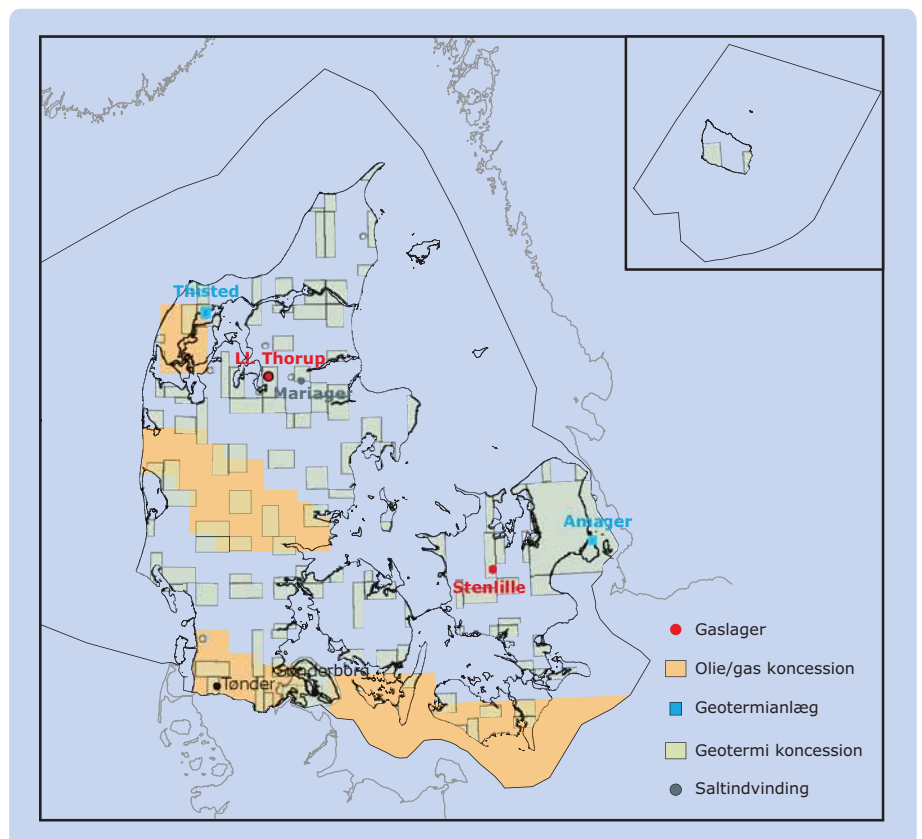
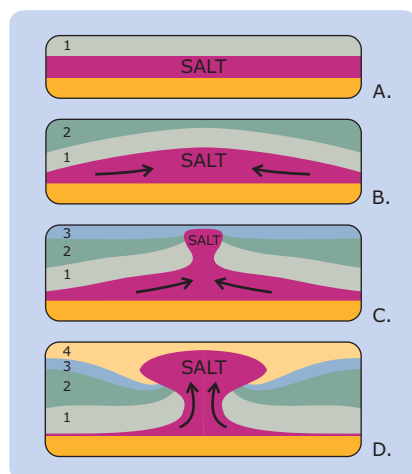


fig 3.2 Udvikling af en salthorst



Det er selskabet Akzo Nobel Salt A/S, som står for produktionen af salt. Selskabet har en eneretsbevilling til produktion af salt fra den danske undergrund. Bevillingen blev udstedt i 1963 for en 50-årig periode og udløber således i 2013. Selskabet har søgt om en ny bevilling til afløsning for den eksisterende. Ansøgningen behandles af Energistyrelsen.

Salthorsten, der produceres fra, er ca. 3.000 m i diameter og 4.000 m dyb, og toppen ligger ca. 300 m under jordoverfalden. Der produceres salt fra 1.000 til 1.500 meters dybde. Ved at pumpe vand ind i saltlagene opløses disse. Saltvandet pumpes til et anlæg, hvor saltet inddampes ved varme. Der produceres fra 6 borer, og selve fabriksanlægget er beliggende ved Mariager Fjord. Anlægget har en årlig produktionskapacitet på ca. 600.000 tons salt.

Der betales en afgift til staten på for tiden 9,07 kr. pr. ton produceret salt. Staten modtager omkring 5 - 6 mio. kr. om året i afgift i forbindelse med saltindvindingen.

GEOTERMISK VARMEPRODUKTION

Geotermisk varme fra jordens indre strømmer hele tiden ud mod jordoverfladen. I Danmark, hvor temperaturen i jordlagene typisk stiger med 25 - 30 °C pr. 1.000 m 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 borer op til overfladen. Her indvindes varme via varmevekslere, hvorefter det afkølede vand pumpes tilbage i undergrunden i en anden boring.

I Danmark er der generelt gode muligheder for at indvinde geotermisk varme. I store dele af Danmark findes der porøse og permeable sandstenslag, hvorfra der kan produceres geotermisk varme til brug som fjernvarme. Sandstenslagene bliver dog mindre porøse og permeable med dybden, så selv om lagene og hermed det vand, der ligger i lagene, bliver varmere med dybden, er der en nedre grænse for, hvor dybt det økonomisk set kan svare sig at indvinde geotermisk varme. Det har i Danmark vist sig, at denne grænse normalt ligger ved ca. 2.500 meters dybde.

boks 3.1

Salthorste

I dele af Danmarks undergrund findes der salt. Saltet er dannet i den geologiske tidsperiode Perm for mere end 250 mio. år siden. Dengang var Danmark dækket af et varmt indhav ligesom det Døde Hav i dag. Her blev salt udfældet som et kilometer tykt lag på havbunden, se figur 3.2 A. Efterfølgende er der aflejret 4 - 5 km ler, sand og kalk over saltet. På grund af vægten af de overliggende lag, der har en højere massefylde end saltet, vil saltet langsomt forsøge at trænge op gennem lagene, hvor lagene er svagest, se figur 3.2 B til D. Herved dannes der salthorste.

Hovedstadens Geotermiske Samarbejde, HGS, der består af Centrankommunernes Transmissionsselskab I/S (CTR), 18 pct., DONG VE A/S, 28 pct., KE Varme P/S, 18 pct., Energi E2, 18 pct., og Vestegnens Kraftvarmeselskab I/S, 18 pct., foretog i 2008 en vurdering af de geotermiske reserver i hovedstadsområdet. Konklusionen er, at der er geotermiske reserver i hele tilladelsesområdet på godt 60.000 PJ. Reserverne vurderes at kunne dække 30-50 pct. af fjernvarmeproduktionen i hovedstadsområdet i flere tusind år, og kan dermed bidrage til at øge andelen af vedvarende energi i Danmark, såfremt der etableres de nødvendige indvindinganlæg.

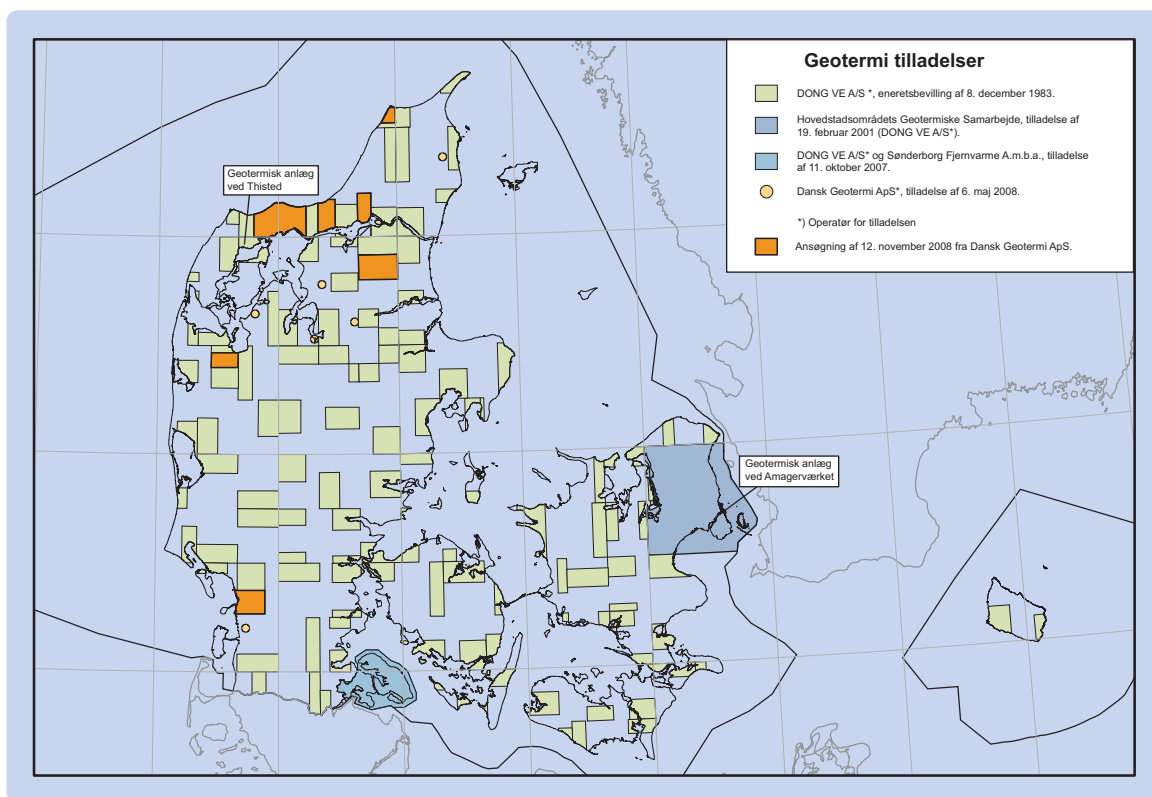
Tilladelser

Indvinding af geotermisk varme kræver en tilladelse efter undergrundslovens bestemmelser. Ved udgangen af 2008 var der udstedt fire tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. Placeringen af tilladelserne kan ses på figur 3.3.

I 1983 fik DONG Energy en eneretsbevilling til efterforskning og indvinding af geotermisk energi i Danmark. Bevillingen udløber i 2013. Der er i 1993 og 2003 leveret arealer tilbage til staten, således af DONG's eneretsbevilling nu kun dækker dele af Danmark.

I 2001 blev der udstedt en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi i hovedstadsområdet til Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde - HGS -

fig. 3.3 Geotermi tilladelser i Danmark i 2008



hvis sammensætning er angivet ovenfor. DONG er operatør for tilladelsen. I forbindelse med udstedelse af tilladelsen til HGS selskaberne tilbageleverede DONG arealer omfattet af deres bevilling fra 1983, således at disse arealer nu indgår i tilladelsen til HGS.


I 2007 blev der udstedt en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi i Sønderborg-området til DONG VE A/S, 50 pct., og Sønderborg Fjernvarme A.m.b.a, 50 pct. DONG er operatør for tilladelsen. I forbindelse med udstedelse af tilladelsen tilbageleverede DONG arealer omfattet af deres bevilling fra 1983, således at disse arealer nu indgår i den nye tilladelse.

I 2008 blev der udstedt en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi til selskabet Dansk Geotermi ApS. Tilladelsen dækker seks områder ved Sæby, Farsø, Rødding, Kvols, Hobro og Brøns. Der er tale om områder med en radius af 2 km omkring tidligere udførte dybe efterforskningsboringer.

I november 2008 har Energistyrelsen modtaget ansøgning om en ny tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi fra selskabet Dansk Geotermi ApS. Ansøgningen omfatter 7 områder i Jylland vist i figur 3.3. Ansøgningen behandles af Energistyrelsen.

Anlæg

I Danmark findes der to geotermiske anlæg. Det ene er beliggende ved Thisted og det andet på Amager. Et tredje anlæg er på vej ved Sønderborg.



Det geotermiske anlæg ved Thisted blev sat i drift i 1984. Her udnyttes ca. 45 °C varmt vand fra sandstenslag i ca. 1.250 m dybde. Det varme vand afkøles til ca. 12 °C gennem en varmeveksler, inden det returneres til undergrunden. Det geotermiske anlæg er koblet sammen med byens affaldsbaserede kraftvarmeanlæg. Den geotermiske del af anlægget kan producere, hvad der svarer til ca. 2.000 husstandes årlige varmeforbrug.

På Amager begyndte varmeproduktionen i 2005 fra det geotermiske anlæg, der er placeret i tilknytning til Amagerværket. I dette anlæg produceres ca. 73 °C varmt vand fra sandstenslag i en dybde af ca. 2.600 meter. Vandet afkøles i en varmeveksler til ca. 17 °C, inden det sendes tilbage i undergrunden. Den årlige varmeproduktion fra det varme vand i undergrunden svarer til forbruget i ca. 4.600 husstande.

I Sønderborgområdet planlægges der i efteråret 2009 udført 2 borer, der skal benyttes til et nyt geotermisk anlæg ved Sønderborg. Det er hensigten at erstatte naturgasbaseret fjernvarmeproduktion med geotermisk varme. Anlægget etableres i tilknytning til det eksisterende affaldsbaserede kraftvarmeverk i Sønderborg. Der arbejdes på, at geotermisk varmeproduktion fra det nye anlæg kan igangsættes i løbet af 2011.

GASLAGRING

I Danmark varierer gasforbruget over året med størst forbrug om vinteren. På en kold vinterdag kan gasforbruget komme op på ca. 30 - 33 mio. Nm³ i døgnet. Den maksimale leverance af naturgas fra felterne i Nordsøen er ca. 22 - 24 mio. Nm³ i døgnet. For at kunne håndtere denne forskel, er det nødvendigt at have lagre med gas. Gaslagrene udnyttes således, at der om sommeren, hvor forbruget ikke er så stort, pumpes naturgas ned i lagrene, mens naturgassen fra lagrene udnyttes om vinteren for at kunne levere de nødvendige mængder til forbrugerne.

Lagrene skal desuden fungere som nødforsyningslagre i tilfælde af, at der sker et forsyningssvigt fra de danske gasfelter i Nordsøen eller brud på gasledningerne i transmissionsnettet. Lagrene er dimensioneret således, at de kan klare leverancerne af naturgas til det uafbrydelige gasmarked, som eksempelvis omfatter boligopvarmning, i en periode på ca. 60 dage. Det er den tid en reparation af gasledningerne i Nordsøen er estimeret til at tage.

Der findes i dag to gaslagre i Danmark. Placeringen af de to gaslagre er vist på figur 3.1.

Det ene lager ligger ved Stenlille på Sjælland, hvor der lagres gas i porøse sandstenslag i ca. 1.500 meters dybde. Dette gaslager er ejet af DONG Energy. I lagret ved Stenlille er der injiceret omkring 1,5 mia. Nm³ naturgas, hvoraf omkring 580 mio. Nm³ kan udnyttes (arbejds gas).

Det andet gaslager ligger ved Lille Torup i det nordlige Jylland. Her lagres gassen i 7 store hulrum – også kaldet kaverne – der er udskyllet i en salthorst. I boks 3.1 er der beskrevet, hvad en salthorst er. Kaverne, der ligger i 1.000 - 1.700 meters dybde, er 200 - 300 m høje og 40 - 60 m i diameter. Dette lager ejes af Energinet.dk. I lagret ved Lille Torup kan der i de 7 kaverne lagres ca. 700 mio. Nm³, og heraf kan ca. 440 mio. Nm³ gas udnyttes (arbejds gas).

Energistyrelsen modtog i 2007 en ansøgning om tilladelse til etablering og drift af et nyt naturgaslager ved Tønder. Ansøgningen er indsendt af selskabet Dansk Gaslager ApS. Ansøgningen behandles af Energistyrelsen.



DEPONERING AF CO₂

Mulighederne for at nedbringe CO₂ udledningerne til atmosfæren overvejes i mange sammenhænge. En mulighed kunne være at opsamle og efterfølgende deponere CO₂ fra store punktkilder som eksempelvis kraftværker. Ofte omtales teknologien som CCS, en forkortelse af udtrykket Carbon Capture and Storage.

Der findes i dag teknologi til at rense CO₂ fra kraftværkers røggasser, og der forskes i at forbedre og udvikle ny teknologi til en mere energieffektiv udskillelse af CO₂ fra kraftværkerne. Teknologien indebærer, at CO₂ opfanges på kraftværket og herefter komprimeres og i flydende form transporteres til et egnet deponeringssted i undergrunden. Transporten af den komprimerede CO₂ vil komme til at foregå i rørledninger.

Deponering af CO₂ i undergrunden skal ske på steder med egnede geologiske forhold. I Danmark vil dette typisk være porøse og permeable sandstenslag dybere end ca. 1.000 m. Deponering på denne dybde vil betyde, at CO₂ er flydende på grund af det højere tryk. Sandstenslagene skal danne en struktur, hvor den injicerede CO₂ kan fanges i de 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.

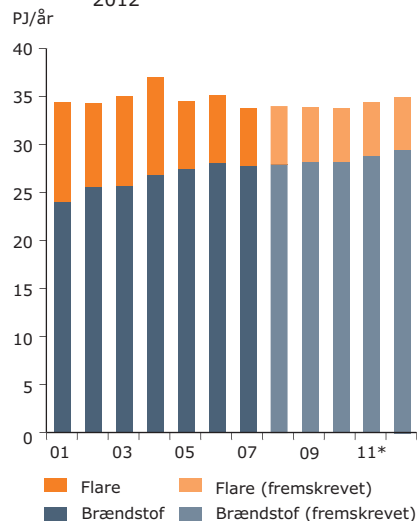
De lag og strukturer i undergrunden, som kan anvendes til deponering af CO₂, kan også anvendes til andre formål som lagring af naturgas eller geotermisk varmeproduktion. En prioritering af anvendelsen af undergrunden er derfor nødvendig.

Det er også en mulighed at injicere CO₂ i oliefelterne i Nordsøen. Herved kan der også opnås den effekt, at der kan produceres mere olie fra felterne, idet injektion af CO₂ i et oliefelt vil kunne frigøre mere olie fra lagene. Olie som ellers ikke ville kunne produceres. Noget af den injicerede CO₂ vil dog blive produceret igen sammen med olien. Derfor er der behov for at udskille denne CO₂ fra olien og geninjicere den i undergrunden. Metoden anvendes endnu ikke på oliefelter i Nordsøen, primært fordi det vurderes, at metoden er meget dyr, da der blandt andet vil være behov for mange nye anlæg og ombygninger af de eksisterende anlæg i Nordsøen.

I 2008 fik både Vattenfall og DONG tilladelse til at fortage forundersøgelser af undergrunden i Danmark med henblik på at vurdere mulighederne for deponering af CO₂. I denne sammenhæng gennemførte Vattenfall i efteråret 2008 en 2D seismisk undersøgelse af undergrunden nordvest for Aalborg for at kortlægge Vedsted strukturen. Denne seismiske undersøgelse er omtalt i kapitel 1: *Koncessioner og efterforskning*, og placeringen af de seismiske linjer er vist i figur 1.7.

Den eksisterende undergrundslov omfatter anvendelse af undergrunden til lagring, herunder også deponering af CO₂. I forbindelse med EU's klima- og energipakke er der nu vedtaget et nyt direktiv, som omhandler deponering af CO₂ i undergrunden. Direktivet opstiller et system for tildeling af efterforsknings- og lagringstilladelser i forbindelse med deponering af CO₂. Desuden fastlægger direktivet en række forhold omkring overvågning mv. af den deponerede CO₂. Det er fortsat op til de enkelte medlemslande at tage stilling til, om de ønsker at anvende denne teknologi samt bestemme i hvilke områder, der i givet fald skal deponeres CO₂. Det nye direktiv skal nu gennemføres i dansk lovgivning. Det forventes, at det blandt andet vil ske ved en ændring af undergrundsloven.

fig. 4.1 Energiforbrug ved indvinding af olie og gas i den danske Nordsø ved "business as usual" i 2001-2012



* Det øgede energiforbrug i 2011 og 2012 skyldes udbygning af Halfdan feltet.

Note: Figuren er taget fra redegørelsen "Kortlægning og oplæg til initiativer til en mere energieffektiv indvinding af olie og gas", dec. 2008.

Produktionen af olie og gas påvirker omgivelserne gennem udledning af blandt andet CO₂ og NO_x til luften og kemikalier og olierester til havet. Der er løbende iværksat initiativer til at mindske denne påvirkning. I 2008 har fokus især været rettet mod en reduktion af energiforbruget offshore og på den seneste opfølgning af miljøministerens offshorehandlingsplan, der skal sikre, at udledningen af fremmede stoffer til havet begrænses mest muligt.

ENERGIEFFEKTIVITET OFFSHORE

I den brede energipolitiske aftale af 21. februar 2008 opstilles 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.

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 skal udarbejdes inden udgangen af 2008.

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

Brændstofforbrug

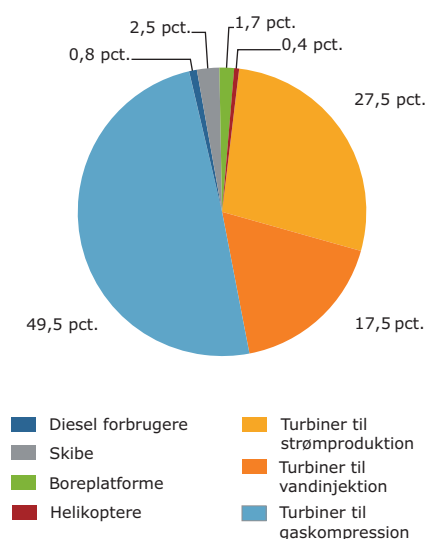
Kortlægningen viser, at energiforbruget offshore, der opdeles i brændstofforbrug og flaring (se boks 4.1), har befundet sig på et konstant niveau på omkring 35 mio. GJ årligt gennem de senere år, se figur 4.1. Det svarer til ca. 4 pct. af Danmarks bruttoenergiforbrug. Heraf gik de 20 pct. i 2006 til flaring.

boks 4.1

Flaring

Afbrænding af gas uden nyttiggørelse kaldes flaring. Flaring sker på alle offshore platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn i de tilfælde, hvor anlæggene skal tømmes for gas hurtigt.

fig 4.2 Energianvendelse i den danske offshore sektor i 2007

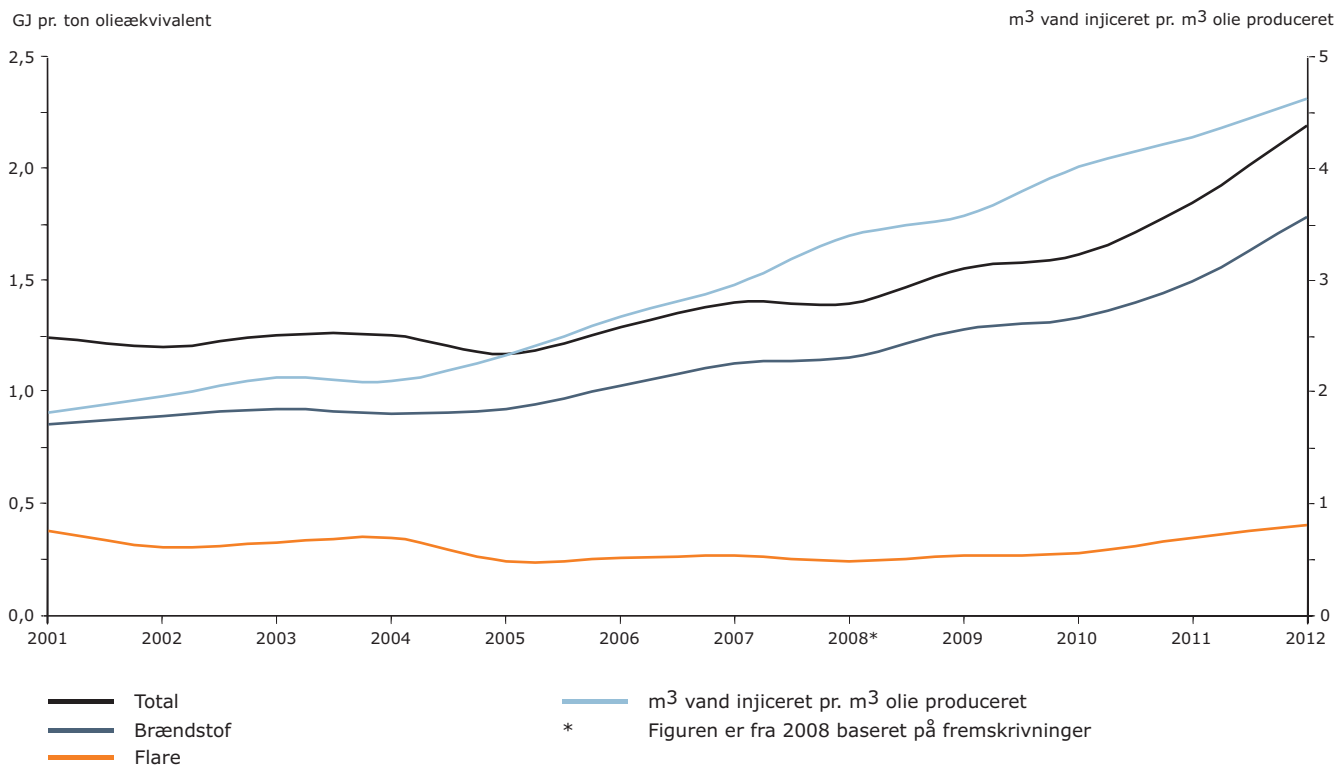


95 pct. af brændstofforbruget (excl. flaring) er naturgas, der anvendes i gasturbiner. Heraf går halvdelen til produktion af el og til at drive vandinjektionspumper, mens den resterende halvdel går til at komprimere naturgassen til et højere tryk. Naturgassen komprimeres til et højere tryk dels for at kunne eksportere den til land gennem rørledningerne, der er vist på figur 2.2 i kapitel 2: *Produktion og udbygning*, dels til brug som løftegas i olieproduktionsboringer.

På anlæg opereret af Mærsk Olie og Gas AS anvendes omkring 60 pct. af kompressionskapaciteten til at klargøre gas til gaseksport og omkring 30 pct. anvendes til løftegas. Den resterende kompressionskapacitet bruges til komprimering af gas i forbindelse med stabilisering af råolie.

De resterende 5 pct. af brændstofforbruget udgøres af flydende brændstof. Fordelingen af brændstofforbruget på de forskellige anvendelsesområder er vist på figur 4.2.

fig 4.3 Energiintensitet for kulbrinteproduktionen



Energiintensitet

Energiintensiteten beskriver, hvor meget energi der bruges på at producere en energienhed. Det konstante energiforbrug offshore skal sammenholdes med en faldende olie- og gasproduktion. Det betyder, at energiintensiteten har været stigende fra omkring 2005, se figur 4.3.

Dette er en konsekvens af, at der i bestræbelserne på at øge indvindingsgraden i stigende grad anvendes vandinjektion på felterne. Både i forbindelse med injektionen af vand i reservoiret og i den efterfølgende adskillelse af det producerede olie og vand anvendes der betydelige mængder energi.

Sammenholdes energiforbruget derimod med den samlede mængde væske (olie og vand), der produceres, er der sket et fald i energiintensiteten, og der forventes ikke en stigning i de kommende år, se figur 4.4.

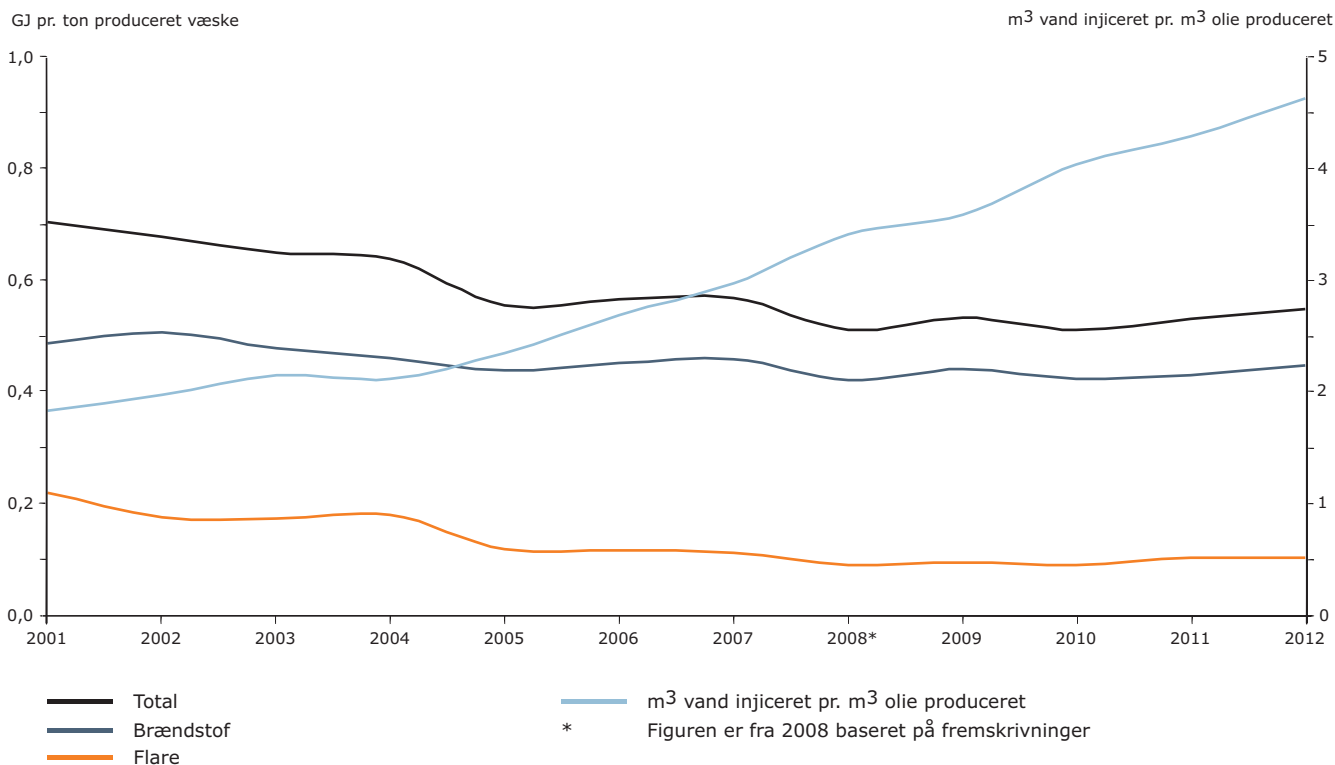
Handlingsplan for reduktion af energiforbruget offshore

Klima- og energiministeren har på baggrund af redegørelsen om "Kortlægning og oplæg til initiativer til en mere energieffektiv indvinding af olie og gas", dec. 2008, aftalt en handlingsplan med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore.

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 svag 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.



fig 4.4 Energiintensitet for den totale væskeproduktion

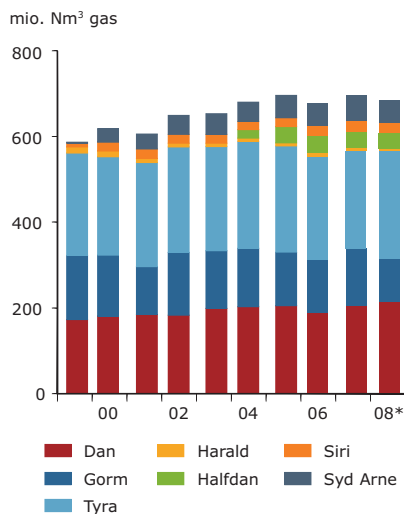


Omkring en fjerdedel af de forventede besparelser skyldes reduceret flaring som følge af en omlægning af driften.

Handlingsplanen indeholder endvidere en arbejdsplan for yderligere analyser.

Handlingsplanen for reduktion af energiforbruget offshore kan findes på Energi-styrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

fig. 4.5 Brændstofforbrug



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

UDLEDNINGER TIL LUFTEN

I forbindelse med produktion af olie og gas i Nordsøen sker der en række udledninger til omgivelserne.

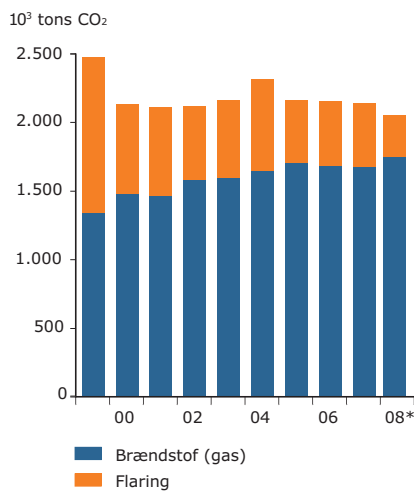
Udledninger til luften består blandt andet af gasserne CO₂ (kuldioxid) og NO_x (kvælstofilte).

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 sikkerhedsmæssig eller anlægstekniske grunde ikke kan nyttiggøres (flaring).

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

Afbrænding af gas uden nyttiggørelse reguleres via undergrundsloven, mens udledningen af CO₂ er omfattet af CO₂-kvoteloven.

fig. 4.6 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



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

Forbrug af brændstof

Gas som brændstof udgjorde i 2008 omkring 82 pct. af det totale forbrug af gas offshore. De resterende 18 pct. er afbrændt uden nyttiggørelse, såkaldt flaring. Af figur 4.5 fremgår det, at der i de seneste 10 år er sket en langsom stigning i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg, dog med et lille fald fra 2007 til 2008. Årsagen til den generelle stigning er dels en stigende produktion af olie og gas, dels ældningen af felterne.

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 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 set mindre olie og gas i forhold til den samlede produktion. Med uændrede produktionsforhold medfører dette et stigende behov for brug af løftegas og eventuelt injektion af vand for at bevare trykket i reservoiret. Begge dele er energikrævende.

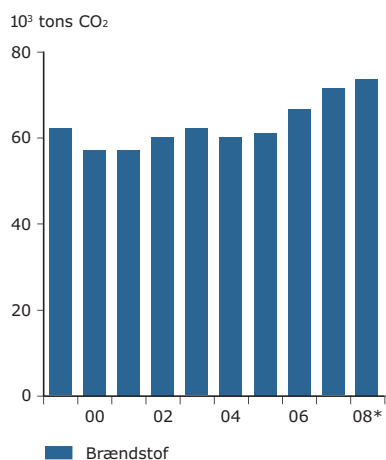
Der er fra år til år ændringer i forbruget af brændstof på de enkelte anlæg, se figur 4.5. Der har fra 2007 til 2008 været et uændret eller svagt faldende forbrug af gas til brændstof på alle anlæg på nær en svag stigning på Dan og Tyra.

Udledning af CO₂ ved forbrug af brændstof

Udviklingen i udledningen af CO₂ fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1999 er vist på figur 4.6. Det ses, at den samlede udledning i 2008 udgjorde ca. 2,0 mio. tons CO₂, dvs. det laveste niveau i de seneste 10 år. Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med ca. 4 pct. af den samlede CO₂-udledning i Danmark.

De sidste 10 års CO₂-udledning fra afbrænding af gas som brændstof i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse ses på figur 4.7. Det fremgår af figuren, at CO₂-udledningen fra brændstofforbruget i forhold til produktionens størrelse er steget fra et niveau på ca. 57 ktons pr. mio. t.o.e. i 2000 til et niveau på omkring 73 ktons CO₂ pr. mio. t.o.e. i 2008.

fig. 4.7 CO₂-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



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

Flaring – gasafbrænding uden nyttiggørelse

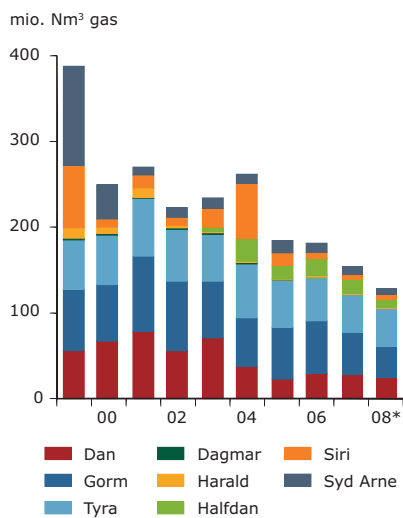
Flaringen (gasafbrænding uden nyttiggørelse) er faldet væsentligt fra 2007 til 2008 på alle felterne på nær Siri og Harald, hvor niveauet har været stabilt. De væsentligste fald er sket på Tyra, Gorm, Halfdan og Syd Arne. Årsagerne hertil kan henføres til stabile driftsforhold på anlæggene og omlægninger af driften.

Mængden af flaret gas i perioden 1999-2008 er vist på figur 4.8. Som det fremgår af figuren, er der en stor variation i flaring fra år til år. De store udsving i 1999 og 2004 skyldes blandt andet indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. I 2008 var den samlede flaring 132 mio. Nm³, hvilket er den laveste siden 1998.

Mængden af gas til flaring kan reduceres ved installation 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 procesanlæggene på platformen.

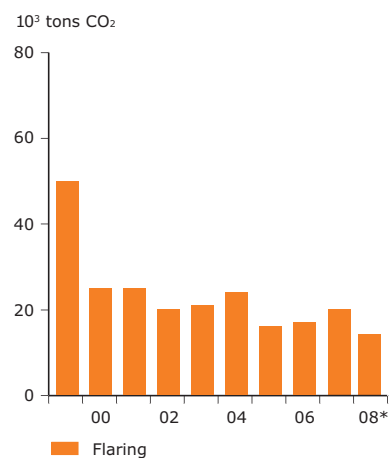
Mængden af flaret gas afhænger bl.a. af driftsformen samt det enkelte anlægs opbygning og ikke af den mængde gas eller olie, der bliver produceret.

fig. 4.8 Flaring



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

fig. 4.9 CO₂-udledning fra flaring pr. mio. t.o.e.



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

Udledning af CO₂ ved flaring

I 2008 udgjorde udledningen fra flaring 0,354 mio. tons CO₂ ud af en samlet CO₂-udledning fra offshoresektoren på 2,025 mio. tons – dvs. 17,5 pct. af den samlede udledning. Gasmængden afbrændt ved flaring udgjorde 1,3 % af gasproduktionen i 2008. Hele udledningen er omfattet af CO₂-kvotesystemet.

Udledningen fra flaring har været faldende siden 2004 og er i 2008 reduceret markant med 21 pct. i forhold til 2007. Da kulbrinteproduktionen i denne periode er faldet, er flaringen per produceret t.o.e dog steget frem til 2007, se figur 4.9. Fra 2007 til 2008 er flaringen per produceret t.o.e. faldet, da reduktionen i flaringen har været så stor, at det har opvejet faldet i kulbrinteproduktionen.

boks 4.2

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 indberette sin CO₂-udledning for det foregående år til Energistyrelsen samt Kvoteregisteret. Ved udgangen af april returnerer hver produktionsenhed kvoter svarende til CO₂-udledningen.

I CO₂-kvoteloven er tildelingskriterierne for gratis kvoter for første periode, 2005-2007, fastlagt. I denne periode har offshoresektoren i gennemsnit fået tildelt 2,534 mio. kvoter pr. år. De samlede danske kvoteomfattede verificerede CO₂-udledninger offshore var på 2,206 mio. tons i 2005, 2,144 mio. tons i 2006 og 2,139 mio. tons i 2007.

Hvis der etableres nye produktionsenheder eller eksisterende produktionsenheder udvides kan der gives yderligere kvoter.

Miljøministeren sendte i marts 2007 en allokeringssplan for perioden 2008-2012 til godkendelse hos EU-Kommissionen. Allokeringssplanen beskriver tildelingens størrelse og kriterierne for tildelingen af gratis kvoter. Planen bygger på samme principper som for perioden 2005-2007, nemlig historiske emissioner. I perioden 2008-2012 har offshoresektoren i gennemsnit fået tildelt 2,281 mio. kvoter pr. år.

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

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



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

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 emissionslofter (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 EU-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.

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 spild.

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, se boks 4.3.

Regulering af udledningen

Udledninger til havet reguleres af havmiljøloven og miljøministerens offshorehandlingsplan, der bl.a. sætter mål for udledningen af olieholdigt vand. Desuden har Danmark gennem aftaler i den internationale havmiljøkonvention, OSPAR, forpligtet sig til at regulere udledningerne i lighed med de øvrige Nordsølande.

OSPAR-konventionens krav til koncentration af dispergeret olie i udledt produceret vand blev, efter at have ligget på 40 mg/l i adskillige år, nedsat til 30 mg/l i 2006. I det udledte producerede vand fra de danske felter blev denne koncentration i samme periode nedbragt til omkring 15 mg/l. I dag ligger gennemsnitskoncentrationen omkring 10 mg/l.

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

Miljøministeren iværksatte offshorehandlingsplanen i 2005, da det imod slutningen af perioden stod klart, at Danmark ikke kunne leve op til de 15 pct. reduktion af 2000-niveauet inden periodens udløb. Som forudsat i 2005 planen blev handlingsplanen revideret i august 2008. I den forbindelse blev der bl.a. igangsat et udredningsarbejde for at undersøge mulighederne for yderligere at reducere udledningen af olie i produceret vand.

Miljøstyrelsen fører løbende tilsyn med, at operatørerne opfylder offshorehandlingsplanen, og sender årligt en statusrapport til Folketinget. De danske operatører

boks 4.3

Udledning af olierester til havet

Udledningen af olierester til havet sker både i forbindelse med boring af nye brønde og i forbindelse med produktionen af olie og gas.

Boring af nye brønde

Under boring af nye brønde udleder boreplatformene vandbaseret boremudder og borespåner. Det vandbaserede boremudder kan ud over de tilsatte kemikalier indeholde olie fra undergrunden.

Når der benyttes oliebaseret boremudder, opsamles boremuddet og borespånerne, da det ikke er tilladt at udlede oliebaseret boremudder. Det opsamlede boremudder og borespåner transporteres derefter til land, hvor det behandles og deponeres.

Produktion

Ved produktion af olie og gas produceres der desuden en mængde vand. For at begrænse udledningen af olie til havet renses det producerede vand, før det enten udledes eller så vidt muligt reinjiceres i reservoiret for at øge trykket og dermed produktionen. Injektion af vand i de danske felter er nødvendig for at opretholde produktionen.

Hovedparten af det injicerede vand er i dag forbehandlet havvand. Den totale mængde produceret vand er mindre end mængden af injiceret havvand. Dermed er der teoretisk kapacitet til at reinjicere alt det producerede vand. Da øget reinjektion af produceret vand vil erstatte injektion af havvand, vil dette ikke medføre øget energiforbrug og CO₂-udledning til atmosfæren.

I sandstensfelter kan stort set alt det producerede vand reinjiceres. I kalkstensfelter kan reinjektion af det producerede vand derimod forringe kvaliteten af reservoiret og dermed skade indvindingen. Tilstrækkelig reservoirforståelse og korrekt behandling af det producerede vand er således nødvendig for at øge reinjektionen. Størstedelen af den danske kulbrinteproduktion stammer fra kalkfelter.

Vandandelen af produktionen fra et oliefelt stiger hen over feltets levetid, og produktionen af vand vil derfor øges i fremtiden, se figur 4.10. De stigende vandmængder er en fortsat udfordring, der nødvendiggør øget behandling og injektion af det producerede vand.

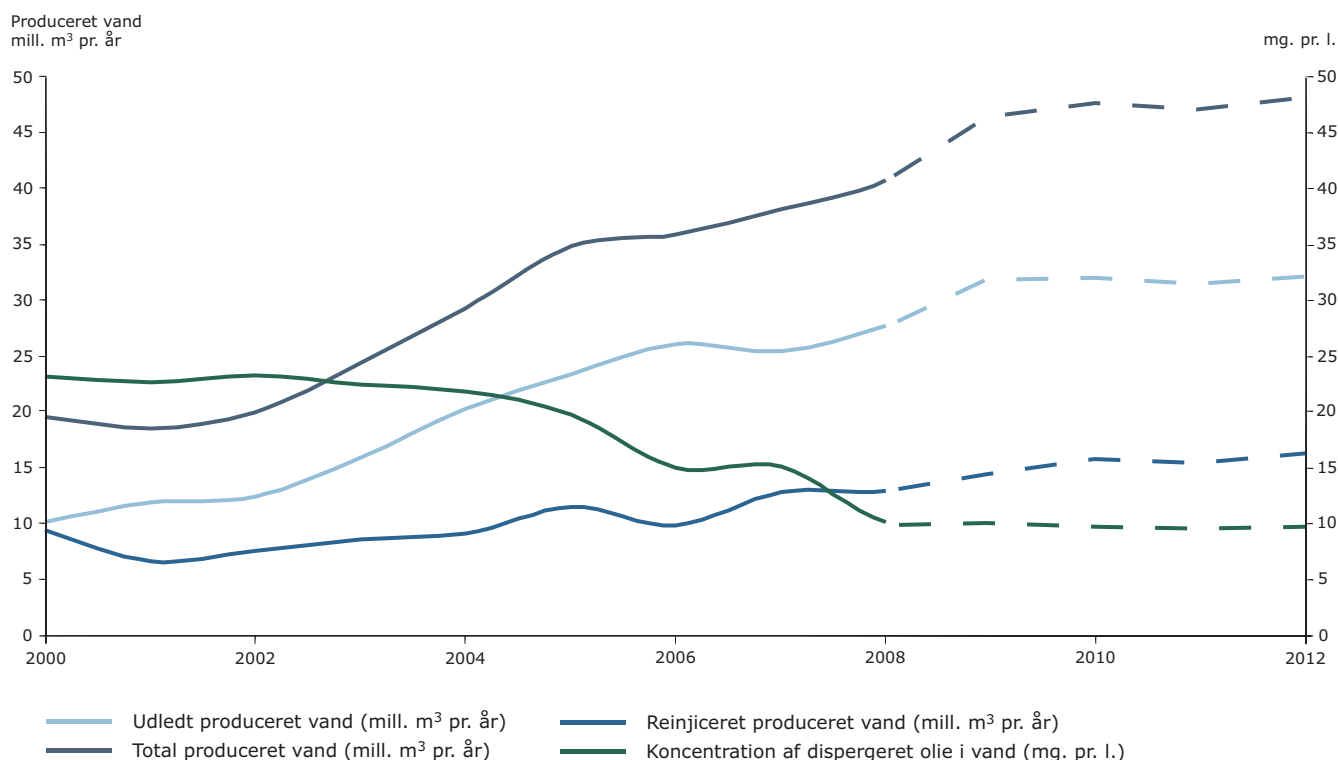
(DONG E&P A/S, Hess Denmark ApS og Mærsk Olie og Gas AS) udarbejder desuden hver især årligt en offentligt tilgængelig rapport, der redegør for miljøpåvirkninger som følge af olie- og gasproduktion i den danske del af Nordsøen.

RØRLEDNINGSPROJEKTER

Skanled – gasrørledning fra Norge til Sverige og Danmark

Det har i Skanled-projektet været overvejet at anlægge en gasrørledning fra Norge til Sverige og Danmark. Skanled-projektet omfatter etablering af en 688 km lang 28" gasrørledning fra Kårstø på den norske vestkyst til Sæby i Danmark gennem norsk, svensk og dansk havområde, se figur 4.11. Rørledningen vil have en stikledning ind

fig 4.10 Mængden af produceret, udledt og reinjiceret vand samt koncentrationen af olie i det udledte vand



til Norges østkyst og tre stikledninger til Sverige. Rørledningen projekteres med en maksimumskapacitet til Danmark på 4,7 mia. Nm³ pr. år.

På dansk havområde vil projektet omfatte 54 km rørledning, der i Kattegat føres nord om Læsø til ilandføring syd for Sæby. Fra modtagestationen ved ilandføringen planlægger Energinet.dk at etablere en ny landleddning via Aalborg til naturgaslageret ved Ll. Thorup og videre til Egtved.

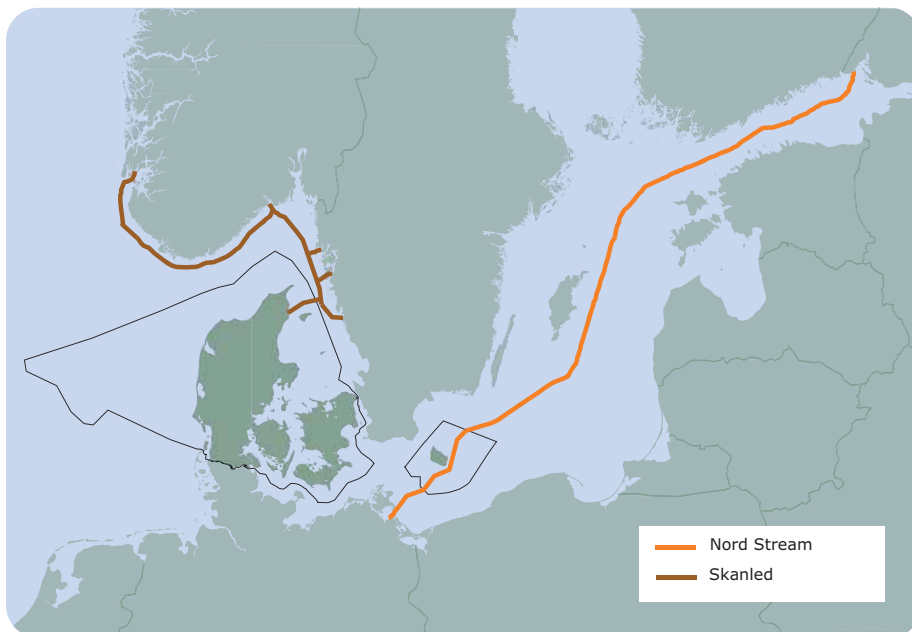
Bag projektet står et konsortium bestående af 9 energivirksomheder fra Norge, Sverige, Danmark, Polen og Tyskland. Energinet.dk indgår i konsortiet med 10 %. Det norske selskab Gassco AS er projektleder.

I forbindelse med Skanled-projektet er der gennemført undersøgelser dels med henblik på at fastlægge linjeføringen af gasrørledningen, dels for at undersøge de miljømæssige påvirkninger fra projektet.

Fra november 2008 til januar 2009 blev der gennemført en Espoo-høring, se boks 4.4, i de tre nordiske lande om Skanled-projektets grænseoverskridende miljøpåvirkning. Høringssvarene fra denne offentlige høring bliver belyst i den endelige VVM-redegørelse, som fremsendes til Energistyrelsen sammen med en ansøgning om tilladelse til at etablere rørledningen.

Skanled-konsortiet har den 29. april 2009 meddelt, at projektaktiviteterne er indstillet på grund af øget kommerciel risiko, samtidigt med at den globale økonomiske udvikling har medført usikkerhed om gasefterspørgslen.

fig. 4.11 Rørledningsprojekter



boks 4.4

Espoo-høring

Konventionen af 25. februar 1991 om vurdering af virkningerne på miljøet på tværs af landegrænserne, Espoo-konventionen, skal modvirke påtænkte aktiviteter skadeoverskridende skadevirkninger på miljøet.

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.

Nord Stream - gasrørledningsprojektet i Østersøen

Et konsortium bestående af russiske Gazprom (51 pct.), tyske Wintershall (20 pct.), tyske E.ON Ruhrgas (20 pct.) og hollandske Gasunie (9 pct.) planlægger at etablere to 48" naturgasrørledninger på 1.200 km gennem Østersøen, se figur 4.11. Naturgasledningerne kommer til at løbe fra Vyborg i Rusland til Nordtyskland ved Greifswald øst for Rügen og vil gå gennem finsk, svensk og dansk havområde i Østersøen.

De to rørledninger vil kunne transportere i alt 55 mia. Nm³ naturgas per år, hvilket svarer til ca. 11 pct. af EU's forbrug af naturgas i 2011. Efter planen vil de to rørledninger kunne tages i brug henholdsvis i 2011 og 2012.



Rørledningerne vil i dansk havområde passere tæt på Bornholm med en samlet længde på omkring 140 km. Både en linjeføring nord og vest om Bornholm samt en linjeføring øst og syd om Bornholm har været drøftet. I processen har det været afgørende for selskabet Nord Stream, at linjeføringen undgår områder med dumpet kemisk og konventionel ammunition.

SØ-ruten giver samlet set den laveste risikoprofil og påvirkning af omgivelserne. Nord Stream selskabet har derfor søgt om at føre de to rørledninger øst og syd om Bornholm.

Valget af SØ-ruten kommer til at betyde, at linjeføringen ikke kommer ind i samme område som den stærkt trafikerede skibsrute, der løber nord om Bornholm. Dermed reduceres risikoen for ulykker efter ibrugtagningen.

Yderligere er SØ-ruten fordelagtig i forhold til at minimere miljøpåvirkningen, da denne linjeføring medfører de færreste påvirkninger af havbunden.

Siden 2006 har Nord Stream i samarbejde med landene omkring Østersøen arbejdet på en miljøkonsekvensvurdering (VVM-rapport), der primært skal beskrive de mulige grænseoverskridende miljøpåvirkninger, som de to gasrørledninger kan forårsage. VVM-rapporten er blevet sendt i Espoo-høring, se boks 4.4, i Østersølandene i perioden marts til maj 2009.

Nord Streams ansøgning om tilladelse til den danske del af projektet vedlagt en national VVM-redegørelse er ligeledes sendt i høring i perioden den 9. marts til den 8. maj 2009. De bemærkninger, der indkommer ved høringerne, vil indgå i behandlingen af ansøgningen.

FJERNELSE AF INSTALLATIONER

For at kunne producere olie og gas fra den danske del af Nordsøen er der boret brønde og bygget en række anlæg. Når produktionen fra et felt endeligt ophører, skal brøndene lukkes, og anlæggene fjernes. Det følger af licensvilkårene og internationale traktater, som Danmark har tiltrådt. Lukningen og fjernelsen skal sikre, at der ikke sker påvirkning af miljøet, og at skibsfart og fiskeri ikke bliver generet.

Der er den 1. januar 2009 423 produktions- og injektionsbrønde og 54 platforme i den danske del af Nordsøen. En oversigt over brønde og anlæg på de enkelte felter kan ses i bilag B. Der er desuden planer om nye anlæg på Nini Øst, Elly, Amalie og Freja felterne. De fleste platforme er lavet af stål, mens Syd Arne platformen er lavet af en kombination af stål og beton. Ud over platformene findes tre undervandsinstallationer på havbunden uden nogen platform ved siden af, nemlig en på Regnar og to på Stine segment 1. Undervandsinstallationerne beskytter brønde på felter, der produceres som satellitter til en platform længere væk. Regnar feltet har som den eneste en bøjle over installationen på havbunden.

Produktionen fra mange af felterne er samlet, således at samme platform modtager produktion fra flere felter. På nogle felter er der flere platforme, og en del af dem er forbundet ved hjælp af broer. Til transport af olie, gas, kondensat, kemikalier og vand i forbindelse med produktionen er der lavet et stort antal rørledninger. Figur 2.2 i kapitel 2: *Produktion og udbygning* giver et overblik over de vigtigste rørledninger. Endvidere er der trukket elkabler mellem nogle af platformene.



Når det ikke længere er økonomisk at producere fra et felt, skal anlæggene lukkes ned og fjernes. Først tømmes anlægget for olie, gas og kemikalier. Derefter bliver brønde lukket ved at sætte cementpropper i dem. Eventuelle broer til andre platforme fjernes og transporteres til land, og rørledningerne fra platformen renses, skæres over og tilproppes. Herefter skæres toppen af platformen fri og løftes over på en pram for transport til land. Nu 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.

I Danmark er der på nuværende tidspunkt ikke fjernet anlæg. Enkelte rørledninger er taget ud af brug. De er derefter renses og lukket i begge ender.

De forventede omkostninger til fjernelse, rensning og bortskaffelse af anlæg i Nordsøen er betydelige og skal betales af anlæggenes ejere. Energistyrelsen har estimeret de samlede omkostninger til fjernelse af de nuværende anlæg på dansk område til omkring 29 mia. kr. i 2008-priser. Der er med andre ord tale om et estimat af, hvad det ville have kostet, hvis anlæggene var blevet fjernet i 2008.

Omkostningerne afhænger i betydelig omfang af priserne per dag på de fartøjer, som skal bruges ved fjernelsen. Priserne på kranfartøjer, dykkerskibe og boreplatforme har været meget høje i de senere år på grund af stor efterspørgsel forårsaget af høje oliepriser. Når fjernelse af et anlæg bliver aktuelt, vil de faktiske omkostninger afhænge af blandt andet ratene for leje af fartøjerne samt af kursen på dollar, som en stor del af omkostningerne skal betales i.

Efterhånden som der kommer erfaringer med fjernelse af anlæg, må det forventes, at det vil give mulighed for effektivisering af arbejdet og dermed lavere omkostninger. Fjernelse af flere anlæg samtidig kan ligeledes reducere omkostningerne.

Produktionen fra Nordsøen er faldende, og det kan forventes, at de første anlæg vil blive taget ud af brug inden for en 10-årig tidshorizont. Andre anlæg kan være i brug frem til 2042, hvor eneretsbevillingen udløber, eller måske længere, såfremt der stadig er producerbare reserver.

5 SIKKERHED OG SUNDHED

Lov om sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg, **offshoresikkerhedsloven**, omfatter anlæggenes sikkerhed samt de ansattes sikkerhed og sundhed. Energistyrelsen fører tilsyn med, at offshoresikkerhedsloven overholdes.

Offshoresikkerhedsloven afløste fra juli 2006 havanlægsloven, der havde været gældende siden 1981.

Produktionsanlæggene i den danske del af Nordsøen samt boreplatformene og diverse skibe tilknyttet olie- og gasindvindingen er arbejdsplads for op mod 3000 personer. De, der har deres daglige gang på anlæggene, har vidt forskellig faglig baggrund som smede, elektrikere, geologer, ingeniører, malere, stilladsarbejdere, cateringansatte, sygeplejersker mm. Produktionsanlæggene på de 19 udbyggede felter udgøres af 54 platforme og tre undersøiske installationer, hvoraf en del er broforbundne med hinanden.

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

Energistyrelsen fører sammen med Søfartsstyrelsen tilsyn med, at selskaberne følger den gældende lovgivning om sikkerhed og sundhed i forbindelse med olie- og gasaktiviteterne.

TILSYNSSTRATEGI

Energistyrelsen skal være med til at sikre, at niveauet for sikkerhed og sundhed i forbindelse med indvindingen af olie og gas i den danske offshoresektor er blandt de højeste i Nordsøen. Sikkerheds- og sundhedsniveauet skal løbende forbedres, så det hele tiden lever op til det danske samfunds tekniske og sociale standarder og følger med udviklingen i samfundet. Energistyrelsen bruger tilsyn med sikkerhed og sundhed i offshoresektoren som værktøj til at sikre dette.

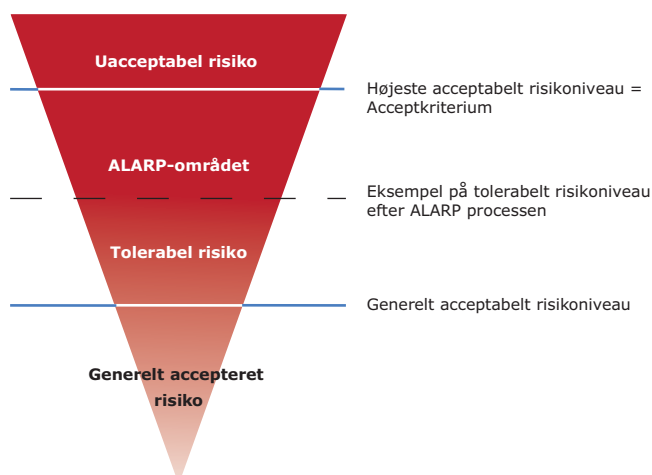
Alle flytbare og bemandede faste offshoreanlæg får tilsynsbesøg mindst én gang om året. Ved det årlige tilsynsbesøg er fokus rettet mod sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på anlægget. De ubemandede anlæg besøges efter behov, f.eks. når der er opstillet en boreplatform ved anlægget.

Tilsynet med redningsmidler varetages af Søfartsstyrelsen. På flytbare offshoreanlæg fører Søfartsstyrelsen endvidere tilsyn med sikkerhed, der vedrører "maritime forhold", blandt andet anlæggets elektriske installationer, brandforhold og redningsmidler.

Risikoanalysen

Operatørerne har ansvaret for kontinuerligt at forbedre sikkerheden for mandskab, anlæg og miljø. For at opnå dette gennemfører operatørerne risikoanalyser, der følger ALARP-princippet, se boks 5.1.

fig 5.1 ALARP princippet risikoniveauer



Risikoanalysen var tidligere et redskab til at godtgøre, at krav og grænseværdier fastsat i lovgivningen blev overholdt. Nu skal den ansvarshavende virksomhed løbende arbejde med risikovurdering og med at nedbringe risici, når det er praktisk muligt. Det skal sikre en mere tidssvarende implementering af forbedringer.

boks 5.1

ALARP-princippet og ALARP processen

ALARP er en forkortelse af det engelske udtryk "As Low As Reasonably Practicable", der bruges indenfor arbejde med risikoanalyser. Udtrykket dækker over et princip, der 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, se figur 5.1. 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 naturligvis 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 mod det lavest tilsigtede risikoniveau. Dette gælder også i de tilfælde, hvor lovgivningen ikke indeholder konkrete anvisninger eller grænseværdier, men alene brede og funktionelle krav.

Tilsynet

Energistyrelsen fører tilsyn med bemandede og ubemandede faste anlæg, flytbare anlæg samt rørledninger.

Et centralt element i tilsynet er selskabernes ledelsessystem for sikkerhed og sundhed. Gennem ledelsessystemet skal selskaberne dokumentere, at de overholder gældende love og regler. I ledelsessystemet indgår tredjepartsverifikation, der skal foretages af anerkendte sagkyndige.

Selskaberne skal gennem ledelsessystemet bl.a. sikre, at de sikkerheds- og sundhedsmæssige risici for personer, der arbejder og opholder sig på offshoreanlæg, er identificeret, vurderet og nedbragt efter ALARP-princippet. Desuden skal selskaberne sikre, at de sikkerheds- og sundhedsmæssige risici på offshoreanlæg styres på en systematisk måde.

Tilsynet udføres som projekttilsyn, driftstilsyn og straksbesøg.

Projekttilsyn

Projekttilsyn kan opdeles i tilsyn med udbygningsprojekter og tilsyn med ændringsprojekter.

Tilsyn med udbygningsprojekter dækker tilsynet i perioden mellem godkendelse af det overordnede design og meddelelse af en driftstilladelse. Tilsynet varetages gennem regelmæssige statusmøder.

Energistyrelsen kan desuden udføre tilsyn med selskabernes eget tilsyn med bygge- og installationsentreprenører.

Endvidere kan Energistyrelsen føre tilsyn med tredjepartsverifikationen dvs. med, hvordan den er indarbejdet i selskabernes ledelsessystem.

Tilsyn med ændringsprojekter omfatter de projekter, som selskaberne sender til godkendelse i Energistyrelsen, hvilket er projekter, som vil have væsentlig betydning for risikoen for større ulykker. Energistyrelsen vurderer i de enkelte tilfælde, om proceduren for tilsyn med udbygningsprojekter skal følges, eller om ændringsprojektet ikke behøver godkendelse, men kan følges op i forbindelse med et driftstilsyn.

Driftstilsyn

Driftstilsyn udføres ved:

- Regelmæssigt årligt tilsynsbesøg på bemandede anlæg
- Tilsynsbesøg på ubemandede offshoreanlæg
- Emnetilsyn
- Uvarslet tilsynsbesøg

De regelmæssige, årlige tilsynsbesøg på bemandede anlæg er rettet mod arbejdsmiljøforhold og anlægssikkerhed generelt. Der følges systematisk op på de tre fokusområder arbejdsulykker, kulbrinteudslip og vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr. Derudover føres der tilsyn med specifikke ændringsprojekter og implementeringen af ledelsessystemet.

Energistyrelsen foretager derudover tilsynsbesøg på ubemandede offshoreanlæg.

Emnetilsyn er rettet mod udvalgte indsatsområder som støj, processikkerhed, muskel- og skeletbesvær, psykisk arbejdsmiljø, aldring af anlæg mv. De udføres løbende og er rettet mod enten et enkelt anlæg, en enkelt operatør eller alle operatører i Danmark. Et særligt emne er selskabernes ledelsessystem, hvor tilsynet primært foregår på selskabernes landkontorer. Der kan desuden være tale om opfølgning i forbindelse med tilsynsbesøg offshore.

Energistyrelsen gennemfører tilsynsbesøg uden den normale varslingsperiode på 14 dage (uvarslede tilsynsbesøg) i forbindelse med særlige aktiviteter eller ved behov for et øjebliksbillede af forholdene. I sådanne tilfælde vil tilsynsbesøget være specifikt, afgrænset og af kortere varighed.

Straksbesøg

Straksbesøg er tilsynsbesøg offshore, der gennemføres ved hændelser eller nærved hændelser, der medfører eller kunne have medført alvorlig personskade eller væsentlig



materiel skade på et offshoreanlæg. Den driftsansvarlige virksomhed skal straks indberette sådanne alvorlige hændelser eller nærvæd hændelser til politiet, som underretter Energistyrelsen. Energistyrelsen vurderer herefter, om der skal gennemføres et straksbesøg for at klarlægge de nærmere omstændigheder ved hændelsen og med sigte på at forebygge, at hændelsen kan gentage sig.

Ligeledes skal større udslip af stoffer og materialer, der kan være sikkerheds- eller sundhedsfarlige, straks indberettes.

TILSYNSBESØG I 2008

I 2008 gennemførte Energistyrelsen 24 tilsynsbesøg offshore fordelt med 15 besøg på bemandede faste offshoreanlæg, ét besøg på et ubemandet anlæg samt otte besøg på flytbare anlæg, dvs. boreplatforme og beboelsesplatforme. Fem af disse besøg blev gennemført uanmeldt. Endvidere er der gennemført otte tilsynsbesøg hos operatører og entreprenører på land. Herudover er tre boreplatforme besøgt i henholdsvis Norge, England og Singapore inden meddelelse af tilladelse til drift på dansk område.

Oversigt over tilsynsbesøg i 2008 findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

I 2008 blev der i lighed med tidligere år sat fokus på arbejdsulykker, nærvæd hændelser, gaslækager og vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr samt på selskabernes ledelsessystemer.



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 uanmeldt tilsyn.

Et tilsynsbesøg offshore omfatter typisk:

- Et indledende møde med sikkerhedsorganisationen
- Et møde med sikkerhedsrepræsentanterne
- 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.

Uanmeldte tilsynsbesøg

I 2008 gennemførte Energistyrelsen uanmeldte tilsynsbesøg på platformene Halfdan B, Gorm, Siri og Syd Arne samt på boreplatformen ENSCO 70, mens denne var placeret ved Siri platformen. Besøget på ENSCO 70 blev foretaget i forlængelse af et anmeldt tilsynsbesøg på Siri platformen.

Uanmeldte tilsyn gennemføres, hvor formålet med et tilsynsbesøg forspildes, hvis tilsynsbesøget er varslet, eksempelvis overholdelse af hviletidsbestemmelserne,

indkvartering og beredskab ved opmanding af anlæg, malerkampagner mv. Endvidere gennemføres uanmeldte 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.

Energistyrelsen har i 2008 haft fokus på uanmeldte tilsynsbesøg. Evalueringen af de uanmeldte besøg i 2008 viser, at der ikke er observeret forhold, som afviger væsentligt fra observationer, der foretages ved anmeldte besøg. Energistyrelsen vil også fremover foretage uanmeldte besøg på anlæggene.

Straksbesøg

I 2008 er der gennemført straksbesøg på Tyra Øst i forbindelse med brand i en turbine samt på boreplatformen Energy Exerter og Halfdan A som opfølgning på arbejdsulykker.



Brand i turbine, Tyra Øst, den 17. juni 2008

En detektor i turbinens luftindtag registrerer gas over 20 pct. LEL (Lower Explosion Limit), men der sker ingen automatisk nedlukning af turbinen, da brand- og gasmeldealægget ved turbinen midlertidigt er sat ud af drift på grund af vedligeholdelse. Detektoren viser normalt tilstand ca. tre sekunder senere.

Personale sendes til stedet og ser, at røg trænger ud af støjdemningskabinen omkring turbinen, og udløser vandtågeanlægget (watermist) for at køle turbinen/ udstødningskanalen.

Der placeres to brandvagter for at sikre, at situationen forbliver under kontrol. Efter ca. 40 minutter observerer brandvagterne, at flammen, hvor udstødningskanalen er fastgjort, er rødglødende, og brandvagterne begynder at køle systemet med slukningsudstyr gennem en dør i støjdemningskabinen. Samtidig aktiveres brandalarmen manuelt fra kontrolrummet, og besætningen mønstres. Sprinkleranlægget i området udløses, og procesanlægget trykaflestes for at minimere risikoen for brand og eksplosion.

På intet tidspunkt er der observeret flammer i støjdemningskabinen omkring turbinen eller i udstødningsystemet. Ligeledes er der ingen alarm fra turbinens varmedetektorer.

Selskabets foreløbige konklusion:

Et alvorligt mekanisk nedbrud i gasturbinen har forårsaget et momentant stop, hvorved der er opstået lækage i turbinens indre smøresystem, dvs. brud på rør, lejer og tætningsringe mv. enten i turbinens kompressordel eller i forbrændingsdelen.

Samtidig har olie-pumpen, der skal smøre og køle lejer, tilført smøreolie, som på grund af de høje temperaturer er antændt og har næret branden, indtil pumpen er stoppet manuelt.

Turbinen er efterfølgende blevet sendt til Storbritannien for nærmere undersøgelse af årsagen til nedbruddet. Energistyrelsen afventer undersøgelsesrapporten.



Arbejdsulykke på boreplatformen Energy Exerter, den 29. marts 2008

Ulykken indtræffer i forbindelse med demontering af BOP'en (ventilen, der skal hindre ukontrolleret udblæsning), hvor der skal foretages løft. Løftet er kategoriseret som en kritisk løfteoperation og indebærer bl.a. et "blindt løft" af en slange, som går fra boregulvet og ud over Valdemar AB. Slangen består af to dele, som er samlet med en kobling. Til det blinde løft anvendes et specielt hejseværk.

På Valdemar platformen står to personer med en afstand på 2-3m. Den ene person skal holde øje med slangen, medens den anden person har radiokontakt med føreren af hejseværket. På et tidspunkt sidder slangen fast i et stillads på Valdemar AB, og udkigspersonen råber "stop". Den anden person sender beskeden videre via radio til føreren af hejseværket, men samtidig splittes slangen i koblingen, og den ene slangedel falder ca. 8-10 m ned og rammer udkigspersonen, som skades.

Den tilskadekomne evakueres til Skejby hospital, hvor det viser sig, at han har brækket tre ryghvirvler samt fået en flænge i hovedet.

Energistyrelsen tog straks efter anmeldelsen ud til boreplatformen for at klarlægge omstændighederne ved ulykken og ankom sammen med en repræsentant fra henholdsvis politiet, operatøren og den driftsansvarlige virksomhed. Det blev bl.a. observeret, at:

- Slangen var samlet med en hjemmelavet kobling, der ikke var godkendt eller evalueret af andre.
- Personen, der stod for radiokommunikation kunne ikke se, at slangen sad fast i Valdemar AB, men skulle høre det fra udkigspersonen, der ikke havde radiokommunikation med føreren af hejseværket, hvorfor meddelelsen om stop blev forsinket.
- Arbejdstilladelsen til operationen omfatter en Safe Job Analysis, som skulle have været gennemgået inden arbejdet startede. Dette fandt ikke sted.
- Der var ingen risikovurdering af løftet eller procedure herfor.

På baggrund af dette samt den efterfølgende politirapport, har Energistyrelsen foretaget en politianmeldelse.

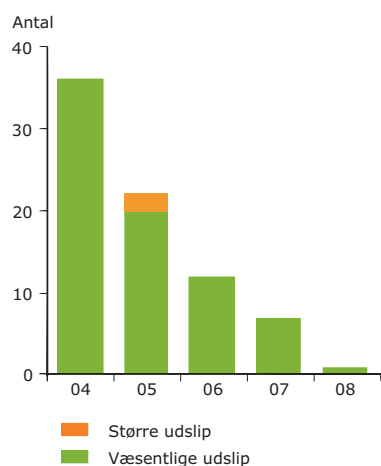
Arbejdsulykke på Halfdan A, den 2. juli 2008

Medarbejderen er på vej op ad en 5 m lodret stige til et ca. 3 m højt stilladsrepos. Han bærer en 5,4 kg tung luftslange over venstre skulder. To trin fra stilladsrepos, mister han grebet i stigen, falder bagover og lander med ryggen på en trækasse, der netop forinden er blevet placeret på en palle ca. 1 meter fra stigen.

Medarbejderen var iført sikkerhedssko, arbejdshandsker, hjelm og sikkerhedsbriller. Stigen var placeret lodret for ikke at spærre en flugtvej og fæstnet for nede med to truckerbånd. Energistyrelsen vurderer ulykken som en kombination af, at stigen står lodret, og medarbejderen bærer på en omfangsrig slangerulle over skulderen. Forholdene bevirker, at medarbejderen vil falde bagover, hvis grebet i stigen mistes. Endvidere hæmmer slangerullen medarbejderen i sine bevægelser og hindrer et godt greb i stigen.

Efter ulykken er to af selskabets procedurer om anvendelse af stiger og stilladser blevet ændret.

fig. 5.2 Utilsligtede udslip af kulbrintegas, 2004-2008



boks 5.2

Kategorier for udslip af kulbrintegas, der skal anmeldes

Større udslip

En mængde på mere end 300 kg eller en massehastighed på mere end 1 kg/sek. i mere end 5 minutter

Væsentlige udslip

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

boks 5.3

Anmeldelse af arbejdsulykker

Arbejdsulykker, der fører til uarbejdsdygtighed i mindst én dag ud over tilskadekomstdagen, skal anmeldes.

Arbejdsgiveren har pligt til at anmelde ulykker, men alle har ret til at indgive en anmeldelse.

Uarbejdsdygtighed defineres som, at "den tilskadekomne er ude af stand til i fuldt omfang at varetage sit sædvanlige arbejde."

Vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr

Også i 2008 har Energistyrelsen ved tilsynsbesøg offshore undersøgt, om operatørerne følger egne planer for vedligehold af anlæg og udstyr. Fokus har været på 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 trykaflastning af procesanlæg, til brandbekæmpelse og evakuering samt sikkerhedsudstyr generelt.

Tilsynet i 2008 viste, at ikke alle operatører får gennemført vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr rettidigt. Energistyrelsen har påtalt dette over for de driftsansvarlige virksomheder og vil rette særlig opmærksomhed mod de pågældendes vedligehold i 2009.

Tilsynets fokus på vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr fortsætter i 2009.

Gasudslip

De driftsansvarlige virksomheder har pligt til at registrere alle udslip af kulbrintegas og straks anmelde udslip over en vis størrelse til Energistyrelsen. Fra juni 2008 anmeldes udslippene i kategorierne *større udslip* og *væsentlige udslip*. De nye kategorier for anmeldeligt udslip af kulbrintegas er vist i boks 5.2 og svarer til de kategorier, der anvendes i de øvrige Nordsølande.

I 2008 er der anmeldt ét udslip af kulbrintegas i kategorien væsentlige udslip. Udslippet var kortvarigt, havde en massehastighed på 0,7 kg/sek. og skete fra et instrumentrør. Produktionsanlægget blev nedlukket manuelt, inden detektorerne nåede at registrere en gaskoncentration, der ville medføre automatisk nedlukning af anlægget.

Siden Energistyrelsen rettede fokus mod utilsligtede udslip af kulbrintegas, er det samlede antal udslip faldet fra 36 i 2004 til ét udslip i 2008, se figur 5.2. Faldet viser, at selskabernes indsats mod utilsligtede udslip af kulbrintegas har været effektiv.

ARBEJDSKADER

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

Arbejdsulykker

Energistyrelsen registrerer og behandler samtlige anmeldte arbejdsulykker på danske offshoreanlæg og vurderer selskabernes opfølgning. Arbejdsulykkerne tages op på møder med sikkerhedsorganisationen på anlægget ved Energistyrelsens første tilsynsbesøg efter ulykken. Ved alvorlige ulykker gennemfører Energistyrelsen straksbesøg i samarbejde med politiet, se også afsnittene *Tilsynet* og *Tilsynsbesøg i 2008*.

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

Energistyrelsen har i alt registreret 20 anmeldte arbejdsulykker i 2008. Heraf var 18 på faste offshoreanlæg inkl. flytbare beboelsesplatforme og to på øvrige flytbare offshoreanlæg. Ulykkerne ses opdelt efter ulykkesårsag i tabel 5.1 og figur 5.3.

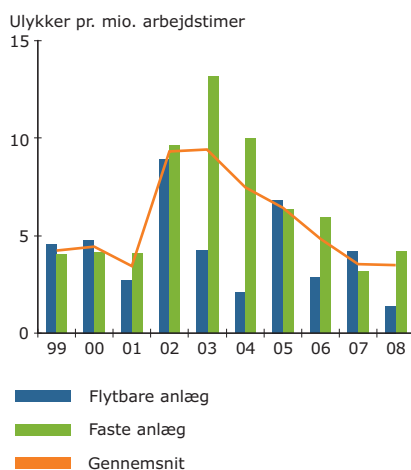
tabel 5.1 Anmeldte arbejdsulykker i 2008 fordelt efter ulykkesårsag

Årsag til ulykke	Faste	Flytbare
Fald/snublen	8	0
Brug af tekniske hjælpemidler	2	0
Håndtering af gods	2	0
Kran- og løfteoperationer	1	2
Faldende genstand	2	0
Øvrige	3	0
I alt	18	2

tabel 5.2 Faktisk fravær for anmeldte arbejdsulykker i 2008

Varighed	Faste	Flytbare
1-3 dage	0	0
4-14 dage	4	1
2-5 uger	6	0
Mere end 5 uger	8	1
I alt	18	2

fig. 5.4 Ulykkesfrekvens offshore og på land



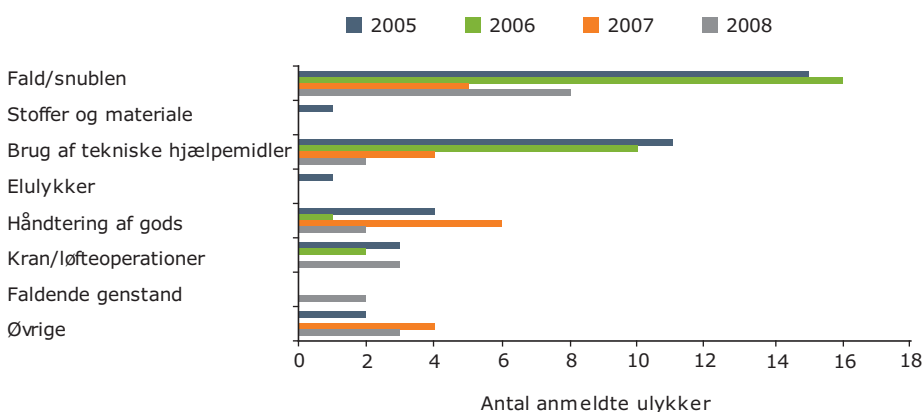
Det faktiske fravær fordelt på de anmeldte arbejdsulykker for både faste og flytbare offshoreanlæg er angivet i tabel 5.2.

Energistyrelsen har tidligere år modtaget enkelte sent anmeldte arbejdsulykker, sædvanligvis fordi følgerne af en hændelse viser sig senere. Det vil sige, at ulykkerne er anmeldt for sent til at figurere i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion" for det pågældende år. I perioden fra 1999 til 2007 har Energistyrelsen modtaget i alt 5 sent anmeldte arbejdsulykker fordelt således, at der i 2004 var fire sent anmeldte arbejdsulykker, hvoraf den ene var sket i 2002. De øvrige tre ulykker var sket i 2003. Herudover modtog Energistyrelsen i 2005 en anmeldelse af en ulykke sket i 2004.

Energistyrelsen har besluttet fremover at ændre praksis, således at for sent anmeldte ulykker i fremtidige årsrapporter vil blive registreret bagud i det omfang, de er modtaget i lighed med den praksis, som foregår på land. Således vil arbejdsulykker, der er sket i 2008, men som anmeldes sent, figurere i fremtidige årsrapporter.

Energistyrelsen har derfor justeret figur 5.4 således, at den nu også afspejler de sent anmeldte arbejdsulykker fra tidligere år.

fig. 5.3 Anmeldte ulykker i 2005-08 for offshoreanlæg fordelt på årsag til ulykke



Ulykkesfrekvenser

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

Ulykkesfrekvensen for både de faste og de flytbare offshoreanlæg for de seneste år er vist i figur 5.4. Den samlede ulykkesfrekvens for flytbare og faste offshoreanlæg var 3,5 i 2008. Det er på niveau med 2007, hvor ulykkesfrekvensen var 3,6.

For de flytbare offshoreanlæg blev der i 2008 registreret to arbejdsulykker, og der blev leveret i alt 1,42 mio. arbejdstimer. Ulykkesfrekvensen for flytbare offshoreanlæg er derved faldet fra 4,2 i 2007 til 1,4 i 2008.

På faste offshoreanlæg og flytbare beboelsesplatforme var antallet af anmeldte arbejdsulykker 18 i 2008. De driftsansvarlige virksomheder har oplyst, at der i 2008 blev leveret i alt 4,32 mio. arbejdstimer på disse offshoreanlæg. Ulykkesfrekvensen for de faste offshoreanlæg er dermed 4,2 for 2008, hvilket er en stigning i forhold til 2007, hvor ulykkesfrekvensen var 3,2.

Arbejdsulykke i forbindelse med malerarbejde på ventil, den 28. november 2008

På Tyra Øst arbejdede en medarbejder med en ventil ophængt i en krog. Ventilen vejede ca. 30-35 kg. Under arbejdet, havde medarbejderen behov for at dreje ventilen rundt, hvilket bevirkede, at krogen rettede sig ud, og ventilen faldt ned på medarbejderens fod.

Det viste sig, at ventilen var ophængt i ikke-godkendt udstyr. Efterfølgende er hændelsen gennemgået på sikkerhedsmøderne, og det er blevet indskærpet, at procedurer om at anvende korrekt løfteudstyr altid skal følges.

Energistyrelsen vil på sit førstkomende tilsynsbesøg undersøge, om den driftsansvarlige virksomheds opfølgning på ulykken er tilstrækkelig.

Arbejdsulykke på grund af manglende afspærring, den 15. januar 2008

En medarbejder på Tyra Vest kom til skade, da han trådte ned i et uafspærret hul, hvor dækslet var blevet løftet af. Medarbejderen fik brud på knoglen i venstre ankel.

Medarbejderen var blevet tilkaldt for at lukke en ventil. Smedeholdet havde netop forinden løftet dækslet, som giver adgang til at lukke ventilen. Hullet blev ikke afspærret, og skadelidte var derfor ikke opmærksom på, at dækslet var fjernet, da han ankom til stedet.

Ulykken indtraf, fordi medarbejderen, som ikke er en del af smedeholdet, uhindret kunne gå ind i et arbejdsområde, hvor der var skabt en åbning, som kun smedeholdet kendte til.

Efterfølgende har selskabet ændret proceduren omkring kortvarig fjernelse af mindre luger og riste, således at disse fremover altid vil blive afspærret. Energistyrelsen har på sit tilsynsbesøg på anlægget i november 2008 konstateret, at proceduren er tilfredsstillende implementeret.

Ulykkesfrekvens på land

Energistyrelsen har sammenlignet ulykkesfrekvensen på de danske offshoreanlæg med ulykkesfrekvensen på land som vist i tabel 5.3.

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 år-række, og ikke udviklingen fra det ene år til det andet, der giver et indtryk af, om der reelt sker et fald i ulykkesfrekvensen.

Der blev i 2007 anmeldt 48.882 arbejdsulykker for virksomheder på land. Med en arbejdsstyrke i 2007 (november 2006) på 2.821.641 beskæftigede (~ ca. 4,5 mia. arbejdstimer) kan ulykkesfrekvensen i 2007 for samtlige 50 branchekategorier på land beregnes til 11,0 anmeldelser pr. 1 mio. arbejdstimer. Beregningen er baseret på de antagelser, der er beskrevet i boks 5.4. Arbejdstilsynet har endnu ikke opgjort antal arbejdsulykker og antal beskæftigede for 2008.

tabel 5.3 Ulykkesfrekvens offshore og i andre brancher onshore

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

*) 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".

boks 5.4

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 2007 en incidens på 173 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.

Arbejdsbetingede lidelser

Arbejdsbetingede lidelser defineres som en sygdom eller 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, der er blevet pådraget i forbindelse med arbejde på



offshore anlæg, til Energistyrelsen. De arbejdsbetingede lidelser skal desuden fortsat indberettes til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen.

Arbejdstilsynet har afsluttet sit arbejde angående arbejdsbetingede lidelser for 2007, men har endnu ikke offentliggjort data for 2008.

Energistyrelsen har for 2007 modtaget 12 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 10 formodede arbejdsbetingede lidelser i 2006. Indberetningerne for 2007 er fordelt på tre høreskader, syv indberetninger af muskel- og skeletbesvær samt to stress relaterede lidelser.

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

NÆRVED HÆNDELSER

Væsentlige nærved hændelser skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 5.5. Energistyrelsen har i 2008 modtaget i alt 27 anmeldelser om nærved hændelser, hvilket er et fald i forhold til 2007, men stadig markant flere anmeldelser end tidligere år. Det ændrede antal anmeldelser vurderes ikke at afspejle en ændring i antallet af hændelser, men er nærmere et udtryk for, at selskaberne i 2008 har strammet op på rapporteringsniveauet i forhold til tidligere. Antallet af anmeldelser indikerer ligeledes, at der fortsat er fokus på at lære af hændelser, og at de ansatte er opmærksomme på sikkerhedsmæssige forhold.

boks 5.5

Anmeldelse af nærved hændelser

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

Kulbrinteudslip defineres også som nærved hændelser, og Energistyrelsen har i 2008 modtaget en anmeldelse af udslip af kulbrintegas i kategorien væsentlige udslip, se afsnittet *Tilsynsbesøg i 2008*.

Påsejling af Halfdan DB, den 9. december 2008

Et forsyningskib berørte et af benene på beboelsesplatformen Halfdan DB. Årsagen var et svigt i skibets bovpropel. Ved berøringen skete kun ubetydelig materiel skade bl.a. en bøjet lejder på anlægget. Energistyrelsen vil følge op på hændelsen ved det førstkommande tilsynsbesøg på Halfdan D.

Eventuelle skader på skibet falder under Søfartsstyrelsens ressortområde.



Nærved hændelse på Tyra Øst, den 1. december 2008

En smed på Tyra Øst arbejdede i et telt under produktionsdækket. Smeden åbnede for en propangasflaske for at forvarme strukturen. Han tændte gnisttænderen og opdagede derefter ild omkring sig. Han forsøgte at lukke ventilen på propangasflasken, og konstaterede, at der stod flammer vinkelret ud fra flasken. Da medarbejderen ikke selv kunne slukke ilden, forlod han teltet og alarmerede brandvagten, som 7 min. senere havde situationen under kontrol.

Efterfølgende har selskabet meddelt Energistyrelsen, at der er udarbejdet 10 anbefalinger, heriblandt ændringer i procedurer, som fremover skal følges for at forhindre, at en lignende situation kan opstå igen.

Energistyrelsen har fulgt selskabets undersøgelser af hændelsen, og er enig i anbefalingerne, som nu er iværksat.

GODKENDELSER OG TILLADELSER EFTER OFFSHORESikkerhedsLOVEN I 2008

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

Ved projektering af et anlæg skal operatøren minimere risikoen for ulykker ved driften af det færdige anlæg. Energistyrelsen skal, før et fast offshoreanlæg bygges, godkende det overordnede design på grundlag af en ansøgning vedlagt en sikkerheds- og sundhedsredegørelse for anlægget, se boks 5.6.

Sikkerheds- og sundhedsredegørelsen ajourføres i takt med, at detaljer om sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold bliver tilgængelige i løbet af projekterings-, bygge- og installationsfasen. Energistyrelsen fører tilsyn med projektet i disse faser samt med driften af anlægget efterfølgende.

I 2008 har Energistyrelsen givet følgende godkendelser:

Halfdan feltet

Det overordnede design for en ny procesplatform, Halfdan BD, er blevet godkendt. Halfdan BD bliver broforbundet til Halfdan BA og placeres ca. 100 m sydvest for Halfdan BA. Procesplatformen Halfdan BD vil komme til at omfatte kontrolrum og forskelligt procesudstyr. Den forventes idriftsat i 2011.

Der er givet tilladelse til installation af et nyt brøndhovedmodul på Halfdan BB platformen, idriftsættelse af en ny kran ligeledes på Halfdan BB samt tilladelse til opmanding på Halfdan BA og Halfdan BB.

Dan feltet

På baggrund af idriftsættelsen af Dan Vestflanke brøndcaisson (beskyttelsesrør til den øvre del af brøndrørene), brøndstyr og brøndhovedmodul blev der i marts 2008 givet en ny driftstilladelse for Dan F anlægget.



boks 5.6

Godkendelser og tilladelser i et fast offshoreanlægs livscyklus

Det kræver en række godkendelser og tilladelser fra Energistyrelsen at udbygge et kulbrintefund til et felt, sætte anlægget i drift, og til slut nedlukke feltet og demontere anlægget, se figur 5.5. I perioderne mellem godkendelserne fører Energistyrelsen tilsyn med, at selskabet overholder myndighedskrav og selskabets egne sikkerheds- og sundhedsprocedurer.

Undergrundslovens § 10 kræver, at indvindingen af olie og gas skal foregå på en måde, så spild af ressourcer undgås. For at sikre dette skal operatøren, inden udbygningen af et fund går i gang, indsende en udbygningsplan til godkendelse hos Energistyrelsen. Udbygningsplanen skal bl.a. indeholde en produktionsplan og en beskrivelse af anlæggene. Operatøren skal indsende en ny udbygningsplan, hvis feltet senere hen skal videreudbygges. Godkendelser efter undergrundsloven i 2008 er beskrevet i kapitel 2: *Produktion og udbygning*.

Offshoresikkerhedsloven stiller krav om en godkendelse, før udbygningen af anlæg må gå i gang. Den gives efter offshoresikkerhedslovens § 27 og skal sikre, at de sikkerheds- og sundhedsmæssige aspekter bliver tænkt ind allerede i det overordnede design. Ansøgningen herom skal omfatte sikkerheds- og sundhedsredegørelsen samt en overordnet tidsplan for bygning og installation.

En sikkerheds- og sundhedsredegørelse skal som minimum indeholde:

- En udførlig beskrivelse af offshoreanlægget og dets operationelle forhold.
- En udførlig beskrivelse af ledelsessystemet for sikkerhed og sundhed. Systemet skal sikre og dokumentere, at lovgivningen er overholdt i både normale og kritiske situationer.
- En identifikation af de potentielle farer for store ulykker og skadelige påvirkninger i arbejdsmiljøet.
- En vurdering af risici og dokumentation af, at disse risici er nedbragt så meget, som det er praktisk muligt (ALARP).
- Dokumentation af, at evakuering til et sikkert sted kan finde sted på en effektiv og kontrolleret måde i kritiske situationer.

Sikkerheds- og sundhedsredegørelsen skal opdateres hver gang, der sker en væsentlig ændring af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på anlægget. Inden der må foretages ændringer, der har væsentlig indflydelse på risikoen for større ulykker på anlægget, skal der søges om en tilladelse til disse ændringer efter offshoresikkerhedslovens § 29. Ændringerne kan både være fysiske ændringer på anlægget eller ændringer af anlæggets operationelle forhold.

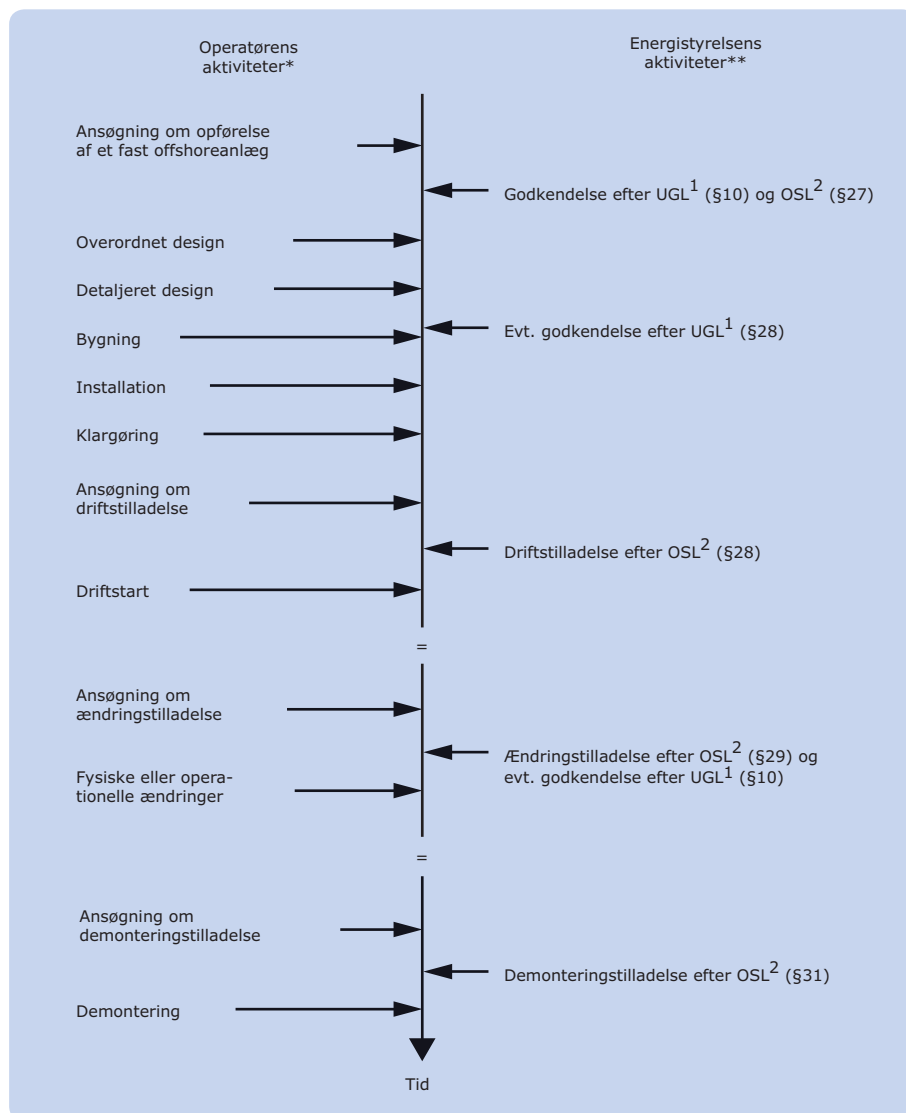
Før anlægget må sættes i drift, skal operatøren have en driftstilladelse for anlægget. Driftstilladelsen gives i medfør af § 28 i offshoresikkerhedsloven.

Nini feltet

Udbygning og indvinding fra Nini Øst forekomsten blev i januar 2008 godkendt. Godkendelsen omfatter også det overordnede design for en ny produktionsplatform samt rørledninger til den eksisterende Nini platform. Nini Øst platformen og de tilhørende rørledninger forventes installeret i 2009. Borerammen (templaten) til Nini Øst boringerne blev installeret i november 2008.



Fig. 5.5 Tidslinie for godkendelser og tilladelser i forbindelse med et fast offshoreanlægs livscyklus.

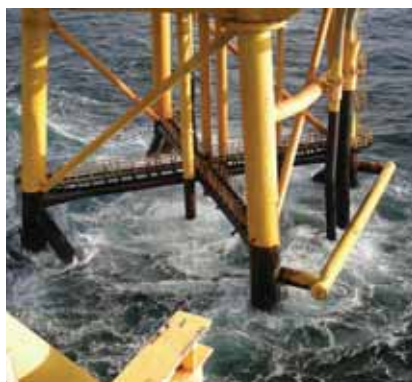


* Operatøren udarbejder og ajourfører sikkerheds- og sundhedsredegørelsen (SSR) for anlægget

** Energistyrelsen fører herudover tilsyn med anlægget gennem hele dets livscyklus

¹ UGL: Undergrundsloven

² OSL: Offshoresikkerhedsloven



Vandinjektionsledningen fra Siri til Nini er beskadiget, og Energistyrelsen har i juli 2008 givet tilladelse til en udskiftning, som forventes foretaget i 2009.

Tyra feltet

På Tyra Øst A platformen er der givet tilladelse til forstærkning af den bærende konstruktion og en ny bådlanding.

På Harald er der givet tilladelse til at operere ved lavt tryk.

Den oprindelige tilladelse til at idriftsætte den ubemandede indvindingsplatform Valdemar BA var betinget af en broforbindelse mellem Valdemar BA platformen og boreplatformen Noble Byron Welliver, idet boreplatformen bl.a. fungerede som ind-

kvartering for mandskab, der udførte arbejde på Valdemar BA. Noble Byron Welliver blev i 2008 flyttet fra Valdemar BA, og en ny driftstilladelse uden betingelse om broforbindelse til boreplatformen blev derfor givet.

Flytbare anlæg

I 2008 er der givet driftstilladelse til boreplatformen ENSCO 71 samt fornyet driftstilladelse for boreplatformen ENSCO 101. Der er meddelt en 5-årig driftstilladelse for boreplatformen Noble Byron Welliver. Derudover har den helt nye boreplatform Mærsk Resolute fået en driftstilladelse.

Hotelplatformen Safe Esbjerg, der ligger ved Gorm, har fået fornyet driftstilladelsen.

ÆNDRET OFFSHORESikkerhedsLOV

Lov om sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg, offshoresikkerhedsloven, omfatter anlæggenes sikkerhed samt de ansattes sikkerhed og sundhed.

I slutningen af 2008 blev der i Folketinget fremsat et forslag til ændring offshoresikkerhedsloven. Loven er blevet vedtaget og træder i kraft den 1. juli 2009.

Lovændringen præciserer, hvornår der skal søges om godkendelse eller tilladelse til nybygning, udvidelser, idriftsættelse og ændringer af eksisterende offshoreanlæg. Præciseringerne bidrager til et højere sikkerhedsniveau for ændringsprojekter på eksisterende faste offshoreanlæg, da tilsynsmyndigheden fremover bliver inddraget i projektet på et tidligt tidspunkt.

Klima- og energiministeren får endvidere med ændringen af loven samme bemyndigelser til at udstede regler om anerkendelse af erhvervsmæssige kvalifikationer ved arbejde på offshoreanlæg, som beskæftigelsesministeren har på land. Udmøntningen vil blive drøftet med parterne i Offshoresikkerhedsrådet, se boks 5.7.

Endelig er bestemmelsen om anvendelse af anerkendte normer og standarder udvidet til generelt at omfatte offshoreanlægs konstruktion, indretning og udstyr. Også denne ændring bidrager til et højere sikkerhedsniveau for anlæggene.

boks 5.7

Offshoresikkerhedsrådet

Offshoresikkerhedsrådet er nedsat i medfør af § 58 i offshoresikkerhedsloven. Rådet har til opgave at medvirke ved udarbejdelsen af regler i henhold til loven, følge den tekniske og sociale udvikling vedrørende offshoreanlæg og drøfte øvrige forhold, der er omfattet af loven.

Rådet består af en formand samt 19 medlemmer, der repræsenterer myndigheder, arbejdsgiver og arbejdstagerorganisationer.

Offshoresikkerhedsloven, der blev vedtaget med opbakning fra alle Folketingets partier i december 2005, erstattede havanlægsloven. En række regler fra den gamle lov er stadig opretholdt, og arbejdet med at opdatere disse er stadig i gang. Reglerne udarbejdes af Energistyrelsen efter drøftelse med arbejdsmarkedets parter i Offshoresikkerhedsrådet, se boks 5.7.

6 RESERVER

Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse af de danske olie- og gasreserver. Reserverne er pr. 1. januar 2009 opgjort til henholdsvis 200 mio. m³ olie og 107 mia. Nm³ gas.

Energistyrelsens nye opgørelse viser et fald i oliereserverne på 7 pct. og en stigning i gasreserverne på 2 pct. i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 2008. Reduktionen af oliereserverne på 14 mio. m³ skyldes hovedsagelig produktionen i 2009.

Den samlede forventede indvinding af gas er i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med 12 mia. Nm³. Gasproduktionen i 2008 udgjorde 10 mia. Nm³, hvorfor stigningen i reserverne er 2 mia. Nm³.

Der er pr. 1. januar 2009 produceret 331 mio. m³ olie, mens oliereserverne udgør 200 mio. m³. Produktionen i perioden 1972 - 2008 udgør således 62 pct. af den samlede forventede indvinding fra kendte felter og fund, se figur 6.1.

Energistyrelsens reserveopgørelse pr. 1. januar 2009 er vist i bilag C. På baggrund af udviklingen i international praksis for opgørelse af olie- og gasreserver er der sket ændringer i nogle operatørers opgørelsesmetode. Det har givet ændringer i selskabernes rapportering, som danner grundlag for reserveopgørelsen. Derfor kan der ikke som tidligere angives en høj reserveværdi for olie og gas. Energistyrelsen vil iværksætte et arbejde til afklaring af principperne for Energistyrelsens fremtidige reserveopgørelser.

Den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne, blandt andet i licenserne fra 6. udbudsrunde, kan tilføje opgørelsen yderligere reserver i fremtiden.

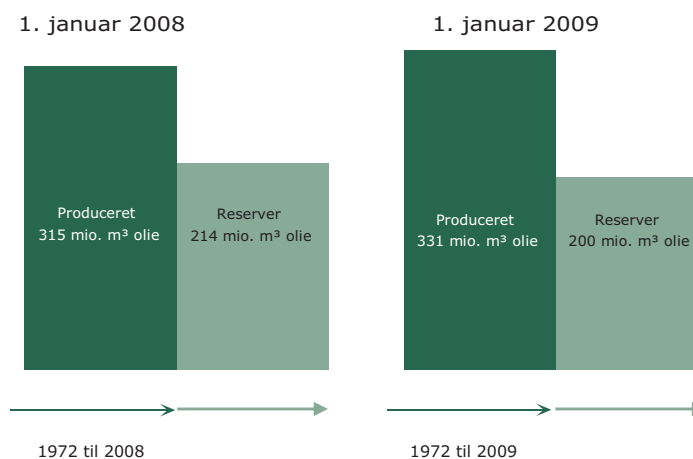
5 års prognose

Energistyrelsen udarbejder en 5 års prognose for produktion af olie og naturgas i forbindelse med årsrapporten. Prognosen revideres hvert efterår.

Olie

For 2009 forventes olieproduktionen at blive 15,5 mio. m³ svarende til ca. 267.000 tønder olie pr. dag, se tabel 6.1. Det er en nedgang på 7 pct. i forhold til 2008, hvor

fig. 6.1 Producerede oliemængder og oliereserver



olieproduktionen var 16,7 mio. m³. I forhold til sidste års prognose for 2009 er det en opskrivning på 3 pct., som hovedsagelig skyldes øgede forventninger til produktionen fra felterne Skjold og Syd Arne.

Fra 2009 til 2013 forventes olieproduktionen at aftage yderligere. I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen i 2009 og 2010 ikke ændret væsentligt, mens skønnet for perioden 2011-2013 i gennemsnit er nedskrevet med 19 pct. i forhold til tidligere. Nedskrivningen skyldes hovedsagelig reducerede forventninger til produktionen på Dan og Halfdan felterne samt en udsættelse af det forventede tidspunkt for idriftsættelse af Hejre fundet.

Naturgas

Produktionen af naturgas forventes i 2009 at blive 8,5 mia. Nm³, se tabel 6.1. I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen i perioden 2009-2011 ikke ændret væsentligt, mens skønnet for 2012 og 2013 i gennemsnit er nedskrevet med 13 pct. i forhold til tidligere. Nedskrivningen skyldes hovedsagelig en udsættelse af det forventede tidspunkt for idriftsættelse af Hejre.

tabel 6.1 Forventet produktion af olie og naturgas

	2009	2010	2011	2012	2013
Olie, mio. m ³	15,5	15,0	13,6	12,4	11,0
Naturgas, mia. Nm ³	8,5	8,2	7,2	6,2	5,1

Selvforsyningsgrader i de kommende 5 år

Danmark har været netto-selvforsynende med energi siden 1997. Danmark er selvforsynende med energi, når energiproduktionen overstiger energiforbruget i en samlet energimæssig opgørelse.

Forbruget af forskellige energiprodukter er ikke fordelt på samme måde som energiproduktionen. Derfor kan der forekomme import af visse produkter, selv om Danmark, energimæssigt opgjort, er selvforsynende.

Den samlede produktion af olie, gas og vedvarende energi var i både 2007 og 2008 30 pct. større end det samlede energiforbrug. Dette kan fastholdes, fordi en faldende energiproduktion modsvares af et tilsvarende fald i energiforbruget.

Olie- og gasproduktionen oversteg det samlede energiforbrug i 2008 med 14 pct. og det samlede forbrug af olie og gas med 91 pct.

Tabel 6.2 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i selvforsyningsgrader i de kommende 5 år. Den anførte forbrugsprognose er "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2009".

De forventede selvforsyningsgrader i tabellen udviser generelt et fald i forhold til de tilsvarende tal opgjort i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2007". Faldet skyldes primært, at forventningerne til olie- og gasproduktionen er nedskrevet i forhold til sidste års prognose.

tabel 6.2 Selvforsyningsgrader

	2009	2010	2011	2012	2013
Produktion i PJ					
Olie	573	555	502	457	405
Gas	365	352	312	272	231
Vedvarende energi	168	183	195	203	212
I alt	1106	1090	1009	932	847
Energiforbrug i PJ					
	866	869	855	847	834
Selvforsyningsgrader i pct.					
A	178	179	163	149	133
B	108	104	95	86	76
C	128	125	118	110	102

A. Produktion af olie og gas i forhold til forbruget af olie og gas.

B. Produktion af olie og gas i forhold til det samlede energiforbrug.

C. Produktion af olie og gas samt vedvarende energi i forhold til det samlede energiforbrug.

20 års prognose

Energistyrelsen udarbejder årligt en 20 års prognose for produktion af olie og naturgas baseret på reserveopgørelsen. Prognosen opdeles i henholdsvis et reservebidrag for olie og et reservebidrag for naturgas.

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.

Reservebidragets forløb for olie er generelt aftagende, se figur 6.2. Dog forventes en stigende produktion i 2014 og 2015, som skyldes udbygning af nye felter og videre udbygning af en række eksisterende felter. Produktionen forventes om 10 og 15 år at udgøre henholdsvis omkring halvdelen og en fjerdedel af produktionen i 2008.

Produktionsfaldet kan dog forventes opbremses af den teknologiske udvikling, som kan øge indvindingen fra prognosens felter, og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne i blandt andet licenserne fra 6. udbudsrunder.

I modsætning til olieproduktionen, der umiddelbart kan afsættes til den gældende markedspris, er det en forudsætning for produktion af naturgas, at der er indgået kontrakter om levering.

Siden salget af gas begyndte i 1984, er leverancerne af naturgas fra A. P. Møllers Eneretsbevilling primært sket i henhold til kontrakter 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 medregnet naturgasproduktion som følge af eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra Vest via NOGAT-rørledningen til Holland.

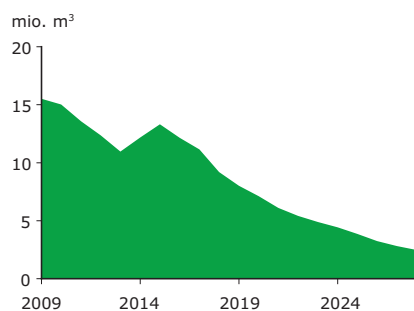
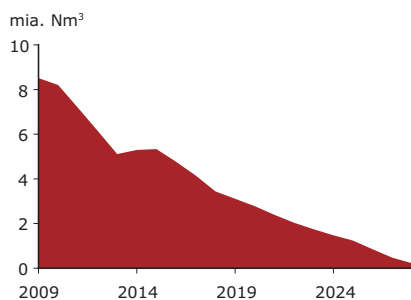
fig. 6.2 Reservebidrag, olie

fig. 6.3 Reservebidrag, naturgas

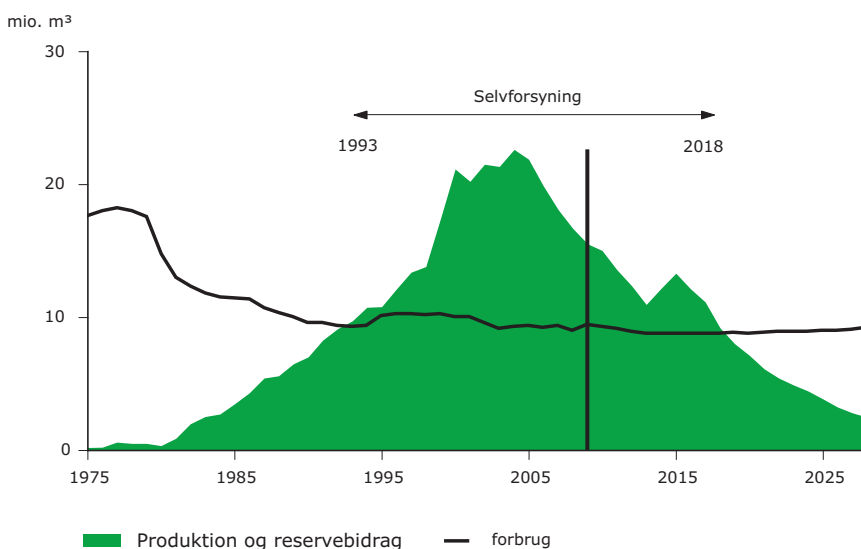


Reservebidraget for naturgas er vist på figur 6.3. Der forventes generelt et aftagende forløb af produktionen i lighed med olien. I 2014 og 2015 forventes produktionen at stige en smule for derefter at falde.

Selvforsyning i de kommende 20 år

Energistyrelsen udarbejder prognoser for forbruget af olie og naturgas i Danmark. På figur 6.4 er for olie vist den producerede mængde samt det historiske forbrug. Endvidere fremgår reservebidraget samt styrelsens forbrugsprognose fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2009".

fig 6.4 Olieproduktion og reservebidrag



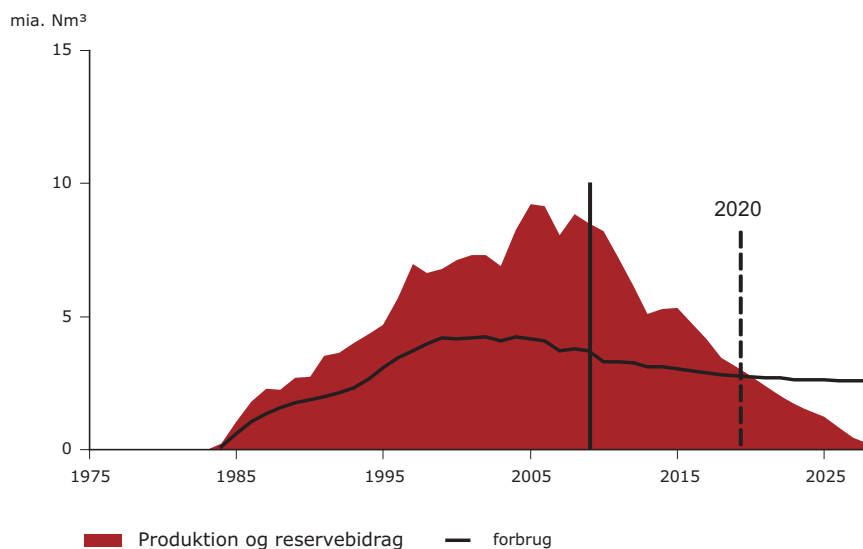
Der er markant forskel på forløbet af prognoserne for forbrug og produktion. Forbrugsprognosen har et næsten konstant forløb, mens produktionsprognosen er stærkt aftagende, bortset fra nogle år i første halvdel af prognoseperioden, hvor produktionen forventes at stige. Det aftagende forløb for produktionen 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 selvforsynende med olie til og med 2018.

Prognoserne for naturgas udviser et lignende forløb som for olien, og Danmark forventes at være selvforsynende med naturgas til og med 2020 med reservebidraget som prognosegrundlag, se figur 6.5.

Den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne forventes dog at bidrage med yderligere produktion og dermed forlænge Danmarks periode med selvforsyning med olie og naturgas, se nedenfor.

fig 6.5 Naturgasproduktion og reservebidrag



RESSOURCER

Et skøn over de danske olie- og gasressourcer kan opdeles i tre bidrag:

Et reservebidrag, som udarbejdes på grundlag af, hvor meget olie og gas, der kan indvindes fra kendte felter og fund med nuværende produktionsmetoder.

Et teknologibidrag, der er et skøn over de mængder af olie og gas, der vurderes yderligere at kunne indvindes ved brug af ny teknologi.

Et efterforskningsbidrag, som er et skøn over de mængder af olie og gas, der vurderes at kunne indvindes fra nye fund.

Det skal understreges, at skøn over teknologi- og efterforskningsbidragets størrelse er behæftet med stor usikkerhed.

Energistyrelsens skøn for teknologibidraget for olie tager udgangspunkt i en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på de danske felter med 5 pct. point. Den gennemsnitlige indvindingsgrad er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder. Baseret på reserveopførelsen er den gennemsnitlige forventede indvindingsgrad for olie i dag 23 pct.

Antagelsen om, at det er muligt at forøge den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie med 5 pct. point, er baseret på en vurdering af den historiske udvikling. Den gennemsnitlige indvindingsgrad steg således med 9 pct. point i perioden 1990 til 2000. Der har ikke siden 2000 været nogen significant forøgelse af indvindingsgraden. Det er imidlertid meget vanskeligt at forudsæ, hvilke nye teknikker der fremover vil bidrage til yderligere produktion eller at estimere, hvor meget disse teknikker vil bidrage til produktionen.

I rapporten "Analyse vedrørende olie og naturgasressourcer, Maj 2005", som er en baggrundsrapport til Energistrategi 2025, blev der forudsat et teknologibidrag svarende til en forøgelse af indvindingsgraden på 5 pct. point baseret på den daværende relativt

lave oliepris. I rapporten blev det også fremhævet, at der med en relativ høj oliepris vil være et betydeligt incitament til udvikling af ny teknologi.

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

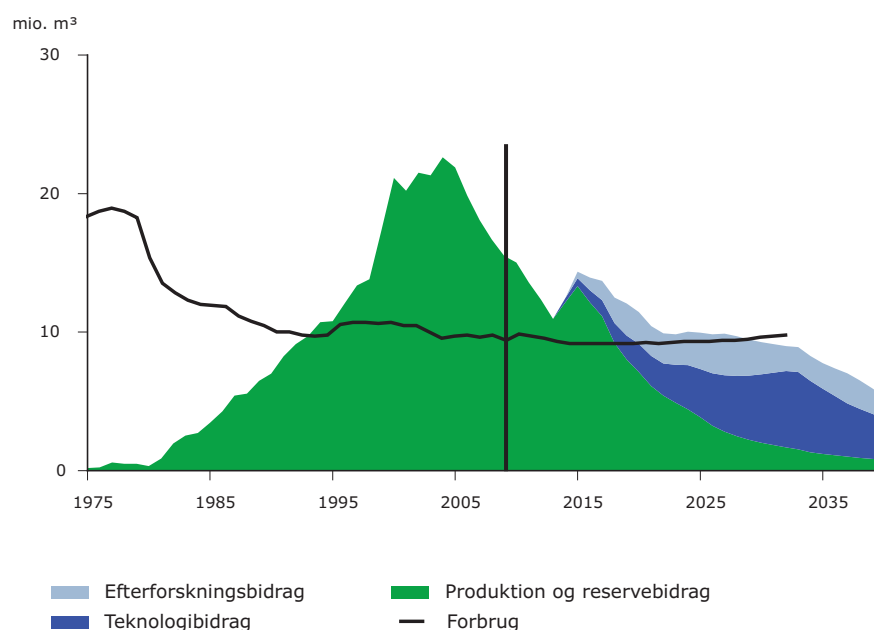
Hovedparten af teknologibidraget på 5 pct. forventes opnået ved ibrugtagning af ny teknik til injektion af CO₂ i de store producerende felter med vandinjektion, mens resten er mindre bidrag fra andre teknologiske tiltag. Det er forudsat, at CO₂ injektion først vil bidrage til produktionen fra perioden 2020-25, mens de øvrige tiltags bidrag til produktionen vil være fordelt i prognoseperioden.

Energistyrelsens skøn for efterforskningsbidraget er baseret på en ny opgørelse af efterforskningspotentialet fra primo 2009. Opgørelsen tager udgangspunkt i de i dag kendte efterforskningsprospekter og vurderinger af, hvilke yderligere reserver der kan påvises i prognoseperioden. Efterforskningspotentialet vurderes til 60 mio. m³ olie og 45 mia. Nm³ gas.

Energistyrelsen vil iværksætte et arbejde til afklaring af principperne for styrelsens fremtidige opgørelser af teknologi- og efterforskningsbidragene samt iværksætte en vurdering af Danmarks selvforsyningsituation.

Energistyrelsens prognoseskøn for olieproduktionen består af reserve-, teknologi- og efterforskningsbidrag. Prognoseskønnet er vist på figur 6.6. Endvidere er forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2009" vist. Det ses af figuren, at Danmark forventes at være selvforsynende med olie i 10 år til og med 2018 baseret på reservebidraget. Rækkevidden af selvforsyningen for reservebidraget er forholdsvis sikker, idet produktionen for bidraget kendes med betydelig sikkerhed og forventes at aftage markant, mens forbruget forventes at være nogenlunde konstant.

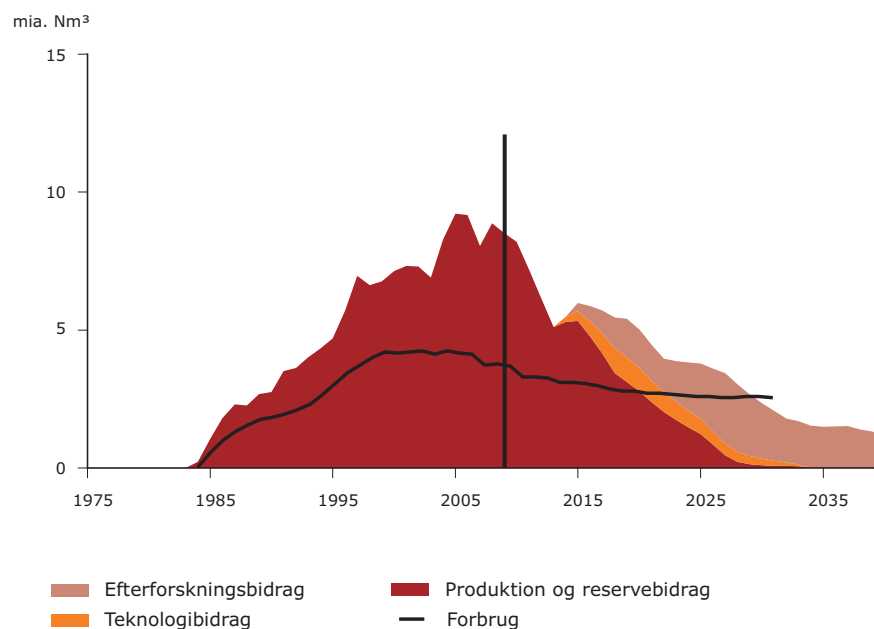
fig 6.6 Olieproduktion og prognoseskøn



Prognoseskønnet for olieproduktionen inklusiv teknologi- og efterforskningsbidraget har et svagt aftagende forløb fra 2022 og omkring 10 år frem. Fra 2022 er forskellen mellem prognoseskønnet for produktionen og forbruget omkring 10 pct. eller mindre. Der er derfor betydelig usikkerhed omkring, hvor længe selvforsyningen kan opretholdes. Med teknologi- og efterforskningsbidragene skønnes Danmark at være selvforsynende med olie i omkring 20 år regnet fra 2009.

Styrelsens prognoseskøn for naturgas indeholdende reserve-, teknologi- og efterforskningsbidrag er vist på figur 6.7. Endvidere er forbrugsprognosen fra "Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2009" vist. Danmark forventes at være selvforsynende med naturgas i 12 år til og med 2020 baseret på reservebidraget.

fig 6.7 Naturgasproduktion og prognoseskøn



For naturgas forventes ikke noget markant teknologibidrag, da der allerede med dagens teknologi opnås en væsentlig højere indvindingsgrad end for olie. Bidraget forventes derfor ikke at forlænge Danmarks selvforsyning med naturgas væsentligt. Hvis teknologi- og efterforskningsbidraget medregnes, skønnes Danmark at være selvforsynende med naturgas i omkring 20 år regnet fra 2009.

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

Derudover har indvindingen af kulbrinter bidraget til, at Danmark siden 1997 har været selvforsynende med energi.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

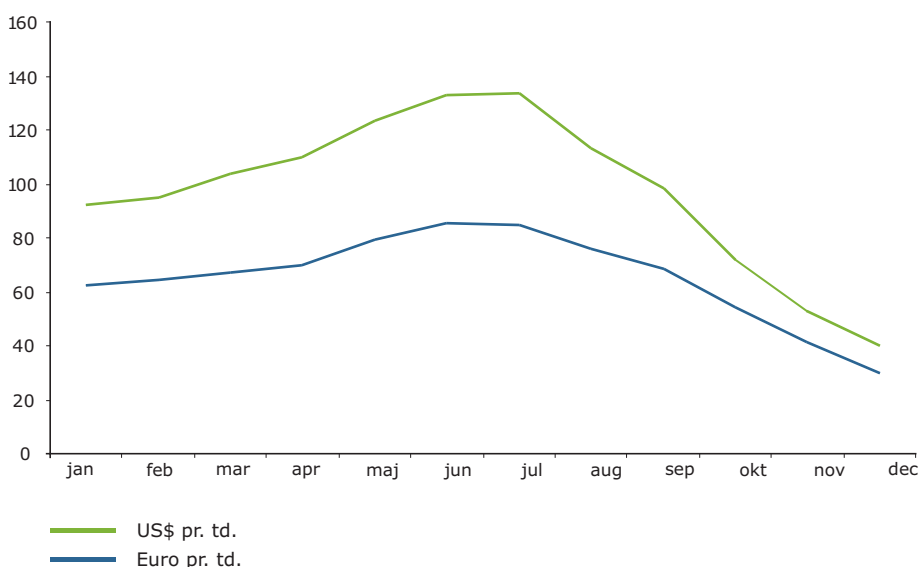
Værdien af olie- og gasproduktionen bestemmes af tre faktorer; udviklingen i produktionen, den internationale råoliepris samt dollarkursen.

Den gennemsnitlige oliepris i 2008 ved Brent-noteringen var 97,2 US\$ pr. tønde. Hermed fortsatte olieprisen de senere års stigning ved at stige med knap 35 pct. fra 2007, hvor den gennemsnitlige oliepris var 72,5 US\$ pr. tønde.

Udviklingen i olieprisen i 2008 ses af figur 7.1. Som det fremgår af figuren toppede olieprisen foreløbigt i juli 2008 med et gennemsnit på godt 133 US\$ pr. tønde. Den resterende del af året bød på store fald i olieprisen. I figur 7.1 er udviklingen i olieprisen også gengivet i €. Som det fremgår af figuren mindskes spændet i løbet af 2008 mellem olieprisen i US\$ og €. Udsvingene i olieprisen i US\$ er voldsommere end i €, hvilket primært skyldes udviklingen i dollarkursen.

Den gennemsnitlige dollarkurs var i 2008 på 5,1 kr. pr. US\$ i forhold til 5,4 året før. Dollarkursen gennemgik store udsving i 2008 og sluttede året på et væsentligt højere gennemsnitligt niveau end den begyndte på (5,57 kr. pr. US\$ mod 5,06 kr. pr. US\$). Dollarkursen var på sit laveste gennemsnitlige månedsniveau i juli (4,73 kr. pr. US\$). Olieprisens niveau i denne måned er i klar sammenhæng med den svage dollarkurs.

fig 7.1 Oliepriser, 2008, US\$ og EUR



Den gennemsnitlige pris for en tønde Brent-olie var på 485,8 danske kroner i 2008 mod 392,1 i 2007. Stigningen i olieprisen i US\$ opvejer således en del af faldet i dollarkursen og olieprisen steg i danske kroner med knap 25 pct. fra 2007 til 2008.

Olieprisens udvikling fra 1972 til 2008 er vist i figur 7.2. Olieprisen i faste priser kom i 2008 op på samme niveau som rekordårene i begyndelsen af 1980'erne.

Produktionsværdien fordeler sig ifølge de foreløbige skøn for 2008 med ca. 51,5 mia. kr. på olieproduktion og 15,5 mia. kr. fra gasproduktion.

Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2008 skønnes til 67 mia. kr., hvilket er en stigning på knap 10 pct. i forhold til året før. Stigningen i produktionsværdien skyldes den højere oliepris, der mere end opvejer et fald i produktion og dollarkurs.

I figur 2.3 i kapitel 2: *Produktion og udbygning* ses, hvordan olieproduktionen i 2008 fordeler sig på de ti producerende selskaber i Danmark.

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

I bilag D findes en detaljeret oversigt over økonomiske nøgletal fra 1972 til 2008.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasaktiviteterne har en gavnlig effekt på handelsbalancen og på betalingsbalancens løbende poster. Det skyldes, at olie- og gasproduktionen bidrager til, at Danmark er selvforsynende med energi samtidig med, at der er mulighed for eksport.

Handelsbalancen for olie og naturgas

Danmark har siden 1995 haft overskud på handelsbalancen for olie og gas. Stigningen i olieprisen er hovedårsagen til, at overskuddet på handelsbalancen for olie og naturgas inklusive olieprodukter i 2008 blev på 26,6 mia. kr. Overskuddet fastholdes dermed

fig 7.2 Olieprisens udvikling 1972-2008, US\$ pr. td.

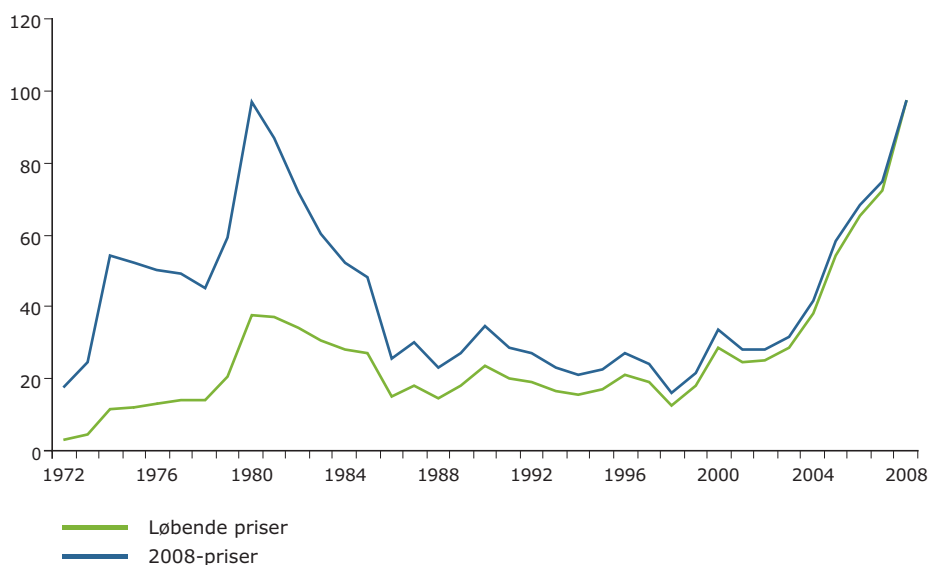
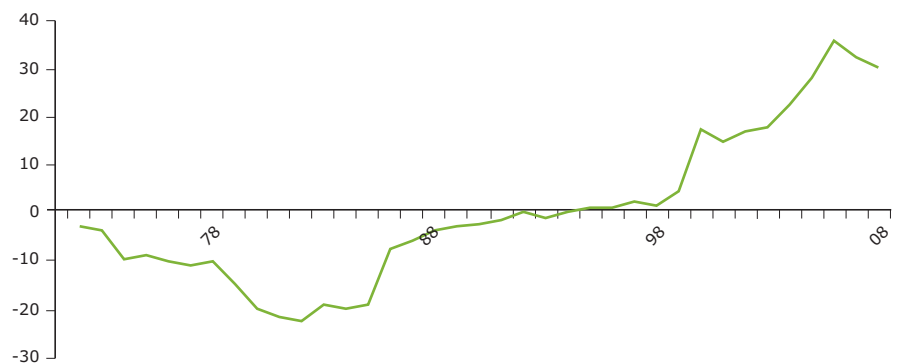


fig 7.3 Handelsbalance for olie og naturgas, mia. kr., årets priser



på et højt niveau om end overskuddet er faldet fra 28,3 mia. kr. i 2007. Faldet skyldes den lavere produktion og valutakursen. Udviklingen i Danmarks handel med udlandet inden for olie og gas ses af figur 7.3.

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 5 år. Beregningerne sker på baggrund af en række antagelser om importindholdet, renteudgifter samt selskabernes overskud fra kulbrinteaktiviteterne.

Energistyrelsens 5-årsprognose er i år udarbejdet for tre forløb af olieprisen. Formålet med at beregne tre forløb er at illustrere betalingsbalanceeffektens følsomhed over for ændringer i olieprisen. Det er således kun olieprisen, som ændres i de tre forløb. Beregningerne indeholder ingen dynamiske eller afledte effekter

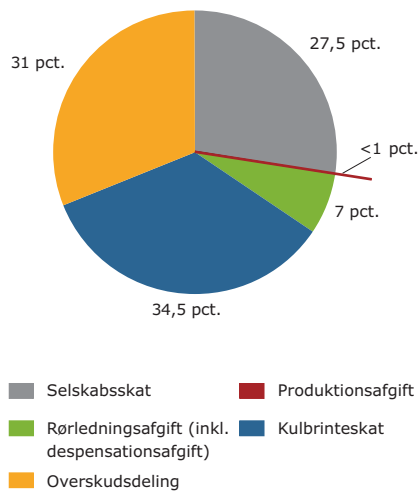
De tre forløb beregnes med en oliepris på henholdsvis 30, 60 og 120 US\$ pr. tønde og med en dollarkurs på 5,6 kr. pr. US\$. En pris på 120 US\$ pr. tønde svarer nogenlunde til IEA's langsigtede forventning til olieprisen.

tabel 7.1 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr. 2008-priser, Mellem prisforløb (60 US\$/td.)

	2009	2010	2011	2012	2013
Samf. økonomisk produktionsværdi	48	46	41	37	32
Importindhold	4	5	4	3	4
Vare- og tjenestebalancen	43	41	37	34	28
Renter og Udbytter til udland	11	11	9	8	6
Betalingsbal. løbende poster	32	30	28	27	22
Betalingsbal. løbende poster, lavt prisforløb (30US\$/td.)	21	19	18	17	13
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (120US\$/td.)	55	52	49	45	38

Note: baseret på Energistyrelsens 5-årsprognose

fig 7.4 Fordeling af statens indtægter i 2008



Værdien af de forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancen for prisforløbet på 60 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 30 US\$ og 120 US\$ pr. tønde.

Ved en oliepris på 60 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på 22-32 mia. kr. pr. år i perioden 2009-2013. Det fremgår endvidere, at en højere oliepris betyder en større effekt og omvendt.

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.

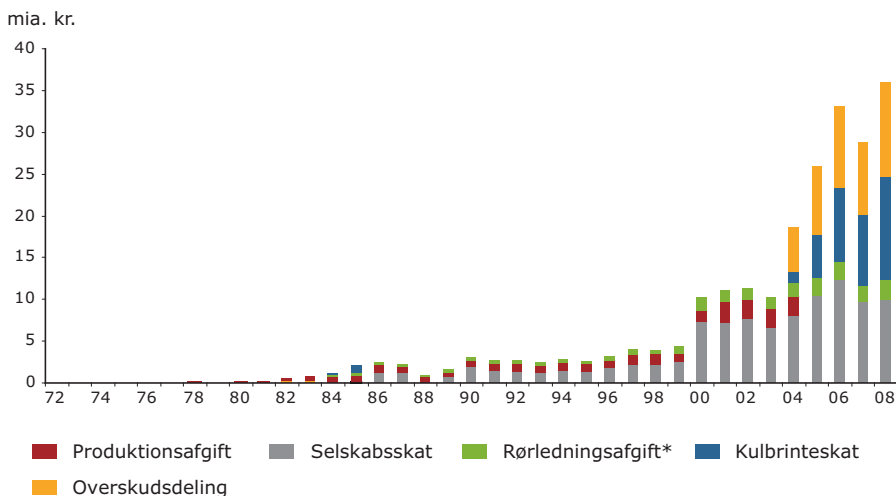
Udover de direkte indtægter fra skatter og afgifter har staten indirekte indtægter fra Nordsøen gennem sin aktiepost i Dong Energy. Det skyldes, at datterselskabet DONG E&P A/S deltager i dele af olie- og gasaktiviteterne, og herigennem opnår staten indirekte en indtægt. Endvidere vil staten på sigt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

Kulbrinteskatten udgør, med en andel på knap 35 pct., den væsentligste indtægtskilde for staten. Fordelingen af statens skatteindtægter i 2008 er vist i figur 7.4.

Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963 – 2008 til 229 mia. kr. i 2008-priser. Figur 7.5 viser udviklingen i statens indtægter fra 1972-2008. Den akkumulerede produktionsværdi var i perioden 568 mia. kr., mens den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 245 mia. kr.

fig 7.5 Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2008, mia. kr., 2008-priser



* Inkl. dispensationsafgift
Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

boks 7.1

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 2008. Detaljerede oplysninger findes i bilag E og på Energistyrelsens hjemmeside.

Selskabsskat

Selskabsskatten er en af statens vigtigste indtægtskilder på olie- og gasområdet.

Kulbrinteskatt

Kulbrinteskatten blev indført i 1982 med det formål at beskattes 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. Brugere af rørledningen betaler DONG Oil Pipe A/S en tarif, som omfatter et fortjenstelement på 5 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 5 pct. af råolie- og kondensatværdien.

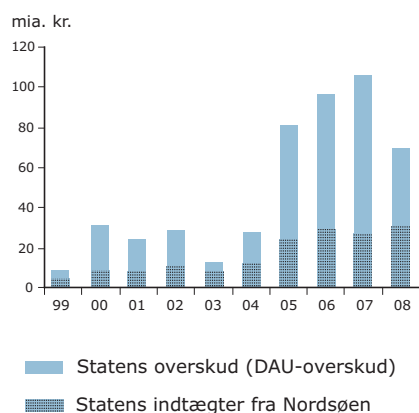
DONG E & P A/S

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. af alle nye tilladelser fra og med 2005. Den 9. juli 2012 ophører overskudsdelingen, fordi staten ved Nordsøfonden også indtræder som aktiv partner i DUC med 20 pct. Overskudsdelingen bliver således afløst af indtægter fra selskabs- og kulbrinteskatt samt overskud fra Nordsøfondens virksomhed. Overskuddet afhænger af Nordsøfondens tilbagebetaling af statslige lån og af fondens investeringer i efterforskning og produktion.

fig. 7.6 Statens overskud (DAU overskud) og statens indtægter fra Nordsøen



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

Udviklingen i 2008 har været præget af fald i olieproduktion og fluktuationer i både dollarkurs og oliepris. De samlede indtægter for 2008 skønnes til 35,9 mia. kr. Det er en stigning på knap 30 pct. i forhold til året før og større end de rekordstore indtægter i 2006 på 31,5 mia. kr.

Udviklingen i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter i de seneste 5 år er vist i tabel 7.2.

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 2008 at være 65 pct. Marginalskatten er ca. 71 pct. efter de nye regler, inklusiv overskudsdeling og ca. 29 pct. efter de gamle regler eksklusiv kulbrinteskate. Bortset fra eneretsbevillingen beskattes licenser, som er tildelt før 2004 efter de gamle regler.

Olieindtægterne i forhold til statens samlede overskud er vist i figur 7.6. Som det fremgår udgør indtægterne fra den danske del af Nordsøen knap 50 pct. af statens overskud i 2008.

Skatteministeriet skønner for de kommende 5 år og med et olieprisforløb på 60 US\$ pr. tønde, at statens samlede indtægter vil være mellem 13-22 mia. kr. pr. år fra 2009 til 2013. I tabel 7.3 er vist udviklingen i statens forventede indtægter for tre olieprisforløb. 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.

Fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskate indeholder usikkerhed om både olieprisen, produktionen og dollarkursen. Hertil kommer en usikkerhed knyttet til beregningernes stiliserede forudsætninger med hensyn til blandt andet selskabernes finansieringsudgifter.

Investeringer og udgifter

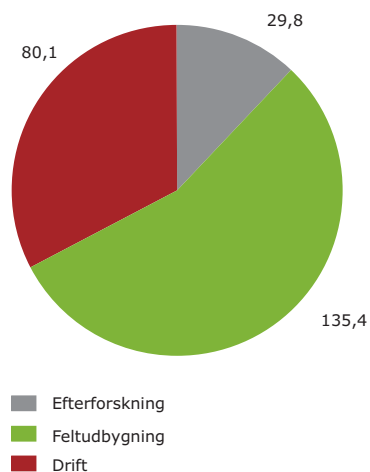
På samme måde som olieprisen har betydning for indtægterne fra indvindingen fra Nordsøen, spiller rettighedshavernes indsats en stor rolle for såvel det nuværende som fremtidige aktivitetsniveau og dermed også for de potentielle indtægter.

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

	2004	2005	2006	2007	2008
Kulbrinteskate	1.251	4.854	8.282	8.245	12.392
Selskabsskate	7.351	9.661	11.738	9.475	9.863
Produktionsafgift	2.104	1	1	2	2
Olierørledningsafgift*	1.496	2.052	2.156	1.815	2.511
Overskudsdeling	4.890	7.595	9.322	8.348	11.145
I alt	17.092	24.163	31.499	27.885	35.913

* Inkl. 5 % dispensationsafgift
Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

fig. 7.7 Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2008, mia. kr., 2008-priser



Fordelingen af rettighedshavernes udgifter fra 1963 til 2008 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-selskabernes regnskabstal fra 2004 - 2007 er illustreret i boks 7.2. Når tallene for 2008 foreligger, vil de ligesom tidligere år blive sendt til Folketingets Enerkipolitiske udvalg og lagt på Energistyrelsens hjemmeside.

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

		2009	2010	2011	2012	2013
Selskabsskattegrundlag før skatter (OD/SD) og afgifter	120 US\$/td.	83,4	81,7	73,8	64,6	54,7
	60 US\$/td.	36,3	35,5	31,7	26,5	21,3
	30 US\$/td.	12,8	12,4	10,7	8,3	6,1
Selskabsskat	120 US\$/td.	16,3	16,1	14,5	13,9	13,6
	60 US\$/td.	7,0	6,9	6,1	5,6	5,3
	30 US\$/td.	2,4	2,1	1,9	1,7	1,5
Kulbrinteskot	120 US\$/td.	17,7	17,4	17,3	17,5	19,3
	60 US\$/td.	6,5	6,0	5,5	5,5	6,8
	30 US\$/td.	0,9	0,7	0,6	0,7	1,0
Overskudsdeling	120 US\$/td.	14,7	13,9	12,8	6,9	0,0
Nordsøfonden overskud efter skat**	120 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	1,7	3,3
	60 US\$/td.	6,6	6,2	5,7	3,1	0,0
	60 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1
	30 US\$/td.	2,6	2,3	2,1	1,1	0,0
	30 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Produktionsafgift	120 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	60 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	30 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olierørledningsafgift***	120 US\$/td.	3,2	3,2	2,9	1,5	0,3
	60 US\$/td.	1,6	1,6	1,4	0,8	0,2
	30 US\$/td.	0,8	0,8	0,7	0,4	0,1
Total	120 US\$/td.	51,9	50,6	47,5	41,6	36,6
	60 US\$/td.	21,7	20,7	18,8	15,4	13,4
	30 US\$/td.	6,6	5,9	5,3	4,0	2,5
Statens andel (pct.)	120 US\$/td.	62,2	61,9	64,4	64,4	66,9
	60 US\$/td.	59,7	58,3	59,2	58,1	62,8
	30 US\$/td.	51,6	47,9	49,8	48,0	41,3
Statens andel (pct.) korrigeret for Nordsøfondens indgangsværdier og udnyttede underskud	120 US\$/td.	62,2	61,9	64,4	65,1	67,4
	60 US\$/td.	59,7	58,3	59,2	60,0	64,3
	30 US\$/td.	51,6	47,9	49,8	54,1	50,7

* Der er forudsat 1,73 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 lån i Nationalbanken og finansiere løbende investeringer før staten modtager overskud fra Nordsøfonden

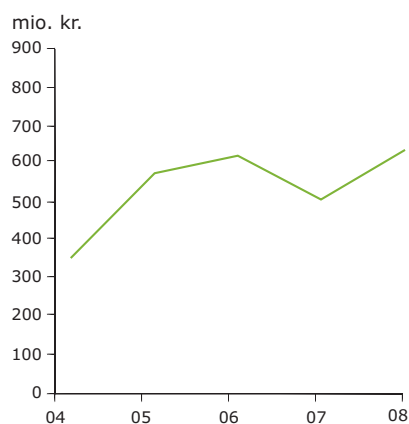
*** Inklusiv 5% dispensationsafgift

Kilde: Skatteministeriet

Note: baseret på Energistyrelsens 5-årsprognose

Anm. Nationalregnskabs periodisering (indkomstår)

fig. 7.8 Efterforskningsudgifter
2004-2008, løbende priser



DUC er en forkortelse for Dansk Undergrunds Consortium og består af selskaberne A.P. Møller – Mærsk, Chevron Denmark Inc. og Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV.

boks 7.2

DUC produktions- og regnskabstal

Produktionstal for 2004 til 2007 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

Energistyrelsens skøn for DUC-selskabernes resultat før skat for 2004-2007 er sammenfattet i tabel 7.5. Tallene for 2008 bliver lagt på Energistyrelsens hjemmeside når de foreligger.

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

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

*Omkostninger ved produktion, administration og efterforskning

**Inkl. valutakurstab og tab på terminen

Efterforskningsudgifter

Udviklingen i efterforskningsudgifter fra 2004 til 2008 er vist i figur 7.8. De foreløbige tal for 2008 viser en stigning i efterforskningsudgifterne fra 2007 til 2008 på knap 30 pct. Det skyldes, at der blev foretaget flere vurderingsboringer i 2008. For 2008 vurderes de samlede efterforskningsudgifter foreløbigt til 0,65 mia. kr.

Aktiviteterne, særligt i de licenser der blev tildelt i forbindelse med 6 udbudsrunder i 2006, forventes at stige i 2010 til godt 1,2 mia. kr. Herefter er forventningen faldende aktiviteter frem til 2013.

Udbygningsinvesteringer

Blandt rettighedshavernes økonomiske forhold er investeringerne i udbygning af nye og eksisterende felter den mest udgiftskrævende post. Investeringen til udbygningsaktiviteter i 2008 er skønnet til 6,1 mia. kr., hvilket er et fald på 0,4 mia. kr. i forhold til året før. I sammenligning med de årlige gennemsnitlige investeringer til udbygning de sidste 10 år, der har været på godt 5 mia. kr., er niveauet dog fortsat højt. Tabel 7.6 viser investeringer i feltudbygninger i perioden 2004-2008.

Størstedelen af udbygningsaktiviteterne har i 2008 fundet sted på felterne Halfdan, Tyra og Valdemar. Udgifter til udbygning på disse felter udgør knap 70 pct. af de samlede investeringer i 2008.

Energistyrelsens forventninger til udbygningsaktiviteten i perioden 2009 til 2013, opdelt efter styrelsens klassificering af reserver, er vist i tabel 7.7. Prognosen for de mulige udbygningsaktiviteter er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion udover den produktion, der allerede er fremlagt udbygningsplaner for, se Energistyrelsens hjemmeside for reservedefinitioner.

De samlede investeringer for prognoseperioden er stort set uændrede i forhold til sidste årsrapport. Dog er der for nogle felter foretaget betydelige revisioner, eksempelvis for Hejre, hvor der forventede idriftsættelsestidspunkt er udsat.

Udgifter til drift, administration og transport

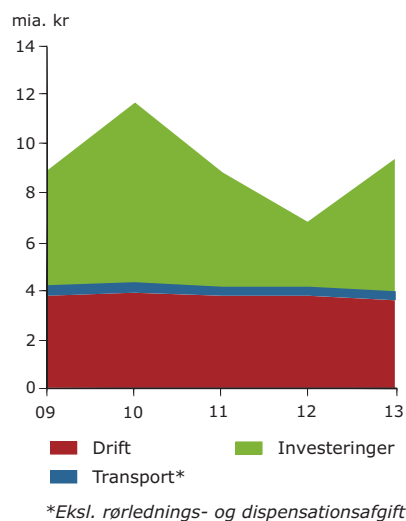
For 2008 har Energistyrelsen skønnet udgifterne til drift, administration og transport til 4,5 mia. kr. Det er en stigning på knap 30 pct. i forhold til året før. Det skyldes dels at drifts- og transportomkostningerne er stagneret på et markant højere niveau end

tabel 7.6 Investeringer i feltudbygninger i perioden 2004-2008, mio. kr., løbende priser

	2004	2005	2006	2007	2008*
Cecilie	309	-18	7	7	12
Dagmar	0	0	0	0	0
Dan	750	750	684	436	411
Gorm	108	291	303	158	265
Halfdan	1.124	683	1.244	2.112	1.848
Harald	22	53	1	4	20
Kraka	2	0	0	2	0
Nini	319	163	35	183	565
Roar	0	0	0	0	0
Rolf	4	0	1	2	25
Siri	425	73	153	210	563
Skjold	8	11	4	15	12
Svend	0	0	0	0	0
Syd Arne	762	310	31	1.087	198
Tyra	459	1.020	1.426	624	937
Tyra Sydøst	96	45	45	384	0
Valdemar	52	553	991	1.313	1.267
NOGAT Pipeline	664	12	-	-	-
Diverse	2	5	-	-	-
I alt	5.107	3.956	4.927	6.538	6.123

* Skøn

fig. 7.9 Investeringer i felter samt udgifter til drift og transport, 2008-priser



*Eksl. rørlædnings- og dispensationsafgift

for få år siden samt at der har været udført et omfattende vedligeholdelsesarbejde i løbet af 2008.

Energistyrelsens forventninger til udviklingen i investeringer, drifts- og transportudgifterne fra 2009-2013 kan ses i figur 7.9. Driftsomkostninger forventes at stagnere omkring 4 mia. kr. igennem perioden. Transportomkostningerne ventes at falde svagt gennem perioden. Investeringerne svinger igennem perioden 2009-2013, men ligger i gennemsnit på godt 5 mia. kr.

tabel 7.7 Forventede investeringer i feltudbygning i perioden 2009-2013, mia. kr, 2008-priser

	2009	2010	2011	2012	2013
Igangværende og besluttet					
Adda	0,5	-	-	-	-
Alma	-	0,5	-	-	-
Boje	-	-	0,3	-	0,3
Cecilie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dagmar	-	-	-	-	-
Dan	0,1	-	-	-	-
Elly	-	-	-	-	-
Gorm	-	-	-	-	-
Halfdan	2,5	1,7	0,1	-	-
Harald	0,1	0,0	-	-	-
Kraka	-	0,4	-	-	-
Lulita	-	-	-	-	-
Nini	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Regnar	-	-	-	-	-
Roar	-	-	-	-	-
Rolf	-	-	-	-	-
Siri	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Skjold	-	-	-	-	-
Svend	-	-	-	-	-
Syd Arne	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Tyra	0,2	0,2	0,8	0,4	0,2
Tyra Sydøst	-	-	-	-	-
Valdemar	0,3	-	-	-	-
I alt	4,5	3,0	1,4	0,5	0,6
Planlagt	-	-	0,7	0,1	1,0
Mulig	0,5	4,8	2,8	2,3	4,1
Forventet	5,0	7,8	5,0	2,8	5,7

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. I nedenstående tabel er gennemsnittet for 2008 angivet. 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 1000). 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. 1fod=12 in=0,3048 m.</i>

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m ³ (st)	stb	6,293
	m ³ (st)	GJ	37,0 ⁱ
	m ³ (st)	t	0,85 ⁱ
Naturgas	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,03948 ⁱ
	Nm ³	t.o.e.	942,96 · 10 ⁻⁶ ⁱ
	Nm ³	kg · mol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,03743 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	141364,33 / (°API+131,5)
°API	γ	141,5 / (°API+131,5)	

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.

INDHOLD BILAG

Bilag A	Producerede og injicerede mængder	76
Bilag B	Producerende felter	79
Bilag C	Reserveopgørelse	120
Bilag D	Økonomiske nøgletal	121
Bilag E	Gældende økonomiske vilkår	122
Bilag F1	Kort over dansk koncessionsområde	123
Bilag F2	Kort over dansk koncessionsområde – det vestlige område	124

BILAG A: PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

Produktion og salg

OLIE tusinde kubikmeter

	1972-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Dan	37.999	5.745	6.599	6.879	6.326	5.929	6.139	5.712	5.021	4.650	4.241	95.240
Gorm	33.656	3.384	3.110	2.180	2.887	2.838	2.469	1.978	1.897	1.639	1.053	57.092
Skjold	27.244	1.825	1.975	1.354	1.659	1.532	1.443	1.310	1.214	1.015	989	41.560
Tyra	16.627	892	1.000	872	801	918	723	773	845	764	551	24.765
Rolf	3.466	77	83	51	51	104	107	79	89	103	78	4.290
Kraka	2.668	404	350	253	157	139	199	211	222	176	112	4.890
Dagmar	969	10	8	4	6	7	2	0	0	0	0	1.005
Regnar	771	29	14	33	18	19	19	16	11	0	0	930
Valdemar	937	86	77	181	353	435	491	423	470	881	1.268	5.604
Roar	1.074	259	285	317	175	121	98	94	51	35	28	2.537
Svend	2.827	521	576	397	457	280	326	324	296	299	278	6.580
Harald	2.484	1.332	1.081	866	578	425	314	237	176	139	114	7.746
Lulita	143	224	179	66	24	20	19	35	68	55	47	880
Halfdan	-	222	1.120	2.965	3.718	4.352	4.946	6.200	6.085	5.785	5.326	40.720
Siri	-	1.593	2.118	1.761	1.487	925	693	703	595	508	598	10.980
Syd Arne	-	757	2.558	2.031	2.313	2.383	2.257	2.371	1.869	1.245	1.139	18.923
Tyra SØ	-	-	-	-	493	343	580	614	446	377	429	3.281
Cecilie	-	-	-	-	-	166	310	183	116	88	66	928
Nini	-	-	-	-	-	391	1.477	624	377	323	355	3.548
I alt	130.864	17.362	21.134	20.207	21.505	21.327	22.612	21.886	19.847	18.084	16.672	331.500

Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Dan	13.721	1.447	1.364	1.571	1.704	1.925	1.894	2.007	2.081	1.860	1.504	21.998
Gorm	12.328	537	426	306	480	339	216	218	207	175	119	15.350
Skjold	2.397	154	158	104	123	92	77	93	77	69	60	3.403
Tyra	46.499	3.878	3.826	3.749	3.948	3.994	4.120	3.745	3.792	3.916	3.130	84.598
Rolf	146	3	4	2	2	4	5	3	4	4	3	180
Kraka	801	148	119	100	52	25	23	24	28	28	36	1.384
Dagmar	146	2	2	1	1	3	2	0	0	0	0	158
Regnar	49	2	1	3	1	2	2	1	1	0	0	63
Valdemar	377	49	55	78	109	151	218	208	208	355	593	2.401
Roar	4.754	1.249	1.407	1.702	1.052	915	894	860	489	367	417	14.106
Svend	321	65	75	48	61	43	38	34	28	28	24	764
Harald	3.832	2.876	2.811	2.475	2.019	1.563	1.232	1.091	927	781	690	20.298
Lulita	69	181	160	27	6	5	5	13	38	33	30	566
Halfdan	-	-	-	-	-	4	319	1.226	1.428	1.271	2.067	15.396
Siri	-	142	197	176	157	110	64	112	55	47	63	1.121
Syd Arne	-	167	713	774	681	544	461	485	366	234	225	4.650
Tyra SØ	-	-	-	-	447	452	1.233	1.337	1.108	848	889	6.314
Cecilie	-	-	-	-	-	14	22	13	8	6	4	67
Nini	-	-	-	-	-	29	109	46	28	24	26	262
I alt	85.439	10.901	11.316	11.116	10.844	10.213	10.934	11.517	10.873	10.046	9.879	193.078

De månedlige produktionstal for 2008 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Brændstof*

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Dan	874	172	179	184	182	198	201	205	209	222	225	2.851
Gorm	1.460	149	142	111	146	135	137	124	124	132	117	2.777
Tyra	1.639	239	229	243	245	242	249	247	241	228	233	4.035
Dagmar	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Harald	19	14	13	10	9	8	8	7	8	7	7	110
Siri	-	8	21	22	21	20	19	20	25	25	25	207
Syd Arne	-	3	32	34	45	49	45	52	53	58	53	424
Halfdan	-	-	-	-	-	-	20	39	39	39	38	174
I alt	4.014	585	618	604	648	652	679	694	697	711	699	10.599

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

Flaring*

	1972-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Dan	1.576	56	67	79	55	71	37	23	32	30	25	2.050
Gorm	1.157	71	66	88	81	66	57	61	61	48	41	1.797
Tyra	622	58	58	68	61	54	63	55	54	56	44	1.192
Dagmar	123	2	2	1	1	3	2	0	0	0	0	135
Harald	96	12	7	11	3	1	1	1	2	2	2	139
Siri	-	73	9	15	9	23	65	15	6	7	7	228
Syd Arne	-	114	41	9	11	12	11	14	11	11	7	241
Halfdan	-	-	-	-	-	4	25	16	20	17	8	89
I alt	3.574	386	250	270	222	234	262	184	186	170	132	5.870

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

Injektion

	1972-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Gorm	8.063	25	45	4	14	6	4	3	0	0	0	8.164
Tyra	17.212	3.074	3.104	2.773	2.535	2.312	1.612	1.285	761	1.094	119	35.880
Siri**	-	61	167	139	127	109	111	135	61	45	61	1.016
I alt	25.275	3.160	3.316	2.916	2.676	2.428	1.727	1.423	821	1.139	180	45.060

Salg*

	1984-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Dan	12.121	1.371	1.238	1.412	1.521	1.682	1.681	1.804	1.862	1.653	1.293	27.637
Gorm	4.189	448	334	209	364	228	99	126	103	66	23	6.189
Tyra	32.478	1.870	1.971	2.493	2.776	2.948	4.580	4.598	4.574	4.143	4.652	67.082
Harald	3.787	3.032	2.950	2.482	2.013	1.558	1.228	1.096	954	804	710	20.613
Syd Arne	-	50	640	730	625	483	406	419	302	168	167	3.991
Halfdan	-	-	-	-	-	4	274	1.172	1.370	1.215	2.020	6.054
I alt	52.576	6.770	7.133	7.326	7.299	6.903	8.267	9.215	9.164	8.049	8.865	131.568

*) De anvendte navne henviser til behandlingscentre.

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

Udledning

CO₂-UDLEDNING tusinde tons

	1972-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Brændstof	9.136	1.343	1.476	1.459	1.577	1.591	1.642	1.694	1.675	1.690	1.670	24.952
Flaring	8.134	1.126	645	646	535	564	664	457	470	449	354	14.044
I alt	16.271	2.469	2.122	2.104	2.112	2.154	2.306	2.151	2.144	2.139	2.025	37.997

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 fra 1998.

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

	1972-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Dan	11.046	4.220	5.277	6.599	6.348	7.183	8.053	9.527	10.936	12.152	13.946	95.288
Gorm	15.330	3.468	3.980	3.353	4.017	4.420	5.173	5.252	4.822	4.708	3.976	58.499
Skjold	13.747	3.748	4.333	2.872	3.007	3.525	3.688	4.270	4.328	3.885	3.636	51.039
Tyra	12.285	2.033	3.046	2.545	2.261	3.039	2.977	3.482	3.150	2.725	3.103	40.645
Rolf	3.204	366	358	181	168	270	308	290	316	383	349	6.192
Kraka	1.715	329	256	352	306	208	426	320	297	359	436	5.004
Dagmar	2.696	246	241	102	160	375	90	3	0	0	13	3.927
Regnar	1.510	363	139	475	257	316	396	352	255	1	0	4.064
Valdemar	191	55	48	150	272	310	325	792	937	854	925	4.857
Roar	256	199	317	386	301	476	653	662	498	560	586	4.894
Svend	339	582	1.355	954	1.051	1.330	1.031	1.309	1.205	1.200	1.022	11.378
Harald	5	15	39	98	78	43	15	12	12	18	21	357
Lulita	3	5	11	23	14	14	15	38	92	96	91	402
Halfdan	-	56	237	493	367	612	2.099	2.825	3.460	4.086	4.766	19.001
Siri	-	319	1.868	2.753	3.041	2.891	1.641	1.683	2.032	2.528	2.686	21.441
Syd Arne	-	15	58	112	370	857	1.127	1.790	1.830	1.861	2.174	10.195
Tyra SØ	-	-	-	-	250	596	466	437	377	669	602	3.397
Cecilie	-	-	-	-	-	25	331	637	651	576	456	2.675
Nini	-	-	-	-	-	-	63	730	822	619	660	2.895
I alt	62.328	16.020	21.564	21.449	22.268	26.490	28.875	34.410	36.019	37.280	39.448	346.149

Injektion

	1972-98	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	I alt
Dan	41.245	14.964	17.464	18.176	16.123	18.063	20.042	20.281	21.520	20.230	17.562	225.670
Gorm	41.498	8.736	10.641	6.549	8.167	7.066	7.551	7.251	6.544	6.678	4.814	115.495
Skjold	44.013	5.866	6.520	4.805	6.411	6.115	5.607	6.045	5.711	6.098	4.497	101.689
Halfdan	-	82	13	620	2.532	5.162	5.759	9.710	11.026	12.107	11.651	58.663
Siri	-	1.228	3.738	4.549	4.517	3.383	1.683	1.350	1.973	3.499	2.695	28.614
Syd Arne	-	-	58	1.991	4.397	5.332	4.949	5.608	5.362	4.296	4.279	36.272
Nini	-	-	-	-	-	81	918	502	912	413	883	3.708
Cecilie	-	-	-	-	-	-	93	198	30	91	42	455
I alt	126.756	30.875	38.435	36.689	42.148	45.201	46.603	50.945	53.077	53.412	46.423	570.566

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

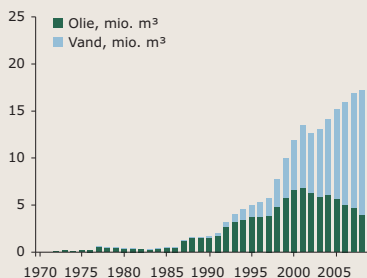
BILAG B: PRODUCERENDE FELTER

Signaturforklaring

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie: 95,24 mio. m³
Gas: 22,00 mia. Nm³
Vand: 95,29 mio. m³



Produktion af olie, gas og vand

Grafen viser de enkelte felters primære produktion, dvs. olie eller gas. Tallene viser den akkumulerede produktion af olie, gas og vand frem til 1. januar 2009.

Oliefelt (f.eks. Dan, Halfdan, Siri)

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

Gasfelt (f.eks. Harald)

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 fortætning ved overfladen, således at der ligeledes produceres flydende kulbrinter, såkaldt kondensat.

Olie- og gasfelt (f.eks. Tyra Sydøst)

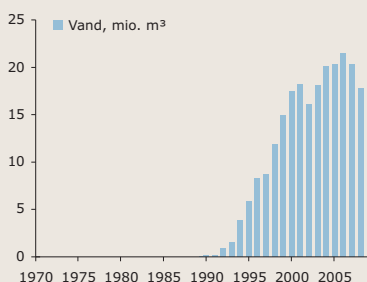
Olie-, gas-, kondensat- og vandproduktion

Produktion for 2008 kan ses i bilag A.

INJEKTION

Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Vand: 225,67 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 2009. Der anvendes ikke injektion på alle felter.

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

Felter med vandinjektion (f.eks. Halfdan, Syd Arne)

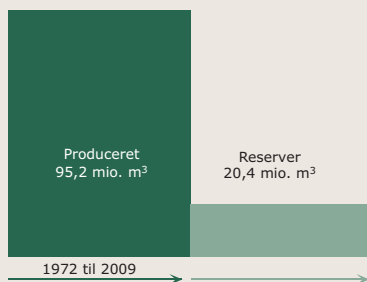
På f.eks. Halfdan feltet anvendes vandinjektion til at fortrænge olien mod olieproduktionsbrønde.

Felter med gasinjektion (f.eks. Tyra)

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

RESERVER

Olie: 20,4 mio. m³
Gas: 2,1 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 2009 og den forventede tilbageværende mængde, reserven.

Produceret

Akkumuleret produktion af olie eller gas, som er produceret frem til 1. januar 2009.

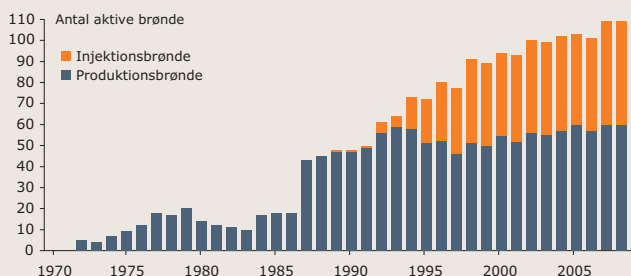
Reserver

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

UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 28,5 mia. kr.



Udbygning og investering

Akkumulerede investeringer omfatter omkostninger til udbygning af anlæg og brønde.

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

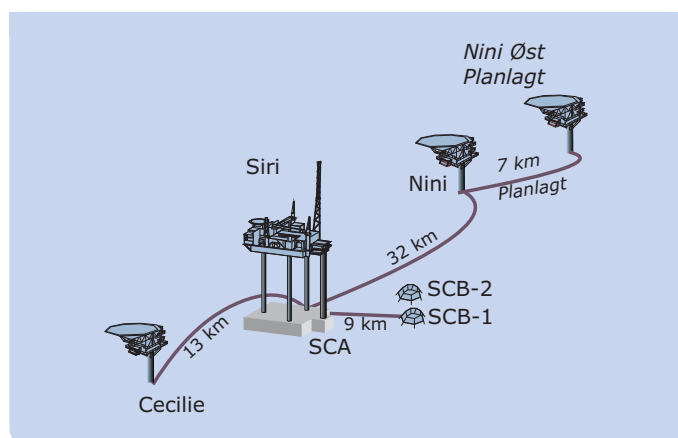
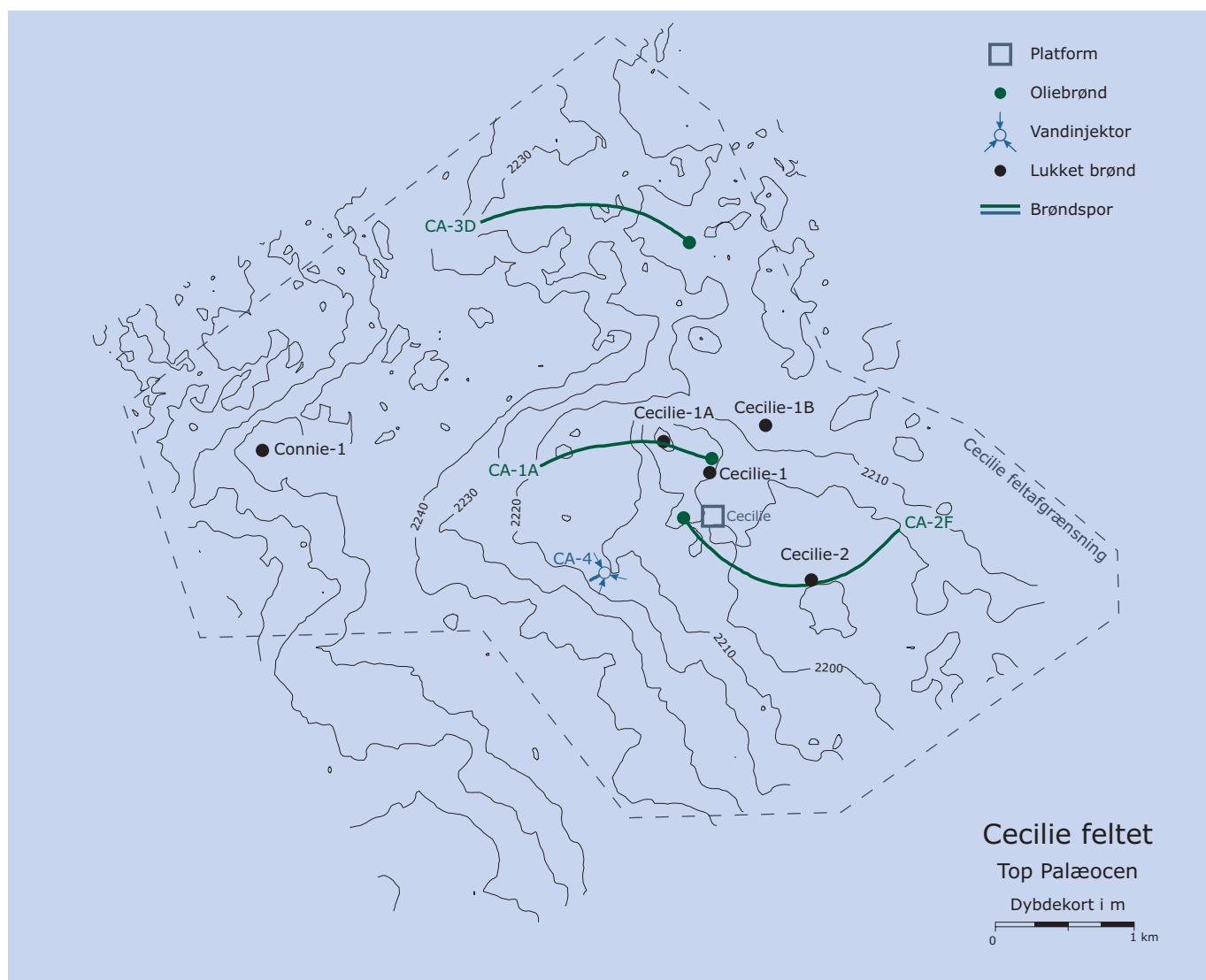
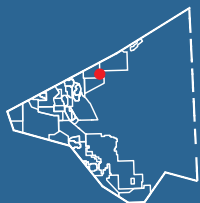
Brøndene er opdelt i produktionsbrønde og injektionsbrønde. Figuren viser brøndenes primære funktion i det pågældende år, dvs. enten produktion eller injektion. En brønd kan producere i en periode for derefter at blive konverteret til injektor inden for samme år.

■ Injektionsbrønde ■ Produktionsbrønde ■ Prod/Injekt brønde*

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

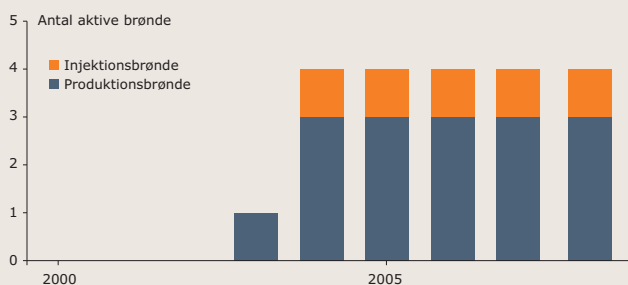
BILAG B: PRODUCERENDE FELTER

CECILIE FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009
2008-priser 1,3 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

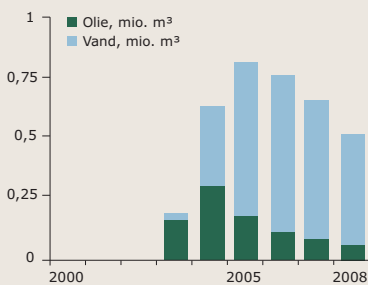
Produktionsbrønde: 3
Vandinjek. brønde: 1

Vanddybde: 60 m
Feltafgrænsning: 22,6 km²
Reservoirdybde: 2.200 m
Reservoirbjergart: Sandsten
Geologisk alder: Paleocæn

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

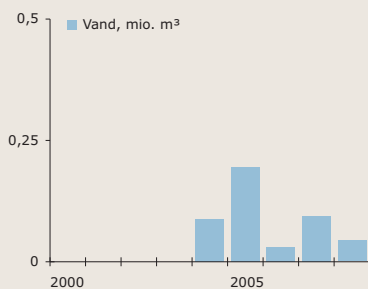
Olie: 0,93 mio. m³
Gas: 0,07 mia. Nm³
Vand: 2,68 mio. m³



INJEKTION

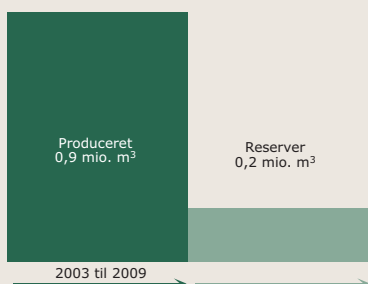
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Vand: 0,45 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,2 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 omløjring af sandet danner forekomstens grænser. Cecilie feltet omfatter også Connie forekomsten.

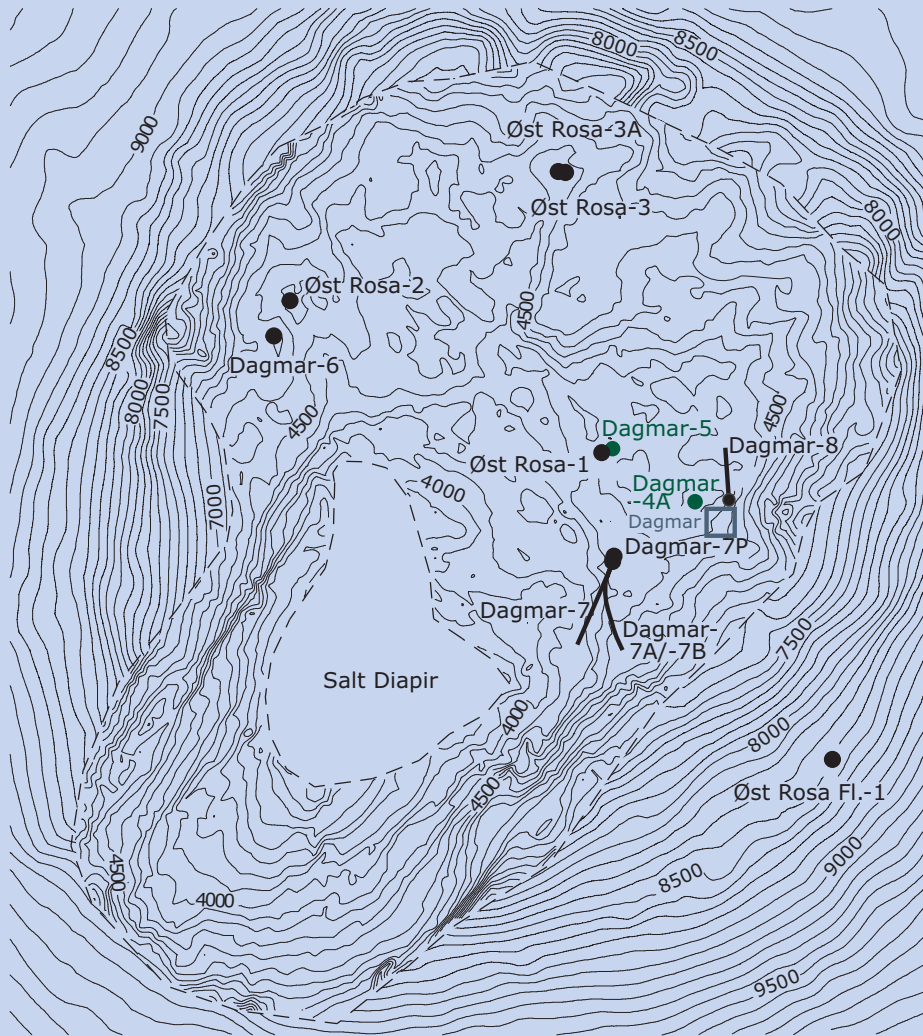
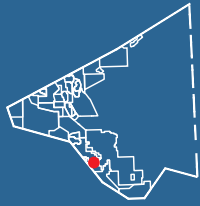
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

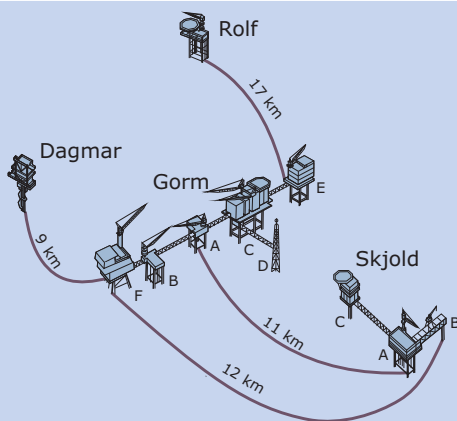
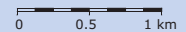


- Platform
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Brøndspor

Dagmar feltet

Top Kalk

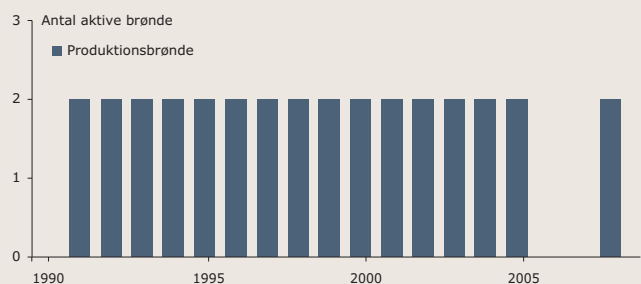
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 0,5 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

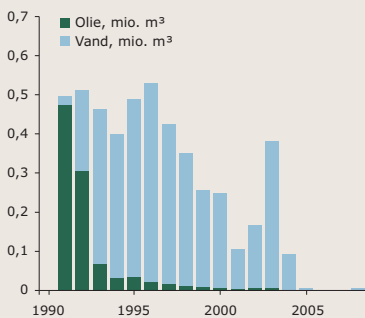
Produktionsbrønde: 2

Vanddybde: 34 m
Areal: 9 km²
Reservoirdybde: 1.400 m
Reservoirbjergart: Kalksten og Dolomit
Geologisk alder: Danien, Øvre Kridt og Zechstein

PRODUKTION

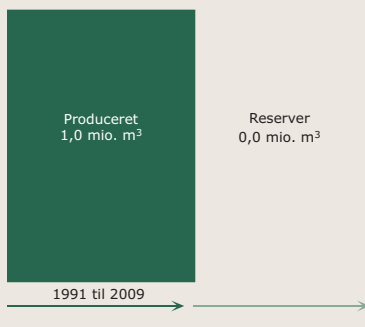
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

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



RESERVER

Olie: 0,0 mio. m³
Gas: 0,0 mio. 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.

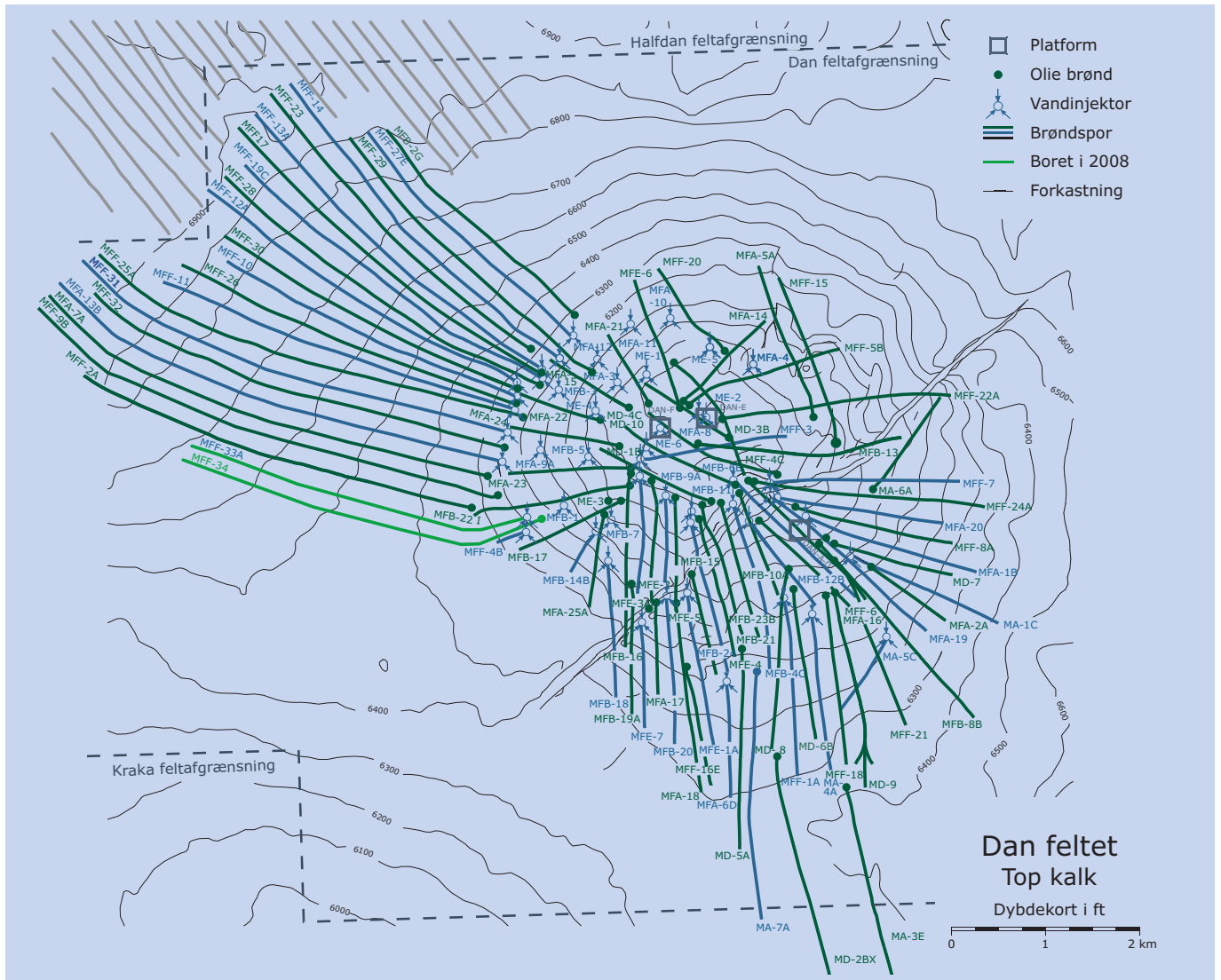
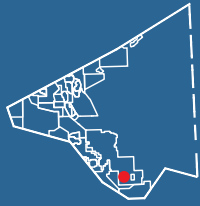
PRODUKTIONSSTRATEGI

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. 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%. 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.

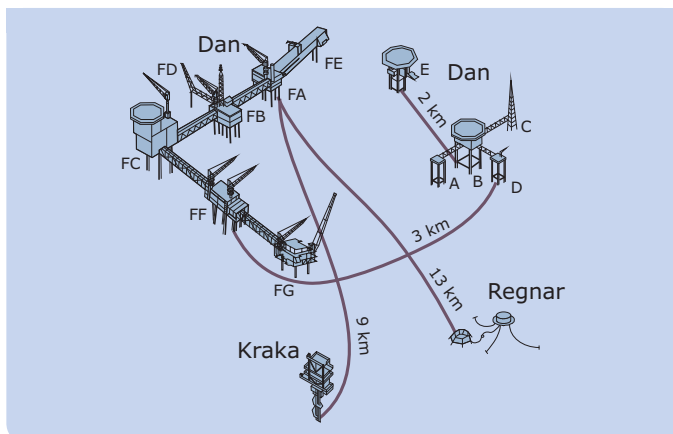
DAN FELTET



Dan feltet
Top kalk

Dybdekort i ft

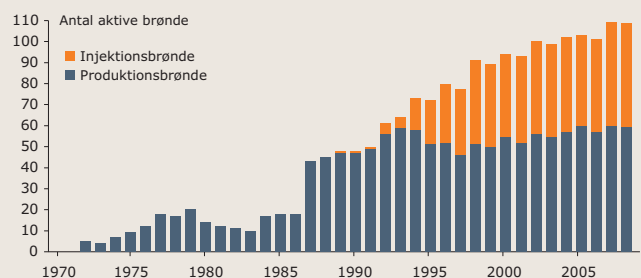
0 1 2 km



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 28,5 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

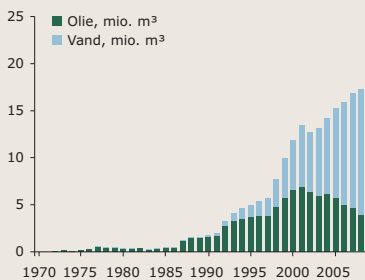
Produktionsbrønde: 61
Vandinjek. brønde: 50

Vanddybde: 40 m
Feltafgrænsning: 121 km²
Reservoirdybde: 1.850 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

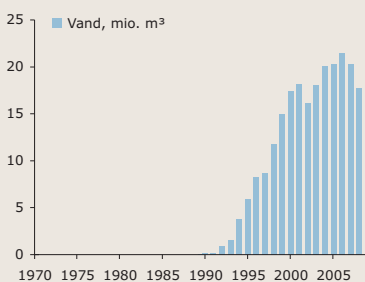
Olie: 95,24 mio. m³
Gas: 22,00 mia. Nm³
Vand: 95,29 mio. m³



INJEKTION

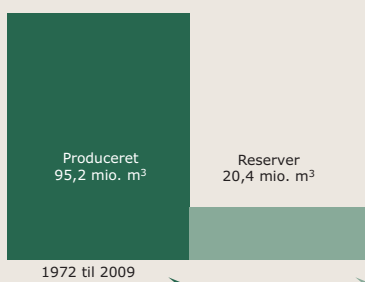
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Vand: 225,67 mio. m³



RESERVER

Olie: 20,4 mio. m³
Gas: 2,1 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. Det er et olie-felt 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

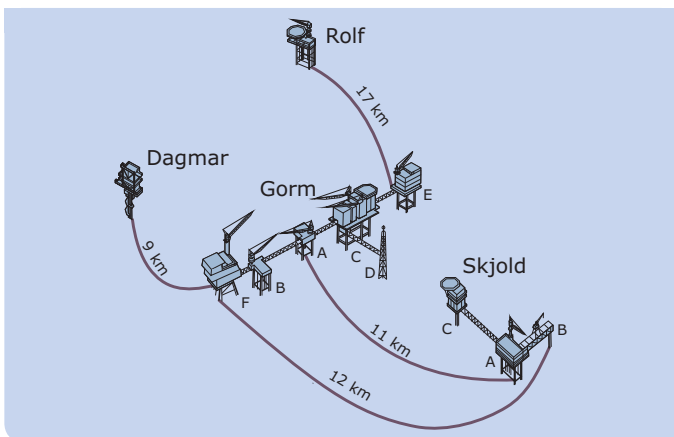
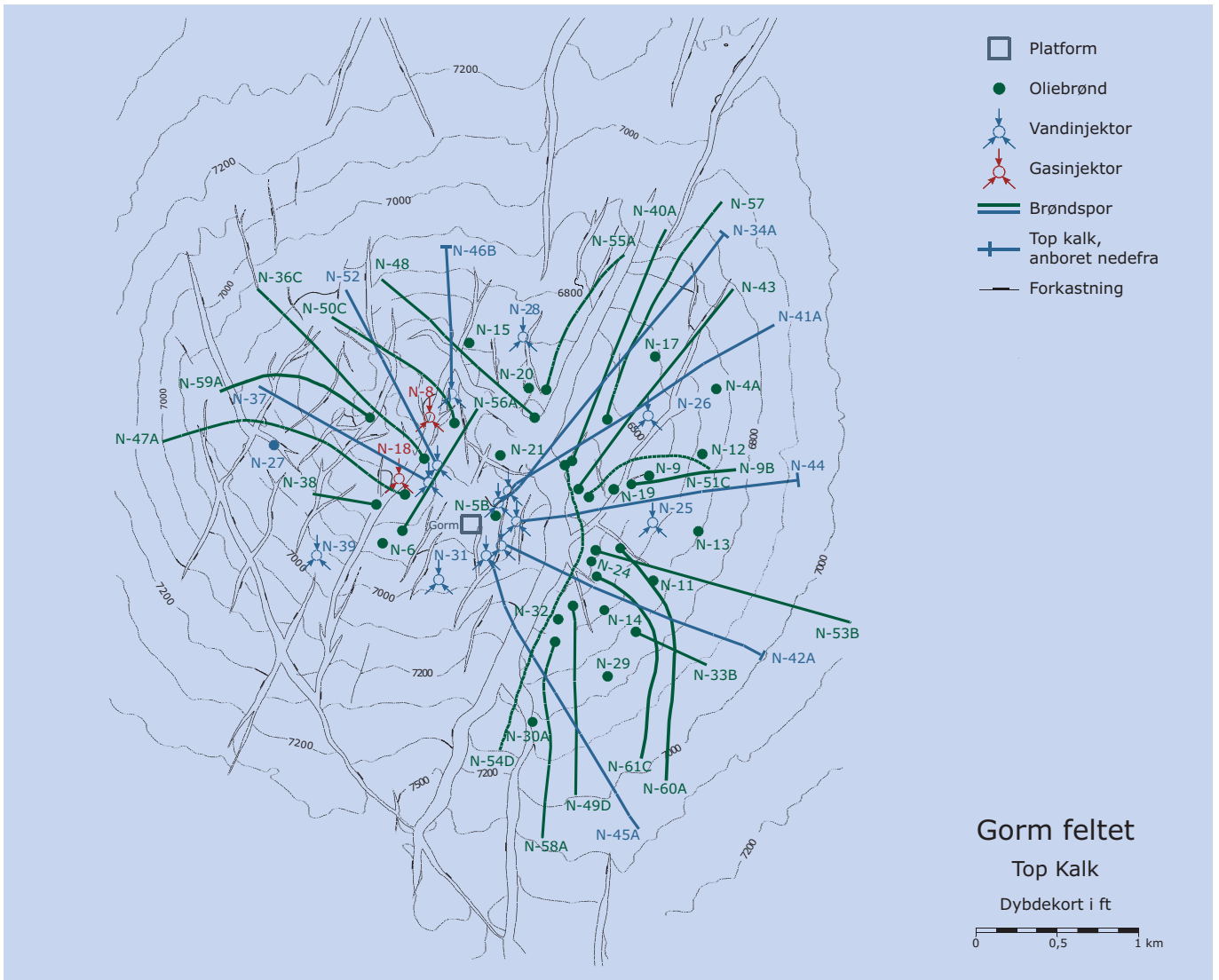
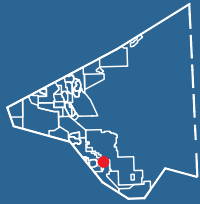
Dan feltet er udbygget med seks indvindingsplatforme A, D, E, FA, FB og FE, en kombineret indvindings- og behandlingsplatform FF, en behandlingsplatform FG med afbrændingstårn samt to behandlings- og indkvarteringsplatforme B og FC og to afbrændingsplatforme C og FD.

På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar samt 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 satellitfelter udledes til havet efter rensning.

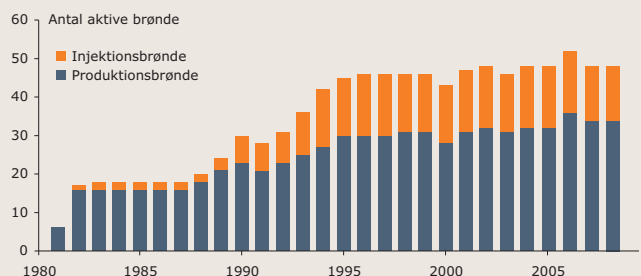
På Dan feltet er der på FC platformen indkvartering til 97 personer og på B platformen til fem personer.

GORM FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009
2008-priser 13,7 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

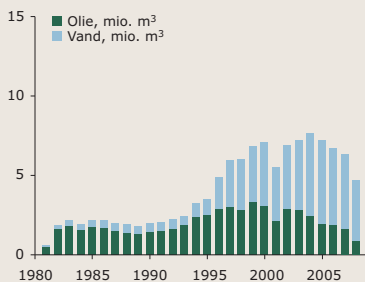
Produktionsbrønde: 36
Gasinjek. brønde: 2
Vandinjek. brønde: 14

Vanddybde: 39 m
Feltafgrænsning: 33 km²
Reservoirdybde: 2.100 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

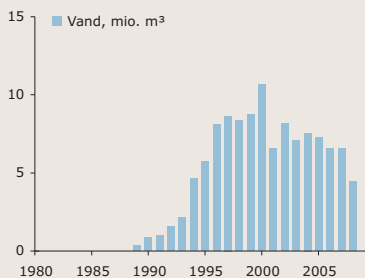
Olie: 57,09 mio. m³
Gas: 15,35 mia. Nm³
Vand: 58,50 mio. m³



INJEKTION

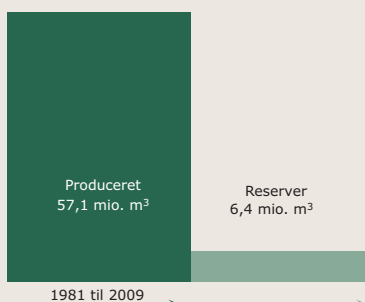
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Gas: 8,16 mia. Nm³
Vand: 115,50 mio. m³



RESERVER

Olie: 6,4 mio. m³
Gas: 0,8 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.

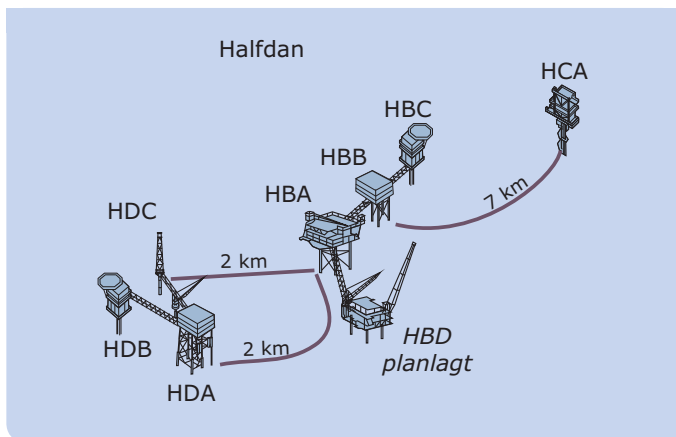
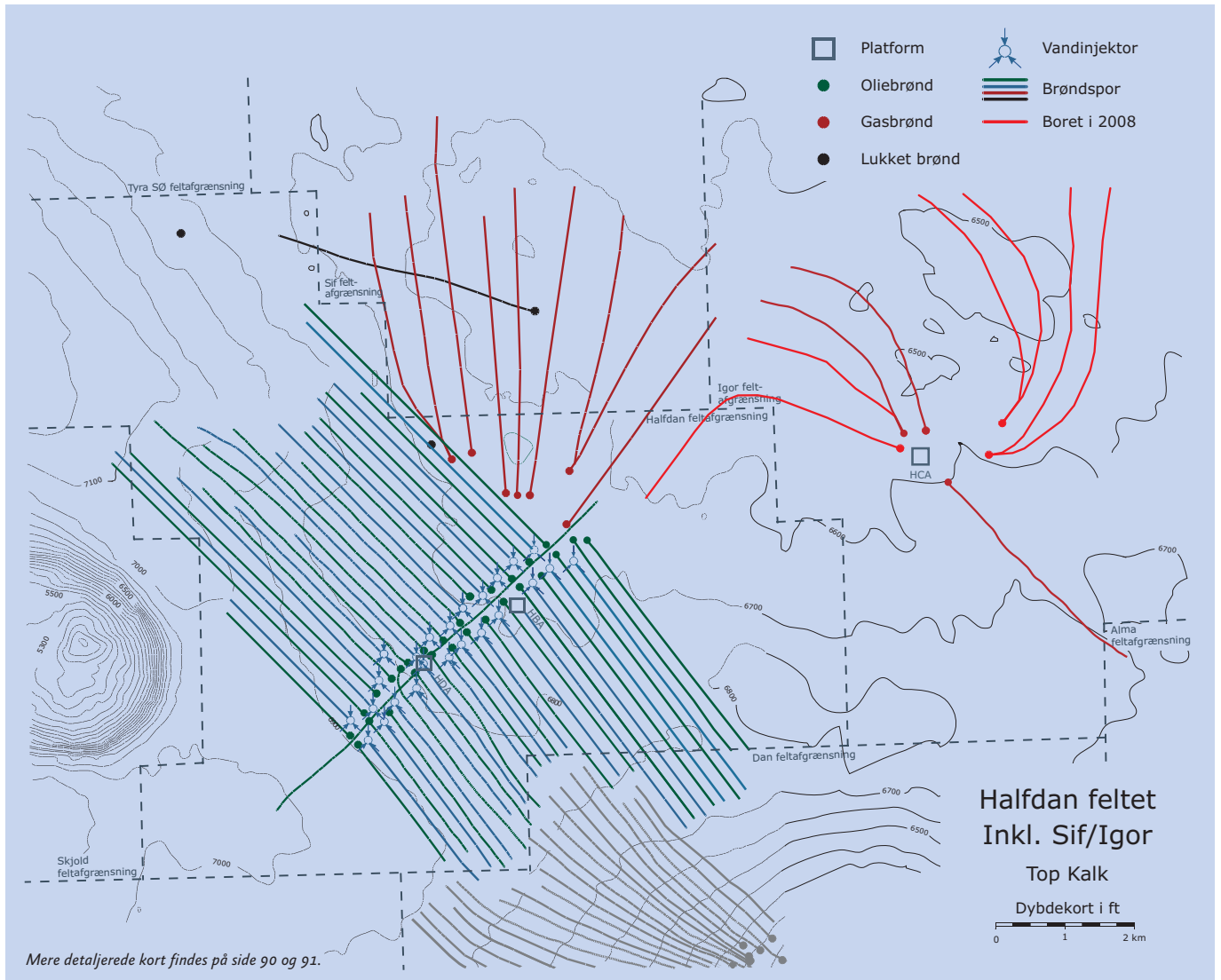
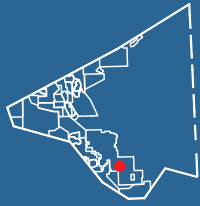
ANLÆG

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.

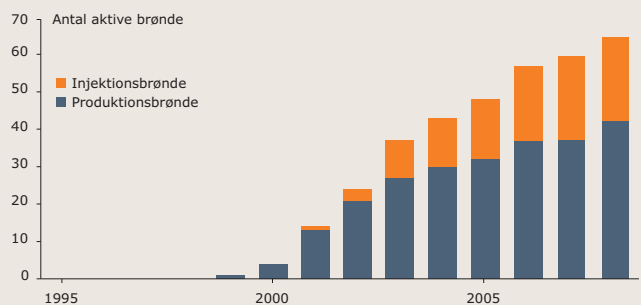
På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

HALFDAN FELTET INKL. SIF OG IGOR



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009
2008-priser 15,0 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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: 30 (Halfdan)
Vandinjek. brønde: 25 (Halfdan)
Gasprod. brønde: 13 (Sif og Igor)

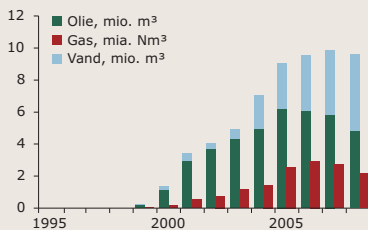
Reservoirdybde: 2.030-2.100 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

Flere detaljer findes i boksene på side 90 og 91.

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

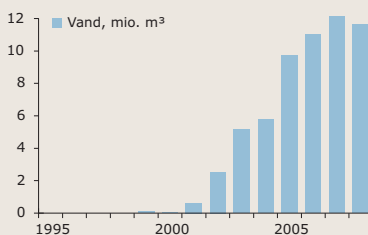
Olie: 40,72 mio. m³
Gas: 15,40 mia. Nm³
Vand: 19,00 mio. m³



INJEKTION

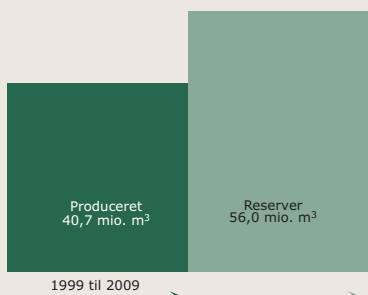
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Vand: 58,66 mio. m³



RESERVER

Olie: 56,0 mio. m³
Gas: 19,9 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, HALFDAN FELTET

Halfdan feltet omfatter Halfdan, Sif og Igor områderne. Der er tale om en sammenhængende kulbrinteforekomst i flere geologiske niveauer. 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 af reservoirlagene er strukturen gradvis forsvundet, og olien er begyndt at strømme væk fra området. Den lave permeabilitet i reservoiret betyder dog, at forekomsten af olie og gas ikke har flyttet sig særlig meget. Den porøse uopsprækkede kalksten svarer til den vestlige flanke af Dan feltet.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

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

ANLÆG

Halfdan feltet er udbygget med to 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.

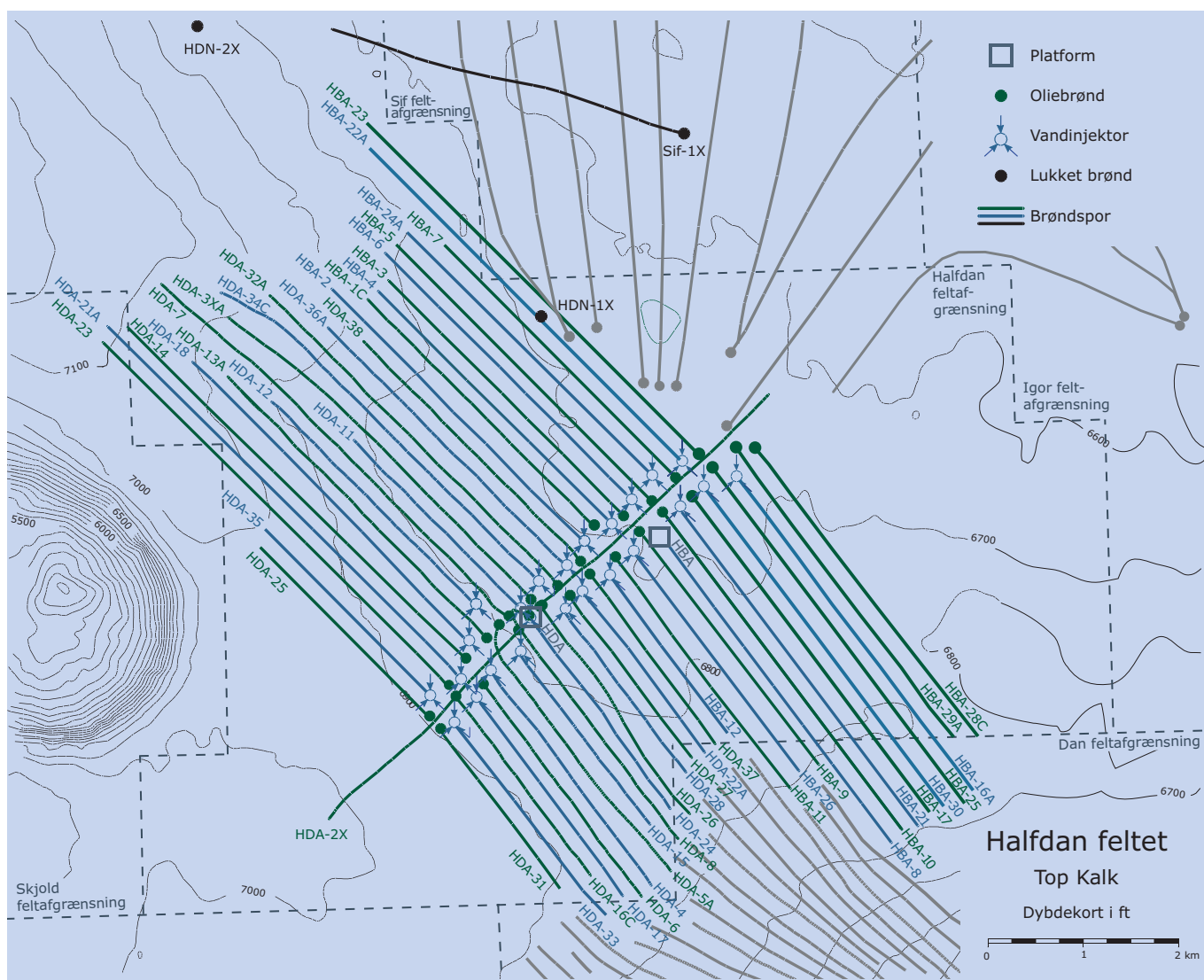
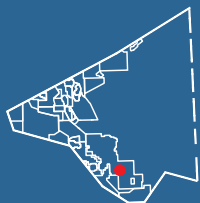
Anlæggene på Dan forsyner Halfdan D og B med injektionsvand. Produktionsvandet fra Halfdan og Sif/Igor udledes til havet efter rensning.

For at øge behandlings- og transportkapaciteten for produktionen fra Halfdan feltet er en ny 20" rørledning etableret for transport af olie og produceret vand fra Halfdan B komplekset til Dan FG platformen på Dan feltet.

På HDB er der indkvartering til 32 personer, mens der på HBC er indkvartering til 80 personer.

Flere detaljer om anlæggene findes på side 90 og 91.

HALFDAN FELTET (HOVEDFELT)



FELT DATA

PR. 1.1.2009

Tidligere navn: Nana
 Beliggenhed: Blok 5505/13 og 5504/16
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas AS
 Fundet år: 1999
 I drift år: 1999

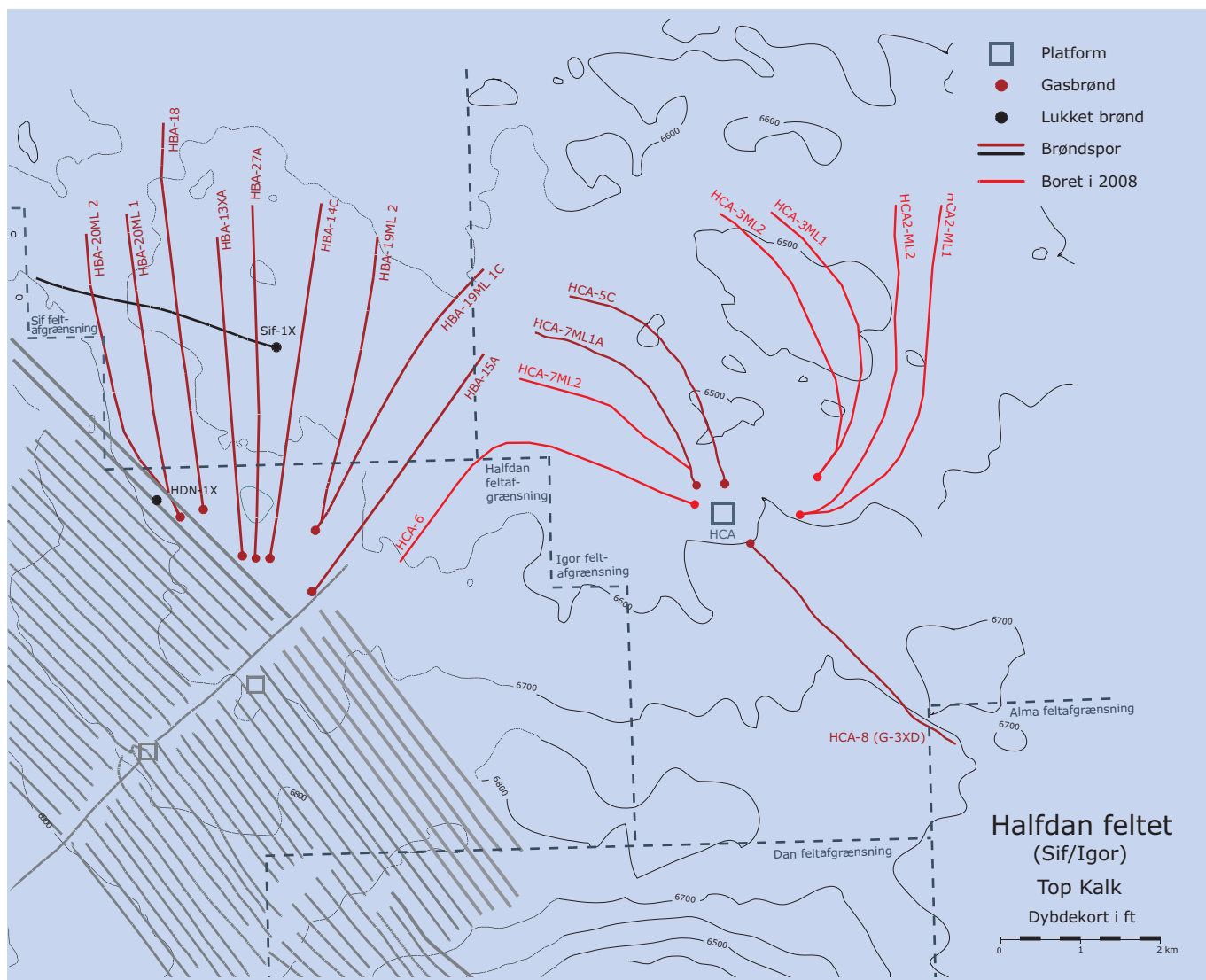
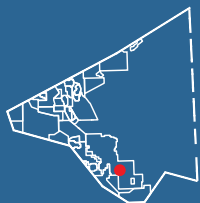
Olieprod. brønde: 30 (Halfdan)
 Vandinjek. brønde: 25 (Halfdan)

Vanddybde: 43 m
 Feltafgrænsning: 107 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. 1.1.2009

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), 6 (Igor)

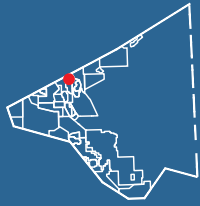
Vanddybde: 44 m (Sif), 45 m (Igor)
Feltafgrænsning: 40 km² (Sif)
109 km² (Igor)

Reservoirdybde: 2.030 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien

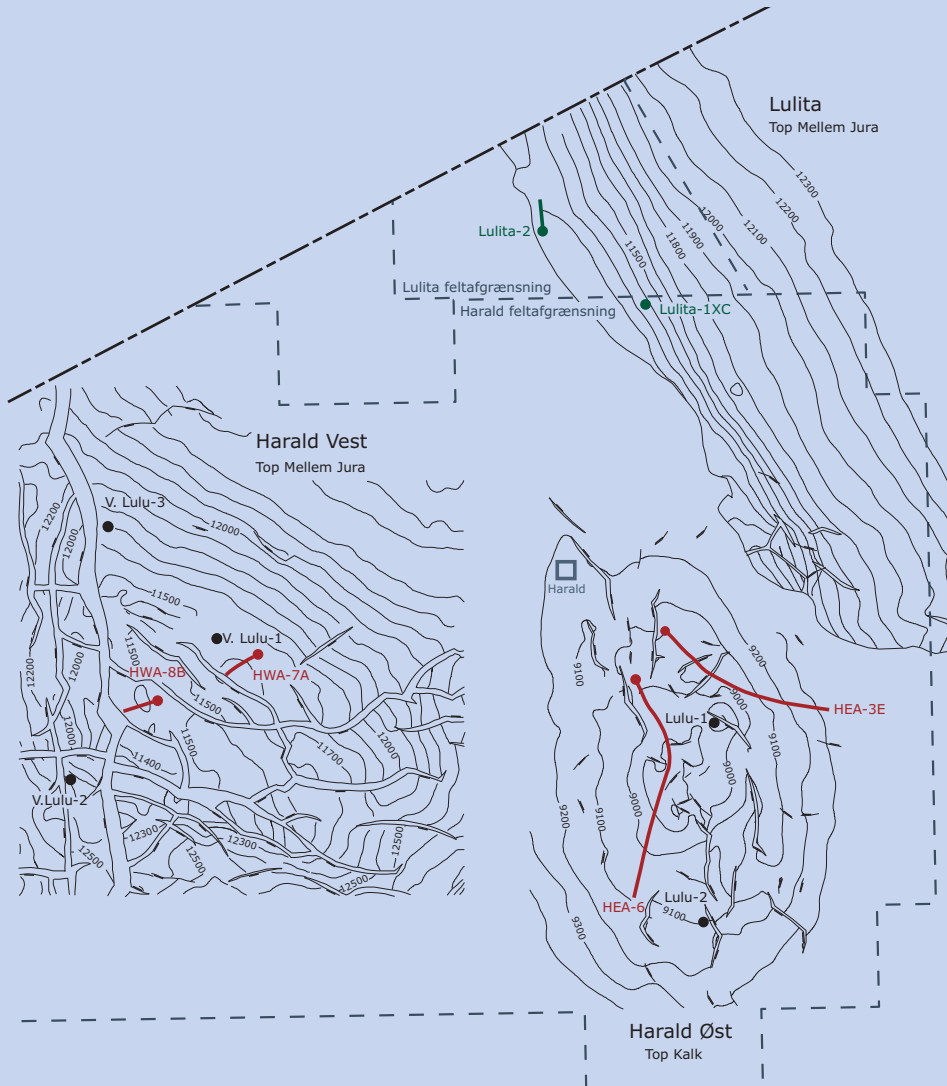
Produktionen på HCA føres efter separation i en væske- og en gasfase gennem to nye rørledninger til Halfdan B komplekset.

Gassen fra Sif/Igor installationerne på HBA platformen føres 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 ledningen.

HARALD FELTET

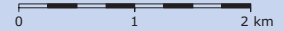


- Platform
- Oliebrønd
- Gasbrønd
- Lukket brønd
- Brøndspor
- Forkastning

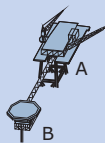


Harald feltet Lulita feltet

Dybdekort i ft



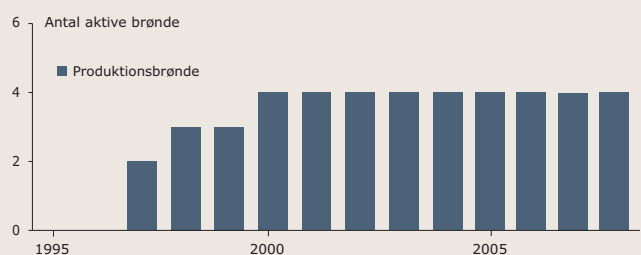
Harald / Lulita



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 3,8 mia. kr.



FELT DATA

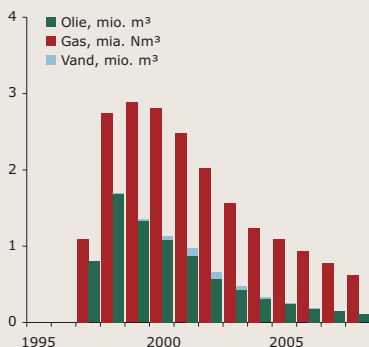
PR. 1.1.2009

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:	Hhv. Danien/Øvre Kridt og Mellem Jura

PRODUKTION

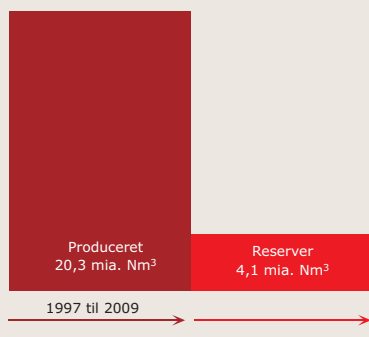
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie:	7,75 mio. m ³
Gas:	20,30 mia. Nm ³
Vand:	0,36 mio. m ³



RESERVER

Olie og kondensat:	0,7 mio. m ³
Gas:	4,1 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

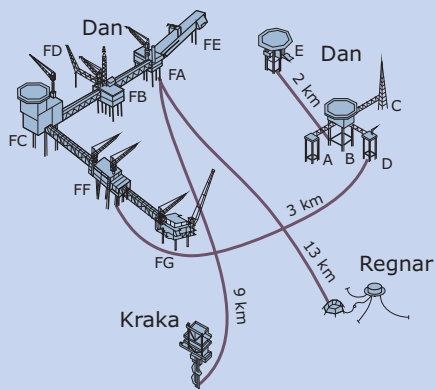
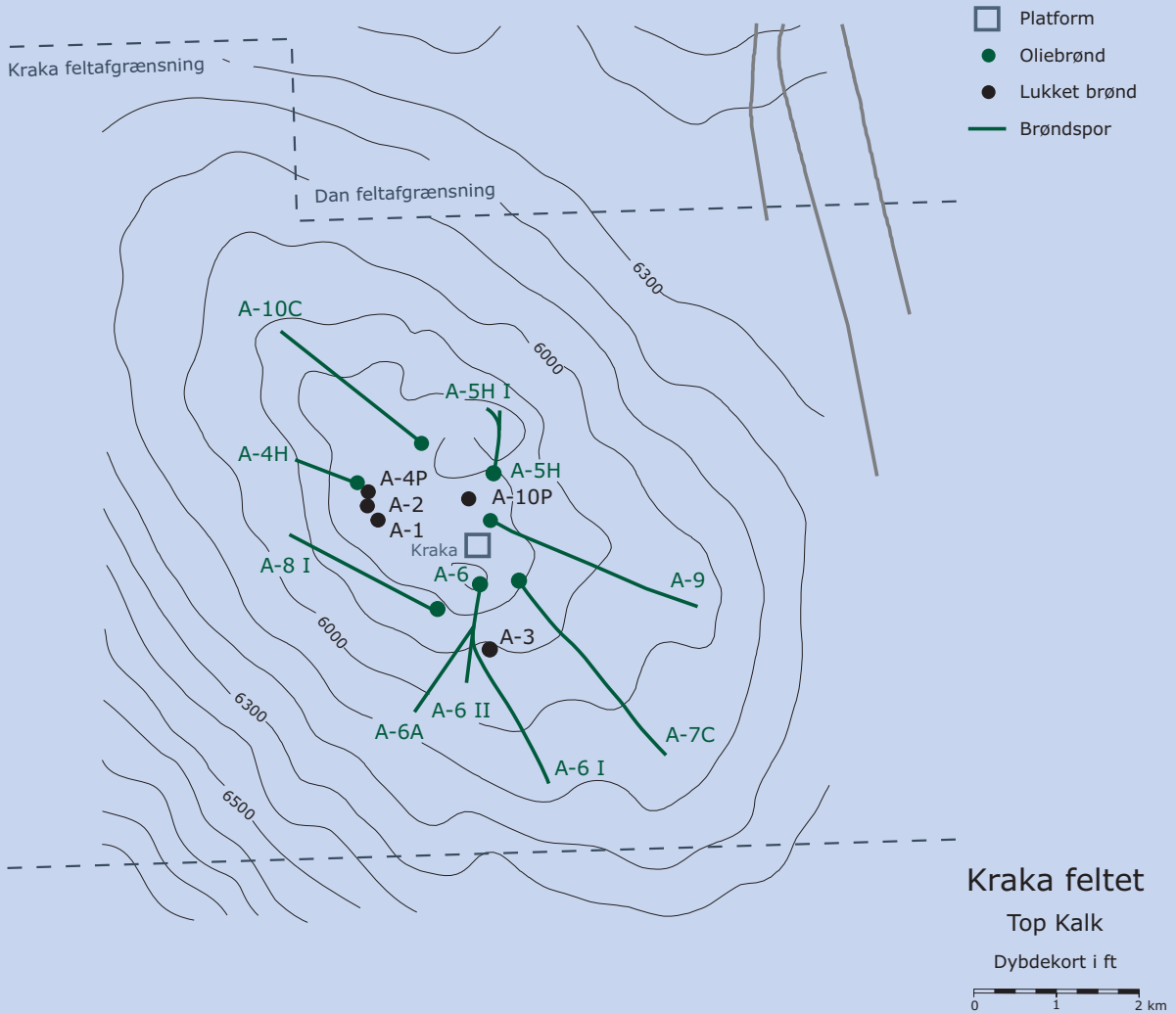
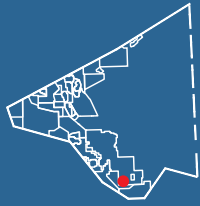
Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B. Den ubehandlede kondensatproduktion og den færdigbehandlede gas føres til Tyra Øst. Det producerede vand udledes til havet efter rensning.

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

På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.

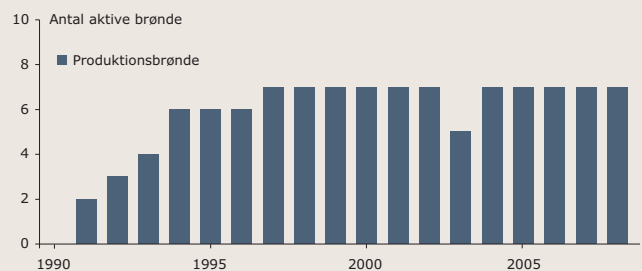
Se mere information under Lulita feltet, der anvender Harald A platformen som vært.

KRAKA FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009
2008-priser 1,6 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

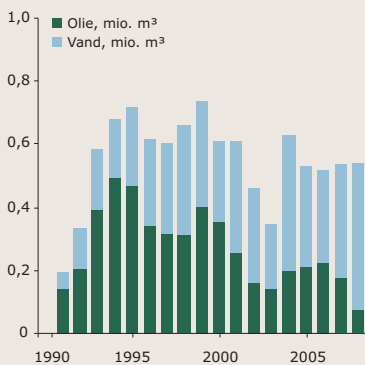
Produktionsbrønde: 7

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

PRODUKTION

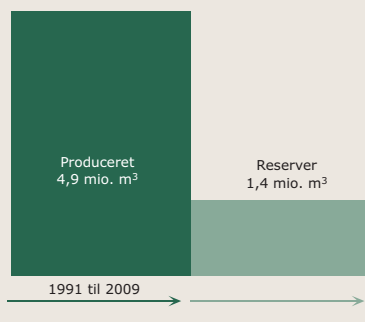
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie: 4,89 mio. m³
Gas: 1,38 mia. Nm³
Vand: 5,00 mio. m³



RESERVER

Olie: 1,4 mio. m³
Gas: 0,4 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.

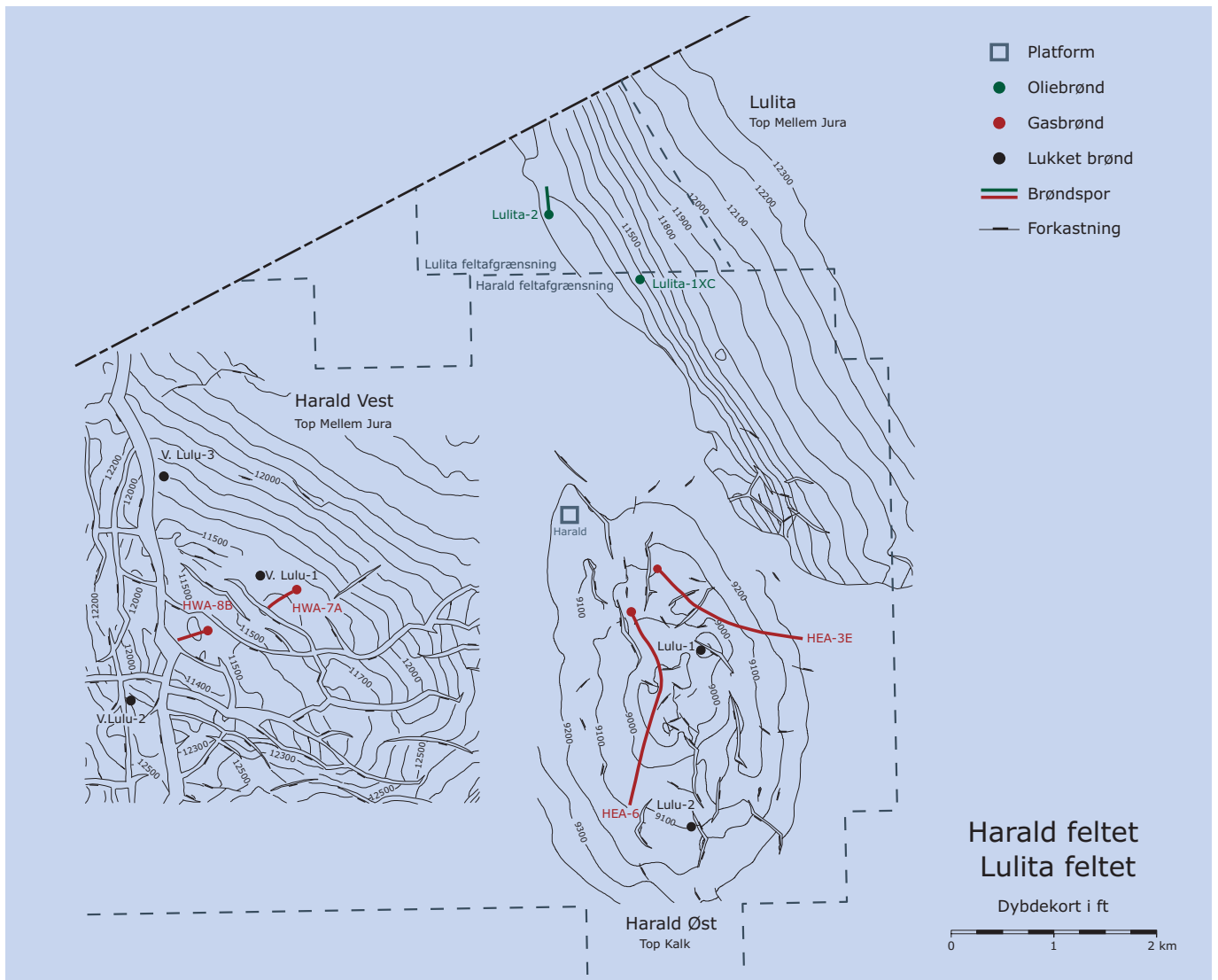
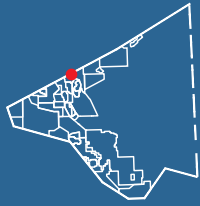
PRODUKTIONSSTRATEGI

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 Dan F for behandling og videre transport. Der importeres løftegas fra Dan feltet.

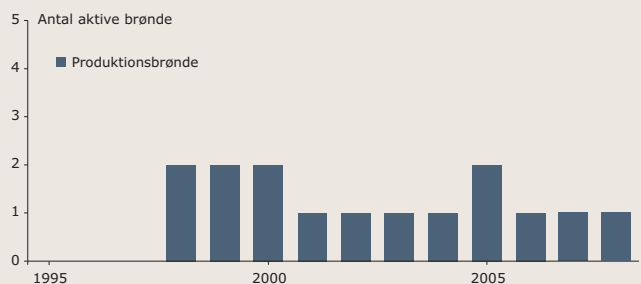
LULITA FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 0,1 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

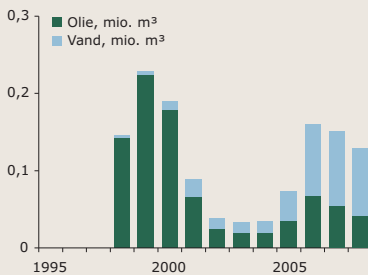
Produktionsbrønde: 2

Vanddybde: 65 m
Areal: 3 km²
Reservoirdybde: 3.525 m
Reservoirbjergart: Sandsten
Geologisk alder: Mellem Jura

PRODUKTION

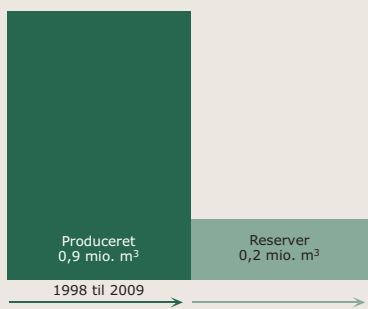
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie: 0,88 mio. m³
Gas: 0,57 mia. Nm³
Vand: 0,40 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,2 mio. m³
Gas: 0,1 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK, LULITA FELTET

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår ved naturlig dræning.

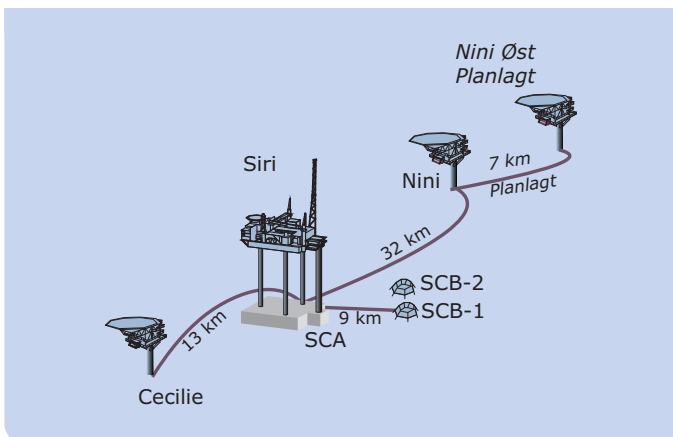
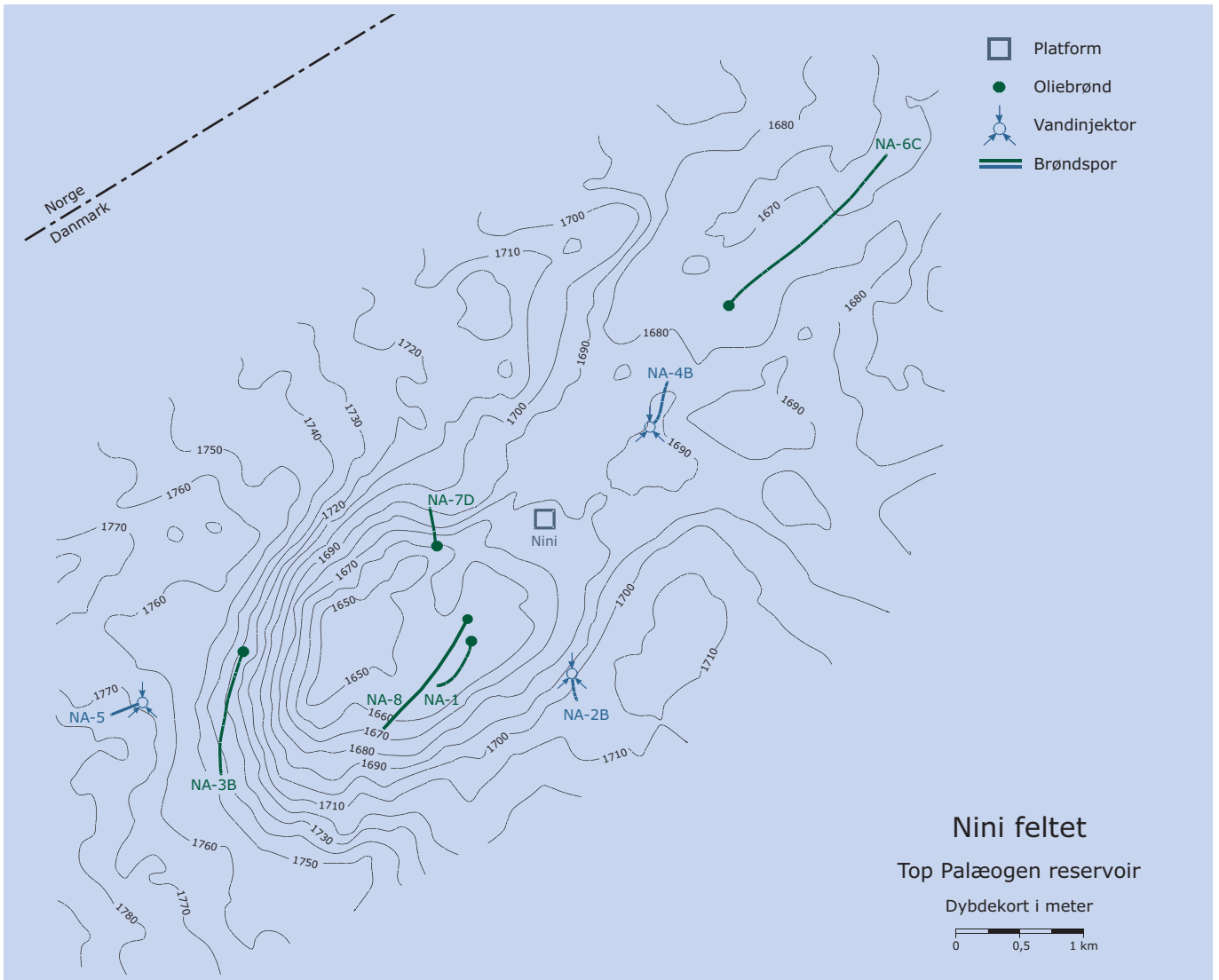
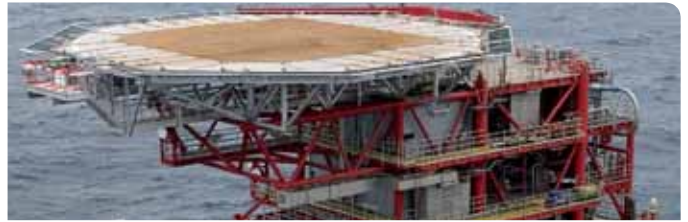
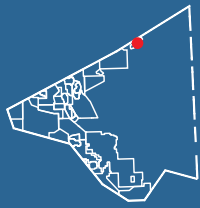
ANLÆG

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

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

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

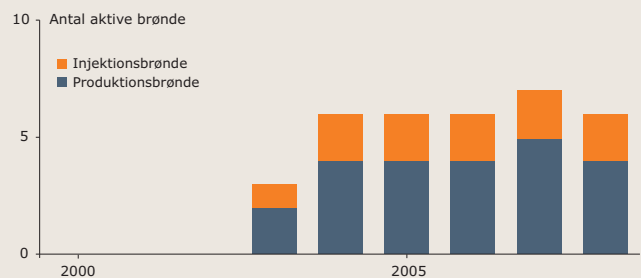
NINI FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 3,1 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

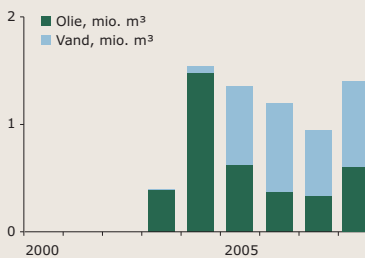
Produktionsbrønde: 5
Vandinjek. brønde: 3

Vanddybde: 60 m
Feltafgrænsning: 44,6 km²
Reservoirdybde: 1.700 m
Reservoirbjergart: Sandsten
Geologisk alder: Eocæn/Paleocæn

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

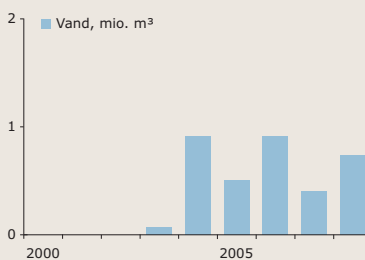
Olie: 3,55 mio. m³
Gas: 0,26 mia. Nm³
Vand: 2,89 mio. m³



INJEKTION

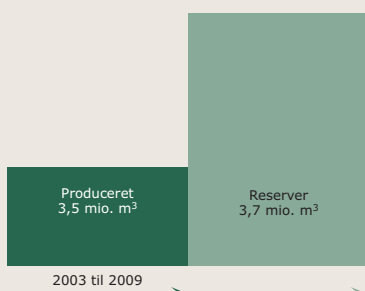
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Vand: 3,71 mio. m³



RESERVER

Olie: 3,7 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.

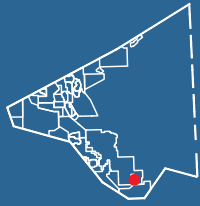
ANLÆG

Nini feltet er udbygget som satellit til Siri feltet med en ubemandet indvindingsplatform med helidæk. Produktionen sendes ubehandlet gennem en 14" flerfaserledning til Siri platformen, hvor produktionen behandles og eksporteres via tankskib. Vand til injektion samt løftegas sendes fra Siri platformen til Nini platformen via henholdsvis en 10" og en 4" rørledning.

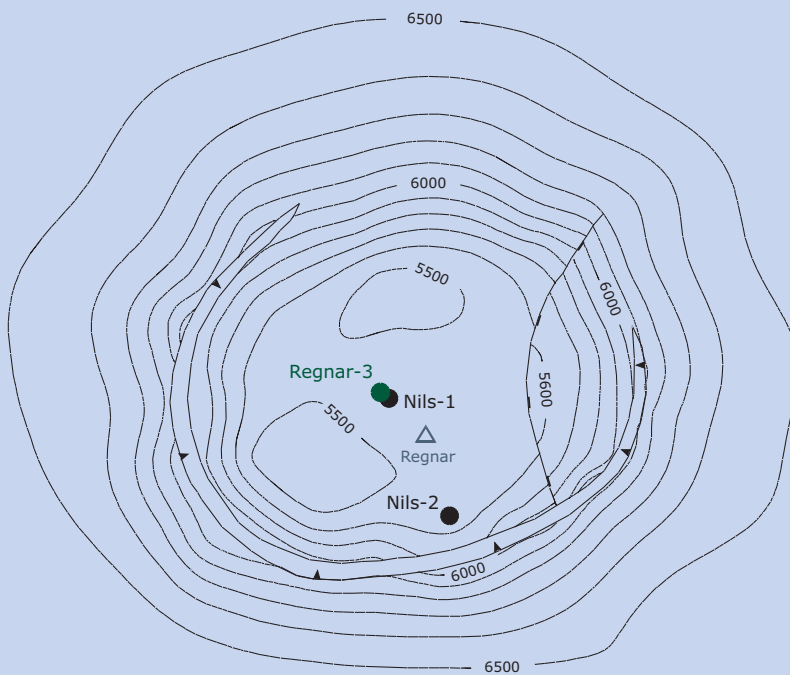
Energistyrelsen har den 29. januar 2008 godkendt etablering af en ny ubemandet indvindingsplatform i den østlige del af Nini feltet. Platformen, som er under etablering, kaldes Nini Øst. Platformen svarer til Nini platformen og vil blive forsynet med helidæk. Produktionen fra Nini Øst vil blive sendt ubehandlet til Siri via Nini. Injektionsvand og løftegas til Nini Øst vil blive leveret fra Siri via Nini platformen.

Den nye Nini Øst platform og tre nye rørledninger ventes installeret i 2009.

REGNAR FELTET



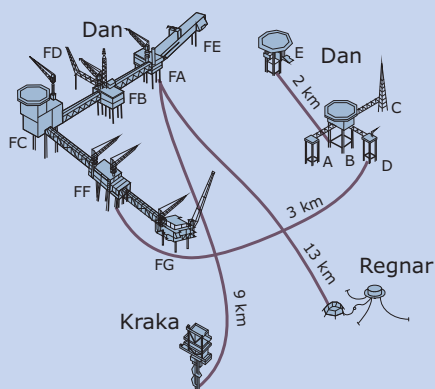
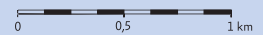
- △ Undervandsinstallation
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Forkastning



Regnar feltet

Top Kalk

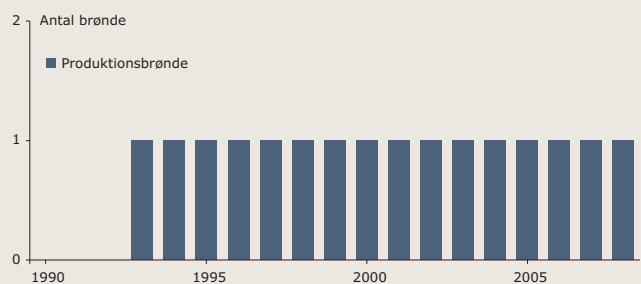
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 0,3 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

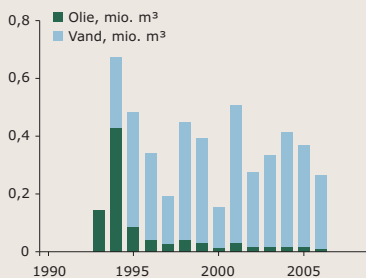
Produktionsbrønde: 1

Vanddybde: 45 m
Feltafgrænsning: 20 km²
Reservoirdybde: 1.700 m
Reservoirbjergart: Kalksten og Dolomit
Geologisk alder: Øvre Kridt og Zechstein

PRODUKTION

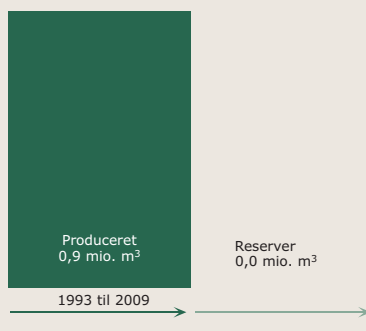
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

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

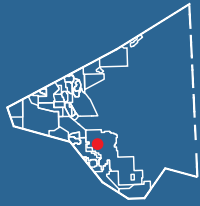
Regnar produceres fra en lodret brønd placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod produktionsbrønden af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Målet for indvindingen er at fortrænge og producere mest mulig af olien fra den tætte del af formationen.

ANLÆG

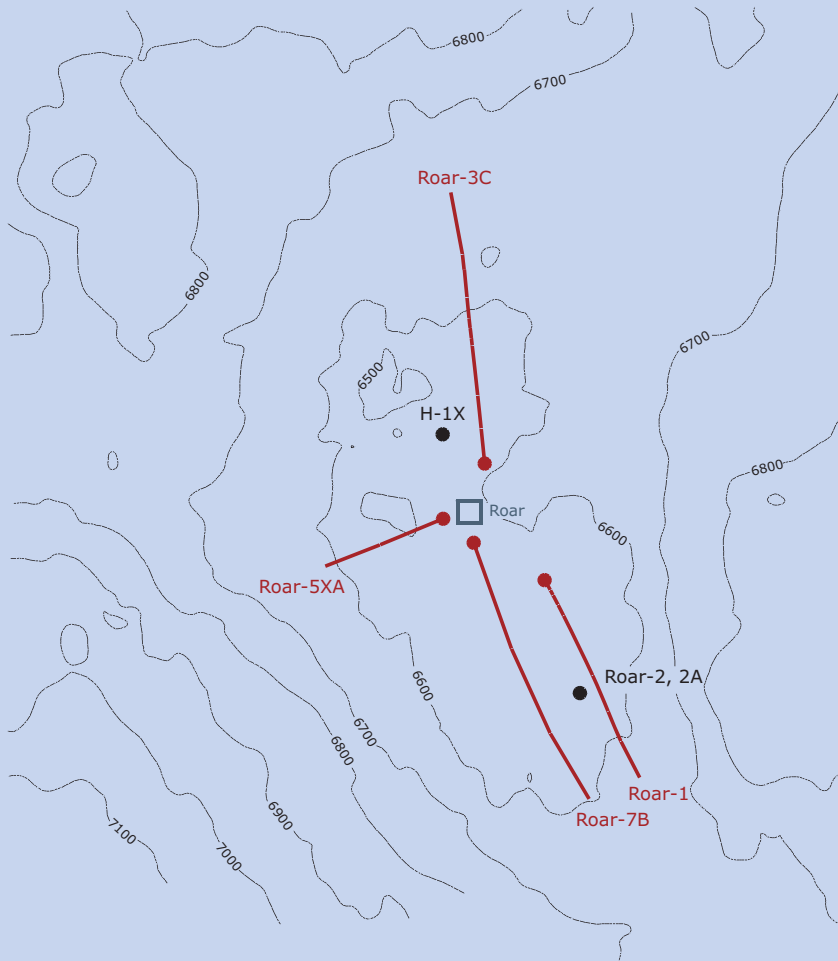
Regnar feltet er udbygget som satellit til Dan feltet. Indvinding foregår fra en undervandsinstallation. Produktionen føres via flerfaserørledning til Dan F for behandling og videretransport.

Overvågning og kontrol af brøndinstallationen foregår ved fjernstyring fra Dan FC.

ROAR FELTET



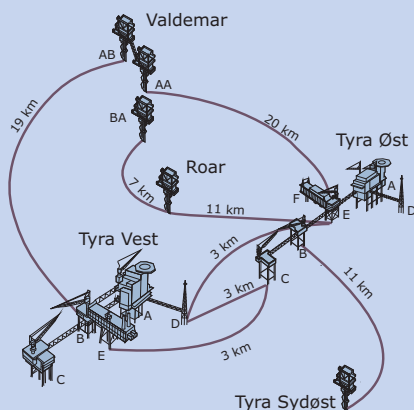
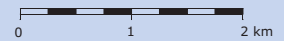
- Platform
- Gasbrønd
- Lukket brønd
- Brøndspor



Roar feltet

Top Kalk

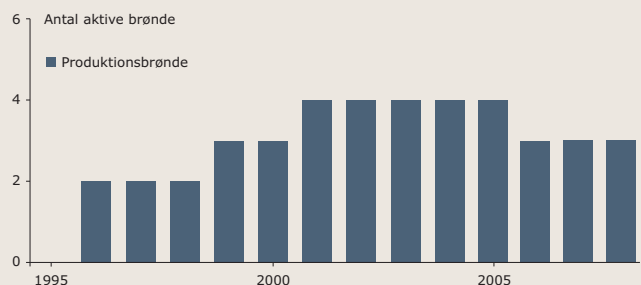
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 0,7 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

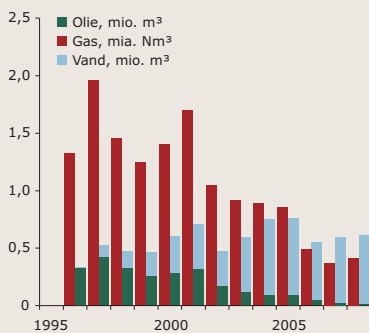
Gasprod. brønde: 4

Vanddybde: 46 m
Feltafgrænsning: 41 km²
Reservoirdybde: 2.025 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

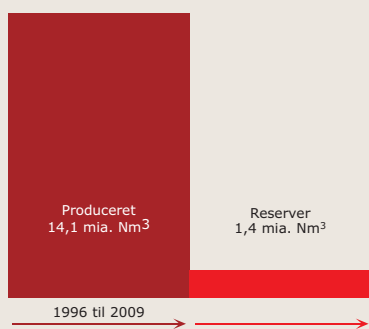
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie: 2,54 mio. m³
Gas: 14,11 mia. Nm³
Vand: 4,89 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,1 mio. m³
Gas: 1,4 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

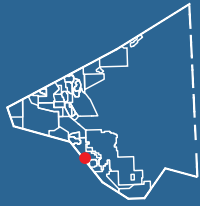
Roar feltet produceres ved at lade gassen ekspandere. Tilrettelæggelse af produktionen fra Roar feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter og derved minimere gasaftrækket fra Tyra.

ANLÆG

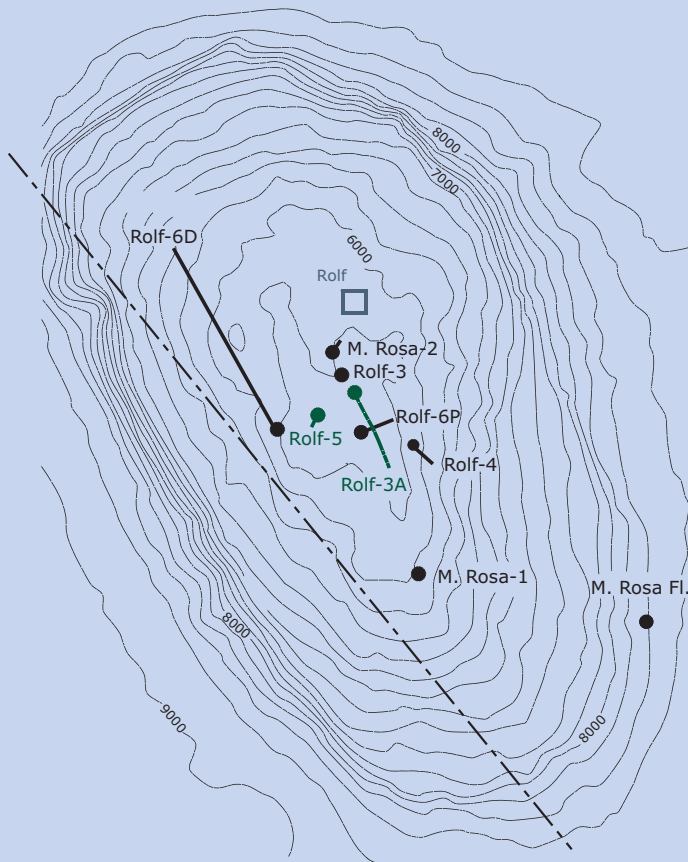
Roar er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen uden helidæk. Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase i to rørledninger til Tyra Øst for behandling og ilandføring. Roar platformen forsynes med kemikalier gennem en rørledning fra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

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

ROLF FELTET



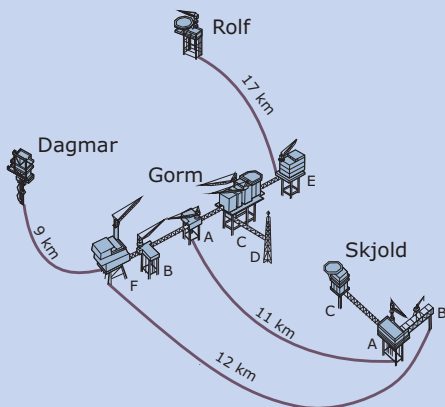
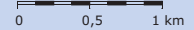
- Platform
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Brøndspor



Rolf feltet

Top Kalk

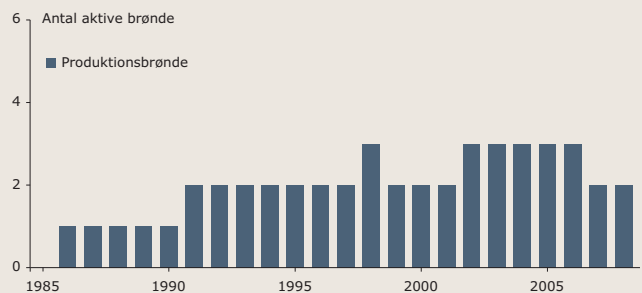
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 1,1 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

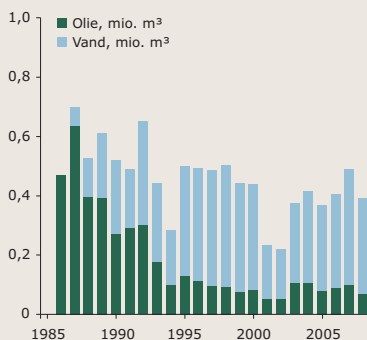
Produktionsbrønde: 2

Vanddybde: 34 m
Areal: 8 km²
Reservoirdybde: 1.800 m
Reservoirbjergart: Kalksten og Dolomit
Geologisk alder: Danien, Øvre Kridt og Zechstein

PRODUKTION

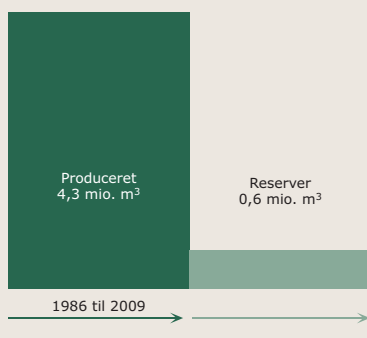
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie: 4,29 mio. m³
Gas: 0,18 mia. Nm³
Vand: 6,19 mio. m³



RESERVER

Olie: 0,6 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.

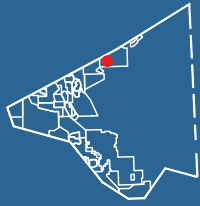
PRODUKTIONSSTRATEGI

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.

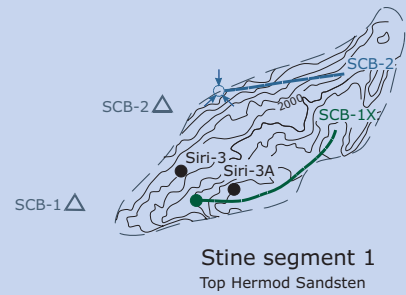
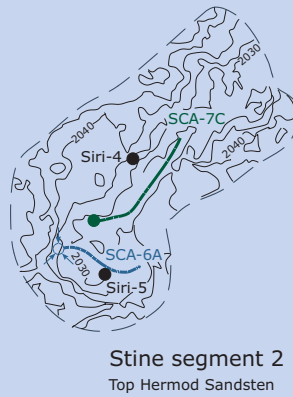
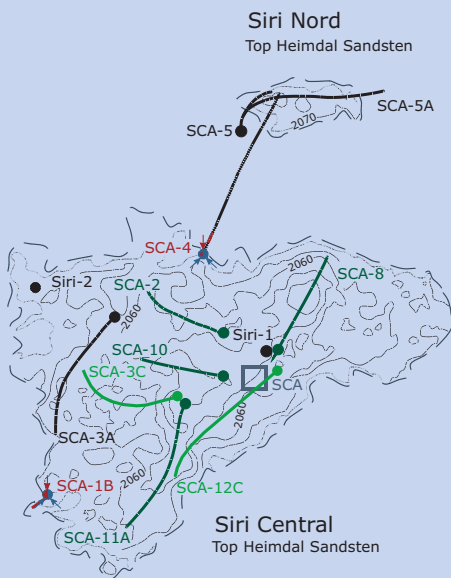
ANLÆG

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

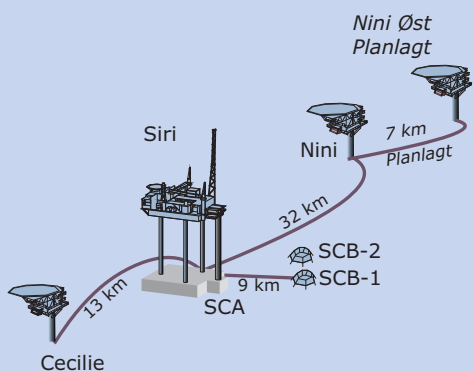
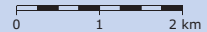


- Platform
- Undervandsinstallation
- Oliebrønd
- Gas- og vandinjektor
- Lukket brønd
- Brøndspor
- Boret i 2008



Siri feltet

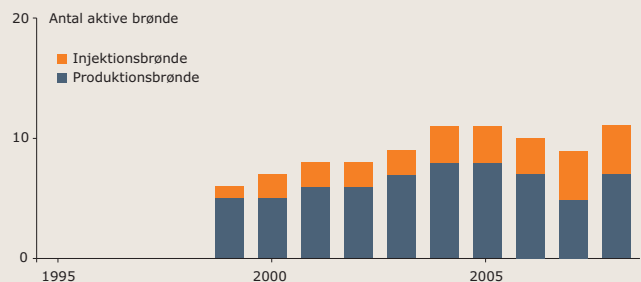
Dybdekort i meter



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 6,2 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

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

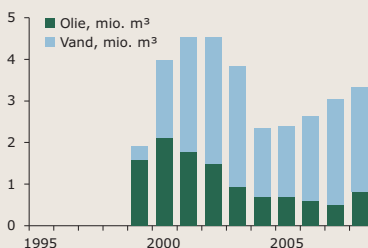
Vand/gas
injek.brønde: 2 (Siri Central)
1 (Stine segment 1)
1 (Stine segment 2)

Vanddybde: 60 m
Feltafgrænsning: 42 km²
Reservoirdybde: 2.060 m
Reservoirbjergart: Sandsten
Geologisk alder: Paleocæn

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

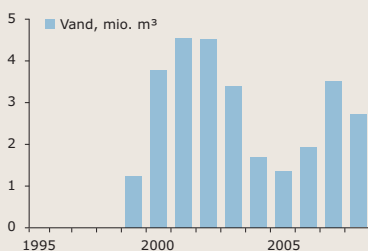
Olie: 10,98 mio. m³
Gas: 1,12 mia. Nm³
Vand: 21,44 mio. m³



INJEKTION

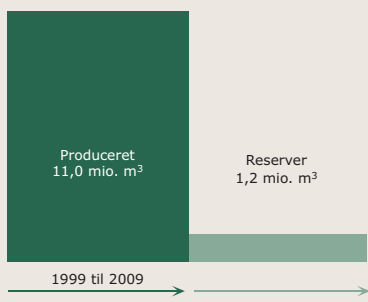
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Gas: 1,02 mia. Nm³
Vand: 28,61 mio. m³



RESERVER

Olie: 1,2 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.

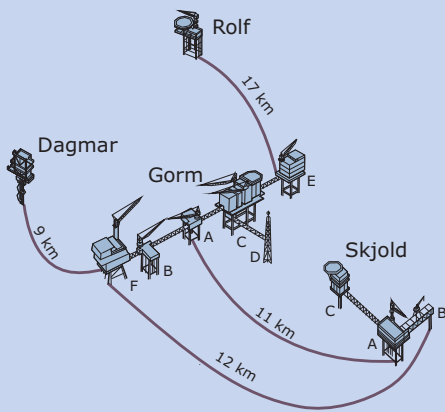
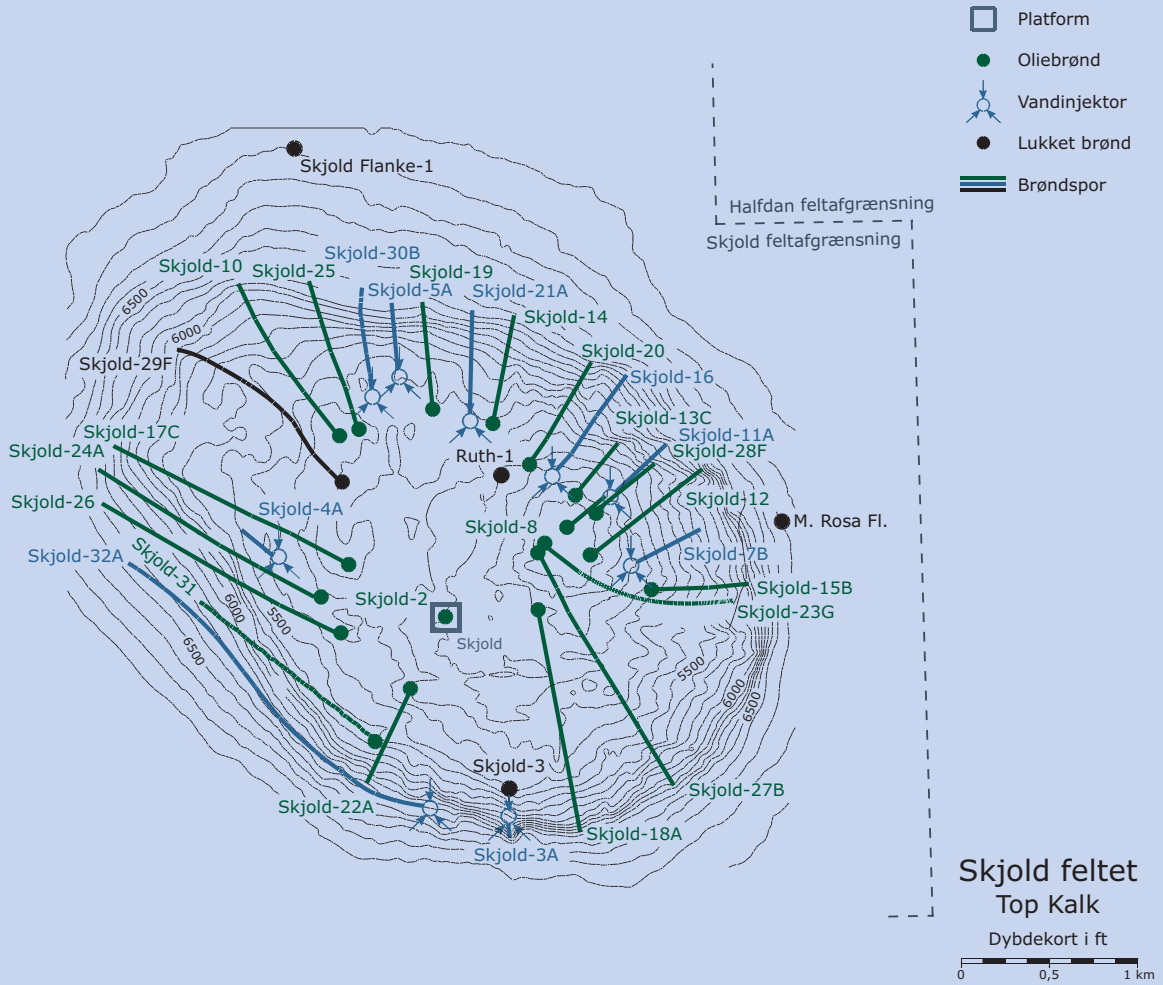
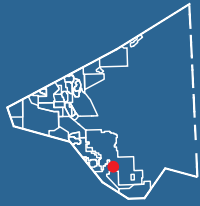
Stine segment 1 (SCB) er udbygget som satellit til Siri platformen og består af to undervandsinstallationer med en produktionsbrønd og en injektionsbrønd.

Produktionen fra SCB føres til Siri platformen for behandling. Injektionsvand og løftegas til satellitinstallationerne på SCB, Nini og Cecilie leveres fra Siri platformen. Injektionsvandet til SCB leveres gennem en afgrening på vandledningen til Nini.

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.

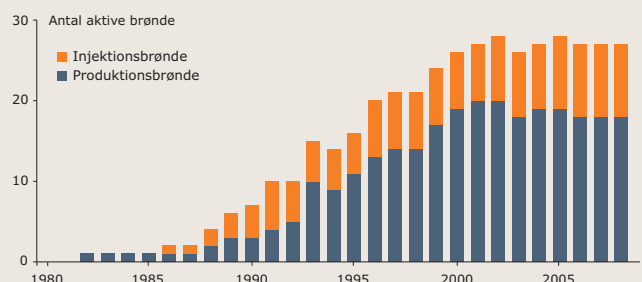
På Siri er der indkvartering til 60 personer.

SKJOLD FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009
2008-priser 5,7 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

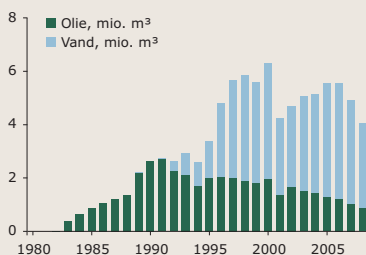
Produktionsbrønde: 19
Vandinjek.brønde: 9

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

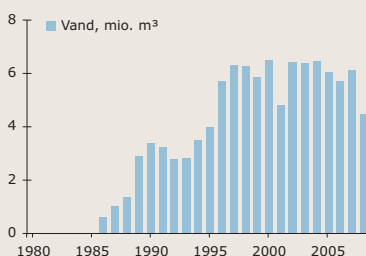
Olie: 41,56 mio. m³
Gas: 3,40 mia. Nm³
Vand: 51,04 mio. m³



INJEKTION

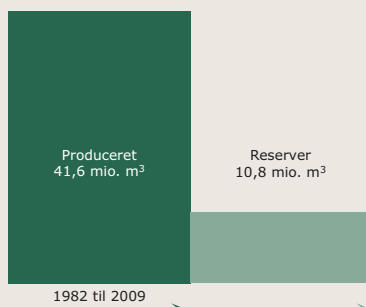
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Vand: 101,69 mio. m³



RESERVER

Olie: 10,8 mio. m³
Gas: 0,6 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

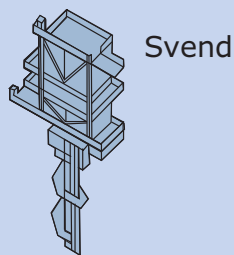
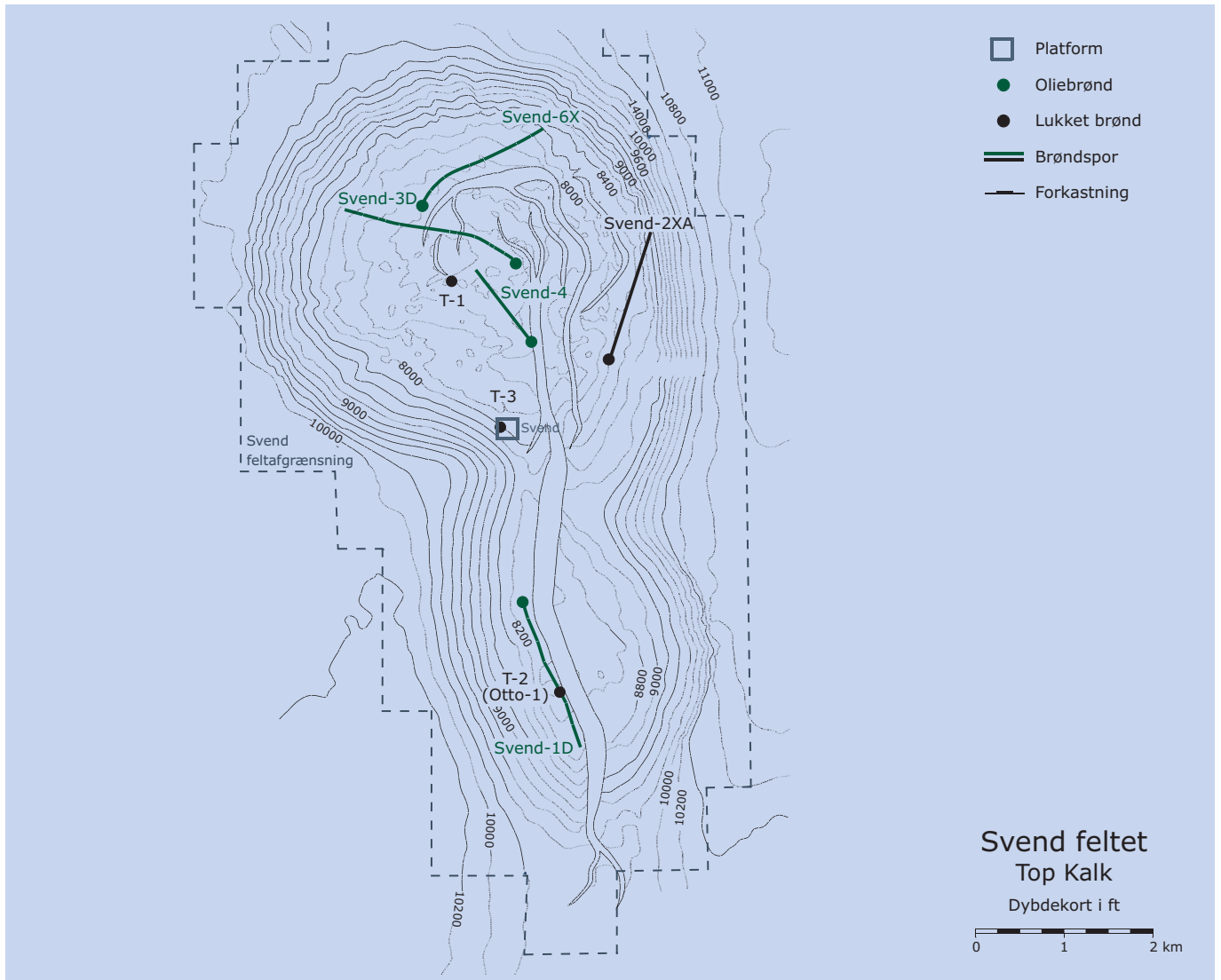
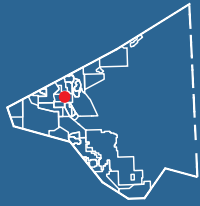
Indvindingen af olie fra Skjold foregår ved vedligeholdelse af reservoirtrykket ved injektion af vand. Olien produceres overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker, hvor produktions- og injektionsbrønde ligger skiftevis i et radiale mønster.

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.

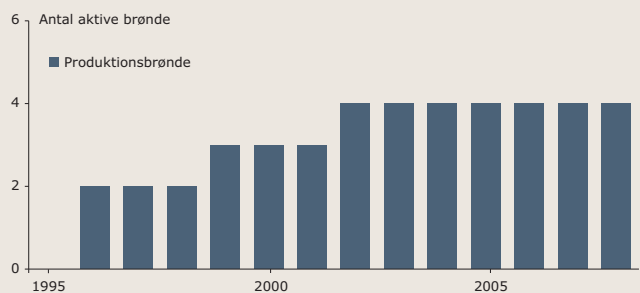
På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.

SVEND FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009
2008-priser 1,2 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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)

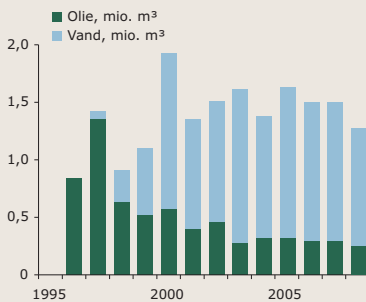
Produktionsbrønde: 4

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

PRODUKTION

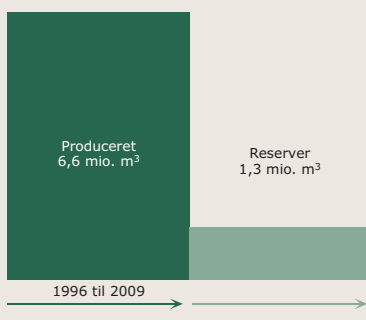
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie: 6,58 mio. m³
Gas: 0,76 mia. Nm³
Vand: 11,38 mio. m³



RESERVER

Olie: 1,3 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 opdeling af feltet i en vestlig og en østlig del adskilt af en større forkastning. Den sydlige del af Svend feltet er 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.

FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

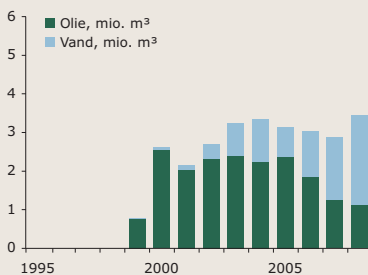
Produktionsbrønde: 12
Vandinjek.brønde: 7

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

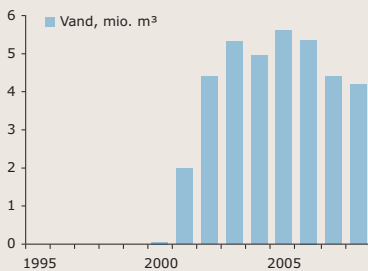
Olie: 18,92 mio. m³
Gas: 4,65 mia. Nm³
Vand: 10,19 mio. m³



INJEKTION

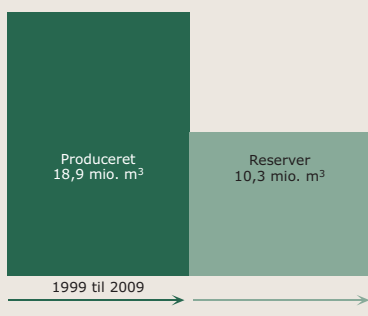
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Gas: 3,99 mia. Nm³
Vand: 36,27 mio. m³



RESERVER

Olie: 10,3 mio. m³
Gas: 5,0 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

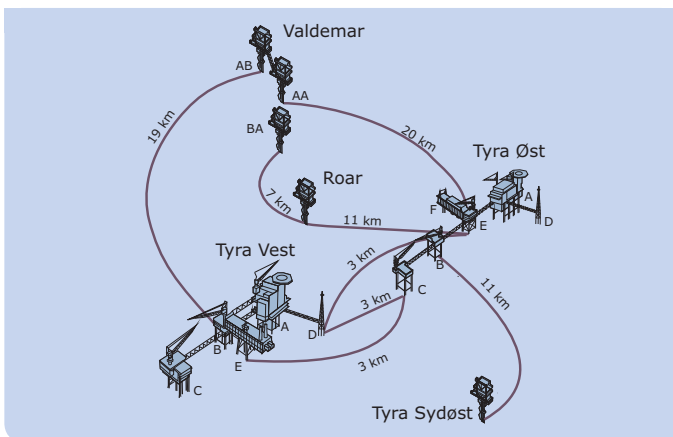
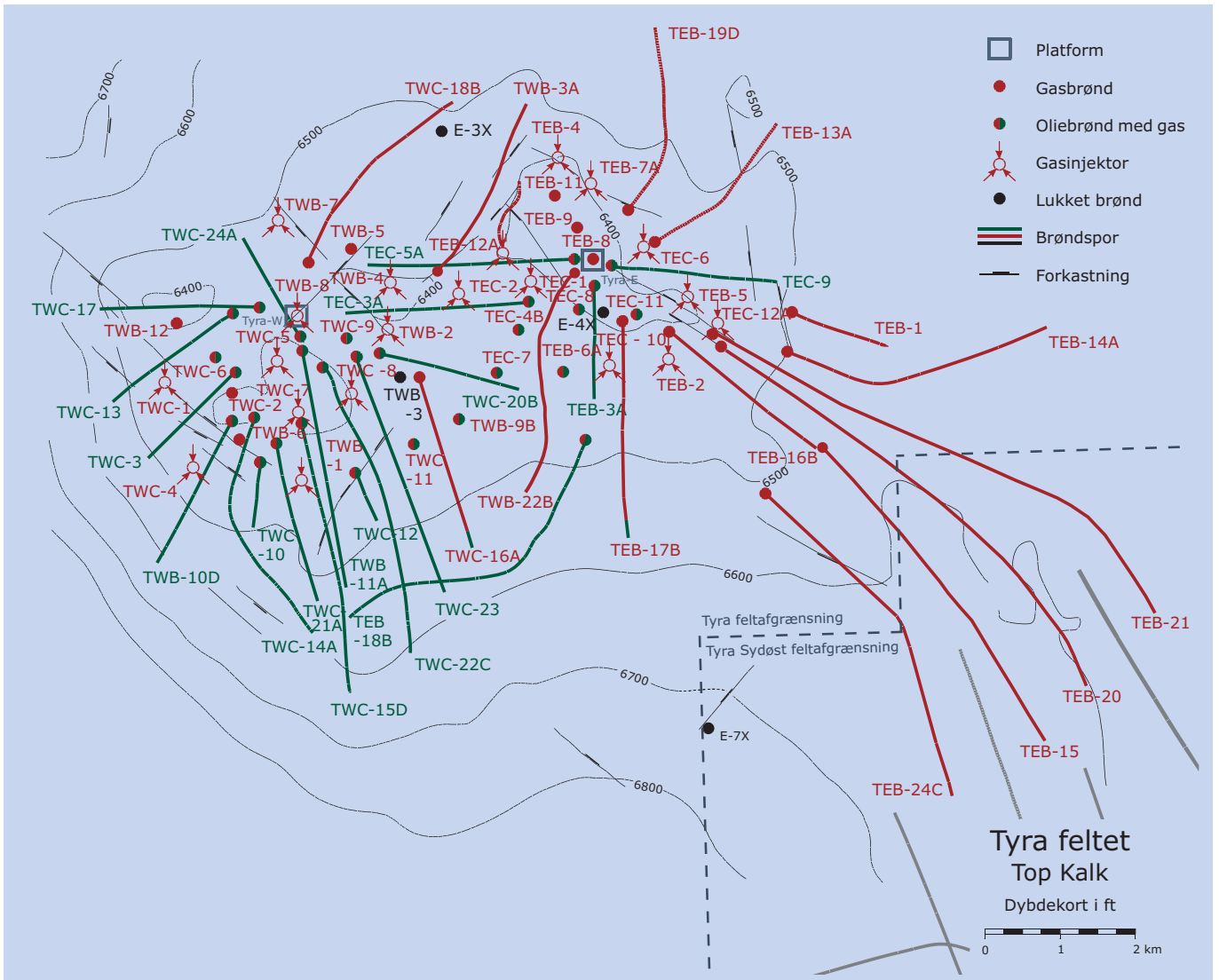
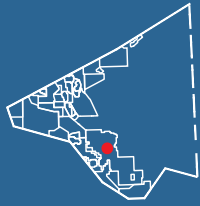
Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform.

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.

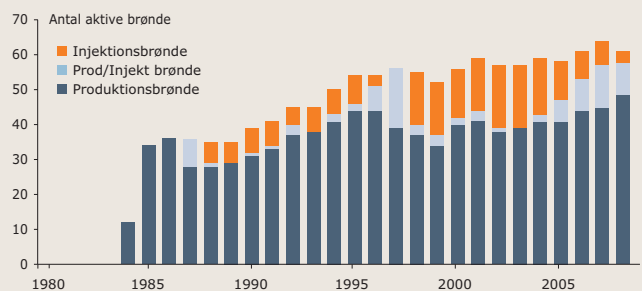
På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer.

TYRA FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009
 2008-priser 31,1 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

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

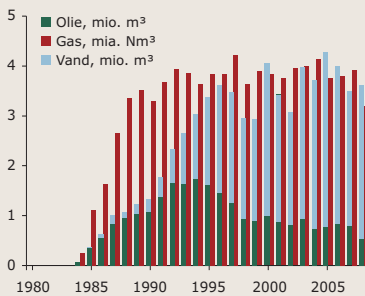
Gasprod. brønne: 20
Olie/Gasprod. brønne: 28
Prod./Injek. brønne: 20

Vanddybde: 37-40 m
Areal: 90 km²
Reservoirdybde: 2.000 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2009

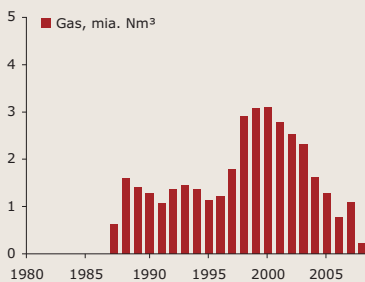
Olie: 24,77 mio. m³
Gas: 84,60 mia. Nm³
Vand: 40,65 mio. m³



INJEKTION

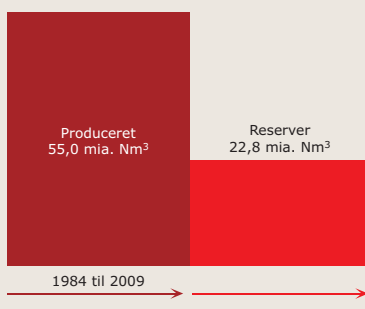
Akk. injektion pr. 1. januar 2009

Gas: 35,88 mia. Nm³



RESERVER*

Olie: 5,0 mio. m³
Gas: 22,8 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, for 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.

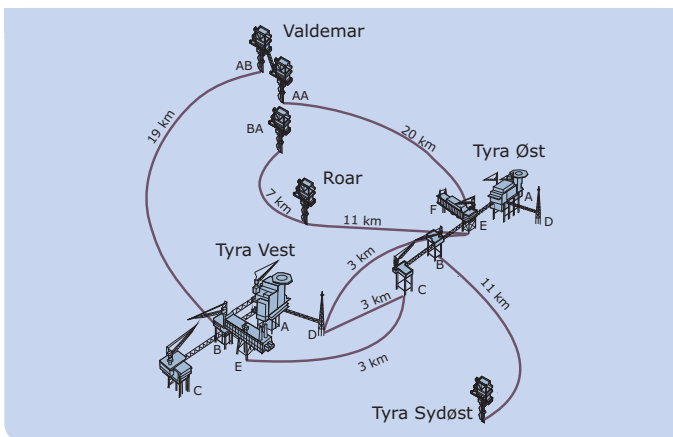
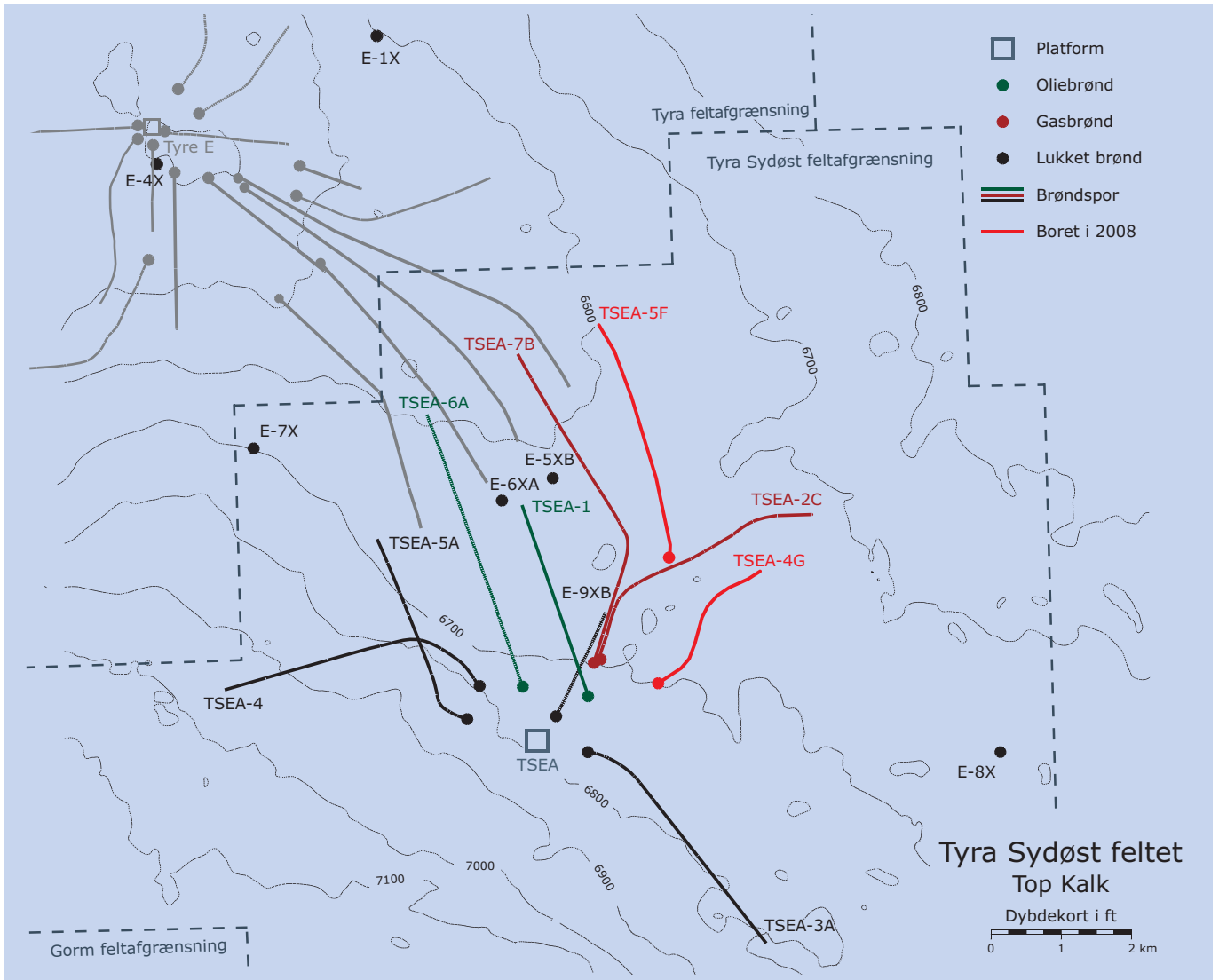
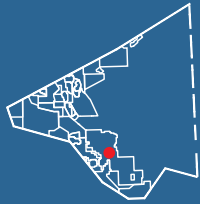
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR søjlekonstruktion TEF.

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 højst 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.

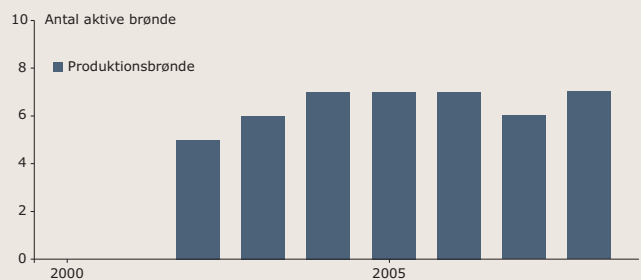
På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer, mens der på Tyra Vest er indkvartering til 80 personer.

TYRA SYDØST FELTET



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009
2008-priser 1,7 mia. kr.



FELT DATA

PR. 1.1.2009

Beliggenhed: Blok 5504/12
Tilladelse: Eneretsbevillingen
Operatør: Mærsk olie og Gas AS
Fundet år: 1991
I drift år: 2003

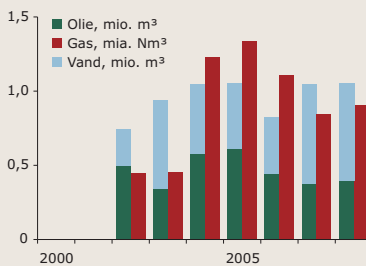
Olieprod. brønde: 2
Gasprod. brønde: 4

Vanddybde: 38 m
Feltafgrænsning: 113 km²
Reservoirdybde: 2.050 m
Reservoirbjergart: Kalksten
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

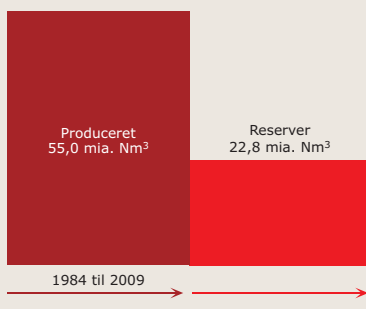
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie: 3,28 mio. m³
Gas: 6,31 mia. Nm³
Vand: 3,40 mio. m³



RESERVER*

Olie: 5,0 mio. m³
Gas: 22,8 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.

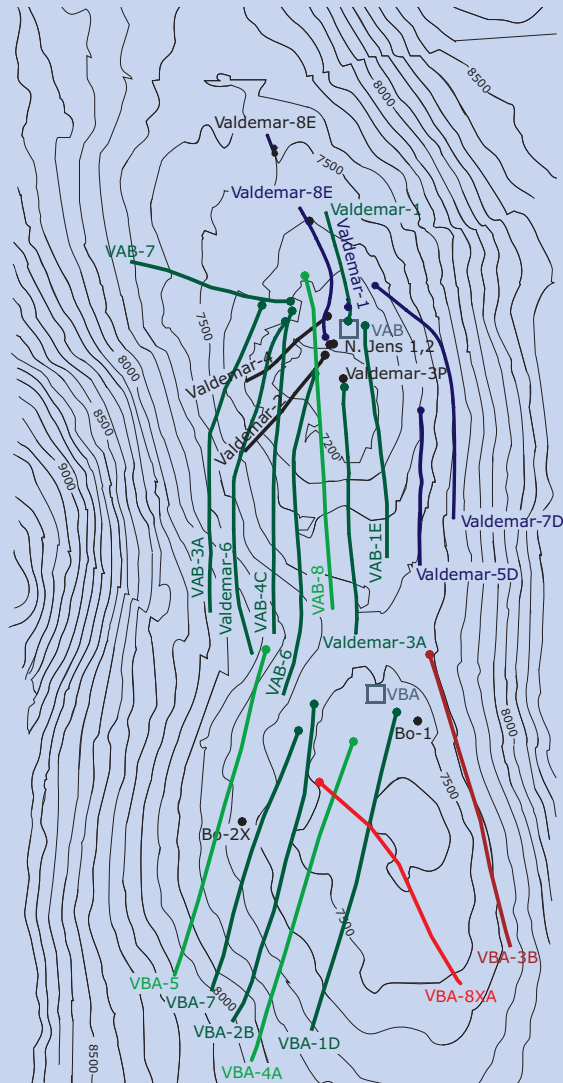
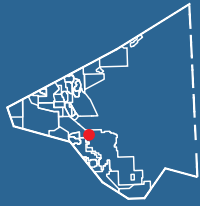
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

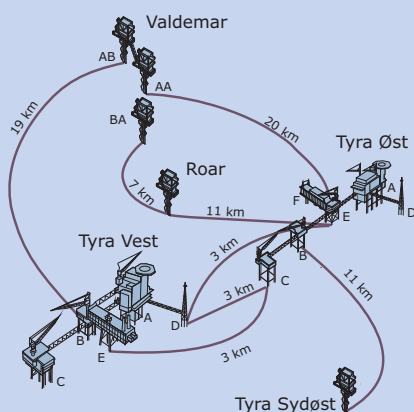
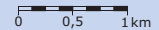


- Platform
- Oliebrønd
- Gasbrønd
- Lukket brønd
- Brøndspor i Øvre Kridt
- Brøndspor
- Boret i 2008

Valdemar feltet

Top Tuxen Kalk

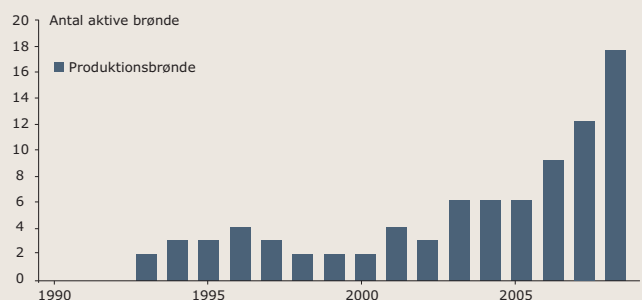
Dybdekort i ft



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2009

2008-priser 6,3 mia. kr.



FELT DATA

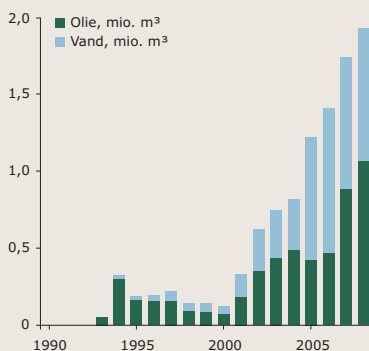
PR. 1.1.2009

Tidligere navne:	Bo/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	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:	96 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt

PRODUKTION

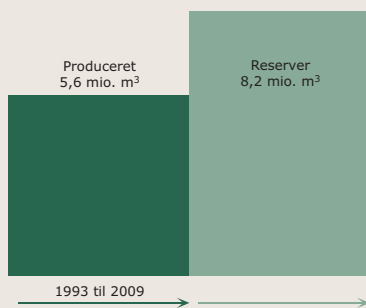
Akk. produktion pr. 1. januar 2009

Olie:	5,60 mio. m ³
Gas:	2,40 mia. Nm ³
Vand:	4,86 mio. m ³



RESERVER

Olie:	8,2 mio. m ³
Gas:	4,0 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, hvorimod reservoirkvaliteten i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra.

I Bo området har det vist sig, at der er dele af Nedre Kridt, som har gode egenskaber. Det har medført en udbygning af reservoiret i Bo området.

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 OG RESERVER PR. 1. JAN. 2009

OLIE, mio. m ³				GAS, mia. Nm ³			
Produceret	Endelig indvinding		Reserver	Produceret	Endelig indvinding		Reserver
	Lav	Forv.			Lav	Forv.	
Igangværende og besluttet				Igangværende og besluttet			
Adda	-	0	1	Adda	-	0	0
Alma	-	0	0	Alma	-	0	1
Boje området	-	1	1	Boje området	-	0	1
Cecilie	1	0	0	Cecilie	0	-	-
Dagmar	1	0	0	Dagmar	0	0	0
Dan	95	11	20	Dan	22	1	2
Gorm	57	3	6	Gorm	7	0	1
Halfdan	41	36	56	Halfdan	15	12	20
Harald	8	1	1	Harald	20	3	4
Kraka	5	1	1	Kraka	1	0	0
Lulita	1	0	0	Lulita	1	0	0
Nini	4	2	4	Nini	0	-	-
Regnar	1	0	0	Regnar	0	0	0
Roar	3	0	0	Roar	14	1	1
Rolf	4	0	1	Rolf	0	0	0
Siri	11	1	1	Siri	0	-	-
Skjold	42	6	11	Skjold	3	0	1
Svend	7	1	1	Svend	1	0	0
Syd Arne	19	*	10	Syd Arne	5	*	5
Tyra**	28	1	5	Tyra**	55	6	23
Valdemar	6	5	8	Valdemar	2	2	4
Sub total	331		129	Sub total	148		63
Planlagt				Planlagt			
Amalie	-	1	1	Amalie	-	1	1
Freja	-	1	1	Freja	-	0	0
Sub total			2	Sub total			2
Mulig				Mulig			
Prod. felter	-	20	39	Prod. felter	-	10	19
Øvr. felter	-	2	3	Øvr. felter	-	2	5
Fund	-	16	26	Fund	-	8	17
Sub total			68	Sub total			42
Total	331		200	Total	148		107
Januar 2008	315		214	Januar 2008	138		105

*) ikke beregnet

**) 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)	Nettovaluta værdi 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	10.138
2003	7.386	3.522	789	28,8	6,6	2,1	15,3	9.331
2004	5.107	3.289	340	38,2	6,0	1,2	19,7	17.092
2005	3.956	3.760	578	54,4	6,0	1,8	24,8	24.163
2006	4.927	4.165	628	65,1	5,9	1,9	31,5	31.499
2007	6.538	3.474	502	72,5	5,4	1,7	28,3	27.885
2008*	6.123	4.513	647	97,2	5,1	3,4	26,6	35.913

Løbende priser

1) Inkl. transportomkostninger

2) Brent råolie

3) Forbrugerpriser, kilde: Danmarks Statistik

4) Overskud på handelsbalancen med olieprodukter og naturgas, kilde: Udenrigshandels statistik fra Danmarks Statistik

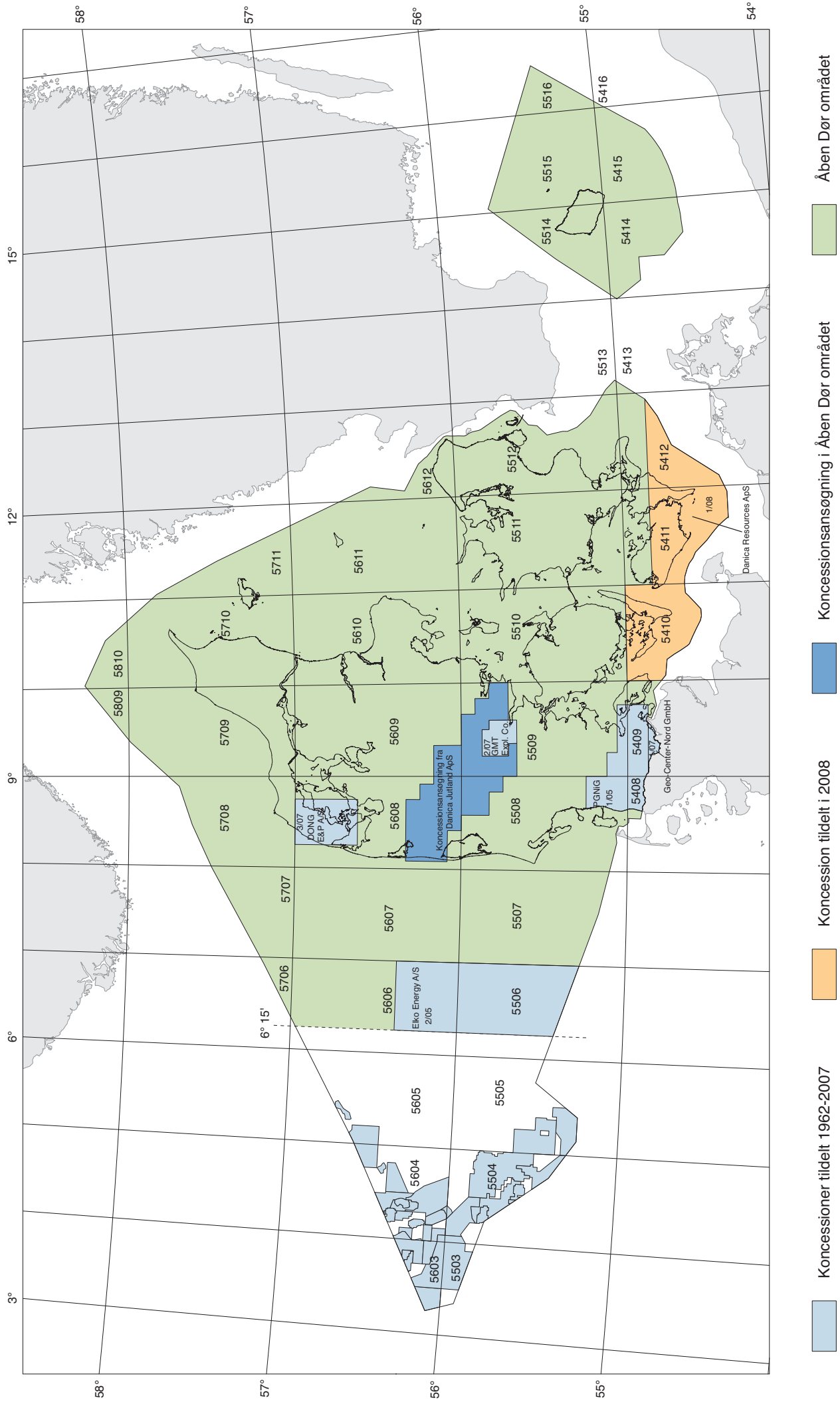
5) Investeringer er inkl. rørledning til NOGAT pipeline

*) 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: 1000 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 F1: Dansk koncessionsområde - april 2009



Energistyrelsen beskæftiger sig nationalt og internationalt med opgaver i relation med energiforsyning og – forbrug samt 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.

Energistyrelsens rådgiver ministeren om klima- og energispørgsmål og varetager administrationen af den danske lovgivning på områderne.

Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er med virkning fra den 23. november 2007 en styrelse under Klima- og Energiministeriet.

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

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

Udgivet: Juni 2009
Oplag: 1.900 eksemplarer

Forsidefoto: Energistyrelsen på tilsynsbesøg på boreplatformen Mærsk Resolute (Energistyrelsen, GNC)

Øvrige fotos: Energistyrelsen, DONG Energy, Mærsk Olie og Gas AS, Hess Denmark ApS, Nord Stream

Redaktør: Mette Søndergaard, Energistyrelsen

Illustrationer

og kort: Philippa Pedersen, Bettina Nøraa Larsen og Sarah Christiansen, Energistyrelsen

Tryk: Scanprint AS
Trykt på: Omslag: 200 g, indhold: 130 g
Layout: Metaform og Energistyrelsen
ISBN 978-87-7844-775-3
ISSN 0907-2675



Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.
ISBN 978-87-7844-776-0 www ISSN 1398-4349 www

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 2008 beskriver som de tidligere rapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne på dansk område og en gennemgang af produktionen. Som noget nyt beskriver rapporten også andre anvendelser af den danske undergrund, herunder geotermi og muligheden for fremtidig deponering 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:
<http://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: 78-87-7844-775-3

