

FORORD

År 2000 var endnu et godt år for olie- og gasaktiviteterne på dansk område. Der blev ligesom de foregående år sat rekord for olieproduktionen, og samtidig har Energistyrelsen foretaget den største opskrivning af oliereserverne nogensinde.

Desuden er der grund til optimisme for årene fremover på en lang række områder, blandt andet hvad angår potentialet for efterforskning af kulbrinter. Årets temaafsnit *Ressourcer* forsøger at sætte tal på oliepotentialet i den danske del af Nordsøen. I afsnittet er der foretaget et skøn over indvindingspotentialet i strukturer, som endnu ikke er efterforsket, samt potentialet ved anvendelse af ny teknologi. Dette yderligere oliepotentiale anslås for de kommende 10 år at udgøre 100-150 mio. m³ olie.

Dette års rekordstore opskrivning af de danske reserver er blandt andet sket på baggrund af fund af en ny type af forekomster, hvor kulbrinterne er beliggende i større områder mellem eksisterende felter og ikke som hidtil i "buler" i undergrunden. Disse forekomster har vist et stort potentiale, og det er forventningen, at efterforskningen efter denne type af forekomster vil blive intensiveret. I marts 2001 fremsendte Mærsk Olie og Gas AS en plan for en stor videre udbygning af oliefeltet Halfdan, som netop er en af de nye typer af forekomster.

Også den meget høje oliepris i år 2000 har påvirket olie- og gasområdet. Olieselskabernes indtjening er steget markant, og samtidig øges også lysten til at investere yderligere i efterforskning og indvinding. Den høje oliepris har også betydet en rekordhøj indbetaling til staten i form af skatter og afgifter fra de producerende olieselskaber.

Hvis den positive udvikling inden for olie- og gasområdet fortsætter, vil Danmark være selvforsynende med olie og gas i mange år endnu.

København, maj 2001

Ib Larsen



Direktør

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) Trykket 14,73 psia benyttes blandt andet i Danmark og i enkelte stater i og 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 i denne rapport de forkortelser, som SPE (Society of Petroleum Engineers) anbefaler.

Oliens densitet angives ofte i API gravitet eller grader API: °API. Sammenhængene er angivet i nedenstående formler.

Olie og naturgas angives i rumfang eller energiindhold. Da gas og i nogen grad også olie er sammentrykkelig, 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 t og GJ tidsafhængige. I nedenstående tabel er gennemsnittet for 2000 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:

kPa	Kilopascal. Trykenhed, hvor 100 kPa = 1 bar.
Nm ³	Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.
m ³ (st)	Standardkubikmeter. Benyttes om naturgas og råolie ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.
Btu	British Thermal Unit. Energienhed som enhederne J (=Joule) og cal (=kalorie).
bbf	Blue barrel. I oliebranchens pionertid, hvor olien handlede i fysiske tønder, blev der hurtigt forskel på tøndernes størrelse. For at undgå forvirring, malede Standard Oil deres tønder med et fastsat rumfang blå.
kg.mol	kilogrammol; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet.
γ	gamma; relativ vægtfylde i forhold til vand.
in	inch; engelsk tomme. Den er defineret ved 1 inch=2,54 cm
ft	feet; engelsk fod. 1 ft= 12 in.
t.o.e.	ton olieækvivalent; enheden er internationalt defineret ved: 1 t.o.e. = 10 Gcal.

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m ³ (st)	stb	6,293
	m ³ (st)	GJ	36,3
	m ³ (st)	t	0,84 ⁱ
Naturgas	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,040
	Nm ³	kg.mol	0,0446158
Rummål	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,0373
	m ³ (st)	kg.mol	0,0422932
	m ³	bbf	6,28981
	m ³	ft ³	35,31467
	US gallon	in ³	231*
Energi	bbf	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
Densitet	FRA	TIL	KONVERTERING
	°API	kg/m ³	141364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)

*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.



Forord	3
Omregningsfaktorer	4
1. Efterforskning	6
2. Udbygning og produktion	15
3. Sikkerhed, sundhed og miljø	21
4. Reserver	30
5. Ressourcer	38
6. Økonomi	44
7. Forskning	53
8. Love og bekendtgørelser	58

Bilag A	Rettighedshavere i Danmark	62
Bilag B	Forundersøgelser 2000	67
Bilag C	Producerede og injicerede mængder	68
Bilag D	Felter i produktion	73
Bilag E	Kommende feltudbygninger	94
Bilag F	Økonomiske nøgletal	97
Bilag G	EFP-projekter	98
Bilag H	Organisation	99

Koncessionskort

1. EFTERFORSKNING

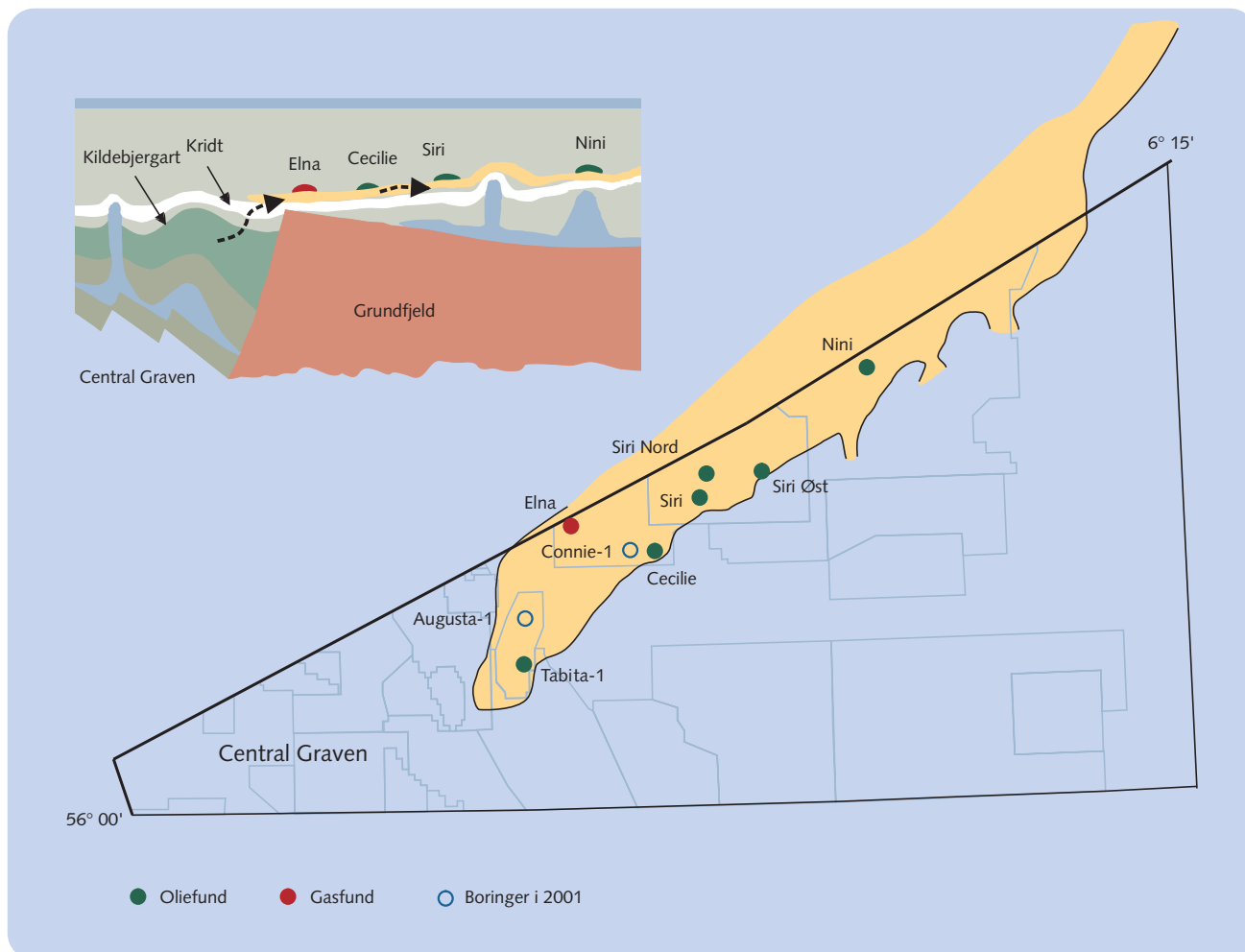
Efterforskningsaktiviteten var høj i 2000 blandt andet som en følge af, at rettighedshaverne i de nye 5. runde tilladelser har indledt de aftalte borearbejder. To af årets syv efterforskningsboringer førte til nye oliefund uden for Central Graven. Energistyrelsen forventer, at boreaktiviteten vil fortsætte på samme høje niveau i 2001.

EFTERFORSKNING AF SIRI FAIRWAY'EN

Resultatet af efterforskningen øst for Central Graven førte i 2000 til to nye oliefund, Nini og Cecilie. Begge fund er beliggende i den såkaldte *Siri Fairway*, se figur 1.1, hvor der nu er gjort i alt seks oliefund og et enkelt fund af gas/kondensat. De fire øvrige oliefund er Siri, Siri Øst og Siri Nord samt et oliefund i Tabita-1 boringen. Gas/kondensat fundet er Elna, som blev fundet allerede i 1985, men blev opgivet af den daværende rettighedshaver i 1988.

Statoil-gruppen har produceret fra Siri feltet siden 1999. Siri Nord var midlertidigt i produktion i 1999 fra en brønd boret fra Siri feltet til Siri Nord. Boringen blev efter en kort produktionsperiode konverteret til injektionsboring på Siri feltet.

fig 1.1 Tværsnit og kort over *Siri Fairway*



Mulighederne for udbygning af Siri Øst (Stine) undersøges for tiden nærmere af Statoil-gruppen.

Rettighedshaverne i de to tilladelser med de nye fund, Nini og Cecilie, er i gang med at vurdere mulighederne for udbygning af disse olieforekomster.

Siri Fairway'en er en betegnelse for et geologisk område tæt ved den norsk/danske grænse, hvor kulbrinter dannet i Central Graven har kunnet migrere op i og blive fanget i palæogene sandstensreservoirier.

Da aflejringen af skrivekridtet i Nordvesteuropa sluttede for ca. 60 mio. år siden, skiftede aflejringstilstanden markant. Efter den rolige aflejring af kalken skete der en hævnning af de skandinaviske grundfjeldsområder, som herved blev udsat for erosion. Herfra strømmede erosionsprodukterne, dvs. ler og sand, ud i fortidshavet. Området med Siri Fairway'en lå dengang på måske 100-200 meters vanddybde i en stor undersøisk dal, der skrånede mod vest.

Ind imellem blev aflejringerne på havbunden længere mod øst ustabile, og der skete store undersøiske jordskred, som førte ler og sand ud i dalen. Selve aflejningsprocessen førte heldigvis til, at sand og ler for det meste blev aflejret hver for sig, således at sandet nu findes som mere eller mindre udbredte lag omgivet af ler. Sandlagene udgør i dag reservoirerne for de omtalte fund.

Olien og gassen er derimod dannet i Central Graven længere mod vest. Her blev der for mere end 145 mio. år siden i Jura tiden aflejret sedimentter med stort organisk indhold. Efterfølgende indsynkning i Central Graven betyder, at disse lag ligger på en dybde, hvor temperaturen er så høj, at det organiske indhold omdannes til kulbrinter.

En del af kulbrinterne har fundet vej op gennem de overliggende lag og ind i sandlagene i Siri Fairway'en. Fundet af Siri feltet i 1995 beviste, at kulbrinterne har kunnet migrere mindst 25 kilometer fra Central Graven. Med DONG-gruppens seneste vurderingsboring på Nini oliefundet er afstanden nu øget til 65 kilometer.

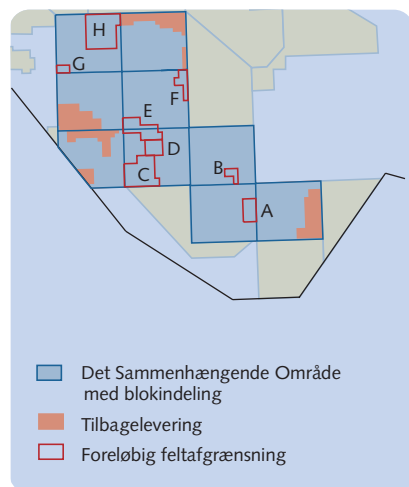
Olieefterforskningen i Siri Fairway'en fortsætter i 2001, hvor efterforskningsboringen Connie-1 og vurderingsboringen Augusta-1 udføres af DONG Efterforskning og Produktion A/S (DONG E & P A/S).

TILBAGELEVERING I DET SAMMENHÆNGENDE OMRÅDE

Energistyrelsen godkendte den 17. juli 2000 efter forhandling med bevillingshaverne i henhold til Eneretsbevillingen af 8. juli 1962 arealtilbageleveringen i Det Sammenhængende Område pr. 1. januar 2000. Ifølge 1981-aftalen mellem staten og A.P. Møller skal bevillingshaverne pr. 1. januar 2000 og igen den 1. januar 2005 tilbagelevere 25% af hver af de ni sekstendedelsblokke, som udgør Det Sammenhængende Område. Arealer, der omfatter producerende felter, og arealer, for hvilke, der er forelagt udbygningsplaner til Energistyrelsens godkendelse, friholdes for tilbagelevering.

For fire af de ni blokkes vedkommende er der tilbageleveret 25%. I de øvrige blokke dækker de feltafgrænsninger, der blev foretaget i forbindelse med arealafgivelsen, hele blokken. Disse afgrænsninger blev ligeledes godkendt af Energistyrelsen den 17. juli 2000.

fig. 1.2 Tilbagelevering i Det Sammenhængende Område



Den nye afgrænsning af Det Sammenhængende Område fremgår af figur 1.2. På figur 2.1 i afsnittet *Udbygning og Produktion* er den nye afgrænsning og feltafgrænsninger vist.

Afgrænsningen af en række felter er dog en maksimumafgrænsning. For områderne A, B, C, D, E, F, G og H gælder, at det i dag ikke er muligt med tilstrækkelig sikkerhed at foretage en endelig afgrænsning. I disse områder har bevillingshaverne forpligtiget sig til hurtigst muligt at gennemføre omfattende undersøgelser, så en endelig afgrænsning kan foretages senest i første halvår 2003, for område E dog senest første halvår 2004.

Afgrænsningerne vil blive indskrænket af Energistyrelsen efter forhandling med bevillingshaverne, hvis det viser sig, at forekomsterne ikke har en udstrækning, der berettiger til den foretagne afgrænsning. Områder, som derved kommer udenfor afgrænsning, vil umiddelbart blive tilbageleveret, dog således at maksimalt 25% tilbageleveres i hver blok.

Energistyrelsen godkendte den 25. august 2000 arbejdsprogrammer for Det Sammenhængende Område for perioden 1. januar 2000 til 31. december 2005. Arbejdsprogrammerne beskriver de efterforskningsaktiviteter, der i de kommende år skal udføres inden for de ni blokke, som udgør Det Sammenhængende Område. Programmerne er 6-årige, men revideres hvert tredje år, næste gang således 1. januar 2003. De planlagte studier og boreaktiviteter i den første 3-årsperiode vil danne grundlag for fortsættelse af efterforskningsaktiviteterne i Det Sammenhængende Område i perioden 2003-2005.

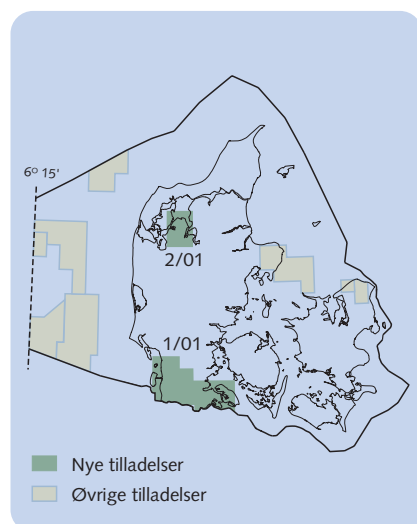
NYE TILLADELSER

Åben dør procedure

To nye ansøgninger i 2000 viser, at der fortsat er god interesse for at efterforske i Åben Dør området.

Under Åben Dør proceduren, der omfatter alle ikke-licensbelagte områder øst for 6°15' østlig længde, kan olieselskaberne ansøge om koncessioner inden for den årlige åbningsperiode fra den 2. januar til den 30. september. DONG E & P A/S deltog med 20% i alle tilladelser i Åben Dør området.

fig. 1.3 Nye Åben Dør tilladelser



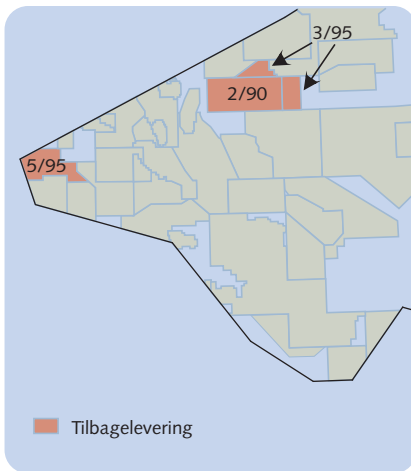
De to ansøgninger blev indgivet den 18. og 29. september 2000 af henholdsvis Minijos Nafta-gruppen og Sterling-gruppen. På baggrund af ansøgningerne har Miljø- og energiministeren den 5. marts 2001 meddelt selskaberne tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter.

Tilladelse 1/01 vedrører et større område i Sønderjylland. De deltagende selskaber er UAB Minijos Nafta (operatør), Sterling Resources (UK) Ltd., Dansk Venture Olieefterforskning ApS samt DONG E & P A/S.

Den anden tilladelse, 2/01, omfatter et område ved Salling i Nordjylland. Selskaberne i denne tilladelse er Sterling Resources (UK) Ltd. (operatør), Dansk Efterforskningselskab ApS og DONG E & P A/S.

Beliggenheden af de nye tilladelser er vist i figur 1.3. Selskabernes andele i tilladelserne fremgår af bilag A.

fig. 1.4 Tilbagelevering uden for Det Sammenhængende Område



Arbejdsprogrammerne for Åben Dør tilladelserne er generelt fase-opdelte, således at rettighedshaverne ved begyndelsen af hver fase påtager sig yderligere arbejdsforpligtelser. På baggrund af de indledende arbejder har selskaberne i flere af de tidligere meddelte Åben Dør tilladelser valgt at fortsætte efterforskningen.

Nabobloktildeling

Miljø- og energiministeren meddelte den 25. september 2000 DENERCO-gruppen tilladelse til et mindre naboområde til tilladelse 16/98. Naboblokken har et areal på 23 km² og indgår herefter i tilladelse 16/98. Ændringen fremgår af koncessionskortet bagest i rapporten.

ÆNDRINGER AF TILLADELSER

Forlængelser af tilladelser

Efterforskningsperioden for tilladelse 3/90 blev i 2000 forlænget med to år frem til den 13. juli 2002. Mærsk Olie og Gas AS er operatør for tilladelsen, som omfatter et område ved den norsk/danske grænse.

Tilbageleverede områder

Tilladelserne 2/90 og 3/95 udløb den 3. juli 2000. Selskaberne DENERCO OIL A/S, RWE-DEA AG, DONG E & P A/S, Amerada Hess Energi A/S og LD Energi A/S deltog i begge tilladelser med DONG E & P A/S som operatør. Rettighedshaveren har siden tilladelsernes meddelelse i henholdsvis 1990 og 1995 foretaget 2D seismiske undersøgelser og udført to efterforskningsboringer, hvoraf den ene, Francisca-1, gjorde et mindre gasfund i sandsten af Oligocæn alder.

Tilladelse 5/95 ophørte den 15. maj 2000. Rettighedshaveren omfattede selskaberne Phillips Petroleum International Corporation Denmark (operatør), Amerada Hess A/S, DONG E & P A/S, Pelican A/S Danmark, DENERCO OIL A/S og Premier Oil BV. Phillips-gruppen indsamlede 3D seismiske data i 1996, men har ikke udført nogen efterforskningsboring.

De tilbageleverede områder fremgår af figur 1.4.

På baggrund af tilladelsernes ophør er fortrolighedsperioden for data fra seismiske undersøgelser og boringer, som er udført i henhold til de ovennævnte tilladelser, reduceret til to år.

Tilbageleveringen af områder fra A.P. Møllers Eneretsbevilling er nærmere omtalt tidligere i dette afsnit.

Godkendte overdragelser

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser af tilladelser og vilkårene herfor.

I tilladelse 4/95 er Mobil Erdgas-Erdöl GmbH og Enterprise Oil Denmark Ltd. trådt ud af gruppen. Deres andele på henholdsvis 27,5% og 20% er pr. 1. november 2000 overtaget af DONG E & P A/S, RWE-DEA AG og DENERCO OIL A/S. Mobil og Enterprise deltog ikke i Nini-1 efterforskningsboringen i sommeren 2000, idet boringen blev udført som en *sole risk* boring af gruppens øvrige deltagere.

I forbindelse med nabobloktildelingen til tilladelse 16/98 indgik selskaberne en aftale om overdragelse af en andel på 2% til DONG E & P A/S, som hermed har øget sin andel til 22%, mens DENERCO OIL A/S og LD Energi A/S har reduceret deres andele med hver 1%. Overdragelsen har virkning fra meddelelsen af tilladelsen den 15. juni 1998.

Energistyrelsen godkendte den 19. december 2000, at bæringen af statens andel i tilladelse 7/86 (Amalie-delen) ophører. Statsdeltagelsen varetages af DONG E & P A/S. Samtidig er DONG E & P A/S' andel i tilladelsen blevet forøget med 2,888% til i alt 28,205%.

I tilladelse 13/98 har Pogo Denmark Inc. overdraget selskabets andel på 40% til Pogo Denmark ApS, som er et helejet datterselskab af Pogo Producing Company. Overdragelsen har virkning fra den 1. juli 2000.

Amerada Hess har den 12. december 2000 omdannet de to danske datterselskaber Amerada Hess A/S og Amerada Hess Energi A/S til anpartsselskaber. De nye selskaber betegnes Amerada Hess ApS og Amerada Hess Energi ApS.

Sammensætningen af selskabsgrupperne i alle tilladelser på dansk område fremgår af bilag A. På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes en tilsvarende oversigt, som løbende opdateres ved ændringer i sammensætningen af grupperne.

EFTERFORSKNINGSAKTIVITETER

Forundersøgelser

Efter afslutningen af de omfattende 3D seismiske programmer på 5. runde områderne i 1999 har aktivitetsniveauet været lavere i 2000, se figur 1.5 og 1.6.

fig.1.5 Seismiske undersøgelser

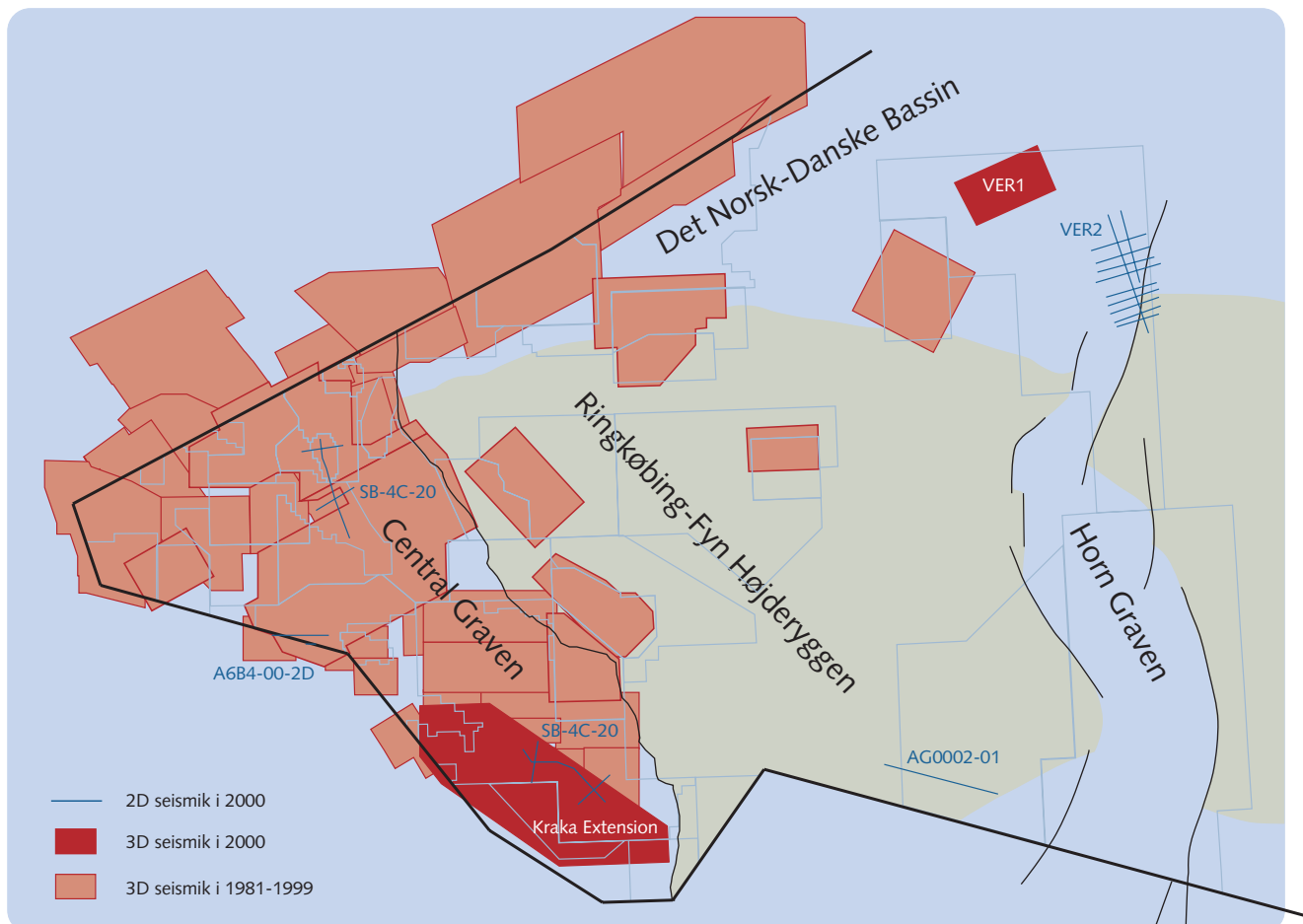
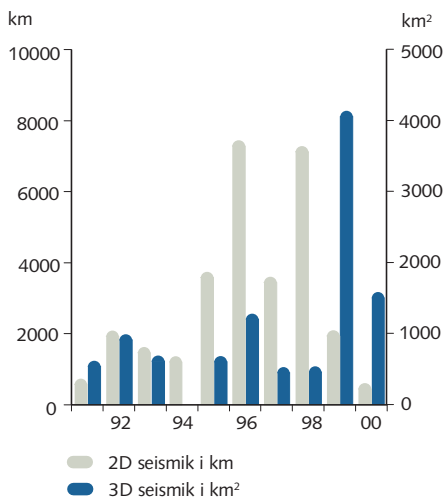


fig. 1.6 Årlig seismik



Mærsk olie og Gas AS stod for den største 3D undersøgelse, som dækkede Mærsk-gruppens nabobloktilladelse 5/99 og den sydlige del af Det Sammenhængende Område.

I Det Norsk-Danske Bassin stod Anschutz Overseas Corporation for indsamling af både 2D og 3D seismik i tilladelse 3/99, som ligger i området omfattet af Åben Dør proceduren.

På Ringkøbing-Fyn Højderyggen gennemførte Norsk Agip en aeromagnetisk undersøgelse af tilladelse 9/98 og 1/99. I tilladelse 1/99 blev der endvidere indsamlet en enkelt 2D seismisk linie samt indsamlet prøver af havbunden til geokemisk undersøgelse.

Geco-Prakla foretog seismiske undersøgelser ved felterne Skjold, Dan og Kraka samt ved Svend og Syd Arne felterne. Undersøgelserne blev udført med hydrofonkabel placeret på havbunden. Dette giver mulighed for en bedre kortlægning af undergrunden i områder, hvor der er små gasmængder i lagene over selve felterne. Disse gasmængder kan give forstyrrelser på seismik, som er optaget på almindelig vis.

Wintershall har i forbindelse med en 2D seismisk undersøgelse af et fund på tysk område, A6/B4, forlænget enkelte linier ind på dansk område.

På land har Sterling Resources (UK) Ltd. indsamlet prøver til en geokemisk undersøgelse i tilladelse 5/97 i Nordsjælland.

I Hovedstadsområdet har DONG A/S foretaget 2D seismiske undersøgelser både på land og til havs med henblik på at undersøge mulighederne for at udnytte geotermisk energi som supplement til den kraftvarmebaserede varmeforsyning. Det er første gang, at der foretages seismiske undersøgelser i Hovedstadsområdet, som i geologisk henseende hidtil har været en hvid plet på kortet.

Bilag B indeholder yderligere oplysninger om forundersøgelserne i 2000.

Boringer

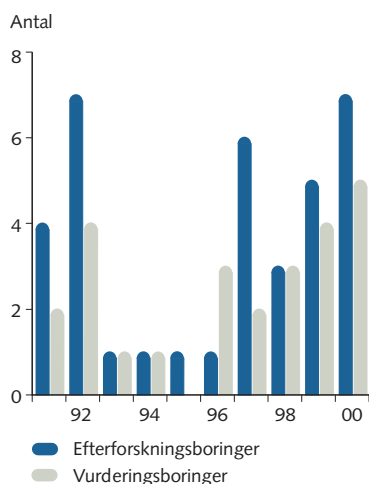
Der blev i 2000 udført syv efterforskningsboringer og fem vurderingsboringer, se figur 1.7. I statistikken er inkluderet boringer, som er påbegyndt i 2000. Nogle af de medregnede vurderingsboringer er udført som kombinerede vurderings- og produktionsboringer i forbindelse med udbygning af felterne.

To af efterforskningsboringerne førte til nye oliefund øst for Central Graven. Det ene af fundene, Cecilie, var det første fund i de nye tilladelser fra 5. runde.

Fire af årets efterforskningsboringer er udført i samarbejde mellem operatører og DONG E & P A/S' boreafdeling (tidligere Danop). Samarbejdet, der er baseret på en langtidskontrakt med boreplatformen ENSCO 70 og tilknyttede underleverandører, fortsætter i 2001. Operatørerne for de involverede tilladelser har ansvaret for boringernes udførelse, mens DONG E & P A/S bistår med den daglige tekniske ledelse af boreoperationerne. Samarbejdet giver både operationelle og økonomiske fordele for selskaberne.

Placeringen af de nedenfor omtalte boringer fremgår af figur 1.8. Skjold-30 boringen er endvidere vist på feltkortet i bilag D.

fig. 1.7 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Roxanne-1 og Vanessa-1

CLAM Petroleum Danske B.V., som er operatør for tilladelse 1/98, stod i april-maj 2000 for den første efterforskningsboring på de nye 5. runde tilladelser. Roxanne-1 blev boret til 2.009 meters dybde og afsluttet i lag af Øvre Kridt alder. Boringen blev udført på Ringkøbing-Fyn Højderyggen tæt ved Central Graven, men der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

I september 2000 udførte CLAM Petroleum Danske B.V efterforskningsboringen Vanessa-1 længere mod øst på Ringkøbing-Fyn Højderyggen i tilladelse 2/98. Boringen sluttede i 1.757 meters dybde i kalk af formodet Danien alder. Der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

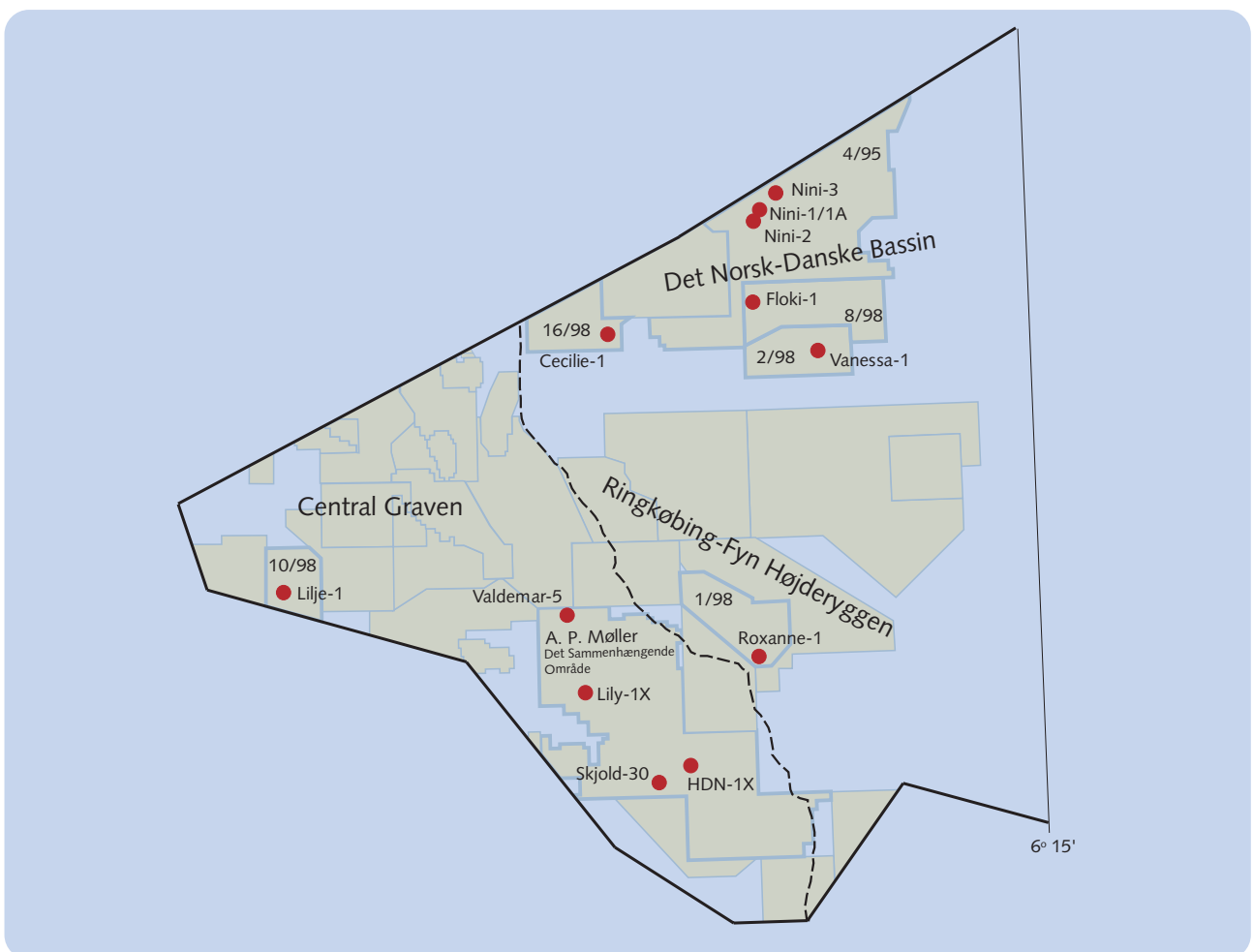
Lilje-1

Efterforskningsboringen blev udført i Central Graven i maj-juni 2000 af Norsk Agip, som er operatør for selskaberne i tilladelse 10/98. Boringen blev boret til en dybde af 3.694 meter og afsluttet i kalksten af Zechstein alder. Der blev kun fundet mindre spor af kulbrinter.

Nini-1/1A, Nini-2 og Nini-3

I tilladelse 4/95 udførte DONG E & P A/S i juli-august 2000 Nini-1 efterforskningsboringen. Nini-1 blev boret til 1.813 meters dybde og sluttede i lag af Øvre Kridt

fig. 1.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer



alder. Boringen fandt olie i palæogene sandsten. For nærmere at vurdere udbredelsen af olieforekomsten blev der udført et sidespor til boringen. Sidesporet, Nini-1A, bekræftede tilstedeværelsen af olieførende sand. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie med en maksimal rate på 5.856 tønder pr. dag.

Som led i vurderingen af det nye oliefund borede DONG E & P A/S i december 2000 og januar 2001 to vurderingsboringer, Nini-2 og Nini-3. Nini-2 blev boret til en dybde af 1.742 meter og afsluttet i kalk af formodet Danien alder. Nini-3 blev ligeledes boret ind i kalken og sluttede i 1.811 meters dybde. De to vurderingsboringer påviste, ligesom Nini-1 boringen, tilstedeværelsen af olie i palæogene sandsten.

Floki-1

Kerr-McGee International ApS, som er operatør for tilladelse 8/98, udførte i september 2000 efterforskningsboringen Floki-1 i Det Norsk-Danske Bassin. Boringen blev boret til 1.840 meter og afsluttet i kalk af formodet Danien alder. Der blev ikke fundet kulbrinter, men boringen fandt veludviklet reservoirsandsten af Palæogen alder.

Cecilie 1/1A/1B

Som operatør for DENERCO-gruppen i tilladelse 16/98 udførte DONG E & P A/S efterforskningsboringen Cecilie-1 i oktober-december 2000. Cecilie-1 blev boret til 2.319 meter og sluttede i kalk af formodet Danien alder. Boringen fandt olie i sandsten af Palæogen alder og markerede hermed det første fund i 5. runde tilladelserne. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie med en rate på 1.888 tønder pr. dag. Raten var dog begrænset på grund af tekniske forhold.

For at vurdere udstrækningen af oliefundet blev der efterfølgende udført et sidespor, Cecilie-1A, som bekræftede fundet.

Et yderligere sidespor, Cecilie-1B, blev gennemført for at undersøge et nærliggende efterforskningsmål. Cecilie-1B fandt dog kun spor af kulbrinter i palæogene sandsten.

Lily-1X

I januar 2000 borede Mærsk Olie og Gas AS Lily-1X efterforskningsboringen på en position syd for Roar feltet. Boringen bekræftede imidlertid ikke forventningerne til kulbrintemætningerne i kalken.

HDN-1X

I efteråret 2000 gennemførte Mærsk Olie og Gas AS vurderingsboringen HDN-1X i det nordlige område af Halfdan feltet. Boringen bekræftede i hovedsagen forventningerne til kulbrintemætningerne i kalken.

Skjold-30

Mærsk Olie og Gas AS udførte fra Skjold feltet boringen Skjold-30 med henblik på at undersøge produktions- og injektionspotentialer på nordflanken af Skjold feltet og potentialer i den nordvestlige del af Halfdan feltet. Boring er nu sat i produktion.

Valdemar-5

I december 2000 påbegyndte Mærsk Olie og Gas AS en vurderingsboring fra Valdemar platformen. Borearbejdet vil fortsætte et stykke tid ind i 2001.

fig. 1.9 Gaslager i Stenlille



Stenlille-19

DONG Naturgas A/S udførte i juli-august 2000 vurderingsboringen Stenlille-19 i Stenlille gaslageret på Sjælland, se figur 1.9. Siden 1994 har DONG anvendt sandstenslag i Gassum Formationen til oplagring af naturgas. Stenlille-19 blev boret dybere end de tidligere borer for at undersøge lagringsmulighederne i den dybereliggende Bunter Formation. Det er planlagt at foretage prøveproduktion fra Bunter Formationen i begyndelsen af 2001 for at vurdere reservoiregenskaberne nærmere.

FRIGIVELSE AF BOREOPLYSNINGER

Data, som tilvejebringes i medfør af tilladelser efter undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For tilladelser, som ophører eller opgives, begrænses fortrolighedsperioden dog til to år. I 2000 er data fra de nedenfor nævnte efterforskningsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Boring	Boringsnr.	Operatør
Siri-1	5601/20-1	Statoil Efterforskning og Produktion A/S
Frida-1	5605/21-2	DONG E & P A/S
Francisca-1	5604/24-1	DONG E & P A/S

En oversigt med alle danske efterforsknings- og vurderingsboringer findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse formidler alle frigivne oplysninger fra borer, seismiske undersøgelser m.v. indhentet i forbindelse med efterforsknings- og indvindingsaktiviteter.

2. UDBYGNING OG PRODUKTION

Som følge af fortsat stor udbygningsaktivitet i Nordsøen er der endnu engang sat rekord for olie- og gasproduktionen. Årets mest markante begivenhed var installation af en produktionsplatform på Halfdan feltet i efteråret 2000. Produktionen gennem det nye anlæg blev efterfølgende indledt.

Ved indgangen til 2001 produceres der olie og/eller gas fra i alt 16 felter i Danmark. Halfdan platformen er nummer 42 i rækken af platforme, der er installeret i den danske del af Nordsøen i forbindelse med indvinding af olie og gas. Produktionen ledes fra reservoirlagene i undergrunden gennem 193 borer til produktionsanlæggene, og der injiceres gas og/eller vand i 88 borer.

Der blev i 2000 udført 17 borer på de producerende felter. 14 af disse borer er produktionsbrønde, mens de resterende tre er udført med det primære formål at fungere som vandinjektionsbrønde. Bilag D indeholder en skematisk oversigt over samtlige producerende felter med kort over de enkelte felter. De borer, som er udført i 2000, er markeret med en særlig signatur.

Figur 2.1 viser placeringen af de producerende felter. Endvidere vises felter, hvorfra der senere forventes indledt produktion (kommercielle felter), samt feltafgræs-

fig. 2.1 Danske olie- og gasfelter

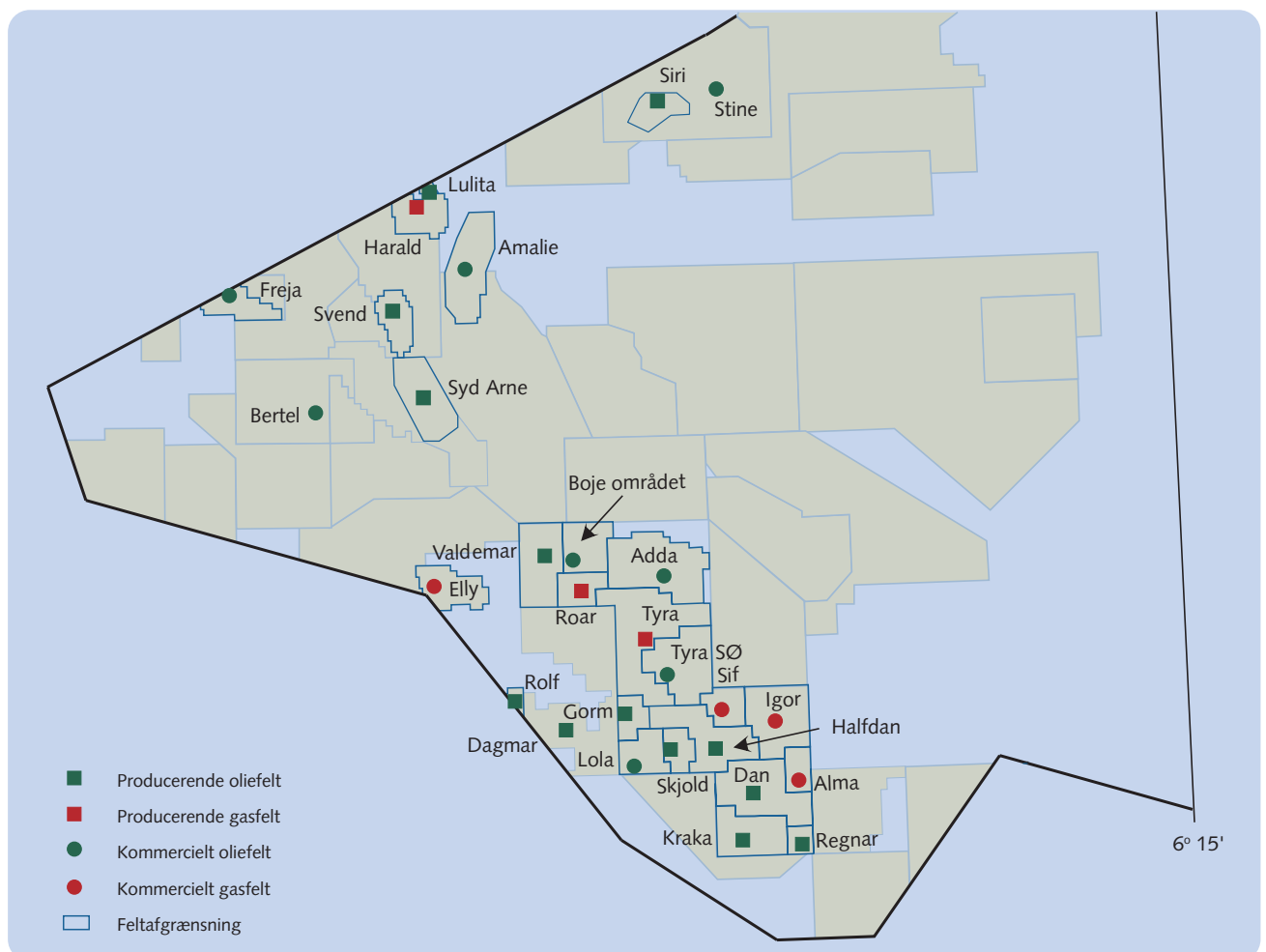
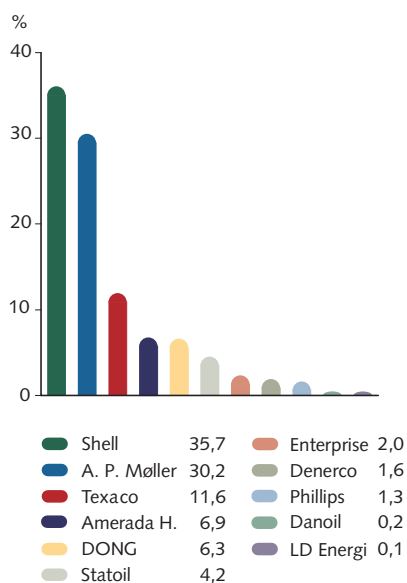


fig. 2.2 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



ningerne. De viste feltafgrænsninger i Det Sammenhængende Område omfatter også de foreløbige afgrænsninger, der er foretaget i området. For en nærmere beskrivelse af feltafgrænsningerne i Det Sammenhængende Område henvises til afsnittet *Efterforskning*.

Ved udgangen af 2000 behandlede Energistyrelsen en udbygningsplan for det sydøstlige flankeområde af Dan feltet, en revideret plan for udbygningen af Tyra Sydøst samt en udbygningsplan for Stine feltet. Desuden modtog Energistyrelsen i marts 2001 en plan for videre udbygning af Halfdan feltet.

PRODUKTIONSREKORD

Den danske produktion af olie steg også i 2000 i forhold til de foregående år. Det er femte år i træk, at olieproduktionen er steget. I alt blev der i 2000 produceret 21,11 mio. m³ olie, hvilket betyder, at produktionen af olie i 2000 blev 22% højere end i 1999. Dette svarer til en gennemsnitlig daglig produktion på ca. 364.000 tønder pr. dag.

Mærsk Olie og Gas AS, Amerada Hess ApS samt Statoil Efterforskning og Produktion A/S er operatører, og selskaberne står for det praktiske arbejde vedrørende produktionen af olie og gas på felterne i Nordsøen. Ud over disse operatørselskaber deltager en række andre selskaber i de enkelte tilladelser. Sammensætningen af selskabsgrupperne findes i bilag A.

Selskaberne råder hver især over en andel af den producerede olie og gas svarende til deres procentvise deltagelse i de enkelte tilladelser. I 2000 var der 11 selskaber, som modtog og solgte olie og gas fra de danske felter. I figur 2.2 er den procentvise fordeling af hvert selskabs produktion af olie i forhold til den totale olieproduktion i Danmark vist.

I slutningen af 2000 tog DONG Olierør A/S en udvidelse af kapaciteten af rørdelingen fra Gorm E til Fredericia i brug, hvilket øger transportkapaciteten til ca. 330.000 tønder olie pr. dag.

Bruttogasproduktionen var i 2000 11,29 mia. Nm³, hvoraf 3,32 mia. Nm³ blev pumpet tilbage i undergrunden på felterne. Nettogasproduktionen var således 7,98 mia. Nm³ i 2000.

Der blev i 2000 leveret 7,11 mia. Nm³ til DONG Naturgas A/S. Forskellen mellem den producerede nettogas og leverede naturgas (11% af nettogassen) blev enten udnyttet som brændstof eller afbrændt på platformene. Afbrændingen sker udelukkende af tekniske og sikkerhedsmæssige grunde. Der er i 2000 sket et fald i de afbrændte mængder af gas i forhold til de relativt store afbrændinger af gas i 1999. I afsnittet *Sikkerhed, sundhed og miljø* er afbrændingen af gas nærmere beskrevet.

Figur 2.3 viser udviklingen i den danske produktion af olie og gas i perioden 1991 – 2000, mens figur 2.4 viser udviklingen i gasleverancerne til DONG Naturgas A/S i de seneste ti år. I bilag C findes en oversigt over produktionen af olie og gas, siden den første olie blev produceret på Dan feltet i 1972.

DE PRODUCERENDE FELTER

De væsentligste aktiviteter i 2000 på de producerende felter er omtalt i det følgende. En skematisk oversigt over samtlige producerende felter findes i bilag D.

fig. 2.3 Produktion af olie og gas

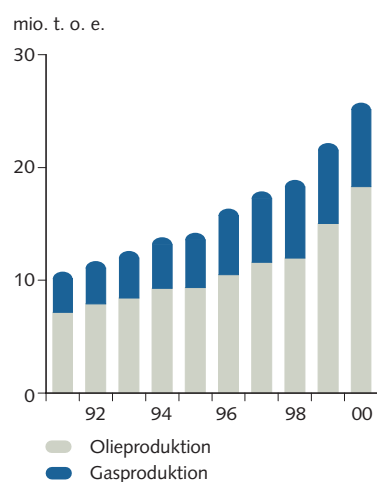
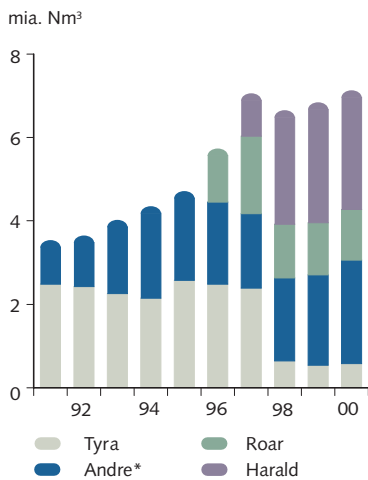


fig. 2.4 Leverancer af naturgas opdelt på felter



* Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Kraka, Regnar, Valdemar, Svend, Lullita, Syd Arne og Halfdan

Figur 2.5 viser den feltvise fordeling af olieproduktionen, og figur 2.6 viser de eksisterende produktionsanlæg i Nordsøen.

Dan feltet

I 2000 blev der godkendt en plan for udbygning af den vestlige flanke af Dan feltet, som har betydet, at der er udført fem nye produktionsbrønde i dette område. Disse brønde har været medvirkende årsag til, at olieproduktionen fra feltet i 2000 var 15% højere end i 1999. Desuden har fortsat injektion af vand været medvirkende til at opretholde olieproduktionen fra ældre brønde. Vandproduktionen fra feltet er øget marginalt, så vandandelen af den samlede væskeproduktion nu udgør ca. 44%.

Dan feltet, som blev sat i produktion i 1972, er det ældste felt på dansk område. På trods af dette er olieproduktionen fra Dan feltet øget næsten hvert eneste år, siden den første olie blev produceret. I 1980 blev der produceret 0,34 mio. m³ olie, i 1990 1,58 mio. m³, og i 2000 var olieproduktionen steget til 6,60 mio. m³. Gennem årene er der foretaget en løbende udbygning af feltet med etablering af flere brønde, implementering af vandinjektion samt installation af nye behandlingsanlæg. I alt er der investeret knap 20 mia. kr. (2000-priser) i udbygning af Dan feltet.

På Dan FC platformen er en udvidelse af kapaciteten på kompressionsanlægget for gas blevet taget i brug i 2000. Udvidelsen er foretaget for at kunne håndtere den øgede gasproduktion fra Halfdan feltet, som føres til Dan feltet.

Halfdan feltet

Der blev i september 2000 installeret en produktionsplatform på Halfdan feltet. Platformen har plads til 32 brønde og er udstyret med minimale behandlingsfaciliteter. Driften af produktionsplatformen understøttes af en boreplatform.

Samtidigt med boring af de første produktionsbrønde på feltet blev der produceret olie og gas gennem midlertidigt udstyr placeret på boreplatformen *Mærsk Endeavour*. Efter installation af produktionsplatformen på feltet produceres der nu gennem udstyr på denne.

Olie- og vandproduktionen sendes gennem en rørledning til behandling på Gorm feltet, og gas sendes gennem en rørledning til Dan feltet. Desuden importeres der injektionsvand til Halfdan anlægget fra Dan feltet. I denne forbindelse er der iværksat ombygning af behandlingsanlæggene på Gorm og Dan felterne.

Der er i 2000 udført tre nye borer på feltet, heraf to produktionsbrønde og en vandinjektionsbrønd. Som omtalt under Skjold feltet nedenfor, er Halfdan feltets udstrækning mod nordvest vurderet gennem udførelse af Skjold-30 boringen.

Olieproduktionen har været stigende i 2000 i takt med, at de tidligere udførte borer blev klargjort til produktion, og nye borer er færdiggjort. Op mod 18% af den samlede væskeproduktion er vand.

Der vil blive udført flere borer på Halfdan feltet i de kommende år. Energi-styrelsen godkendte i efteråret 2000 en ny udbygningsplan for feltet. Planen omfatter etablering af op til syv nye produktionsboringer samt etablering af vandinjektion i feltet ved hjælp af otte nye injektionsboringer. Udbygningen medfører behov for yderligere ændringer og anlægsudvidelser på Gorm og Dan felterne.

fig. 2.5 Feltvis fordeling af olieproduktionen

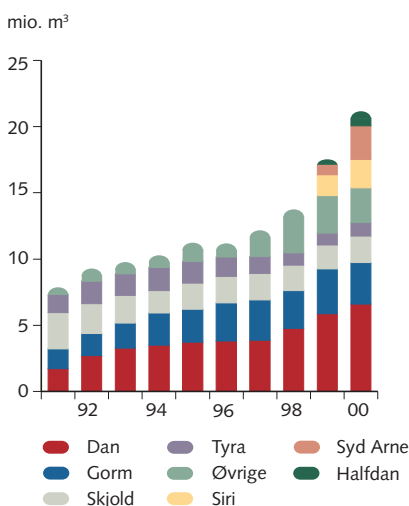
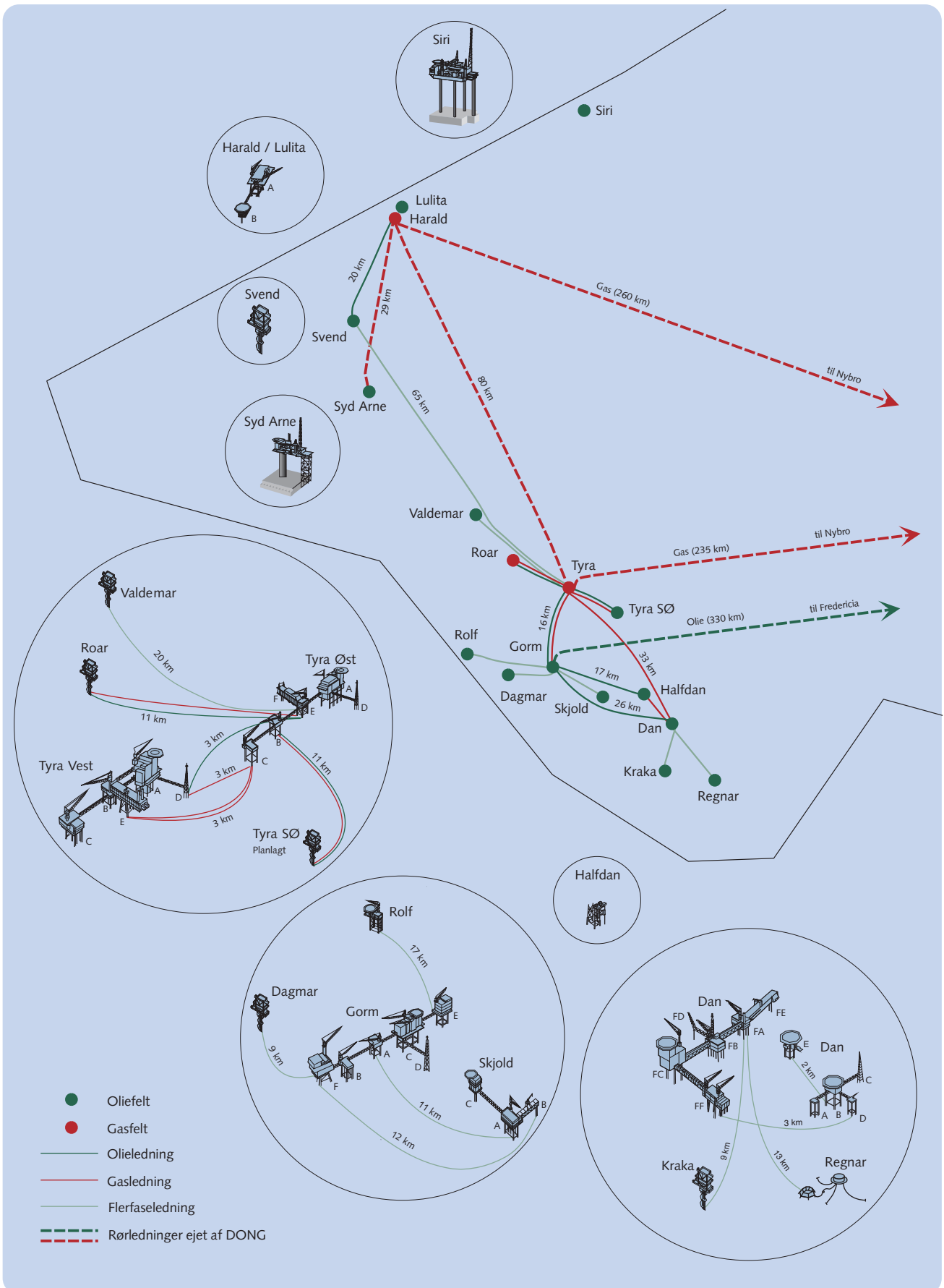


fig. 2.6 Produktionsanlæg i Nordsøen 2000



I marts 2001 modtog Energistyrelsen en plan for videre udbygning af feltet. Planen omfatter etablering af et selvstændigt procesanlæg, en beboelsesplatform samt en ny brøndhovedplatform. Desuden skal der udføres et større antal brønde.

Harald feltet

På den østlige flanke af Lulu-strukturen, som er den østlige del af Harald feltet, er der i 2000 udført en gasbrønd. Boringen påviste desuden mulighed for produktion af olie fra denne del af feltet.

Siri feltet

Olieproduktionen fra Siri feltet er aftaget en smule gennem 2000. En re-perforering i efteråret i nogle produktionsbrønde har dog medført en opbremsning i faldet i olieproduktionen. Gennem 2000 er vandproduktionen øget markant og udgør nu ca. 47% af den samlede væskeproduktion.

Skjold feltet

Der er i 2000 etableret tre nye produktionsbrønde på Skjold feltet i henhold til den plan for udbygning af feltet, som Energistyrelsen godkendte i 1999. Desuden godkendte Energistyrelsen i august 2000 udførelsen af en boring (Skjold-30) på den nordlige flanke af feltet. Ud over at fungere som produktionsboring i dette område, skulle boringen også vurdere Halfdan feltets afgrænsning mod nordvest.

Syd Arne feltet

Indvindingen af olie og gas fra feltet er hidtil foregået uden trykstøtte fra vandinjektion. Det har betydet, at trykket i reservoiret er faldet siden produktionens start i sommeren 1999. Den øgede gasandel har på grund af behandlingsanlæggets kapacitet medført et fald i olieproduktionen.

Der er i 2000 arbejdet på etablering af trykstøtte med vandinjektion, blandt andet med udførelse af to brønde til vandinjektion og klargøring af injektionsudstyr. For at undgå udfældning af salte i og omkring injektionsbrøndene er der installeret et anlæg for fjernelse af sulfat-ioner fra havvandet, inden det injiceres.

Olieproduktionen er gennem 2000 aftaget en smule, primært på grund af øget gasproduktion. Der produceres fortsat ringe mængder vand, idet kun omkring 2% af de samlede producerede væskemængder er vand.

I 2000 godkendte Energistyrelsen et pilotprojekt for vandinjektion samt en plan for en faseopdelt udbredelse af vandinjektion i hele feltet. Den første fase indebærer etablering af i alt tre injektionsbrønde. Det er forventningen, at der vil blive udført flere produktions- og injektionsbrønde på feltet.

Tyra feltet

Der er udført to nye produktionsbrønde på Tyra feltet i 2000. Begge brønde er udført i oliezone på feltet. Den ene brønd havde desuden til formål at vurdere muligheden for produktion af olie på den yderste sydlige flanke af Tyra feltet. Brønden viste, at der ikke er et potentiale for yderligere olieproduktion fra denne del af feltet.

Der er iværksat ombygning af injektionskompressoren på Tyra Vest A platformen, så den kan anvendes som lavtrykskompressor. Dette vil gøre det muligt at sænke brøndhovedtrykket for brønde på Tyra feltet og tilhørende satellitfelter. I denne forbindelse er anvendelsen af en række rørledninger mellem Tyra Øst og Tyra Vest blevet omlagt, og separationsanlægget på Tyra Øst er blevet udvidet.

KOMMENDE FELTUDBYGNINGER

I 2000 godkendte Energistyrelsen planer for udbygning og produktion fra Lola feltet, Boje området og en yderligere udbygning af Valdemar feltet.

Udbygningen af Lola feltet vil ifølge planen ske fra enten Skjold eller Gorm feltet, og forventes i første omgang at ville ske med boring af en produktionsbrønd.

Indvindingen fra Boje området planlægges at ske gennem en produktionsbrønd udført fra Roar feltets platform.

Den godkendte plan for udbygning af Valdemar feltet indebærer boring af op til tre brønde udført fra Valdemar og Roar platformene.

I efteråret 2000 har Energistyrelsen desuden modtaget ansøgning om tilladelse til produktion fra den sydøstlige flanke af Dan feltet og en revideret plan for tilrettelæggelse af produktionen fra Tyra Sydøst.

Desuden har Energistyrelsen i december 2000 modtaget en ansøgning om tilladelse til produktion fra Stine feltet, som er et nyt felt beliggende øst for Siri feltet. Feltet blev fundet ved boringen Siri-3, der blev udført i 1996. Udbygning af Stine feltet afhænger af resultaterne af yderligere borearbejder i området.

I bilag E er der en oversigt over kommende feltudbygninger, som Energistyrelsen har godkendt udbygningsplaner for.

NATURGASLAGRE

DONG Naturgas A/S råder over to lagre for naturgas, et ved Lille Torup ved Viborg i Jylland og et ved Stenlille på Vestsjælland.

De to naturgaslagre har et samlet arbejdsvolumen på ca. 810 mio. Nm³ fordelt med 410 mio. Nm³ i Lille Torup og 400 mio. Nm³ i Stenlille.

I sommeren 2000 blev vurderingsboringen Stenlille-19 udført. Boringen giver ny viden om de dybere lag i undergrunden ved gaslageret i Stenlille. De dybere lag kan eventuelt senere udnyttes til en udvidelse af gaslagerets volumen. Undersøgelsen er støttet af midler fra EU.

Efter en ombygning af anlægget i Stenlille er DONG Naturgas A/S nu bedre i stand til at opfylde selskabets korttidsmålsætning, der vedrører forsyning af gas til kunderne i en situation, hvor gasforsyningen fra Nordsøen svigter på meget kolde vinterdage.

DONG Naturgas A/S opererer tillige med en langtidsmålsætning for gasforsyningen, der vedrører uheld, som indebærer afbrydelse af gasforsyningen gennem 30" rørledningen fra Tyra til land i op til 30 dage.

Med det anførte lagervolumen på 810 mio. Nm³ samt en aftale med DUC om levering af gas fra Tyra via Harald gennem 24" rørledningen til land, kan DONG Naturgas A/S tillige opfylde ovennævnte langtidsmålsætning.

3. SIKKERHED, SUNDHED OG MILJØ

ARBEJDSFORHOLD PÅ ANLÆG I NORDSØEN

Produktionsanlæggene i Nordsøen, boreplatforme, øvrige platforme samt skibe, som er tilknyttet efterforskningen og produktionen af olie og gas, er arbejdsplads for omkring 2000 personer. Der arbejdes i holdskift, så der til stadighed opholder sig ca. 600 personer offshore. De større produktionsanlæg er forsynet med et beboelsesmodul, som ud over kontorer og andre funktionsrum indeholder soverum og kantine- og fritidsfaciliteter for de ansatte.

Arbejdstid

Den daglige arbejdstid offshore er typisk 12 timer. På produktionsplatformene er arbejdsturnusen normalt 14 dages arbejde offshore efterfulgt af 3 uger på land, hvor man har fri. På boreplatforme varierer turnus, idet arbejdsperioden offshore kan være op til 3 uger efterfulgt af 3 ugers fri. På skibe følger arbejdstidsmønstret søfarten generelt.

Arbejds- og fritidsmiljø

Der udføres et stort arbejde for at skabe et sikkert og sundt miljø offshore, både på arbejdet og i fritiden. Det sker, som på land, i et samarbejde mellem virksomheden og de ansatte gennem en sikkerhedsorganisation. Dette arbejde har givet gode resultater, blandt andet i form af få arbejdsskader, se afsnittet om anmeldelser af arbejdsskader.

Som på arbejdspladserne på land er der risiko for, at man under arbejdet bliver udsat for forskellige sundhedsskadelige påvirkninger såsom kemikalier, støj, tunge løft m.v. Derudover er der risiko for arbejdsulykker.

På anlæggene er der under normal drift mange forskellige typer arbejdsopgaver, såsom kontrolrumsarbejde, kontorarbejde, håndtering af kemikalier, kontrol og fejltretning af udstyr samt vedligeholdelsesarbejde, som blandt andet omfatter svejsning, stilladsarbejde og malearbejde. I den tilhørende beboelse er der en række servicefunktioner knyttet til køkkenfaciliteterne samt rengøring, linnedskift, tøjvask m.v. Endvidere er der håndtering af flere typer affald, inden dette bringes i land.

Støj er et væsentligt problem på offshoreanlæg, dels på grund af den kompakte konstruktion af procesudstyret og dels på grund af, at udstyret er monteret på en stålkonstruktion.

På boreplatformene er den væsentligste arbejdsopgave borearbejdet, hvor man stadig i de fleste tilfælde håndterer borerørene manuelt. Derved kan arbejdstagerne blive udsat for muskel- og skeletbelastninger. Endvidere kan man blive udsat for påvirkninger fra boremudderet under arbejdet og ved fremstillingen og tilsætning i borehullet. Støj er også her en betydelig faktor på boredækket og i *shale shaker* rummet, hvor det udborede materiale skilles fra boremudderet, som genbruges. På enkelte nyere boreplatforme er borearbejdet automatiseret, så de nævnte påvirkninger ikke forekommer i samme grad.

Arbejdspladserne offshore adskiller sig fra arbejdspladserne i land, idet de ansatte bor på anlæggene. Der er desuden ikke umiddelbart mulighed for at komme væk, hvis der opstår en faresituation. Det er derfor fundet nødvendigt at etablere et system, som sikrer, at der handles koordineret i en faresituation, som eventuelt



kan medføre en evakuering af anlægget. Dette sker gennem en beredskabsplan, som holdes vedlige gennem regelmæssige øvelser.

På anlæggene er der mulighed for behandling af lettere sygdomme og skader hos de ansatte, i det omfang dette ikke kræver evakuering til land. Der er ansat en sundhedsmedarbejder, en *medic*, på hvert anlæg, som i samarbejde med sikkerhedsorganisationen varetager disse opgaver. Der er i den forbindelse etableret et behandlingsrum med nødvendig medicin og udstyr.

Operatørerne på produktionsanlæggene og den driftsansvarlige for boreplatforme og andre flytbare anlæg skal i henhold til lovgivningen (Bekendtgørelse nr. 127 af 6. marts 1996 om arbejdets udførelse m.v. på havanlæg) vurdere de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på arbejdspladsen. Som opfølgning på vurderingen skal der udarbejdes en handlingsplan for, hvordan og hvornår eventuelle farer imødegås mest muligt. Dette skal ske i form af en sikkerhedsredegørelse, der vurderer risici for store ulykker, samt en arbejdspladsvurdering (APV), hvor arbejdsmiljørisiciene vurderes. Der skal endvidere være etableret et sikkerhedsledelses-system, som indeholder en såkaldt kontrolordning, der skal sikre og dokumentere, at lovgivningen overholdes.

I 2000 er der i tilsynet blevet fokuseret på selskabernes gennemførelse af arbejdspladsvurderinger (APV) på de faste installationer samt på de boreplatforme, der opererer på dansk område. APV-indsatsen forventes både på kortere og på længere sigt at føre til betydelige forbedringer af såvel fysiske som organisatoriske forhold på havanlæggene.

MILJØPÅVIRKNINGER FRA ANLÆG

Aktiviteterne på anlæggene medfører, at der sker udledning til havet af forskellige stoffer. Gennem tekniske foranstaltninger søges denne udledning begrænset mest muligt.

Fra produktionsanlæggene udledes en væsentlig del af det vand, som produceres sammen med olien og gassen, til havet. Vandet skilles fra olien og gassen i en separator, og efter en yderligere rensning af vandet udledes dette. Det udledte vand indeholder små mængder af den producerede olie og tilsatte produktionskemikalier. Der er fastsat en international grænseværdi for indholdet af olie i det udledte vand. Denne grænseværdi er løbende under vurdering gennem den internationale miljøkommission, Oslo-Pariskommissionen (OSPAR). Endvidere fastsætter Miljøstyrelsen konkrete vilkår for udledning af øvrige stoffer med det udledte vand.

Der udledes CO₂, NO_x samt forskellige andre stoffer til luften som følge af energiproduktion til driften af anlæggene. Desuden sker der afbrænding af gas af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. Udledningen til luften af forbrændingsprodukter søges nedbragt ved effektivisering af energiproduktionen samt anvendelse af udstyr, der reducerer behovet for afbrænding af gas.

REGULERING OG TILSYN

Arbejds miljø samt sikkerheds- og miljømæssige forhold i forbindelse med konstruktion og drift af udstyr på produktionsanlæg, boreplatforme og øvrige platforme samt arbejdsmiljøet på skibe, der er tilknyttet olie- og gasvirksomheden, er reguleret af Lov om visse havanlæg, havanlægsloven, fra 1981. Lovgivningen svarer over-

ordnet set til arbejdsmiljølovgivningen på land, men er tilpasset de specielle forhold offshore.

Miljømæssige forhold er reguleret af en række forskellige love. Reguleringen af udledning til havet sker gennem havmiljøloven, som administreres af Miljøstyrelsen. Den tekniske udformning af anlæggene reguleres gennem havanlægsloven, så anvendelse af den bedst tilgængelige teknik (BAT – best available technique) til nedbringelse af udledningen til havet sikres. Beredskabet i tilfælde af forurening af havet fra anlæggene reguleres ligeledes af havanlægsloven. Krav om vurdering af virkninger på miljøet, VVM, er fastsat i undergrundsloven.

Tilsynet med sikkerhed, sundhed og miljø varetages af Energistyrelsen, Søfartsstyrelsen og Miljøstyrelsen samt for særlige områder af en række andre myndigheder. Fordelingen af tilsynsopgaverne er beskrevet i boks 3.1. I praksis samarbejder myndighederne om tilsynet.

Arbejdspladserne offshore er, i lighed med arbejdspladserne inden for sø- og luftfart, således ikke omfattet af arbejdsmiljøloven og Arbejdstilsynets tilsyn.

HÆNDELSER PÅ ANLÆG I 2000

Faste havanlæg defineres som produktionsanlæg, hvorfra der indvindes olie og gas samt rørledninger. I den danske del af Nordsøen findes der ved udgangen af 2000

Boks 3.1 Tilsyn med sikkerhed, sundhed og miljø

Energistyrelsen:

- Arbejdsmiljø og velfærdsforanstaltninger samt sikkerhedsmæssige forhold i forbindelse med konstruktion og drift af produktionsanlæg.
- Miljømæssige foranstaltninger på anlæggene.
- Vurdering af Virkning på Miljøet (VVM).

Søfartsstyrelsen:

- Konstruktion, styrke, flydeevne, indretning og udstyr af maritim karakter på boreplatforme og andre flytbare anlæg.
- Redningsmidler og udsættelsesarrangementer for disse på produktionsanlæg.

Miljøstyrelsen:

- Udledning til havet fra anlæggene.
- Beredskab i tilfælde af forurening af havet fra anlæggene.

Fødevareministeriet:

- Fødevarerikkerhed.

Sundhedsstyrelsen:

- Medics funktion og behandlingsrummets indretning og udstyr.
- Radioaktive kilder.

Statens Luftfartsvæsen

- Helikoptersikkerhed, herunder helidæk.

42 platforme og mange hundrede kilometer rørledning, som transporterer olie, gas og vand mellem felterne og til land. Desuden er et felt udbygget med en undersøisk installation, og to felter er forsynet med olielageranlæg på havbunden.

Flytbare havanlæg omfatter boreplatforme, rørlægningsfartøjer, kranfartøjer samt beboelsesplatforme/fartøjer. Herudover er også omfattet skibe, som anvendes i forbindelse med efterforskning eller indvinding af olie og gas f.eks. i forbindelse med konstruktion af et fast havanlæg. I boks 3.2 er en liste over de flytbare anlæg, som har været på dansk område i 2000.

Nedenfor er beskrevet nogle af de væsentligste begivenheder på anlæggene i 2000 inden for områderne sikkerhed, sundhed og miljø.

Boks 3.2 Flytbare havanlæg på dansk område i 2000

BOREPLATFORME

Mærsk Olie og Gas

Til udførelse af produktionsboringer på forskellige felter og til efterforskningsboring anvendte Mærsk Olie og Gas følgende boreplatforme:

Mærsk Endeavour, hele året

Maersk Exerter, hele året

Transocean Shelf Explorer, hele året

Noble Byron Welliver, hele året

ENSCO 71, fra sidst i december

Amerada Hess

Til udførelse af produktionsboringer på Syd Arne feltet anvendte Amerada Hess i samarbejde med DONG E & P boreplatformen:

Noble Kolskaya, hele året

DONG E & P

Til efterforskningsboring i forskellige licensområder anvendte DONG E & P dels som operatør og dels som samarbejdspartner for andre operatører boreplatformen:

ENSCO 70, fra midt i april

Statoil Efterforskning og Produktion

Statoil har ikke udført boreoperationer i den danske sektor, men boreplatformen:

Noble George Sauvageau var opstillet ved Siri feltet til midt i februar (ventede på vejr, som tillod at flytte boreplatformen).

ANDRE FLYTBARE HAVANLÆG

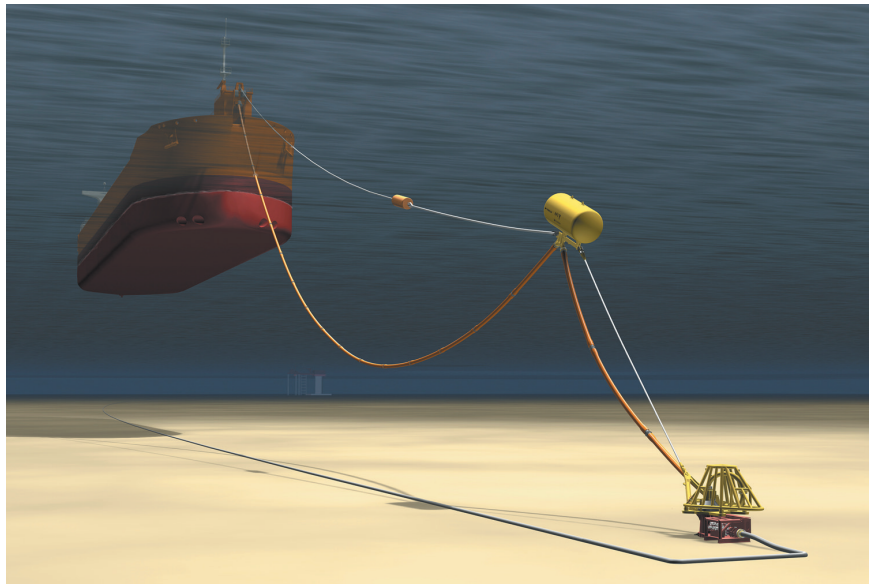
Mærsk Olie og Gas

Til lægning af rørledninger i forbindelse med Halfdan projektet anvendtes rørlægningsfartøjet:

Seaway Falcon, til begyndelsen af februar

For installation af Halfdan platform anvendtes kranfartøjet:

SSCV Tbialf, 7 dage i september



Uheld under lastning af tankskib på Syd Arne

På Siri og Syd Arne felterne er der etableret olielageranlæg på havbunden til opbevaring af den producerede olie. På begge felter er der i forbindelse med det undersøiske lageranlæg etableret bøjelastningssystem for den producerede olie af typen SAL (Single Ancher Loading).

I SAL bøjelastningssystemet er rørledningen fra olielageret forbundet via et drejeled med en påfyldningsslange, som tilkobles tankerens påfyldningsstuds. Drejeledet er forankret i havbunden, og det fungerer desuden som fastgøringspunkt for den fortøjning, som holder tankeren på plads under lasteoperationen. Ved at benytte et drejeled som forankringspunkt opnås, at slange og fortøjningspunkt følger med, hvis tankerens position ændres under lasteoperationen.

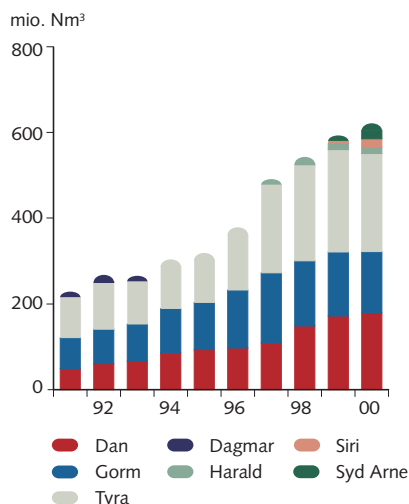
I forbindelse med overførsel af råolie fra Syd Arne feltets lagertank til Shuttle Tanker *Nordic Savonita* den 7. maj 2000 skete et olieudslip til havet på ca. 640 m³. Olieudslippet skyldtes en lækage i SAL systemets slangeforbindelse mellem det undersøiske drejeled og tankerens påfyldningsstuds. Lækagen opstod som følge af en fejlbetjening af systemet.

Olieudslippet blev opdaget af vagtskibet *Esvagt Gamma*, som assisterede ved operationen i forbindelse med overførslen af olie fra Syd Arne feltets lagertank til tankeskibet. Umiddelbart efter at olieudslippet var observeret, blev lasteoperationen afbrudt, og beredskabet til oliespildsbekæmpelse blev aktiveret.

Herigennem lykkedes det at opsamle ca. 240 m³ af den spildte olie svarende til ca. 38%. Den resterende del af den spildte olie blev opløst i havet og/eller forsvandt som følge af fordampning.

Efter uheldet har Amerada Hess ApS sammen med repræsentanter fra leverandøren af SAL systemet, repræsentanter fra hjælpefartøjet og tankeskibet gennemgået hændelsesforløbet ved uheldet. På baggrund af denne gennemgang har Amerada Hess ApS gennemført en række ændringer i SAL systemets konstruktion og af driftsprocedurerne. Energistyrelsen har sammen med Miljøstyrelsen fulgt selskabets evaluering af uheldet.

fig. 3.1 Brændstofforbrug



Der har under arbejdet med at evaluere uheldet ligeledes været en tæt kontakt til Statoil, som er operatør på Siri feltet. Det må forventes, at Statoil også vil gennemføre tilsvarende ændringer i konstruktionen og i driften af SAL systemet på Siri feltet.

Lækage i rørledningen Kraka-Dan

Ved en rutinemæssig undervandsinspektion af den 9 km lange 10" rørledning mellem Kraka A og Dan FA platformene opdagede Mærsk olie og Gas AS, at der sivede gasbobler op fra havbunden.

En frilægning af rørledningen på det pågældende sted viste et mindre hul på rørledningen. Det blev derfor besluttet af foretage en midlertidig reparation af hullet ved at spænde en muffe uden på rørledningen. Efter en trykprøvning blev transporten af produktionen gennem rørledningen genoptaget ved et reduceret tryk.

En nærmere undersøgelse viste, at hullet i rørledningen med stor sandsynlighed skyldtes høj bakteriel aktivitet i rørledningen. Operatøren overvejer for nærværende, om dele af rørledningen skal udskiftes.

På baggrund af hændelsen på Kraka ledningen er det mellem Energistyrelsen og Mærsk olie og Gas AS blevet aftalt, at selskabet i 2001 skal gennemføre indvendig inspektion ved hjælp af *intelligent pigging* på et antal af selskabets rørledninger i Nordsøen med tilsvarende driftsform (multifase interfield rørledninger).

Nedsynkning af Tyra feltet

Indvindingen af kulbrinter fra Tyra feltet sker under reduktion af trykket i de kulbrinteførende kalklag. Dette fører til en sammensynkning af lagene (kompaktion), der på toppen af lagpakken viser sig som nedsynkning af havbunden. På platforme, der står på havbunden, vil dette opleves som en stigning af havoverfladen, hvorved bølgeslagene efterhånden vil belaste konstruktionerne højere oppe. Denne ændrede belastning på platformene kræver en revurdering af disses styrkeforhold. Resultaterne af et sådant analysearbejde kan medføre, at det er nødvendigt at ændre platformenes bærende konstruktionsdele for at sikre, at disse har den nødvendige styrke til at kunne modstå det ændrede belastningsmiljø.

Nedsynkning af havbunden på Tyra feltet er foregået siden produktionen blev indledt i midten af 80'erne, og den samlede nedsynkning er på nuværende tidspunkt godt 2 meter. På Tyra Vest A platformen er forstærkning af platformen blevet indledt i 1999 ved udfyldning af tre hule konstruktionselementer med beton.

Det igangværende analysearbejde forventes at resultere i yderligere tiltag til forstærkning af platformene i de kommende år. Som konsekvens af platformenes nedsynkning kan det endvidere blive aktuelt at gennemføre ændringer i benyttelsen af platformene. Det kan således blive nødvendigt at flytte udstyr væk fra platformenes nederste dæk på grund af forringelse af sikkerheden for personer og udstyr.

Forstærkning af de ældre platforme på Dan feltet

På Dan feltet stammer en del af platformene fra 1970'erne. Beregninger har vist, at disse platformes styrkeforhold ikke i alle tilfælde vil være tilstrækkelige til at modstå de maksimale bølgebelastninger. Dan B komplekset har derfor været underlagt krav fra Energistyrelsens side om afmanding i tilfælde af vejrforhold med bølgehøjder over en vis størrelse.

Nyere analyser har imidlertid vist, at det er muligt at forstærke platformskonstruktionen, så der opnås tilstrækkelig sikkerhed under belastning af 50-års bølgepå-

fig. 3.2 Gasafbrænding

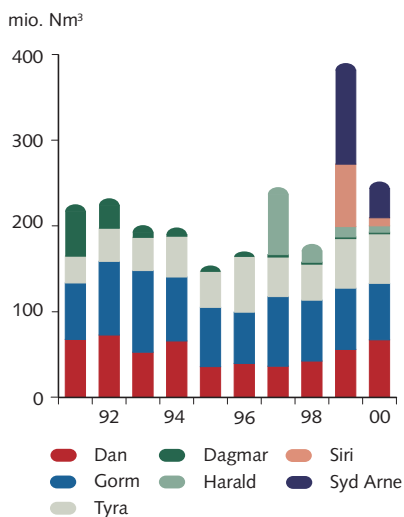
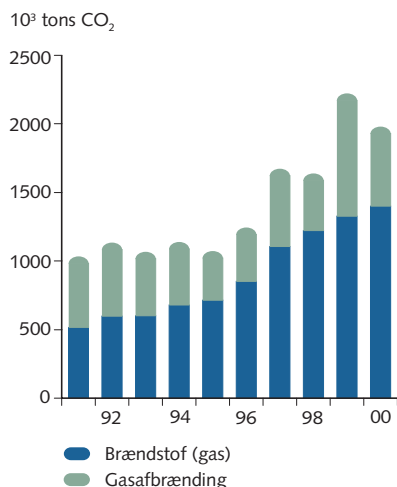


fig. 3.3 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



virkning, som er et almindeligt accepteret designkriterium. Disse konstruktionsændringer er gennemført i 2000 ved forstærkning af 28 konstruktionselementer med højstyrkebeton.

Forstærkningen af platformenes konstruktionsmæssige egenskaber har medført, at Energistyrelsen har godkendt, at bemanningen på Dan B komplekset fremover kan opretholdes under vejrforhold, som tidligere nødvendiggjorde platformenes evakuering.

Nye boreplatforme på dansk område

Selskabet ENSCO bragte i 2000 to jack-up boreplatforme i anvendelse på dansk område. Beboelsen på disse platforme levede ikke op til danske regler med hensyn til størrelse og funktion af blandt andet rekreativsområder. I samarbejde mellem selskabet og Energistyrelsen blev der fundet løsninger, som uden store operationelle påvirkninger kunne mindske de væsentligste afvigelser.

Samtidig blev der fundet løsninger, som forventes at kunne bringe forholdene i fuld overensstemmelse med danske regler. Dette vil dog forudsætte så store ombygningsarbejder, at de ikke kan gennemføres, mens platformene arbejder.

Platformene fik ibrugtagningstilladelser baseret på, at de væsentligste afvigelser umiddelbart blev fjernet. Desuden blev der med selskabet ENSCO indgået aftale om, at de større ombygninger vil finde sted i henholdsvis sommeren 2001 og foråret 2002.

UDVIKLING I CO₂-UDLEDNING

Gasforbrug til energiproduktion samt gasafbrænding

Ved produktion og transport af olie og gas forbruges betydelige energimængder. En del af den producerede gas anvendes til brændstof i gasturbiner, som driver elgeneratorer, gaskompressorer samt vandinjektionspumper. Samtidig er det nødvendigt at afbrænde en del gas, som af sikkerhedsmæssige eller tekniske grunde ikke kan nyttiggøres.

Anlæggene i Nordsøen udleder CO₂-mængder, som afhænger af produktionens størrelse og af anlægstekniske og naturgivne forhold. I forhold til produktionens størrelse er der i den danske del af Nordsøen mange produktionsanlæg. Dette reducerer mulighederne for energimæssig effektivisering.

Forbruget af gas til brændstof på procesanlæggene og den afbrændte gasmængde gennem de seneste 10 år er illustreret på figurerne 3.1 og 3.2.

Det fremgår af figurerne, at der som følge af den stigende produktion er sket en betydelig stigning i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg i Nordsøen gennem de seneste 10 år. Mængden af afbrændt gas i 1999 lå betydeligt over de foregående år, men i 2000 ligger afbrændingen igen på niveau med de tidligere år. Den ekstraordinært store gasafbrænding i 1999 skyldtes store indkøringsproblemer med de nye produktionsanlæg på Siri og Syd Arne felterne.

CO₂-udledningen i 2000

Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med ca. 3% af den samlede CO₂-udledning i Danmark. Udviklingen i CO₂-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1991 er vist på figur 3.3. Det ses, at den samlede udledning i 2000 udgjorde ca. 2,0 mio. tons CO₂. Dette er et fald på ca. 0,2 mio. tons eller 10% i forhold til 1999.

fig. 3.4 CO₂-udledning fra brændstofforbrug

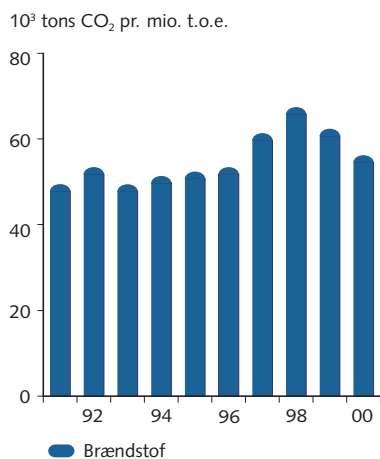
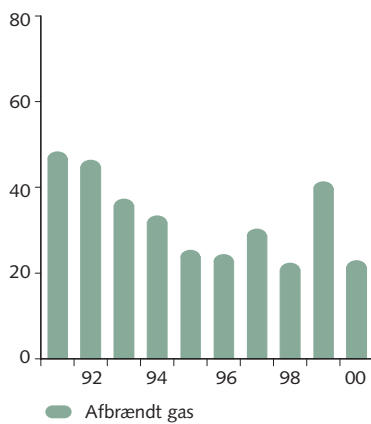


fig. 3.5 CO₂-udledning fra gasafbrænding

10³ tons CO₂ pr. mio. t.o.e.



Brændstofforbruget på produktionsanlæggene i Nordsøen og den deraf følgende CO₂-udledning har siden 1991 udviklet sig som vist på figur 3.4 vurderet i forhold til produktionens størrelse.

Det fremgår således af figuren, at CO₂-udledningen fra brændstofforbruget vurderet i forhold til produktionens størrelse har udvist en svagt stigende tendens gennem perioden 1991 til 2000. Fra at have ligget på ca. 50.000 tons CO₂ pr. mio. t.o.e. indtil 1996 steg brændstofforbruget i forhold til produktionens størrelse i perioden 1997-99 med 10-15%. I 2000 er det specifikke forbrug faldet igen, så det nu kun ligger ca. 5% over, hvad det lå på i begyndelsen af årtiet.

CO₂-udledningen fra gasafbrændingen i forhold til produktionens størrelse har udvist en stadigt faldende tendens siden begyndelsen af 1990'erne, bortset fra i 1997 og 1999, hvor indkøringen af nye felter som Harald, Siri og Syd Arne midlertidigt medførte ekstraordinær stor gasafbrænding, se figur 3.5. I 2000 tangerer mængden af CO₂ udledt i forhold til produktionens størrelse igen bundrekorden fra 1998, hvor CO₂-udledningen udgjorde ca. 22.000 tons pr. mio. t.o.e.

ANMELDELSE AF ARBEJDSKADER

Arbejdsulykker

Anmeldelse af en arbejdsulykke offshore skal ske til Energistyrelsen. Anmeldelse skal ske, hvis den tilskadekomne har været uarbejdsdygtig i én dag eller mere ud over tilskadekomstdagen.

Energistyrelsen har i 2000 modtaget 18 anmeldelser af arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis ni arbejdsulykker på flytbare enheder og ni på produktionsanlæg. Ingen af ulykkerne har medført død eller alvorlig invaliderende personskaade.

De ni ulykker på flytbare enheder skete alle på boreplatforme, heraf er seks oplyst at være sket i forbindelse med arbejde på boredæk og i boretårn, én i maskinrum, mens to er uoplyst. Hovedparten af ulykkerne skete i forbindelse med håndtering af borerør og øvrigt udstyr.

For de flytbare enheders vedkommende blev der angivet et forventet fravær på:

4-14 dage:	5 anmeldelser
2-5 uger:	1 anmeldelse
Mere end 5 uger:	3 anmeldelser

tabel 3.1 Ulykkesfrekvens for anlæg, pr. mio. arbejdstimer

År	Produktionsanlæg	Flytbare anlæg
1991	9,0	7,4
1992	7,1	11,5
1993	8,9	5,7
1994	5,5	13,5
1995	3,3	5,3
1996	6,3	5,4
1997	0,8	6,3
1998	8,8	5,9
1999	4,0	4,5
2000	4,1	4,8

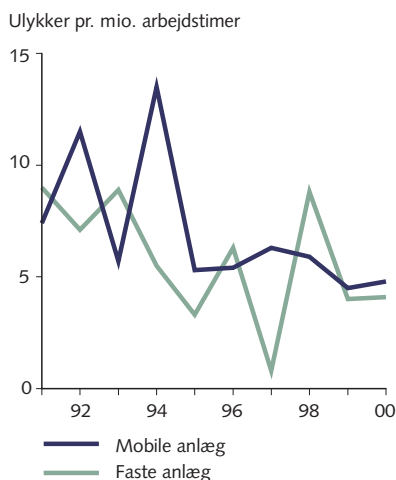
Anmeldelserne for produktionsanlæg omfatter ulykker opstået under drift og vedligeholdelse af anlæggene. Tilknyttede indkvarteringsenheder henregnes under produktionsanlæg, men der blev ikke rapporteret ulykker på disse i 2000.

Af de ni ulykker på produktionsanlæg skyldtes tre snublen eller fald i forbindelse med færden på anlægget, mens resten er fordelt på: tunge løft (1), stød mod genstande (2), klemning (2) og andre årsager (1).

For disse ulykker var der oplyst følgende forventede fravær:

1-3 dage:	2 anmeldelser
4-14 dage:	2 anmeldelser
2-5 uger:	2 anmeldelser
Mere end 5 uger:	3 anmeldelser

fig. 3.6 Ulykkesfrekvens for havanlæg



Ulykkesfrekvens

Sættes antallet af anmeldte arbejdsulykker på de faste produktionsanlæg i relation til antallet af udførte arbejdstimer (2,18 mio.), fås en ulykkesfrekvens på 4,1 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Tilsvarende fås for de flytbare anlæg, hvor antallet af arbejdstimer i 2000 udgjorde 1,88 mio., en ulykkesfrekvens på 4,8 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Ulykkesfrekvensen for boreplatforme alene var på 4,9 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Der blev ikke i 2000 registreret arbejdsulykker på andre flytbare anlæg, hvor antallet af arbejdstimer udgjorde ca. 44.000. Antallet af arbejdstimer er oplyst fra selskaberne (ca. 12 timer pr. døgn).

Ulykkesfrekvensen i perioden 1991 til 2000 for de faste produktionsanlæg med tilknyttede indkvarteringsenheder og flytbare anlæg er vist i tabel 3.1 og figur 3.6. I forhold til ulykkesfrekvensen på sammenlignelige landbaserede virksomheder er ulykkesfrekvensen offshore meget lav.

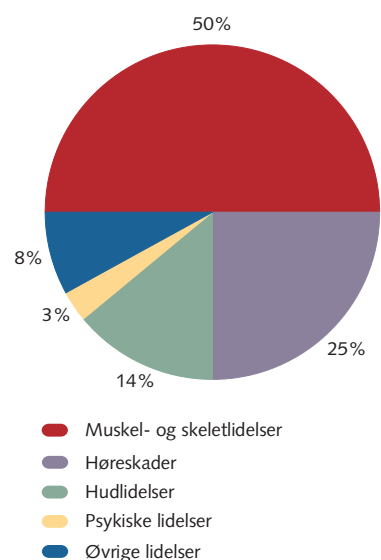
Arbejdsbetingede lidelser

Hvis en læge har mistanke om eller kan konstatere, at en lidelse hos en patient kan henføres til arbejde på et offshoreanlæg, skal der ske underretning af Energistyrelsen. Antallet af sådanne anmeldelser har været ganske få. I 2000 modtog Energistyrelsen kun én anmeldelse, der blev rapporteret af Statens Institut for Strålehygiejne. Anmeldelsen omhandlede bestråling over anbefalet niveau ved arbejde på en boreplatform. Siden 1993 har Energistyrelsen i alt modtaget 37 anmeldelser. I figur 3.7 er fordelingen af disse anmeldelser på hoveddiagnoser vist.

Anmeldelse af tæt-på situationer

Indtræden af en farevoldende begivenhed, en såkaldt *tæt-på situation*, anmeldes til Energistyrelsen. I 2000 modtog Energistyrelsen, som det fremgår af tabel 3.2, i alt fire anmeldelser af *tæt-på situationer*. De fire anmeldelser vedrører samme anlæg, hvor antallet af arbejdstimer i 2000 udgjorde 0,34 mio. Det medfører en frekvens af *tæt-på situationer* på 11,6 pr. mio. arbejdstimer.

fig. 3.7 Antal arbejdsbetingede lidelser anmeldt for årene 1993-2000

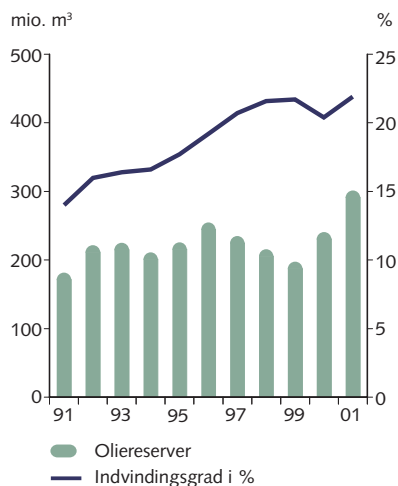


Tabel 3.2 Anmeldte tæt-på situationer i 2000

Type anlæg	Årsag	Hændelse	Skade
Boreplatform	Defekt overgangsstykke til topdrive	Udslip af 3,5 m ³ råolie og 6500 Nm ³ gas fra borestrengen	Ingen
Boreplatform	Forkert forankring af løftestropper	En palle med rør skulle løftes vha. kran. Løftestropperne var forkert placeret og 3 rør faldt af pallen	Materiel skade
Boreplatform	Forkert procedure	Under sænkning af borestreng, fiskede boremotoren en spil-wire i boreårnet. Herved blev blæser-slangen revet af og faldt ned på boredækket	Materiel skade
Boreplatform	Metaltræthed	Pga. metaltræthed knækkede 4 bolte. En stopper inkl. monteringsplade og bolte faldt ned	Materiel skade

4. RESERVER

fig. 4.1 Oliereserver og indvindingsgrad



Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse over de danske olie- og gasreserver.

Energistyrelsens opgørelse pr. 1. januar 2001 viser en stigning i oliereserverne på 26% i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 2000, mens gasreserverne er stort set uændrede. Stigningen i oliereserverne skyldes hovedsagelig en opskrivning af reserverne på Halfdan feltet. Endvidere er reserverne på adskillige felter blevet revurderet.

Oliereserverne er i år opgjort til 299 mio. m³, og dette er en stigning på 61 mio. m³. Den rekordstore produktion i 2000 udgjorde 21,1 mio. m³, og derfor er forventningen til den samlede indvinding af olie i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med i alt 82 mio. m³.

STØRSTE OLIERESERVER NOGENSINDE

Oliereserverne på 299 mio. m³ olie er de største, der nogensinde er opgjort af Energistyrelsen. På trods af at olieproduktionen i 2000 var rekordstor, bliver opskrivningen af reserverne med 61 mio. m³ også den største, der nogensinde er foretaget af Energistyrelsen.

Oliereserverne har siden 1990 været opgjort til omkring 200 mio. m³ og har altså været nogenlunde konstante. Med reserver på 299 mio. m³ afviger nærværende opgørelse markant fra denne tendens, se figur 4.1.

Den samlede indvindingsgrad, som er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder, er steget fra 20% til 22% i forhold til sidste års opgørelse, se figur 4.1. Dette skyldes hovedsagelig en revurdering af reserverne på adskillige felter, blandt andet Halfdan.

Set i et større tidsperspektiv er indvindingsgraden siden 1990 steget fra 14% til 22%, altså en stigning på godt 50% som følge af yderligere udbygning af felterne med vandrette brønde og vandinjektion.

R/P-forhold og produktion

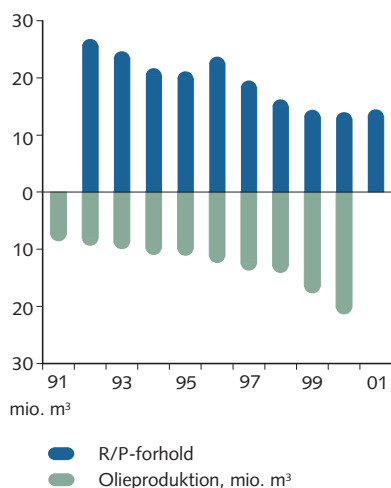
Oliereserverne kan sættes i et tidsmæssigt perspektiv ved at beregne forholdet mellem reserven og det forrige års produktion. Herved fås det såkaldte $R(\text{reserve})/P(\text{produktion})$ -forhold, som er et mål for, hvor mange år olieproduktionen beregningsmæssigt kan opretholdes på det pågældende niveau.

R/P-forholdet er 14 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse. Dette betyder, at en olieproduktion på 2000-niveau beregningsmæssigt ville kunne opretholdes i de næste 14 år.

Størrelsen af R/P-forholdet er siden 1990 faldet fra 28 til 14. Det faldende R/P-forhold skyldes hovedsagelig den stærkt stigende produktion. Produktionen er tredoblet i dette tidsrum, se figur 4.2.

Hvis vurderingen af reserverne ikke var ændret siden 1990, ville det betyde, at reserverne i 2001 var blevet reduceret til 43 mio. m³ på grund af produktionen. R/P-forholdet for disse reserver ville svare til, at en produktion på 2000-niveau kun kunne opretholdes i 2 år.

fig. 4.2 R/P-forhold og olieproduktion



R/P-forholdet anvendes ofte, fordi det giver et sammenligneligt mål for, hvor langt reserverne rækker. Det kan imidlertid ikke erstatte en egentlig prognose, især ikke hvis der forventes store variationer i størrelsen af den fremtidige produktion, se også afsnittet om 20 års prognosen og figur 4.6.

RESERVEOPGØRELSE

De opgjorte reserver er de mængder af olie og gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi i anborede strukturer, hvor der er påvist kulbrinter.

Den del af de tilstedeværende mængder, der kan produceres i hele feltets levetid, betegnes som den endelige indvinding. Forskellen mellem den endelige indvinding og den mængde, der er produceret på et givet tidspunkt, udgør således reserven.

Boks 4.1 Reservekategorier

Ved reserveberegninger benyttes en metode, som tilgodeser, at der er usikkerhed forbundet med alle de parametre, som indgår i beregningen. For hvert olie- og gasfelt resulterer beregningerne i et sæt reservetal, hvori indgår tre værdier: *Lav, forventet og høj*, som udtrykker et interval for det pågældende felts olie- og gasreserver.

Igangværende indvinding

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

Besluttet indvinding

Hvis der foreligger en godkendt indvindingsplan eller dele af en godkendt plan, hvor produktion endnu ikke er påbegyndt, klassificeres de tilhørende reserver som besluttet indvinding.

Dette gælder udbygning af nye felter såvel som supplerende udbygninger og ændringer af eksisterende installationer.

Planlagt indvinding

Planlagt indvinding omfatter projekter, som er beskrevet i en indvindingsplan, der er under behandling hos myndighederne. For fund, hvor der er afgivet en positiv kommercialitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver ligeledes som planlagt indvinding.

Mulig indvinding

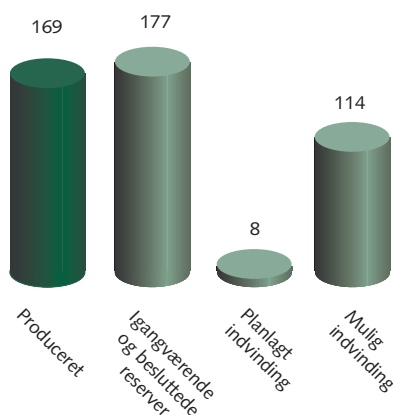
Mulig indvinding omfatter produktion under anvendelse af kendt teknologi, dvs. teknologi, som i dag anvendes i områder, hvor forholdene er sammenlignelige med forholdene i Nordsøen. Dette kan for eksempel være vandinjektion i større skala end hidtil eller mere udbredt anvendelse af vandrette brønde.

For fund, hvor der endnu ikke er afgivet kommercialitetserklæring, klassificeres reserverne under mulig indvinding. I denne kategori inddrages også indvinding fra fund, som er vurderet ikke at være kommercielle.

tabel 4.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 2001

	OLIE, mio. m ³				GAS, mia. Nm ³				
	Endelig indvinding				Endelig indvinding				
	Produceret	Reserver			Produceret	Reserver			
Lav		Forv.	Høj	Lav		Forv.	Høj		
Igangværende og besluttet indvinding:					Igangværende og besluttet indvinding:				
Adda	-	1	1	1	Adda	-	0	0	1
Alma	-	0	1	1	Alma	-	1	1	2
Boje omr.	-	0	0	1	Boje omr.	-	0	0	0
Dagmar	1	0	0	0	Dagmar	0	0	0	0
Dan	50	25	55	87	Dan	16	3	9	14
Elly	-	0	1	1	Elly	-	2	5	7
Gorm	40	6	12	21	Gorm	5	1	1	2
Halfdan	1	25	41	60	Halfdan	0	4	5	8
Harald	5	3	4	5	Harald	10	11	14	18
Igor	-	0	0	0	Igor	-	1	2	4
Kraka	3	1	3	5	Kraka	1	0	1	2
Lola	-	0	1	1	Lola	-	0	0	0
Lulita	1	0	1	1	Lulita	0	0	1	1
Regnar	1	0	0	0	Regnar	0	0	0	0
Roar	2	1	2	2	Roar	7	3	7	11
Rolf	4	0	1	2	Rolf	0	0	0	0
Siri	4	2	3	5	Siri	-	-	-	-
Skjold	31	5	13	20	Skjold	3	0	1	2
Svend	4	0	1	2	Svend	0	0	0	0
Syd Arne	3	17	32	*	Syd Arne	1	5	8	*
Tyra	19	3	7	11	Tyra	31	26	30	33
Valdemar	1	1	1	1	Valdemar	0	2	2	4
Sub total	169	177			Sub total	76	86		
Planlagt indvinding:					Planlagt indvinding:				
Amalie	-	1	2	3	Amalie	-	1	3	5
Bertel	-	1	1	2	Bertel	-	0	0	0
Freja	-	1	2	3	Freja	-	0	0	0
Sif	-	0	1	2	Sif	-	2	5	8
Tyra Sydøst	-	1	1	2	Tyra Sydøst	-	5	6	8
Sub total		8			Sub total		15		
Mulig indvinding:					Mulig indvinding:				
Prod. felter	-	47	89	142	Prod. felter	-	10	18	29
Øvr. felter	-	6	11	18	Øvr. felter	-	10	20	33
Fund	-	6	13	26	Fund	-	1	5	11
Sub total		114			Sub total		43		
Total	169	299			Total	76	144		
Januar 2000	148	238			Januar 2000	68	142		

* ikke beregnet

fig. 4.3 Olieindvinding, mio. m³

En beskrivelse af den systematik, som Energistyrelsen anvender ved udarbejdelse af reserveopgørelsen og produktionsprognoserne, er anført i boks 4.1.

Tabel 4.1 viser Energistyrelsens opgørelse over reserver for olie og gas fordelt på felter og kategorier.

For de enkelte felter er der angivet de opgjorte lave, forventede og høje reserve-skøn for at illustrere den usikkerhed, som er forbundet med opgørelsen. Ved en vurdering af Danmarks samlede reserver er det ikke realistisk at forudsætte, at det lave henholdsvis det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det samlede reservepotentiale for et stort antal felter bør derfor baseres på de forventede skøn.

Det fremgår af figur 4.3, at de forventede oliereserver udgør mellem 185 og 299 mio. m³. Forskellen på de to tal svarer til de mulige reserver på 144 mio. m³. Reserverne for kategorierne planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt. Reserverne i kategorierne igangværende/besluttet og mulig indvinding er de største, der nogensinde er opgjort af Energistyrelsen.

På tilsvarende måde illustrerer figur 4.4, at de forventede gasreserver udgør mellem 101 og 144 mia. Nm³. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mængder, som kan markedsføres som naturgas, idet differencen udgøres af et fradrag på skønsmæssigt 10-15%, som forbruges eller afbrændes på platformene i forbindelse med produktionen.

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse i januar 2000 er der foretaget en række ændringer. Disse ændringer skyldes nye fund, yderligere produktionserfaringer samt nye modeller af visse af felterne som følge af forbedret kendskab.

De områder, hvor Energistyrelsen har foretaget væsentlige ændringer af reserverne, omtales i det følgende.

Igangværende og besluttet indvinding

I reserveopgørelsen for januar 2000 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget indvindingsbidrag for udbygning af Boje området og Lola samt for videre udbygning af Valdemar og Syd Arne, idet der var fremsendt planer for disse felter. I 2000 er disse planer blevet godkendt, og indvindingen er derfor flyttet til nærværende kategori.

I december 2000 blev der desuden godkendt en videre udbygning af Halfdan, således at reserverne for feltet er blevet forøget.

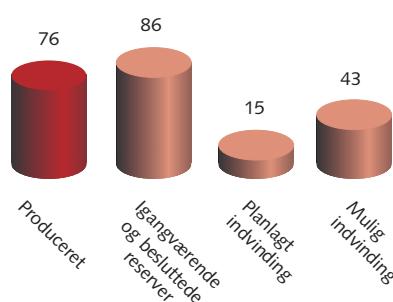
Reserverne på Siri er nedskrevet på grund af produktionserfaringer.

Planlagt indvinding

I december 2000 blev der fremsendt en revideret plan for udbygning af Tyra Sydøst.

Mulig indvinding

Energistyrelsen har vurderet en række muligheder for yderligere indvinding med kendt teknologi. Det vil sige teknologi, som i dag anvendes under forhold, som er sammenlignelige med forholdene i Nordsøen.

fig. 4.4 Gasindvinding, mia. Nm³

På grundlag af reservoirberegninger og overordnede skøn for investeringer, drifts-omkostninger og udvikling i olieprisen vurderes det, at der vil kunne indvindes yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i adskillige af felterne.

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale fra felterne Kraka, Svend, Valdemar, Igor, Sif og Tyra Sydøst.

Endelig er der medtaget en række fund, som er under vurdering, eksempelvis Nini og Cecilie. Kategorien indeholder endvidere fund, som med dagens teknologi og priser vurderes at være ikke-kommercielle.

Den samlede mængde af olie, der kan indvindes under anvendelse af kendt teknologi, svarer kun til ca. 22% af de påviste tilstedeværende mængder på dansk område.

På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes derimod opnået en gennemsnitlig indvinding på 34% af de tilstedeværende mængder under anvendelse af kendte metoder, herunder injektion af gas og vand.

I den samlede olieindvinding er der desuden bidrag fra de relativt store forekomster i Tyra og Valdemar felterne, som grundet de særligt vanskelige indvindingsforhold har relativt lave indvindingsgrader.

tabel 4.2 Olieproduktion, mio. m³

	2001	2002	2003	2004	2005
Igangværende og besluttet:					
Adda	-	-	0,5	0,1	0,0
Alma	-	-	-	0,1	0,1
Boje omr.	-	-	0,1	0,1	0,0
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dan	6,4	5,6	4,9	4,1	3,7
Elly	-	-	-	0,2	0,2
Gorm	2,9	2,4	1,6	1,2	0,9
Halfdan	2,7	3,2	3,2	3,2	3,2
Harald	0,9	0,7	0,5	0,3	0,3
Igor	-	-	-	0,1	0,0
Kraka	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Lola	-	-	0,1	0,1	0,1
Lulita	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Roar	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1
Rolf	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Siri	1,3	0,6	0,4	0,3	0,1
Skjold	1,5	1,2	1,0	1,0	1,0
Svend	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0
Syd Arne	2,5	2,7	2,8	2,7	2,6
Tyra	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8
Valdemar	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2
I alt	20,6	18,7	17,2	15,0	13,7
Planlagt	-	0,2	0,6	0,9	1,2
Forventet	20,6	18,9	17,8	16,0	14,8

PRODUKTIONSPROGNOSE

Energistyrelsen udarbejder på grundlag af reserveopgørelsen prognoser for produktion i forbindelse med den danske indvinding af olie og naturgas.

Den foreliggende 5 års prognose viser Energistyrelsens forventninger til produktionen frem til år 2005. Endvidere er Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år beskrevet.

5 års prognose

5 års prognosen er baseret på samme systematik som reserveopgørelsen og medregner kun projekter til og med kategorien planlagt indvinding.

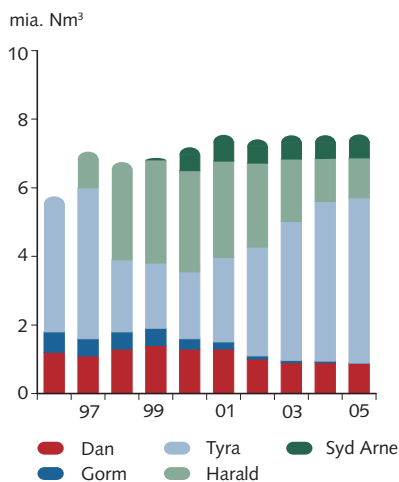
Angående felternes indfasning er der valgt det godkendte eller det tidligst mulige tidspunkt for påbegyndelse af produktion.

Som det fremgår af tabel 4.2, forventes olieproduktionen i 2001 at blive 20,6 mio. m³ svarende til 355.000 tønder olie pr. dag. Herefter forventes produktionen at falde.

I prognosen forudsættes, at olien kan produceres uden kapacitets- eller transportmæssige begrænsninger. Produktionen fra Siri og Syd Arne bliver bøjelastet, og kapaciteten af DONG Olierør A/S' olierørsinstallationer vurderes til ca. 330.000 tønder pr. dag. Kapaciteten er på nuværende tidspunkt under udvidelse til ca. 360.000 tønder pr. dag.

I forhold til prognosen, der blev bragt i Energistyrelsens rapport om olie- og gasproduktionen for 1999, er den forventede produktion opskrevet med i gennemsnit 7,5% i prognoseperioden. Opskrivningen skyldes hovedsagelig, at forventningerne til en videreudbygning af Halfdan feltet er medregnet i prognosen. Desuden er forventningerne til produktionen fra adskillige felter øget.

fig. 4.5 Produktion og prognose for naturgas fordelt på behandlingscentre



I det efterfølgende kommenteres ændringerne i prognosen.

I prognosen for januar 2000 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget forventet produktion for udbygning af Boje området og Lola feltet samt planer for videre udbygning af felterne Valdemar og Syd Arne. Som nævnt i forbindelse med reserveopgørelsen er disse bidrag nu medtaget under kategorien igangværende og besluttet indvinding.

På grund af produktionserfaringer er forventningerne til produktionen opskrevet på felterne Dan, Gorm og Svend, mens de er nedskrevet på Siri og Skjold.

Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til sidste års opgørelse.

Kategorien planlagt indvinding omfatter fremtidig udbygning af Bertel, Freja, Sif og Tyra Sydøst.

Forventningen til produktion af gas er vist på figur 4.5 fordelt på behandlingscentre.

20 års prognose

20 års prognosen er baseret på 5 års prognosens systematik og er således udarbejdet på grundlag af reserveopgørelsen. I modsætning til 5 års prognosen medregnes desuden produktion under kategorien mulig indvinding.

I forbindelse med prognosen til år 2020 er det forudsat, at forløbet af produktionen fastlægges ud fra tekniske forudsætninger, uafhængig af juridiske og operationelle vilkår.

Figur 4.6 angiver to forløb for olieproduktionen. Det planlagte forløb svarer til en forlængelse af forløbet, som er angivet i tabel 4.2, mens det andet forløb i modsætning hertil også inkluderer kategorien mulig indvinding.

fig. 4.6 Prognose for olieproduktion 2001-2020

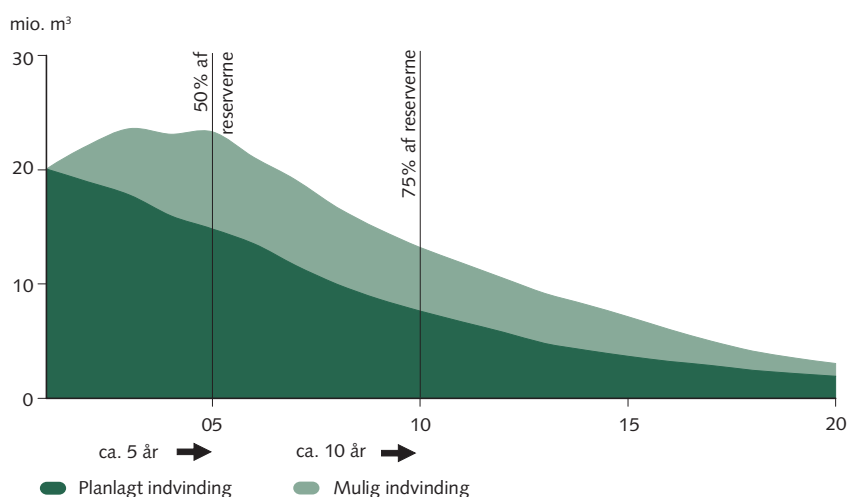
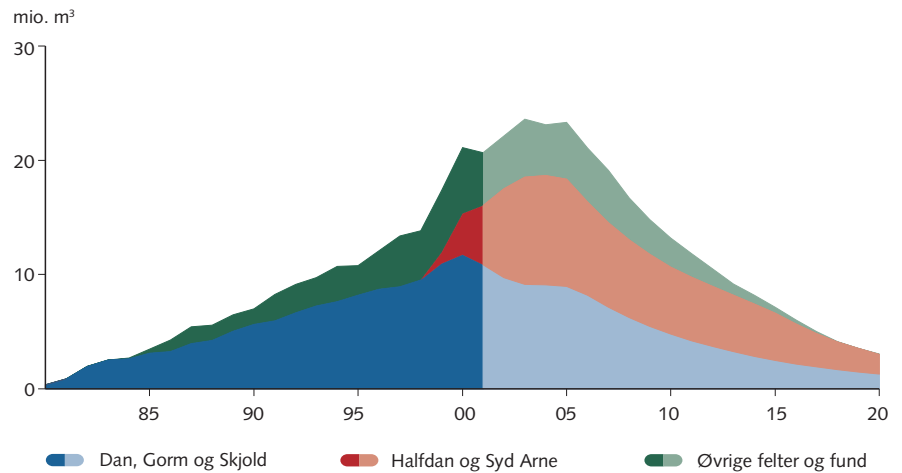


fig. 4.7 Olieproduktion og prognoser for perioden 1981-2020



Produktionspotentialet for kategorien mulig indvinding er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion, hvor der ikke er fremlagt udbygningsplaner.

Energistyrelsen vurderer, at der er et yderligere potentiale for indvinding ved anvendelse af vandinjektion i adskillige felter, og at der er et yderligere potentiale for indvinding fra Kraka, Svend, Valdemar, Igor, Sif og Tyra Sydøst.

Det fremgår af figur 4.6, at olieproduktionen svarende til det planlagte forløb når et maksimum i 2001 på ca. 21 mio. m³, hvorefter produktionen forventes at falde. For det mulige forløb forventes, at produktionen stiger til ca. 23 mio. m³ i 2003. I perioden 2003 til 2005 forventes en næsten konstant produktion på ca. 23 mio. m³, hvorefter produktionen forventes at falde.

Hvis forudsætningerne for prognoserne opfyldes, og hvis der ikke gøres nye fund, vil henholdsvis 50% og 75% af de danske oliereserver være produceret om ca. 5 og ca. 10 år.

Det er karakteristisk, at nogle få felter har produceret størstedelen af den danske olie, og at oliereserverne er koncentreret på forholdsvis få felter.

Dan, Gorm og Skjold er de tre ældste, producerende danske felter. Disse felter har produceret ca. 70% af den samlede olieproduktion, og på grund af udbygning med vandrette brønde og vandinjektion indeholder felterne stadig betydelige reserver, se figur 4.7.

Felterne Halfdan og Syd Arne blev sat i produktion i 1999 og er endnu ikke fuldt udbyggede.

Reserverne i felterne Dan, Gorm, Skjold, Halfdan og Syd Arne vurderes at udgøre omkring 80% af de samlede danske oliereserver. De resterende 20% af reserverne er opgjort for mere end 30 felter og fund.

Selv om prognosen dækker en periode på 20 år, er det kun muligt at forudse udviklingen få år frem. Det ligger således i prognosens metodik, at produktionen må forventes at falde efter en kort årrække.

Det kraftige fald i olieproduktionen kan muligvis opbremses af eventuelle nye fund blandt andet som følge af efterforskningsaktiviteter i 5. runde samt den teknologiske udvikling og forskning. Afsnittet *Ressourcer* giver netop et samlet bud på hvor store ressourcer, der i den danske del af Nordsøen.

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

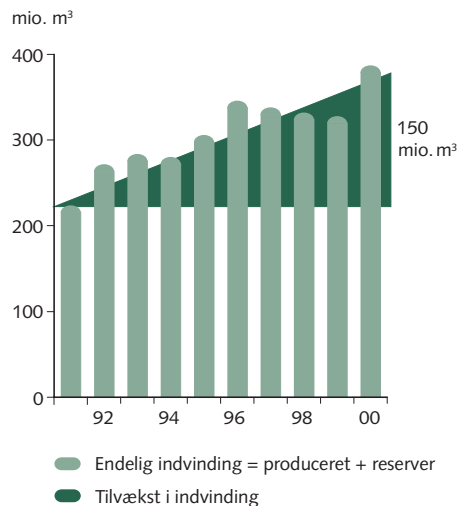
Siden gassalget begyndte i 1984, er leverancerne af naturgas fra A. P. Møllers Eneretsbevilling sket i henhold til gassalgskontrakter indgået mellem DUC og DONG Naturgas A/S. Det nuværende aftalekompleks omfatter ikke et fast, samlet volumen, men en fast årlig mængde, der leveres så længe, det er teknisk 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 Amerada Hess-gruppen og DONG Naturgas A/S, og i 1998 blev der indgået kontrakt mellem Statoil-gruppen og DONG Naturgas A/S om leverance af Statoil-gruppens andel af gassen fra Lulita feltet.

Energistyrelsens prognose for det planlagte forløb er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC omfatter en samlet mængde på ca. 130 mia. Nm³ til år 2012. Desuden indgår der ca. 5 mia. Nm³ i det planlagte forløb fra Syd Arne.

5. RESSOURCER

fig. 5.1 Endelig olieindvinding



I Energistyrelsens årlige reserveopgørelse medregnes der kun reserver i ancorede strukturer, hvor der er påvist kulbrinter. Endvidere forudsættes det, at de opgjorte reserver kan indvindes med kendt teknologi.

Styrelsens vurdering af den forventede endelige olieindvinding i hvert enkelt år fra 1991 frem til 2000 er vist på figur 5.1. Vurderingen af indvindingen er generelt blevet opskrevet, og den samlede opskrivning over perioden andrager ca. 150 mio. m³ svarende til ca. 3/4 af forventningen i 1991.

For denne periode er der således tale om en væsentlig opskrivning, som hovedsagelig skyldes nye fund eller yderligere udbygning af de eksisterende felter, eksempelvis ved anvendelse af ny teknologi.

I dette afsnit er der som supplement til den årlige reserveopgørelse foretaget et skøn over indvindingspotentialet i ikke-ancorede strukturer, såkaldte prospekter, og mængder, der vil kunne indvindes ved anvendelse af ny teknologi. Disse mængder benævnes i det følgende *ressourcer*. Det skal understreges, at et sådant skøn over ressourcernes størrelse er behæftet med stor usikkerhed. I figur 5.2 er begreberne endelig indvinding, reserver og ressourcer defineret.

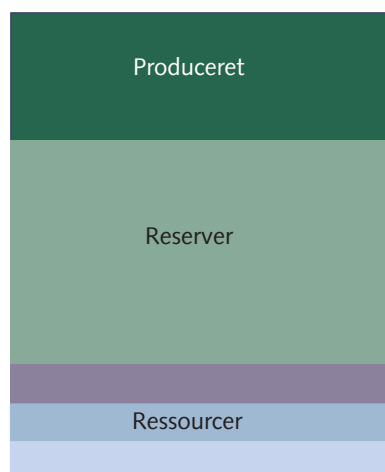
EFTERFORSKNINGSPOTENTIAL

Efterforskningen af olie og gas sker på baggrund af modeller og teorier om, hvordan kulbrinter kan bevæge sig (migrere) fra kildebjergarterne, som har dannet kulbrinterne, og ind i bestemte typer af fælder med reservoirer, som kan opfange kulbrinterne. De tre vigtigste efterforskningsmodeller i det område, hvor der afholdes udbudsrunder, dvs. området vest for 6°15' østlig længde, er alle baseret på migration af kulbrinter fra de kendte jurassiske kildebjergarter i Central Graven, se figur 5.6.

I det følgende gennemgås status for de tre generelle efterforskningsmodeller, som ligger til grund for en væsentlig del af efterforskningen i Central Graven og de tilgrænsende områder mod øst. For hver model er det med en S-kurve illustreret, hvor langt efterforskningen er nået, og hvor det er sandsynligt, at der kan gøres nye fund af kulbrinter.

fig. 5.2 Definition af ressourcer

Endelig indvinding = produceret + reserver



Nedre Kridt/Jura/Trias sandsten

Efterforskningen af de dybereliggende sandsten i lag af Nedre Kridt, Jura og Trias alder startede allerede i 1966 med den anden offshore boring på dansk område. Selvom der i årene herefter blev udført en række efterforskningsboringer og gjort fund af olie og gas, var det først omkring midten af 80'erne, at de første kommercielle fund (Harald og Gert/Freja) blev konstateret.

Siden 1. udbudsrunde i 1984 har disse dybereliggende sandsten været målet for en væsentlig del af de nye rettighedshaveres efterforskning. Erfaringerne har imidlertid vist, at det er vanskeligt at finde gode sandstensreservoirer i de dybereliggende lag. De sedimentære forhold, som har ført til dannelsen af aflejringerne betyder, at den arealmæssige udbredelse af sandlagene ofte er begrænset. Endvidere er det vanskeligt, selv med moderne seismik, at opnå tydelige afbildninger af de dybere lag. Hermed er mulighederne for at forudsige, hvor reservoirerne kan findes langt ringere, end det for eksempel er tilfældet med kalkaflejringerne fra Kridt tiden.

fig. 5.3 Nedre Kridt/Jura/Trias sandsten

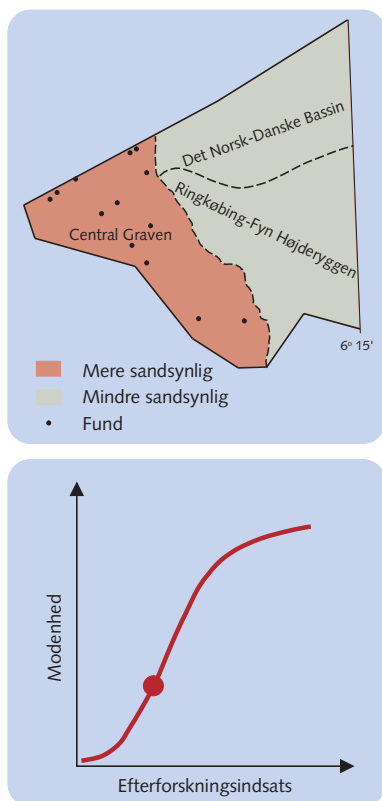
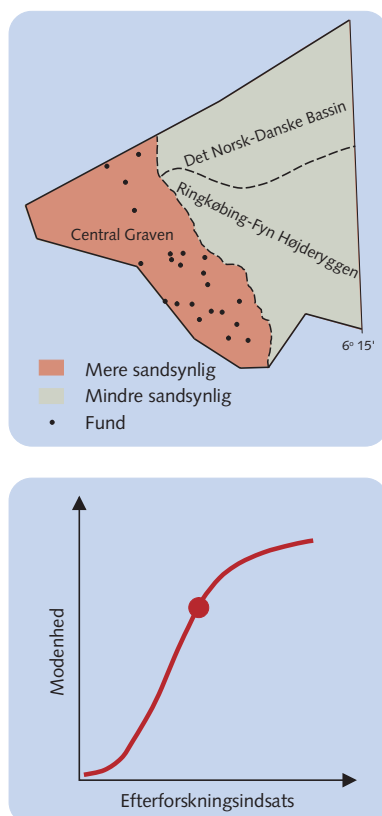


fig. 5.4 Kalken



Frem til udgangen af 2000 er der gennemført næsten 50 efterforskningsboringer efter denne generelle efterforskningsmodel i området vest for 6°15'. Boringerne er udført både på strukturelle fælder, typisk forkastningsfælder, og stratigrafiske fælder, hvor sandlagene kiler ud mellem de dominerende leraflejringer, se figur 5.3.

Ca. 1/3 af boringerne har ført til fund, hvoraf syv indtil videre er blevet erklæret kommercielle.

Sandsten fra Nedre Kridt, Jura og Trias vil også i de kommende år være genstand for olieselskabernes efterforskning, og det må forventes, at der vil blive gjort yderligere kommercielle fund.

Kalk

Med et oliefund i kalken i den allerførste danske offshore boring i 1966 fik efterforskningsmodeller baseret på Danien/Øvre Kridt kalkreservoirer afgørende betydning for efterforskningen i de følgende mange år. Det første fund udgør i dag Kraka feltet.

I årene op til midten af 80'erne blev alle væsentlige "buler" i kalkoverfladen i Central Graven anført. Mange af boringerne førte til fund af olie og gas, som stadig i dag udgør det vigtigste grundlag for olie- og gasproduktionen i Danmark.

I perioden fra midten af 80'erne og ind i 90'erne var efterforskningen af kalken næsten gået i stå, da olieselskaberne havde svært ved at finde nye prospekter ved hjælp af de traditionelle efterforskningsteknikker.

Gennem de seneste år har efterforskningsmetoderne imidlertid udviklet sig hastigt. På det geofysiske område er teknikken til behandling af seismiske data blevet forbedret. Det er således muligt på baggrund af oplysninger fra tidligere boringer gennem kalken at forudsige, i hvilke områder kalklagene har god porøsitet og hermed mulighed for at indeholde kulbrinter. Samtidig er forståelsen af kulbrinternes vandring fra de ældre jurassiske kildebjergarter og ind i kalkreservoirerne blevet væsentlig bedre.

Endelig har et detaljeret kendskab til kalkens indhold af mikroskopiske fossiler og anvendelse af måleudstyr i borehullerne, mens der bores, muliggjort, at vandrette boringer i dag kan styres præcist gennem de kalklag, som indeholder gas og olie.

Under anvendelse af disse metoder og teknikker har olieselskaberne i de seneste år efterforsket mere subtile efterforskningsmål i kalken og fået succes med nye fund, hvor Halfdan fundet i Det Sammenhængende Område er klart det største.

Sammenlagt er der indtil udgangen af 2000 udført i alt ca. 35 efterforskningsboringer efter mål i kalken. Heraf har godt halvdelen ført til fund af kulbrinter, se figur 5.4 på næste side. Alle fundene, bortset fra et enkelt, er erklæret kommercielle.

Baseret på de seneste års erfaringer må det antages, at kalken stadig gemmer på vigtige olieforekomster og derfor også i de kommende år vil være et vigtigt mål for efterforskningen.

Palæogene sandsten

Med Statoil-gruppens Siri fund i 1995 kom de palæogene efterforskningsmodeller for alvor i fokus, idet muligheden for at finde kulbrinter i palæogene sandsten øst for Central Graven blev slået fast med Siri-1 boringen.

fig. 5.5 Palæogene sandsten

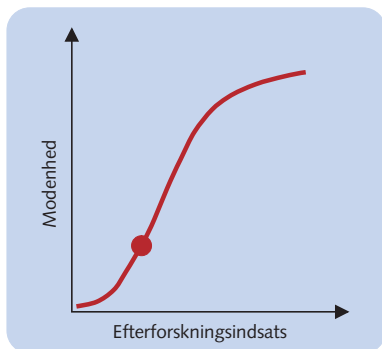
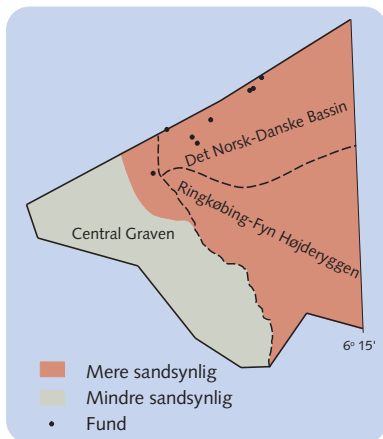


fig. 5.6 Geologisk søjle

System	Serie	Etage	mio. år
Neogen			24
Palæogen		Danien	65
		Maastrichtien	
Kridt	Øvre		146
	Nedre	Aptien Barremien	
Jura	Øvre		208
	Mellem		
	Nedre		
Trias	Øvre		245
	Mellem		
	Nedre		
Perm	Øvre	Zechstein	290
	Nedre		
Karbon			363

Palæogene sandsten spillede en afgørende rolle for flere af ansøgningerne i 5. udbudsrunde, hvor der blev udstedt ti koncessioner øst for Central Graven. Som omtalt i afsnittet *Efterforskning* er der gennem de seneste år gjort flere oliefund, og efterforskningen har vist, at kulbrinter fra kildebjergarterne i Central Graven kan migrere over store afstande mod øst.

Fra og med Elna-1 boringen, der i 1985 som den første fandt kulbrinter i palæogene sandsten, er der udført 14 efterforskningsboringer baseret på denne model. Halvdelen har ført til fund af kulbrinter, se figur 5.5.

Efterforskningsmodellerne for de palæogene sandsten er gennem de udførte boringer blevet væsentligt forbedret, blandt andet gennem en større forståelse af de sedimentære modeller og seismiske metoder. Efterforskningsmodellen har i de seneste år fået sit gennembrud, og det må forventes, at de kommende års efterforskning vil føre til yderligere fund.

Andre modeller

Indtil videre er alle kommercielle fund af kulbrinter gjort under geologiske forhold, hvor kulbrinter, som er dannet i Central Graven, har fundet vej ind i kalkstens- og sandstensreservoirerne, som er omtalt ovenfor.

Efterforskningen på britisk og norsk område har vist, at der også kan gøres fund i ældre sandstens- og kalkstenslag fra Devon, Carbon og Perm. På dansk område har der kun været udført ganske få boringer til disse lag, som generelt ligger på stor dybde. Mulighederne for at gøre tilsvarende fund i den danske del af Nord-søen er derfor dårligt belyst.

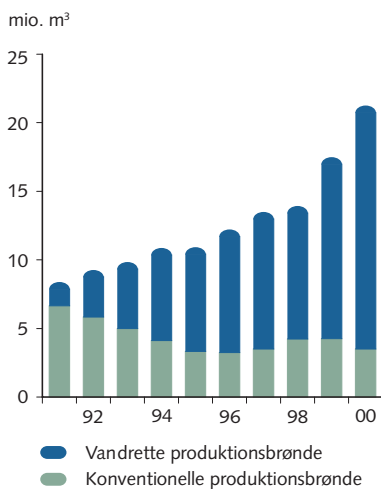
I Åben Dør området, som arealmæssigt udgør den største del af det danske område, er der indtil videre udført 70 efterforskningsboringer, og heraf er langt størstedelen udført på land. Efterforskningen har vist, at lagene i undergrunden indeholder gode reservoirer i dette område. Indtil videre har det imidlertid ikke kunnet påvises, at de nødvendige kildebjergarter er tilstede i tilstrækkeligt omfang. Det er kun lykkedes at påvise producerbare kulbrinter i Sønderjylland, hvor kalkstenslag fra Perm-tiden har været genstand for olieefterforskning i en årrække. Der er dog ikke fundet kulbrinter i kommercielt omfang.

Geologiske vurderinger af Åben Dør området har vist, at der findes potentiale for kildebjergarter, som har dannet kulbrinter. Det er derfor forventningen, at der også i dette område vil kunne gøres fund af olie og gas. Olieselskaberne fortsætter derfor bestræbelserne på at gøre det første kommercielle fund.

Potentiale fra prospekter

Ud fra den nuværende viden om undergrunden i området vest for 6°15' anslår Energistyrelsen, at der i løbet af de kommende 10 år vil kunne findes nye reserver på 50-100 mio. m³ olie. Opgørelsen er baseret på statistisk vurdering af størrelsen af mulige nye fund og vurdering af chancerne for at gøre fund i de prospekter, som efterforskningen vil rettes mod i de kommende år. En sådan opgørelse er naturligvis forbundet med stor usikkerhed, og virkeligheden kan vise både større og mindre reserver end det skønnede. Det må endvidere påregnes, at den kommende efterforskningsindsats vil afsløre yderligere fundmuligheder.

fig. 5.7 Olieproduktion



TEKNOLOGISK UDVIKLING

Inden for de sidste 10 år er der sket en markant teknologisk udvikling inden for seismisk processering, boring af vandrette brønde og brug af vandinjektion. Anvendelsen af disse nye former for teknologi repræsenterer hver især et såkaldt teknologispring, som har store konsekvenser for den endelige indvinding.

Seismisk processering

Inden for seismisk processering er der sket en metodeudvikling, som gør det muligt at kortlægge højporøse dele af reservoiret. Dette giver muligheder for at finde flankeområder ved de eksisterende felter med olie. Eksempelvis er grundlaget for fundet af Halfdan feltet en forbedret seismisk processering.

Vandrette brønde

Brugen af vandrette brønde har været et afgørende element i udbygningen af de relativt tætte danske kalkfelter, idet reservoirene drænes mere effektivt. På figur 5.7 er olieproduktionen opdelt på konventionelle og vandrette brønde. Produktion fra den første vandrette brønd blev påbegyndt i 1987, og siden 1991 er produktionen fra vandrette brønde steget markant.

På nuværende tidspunkt udgør de vandrette brøndes andel af den samlede produktion omkring 80%, mens de kun udgør ca. 2/3 af det samlede antal brønde. Dette betyder, at en horisontal brønd i gennemsnit producerer dobbelt så meget som en konventionel brønd. Det skal endda bemærkes, at de vandrette brønde ofte er placeret i områder med vanskeligere produktionsforhold end de konventionelle brønde, således at den reelle produktivitet af en vandret brønd er mere end det dobbelte af en konventionel brønd.

Vandinjektion

Vandinjektion blev påbegyndt i 1986 i Skjold feltet og startede på Dan og Gorm i 1989. Indvindingsmetoden har vist sig at være effektiv til at fortrænge olien i den tætte kalk, og på grundlag af erfaringerne er felterne blevet videre udbygget, så injektionsmængderne er steget markant siden 1993, se figur 5.8.

For felterne Dan, Gorm og Skjold er udviklingen i indvindingsgraden vist på figur 5.9 på næste side. Vurderingen af indvindingsgraden er steget fra 25 til 35% på godt 5 år.

Vurderingen af de tilstedeværende mængder er ikke ændret væsentligt for denne periode, mens vurderingen af den forventede indvinding (inklusive potentialet under kategorien mulig indvinding) er opskrevet med omkring 80 mio. m³ olie på grund af udbygning med vandrette brønde og vandinjektion.

Den mobile olie, som er den oliemængde, der kan indvindes, hvis hele reservoiret gennemskylls med vand, udgør omkring 50% af de tilstedeværende mængder for disse felter. Indvindingsgraden svarer således til, at der forventes indvundet omkring 70% af de mobile oliemængder.

Som supplement er der på figur 5.9 vist den samlede indvindingsgrad for alle felter og fund, som er medtaget i reserveopgørelsen. Indvindingsgraden er i løbet af perioden steget fra 14% til 20%, altså en stigning på ca. 50% som følge af yderligere udbygning af felterne med vandrette brønde og vandinjektion. Faldet fra 1999 til 2000 skyldes hovedsaglig en revurdering og opskrivning af de tilstedeværende oliemængder på Tyra feltet, hvorved indvindingsgraden for feltet falder.

fig. 5.8 Vandinjektion

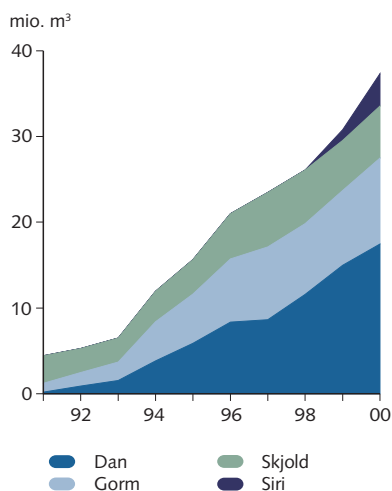
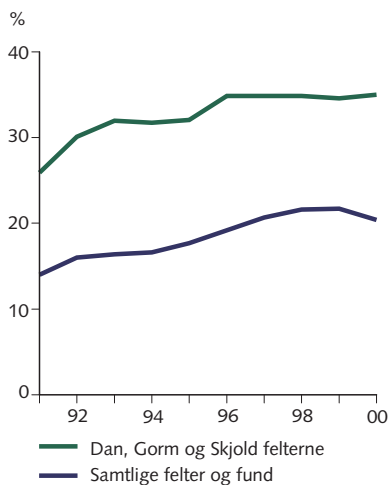


fig. 5.9 Indvindingsgrad



Potentiale fra teknologisk udvikling

Den fremtidige teknologisk udvikling forventes at bestå af to bidrag, nemlig en videreudvikling og billiggørelse af eksisterende teknikker samt udvikling af ny teknik via teknologispring.

Der er foretaget en vurdering af de mulige yderligere ressourcer af olie fra en række felter, som kan forventes indvundet i løbet af de næste 10 år som følge af udvikling af mere effektiv og/eller billigere teknologi, eksempelvis udførelse og komplettering af vandrette borer. Vurderingen af disse ressourcer skønnes at udgøre omkring 50 mio. m³ olie, men skønnet er behæftet med stor usikkerhed. For at belyse usikkerheden på skønnet kan det tilføjes, at hvis den gennemsnitlige indvindingsgrad kan øges med yderligere 1% point, svarer det til en forøgelse af ressourcerne med yderligere 20 mio. m³ olie.

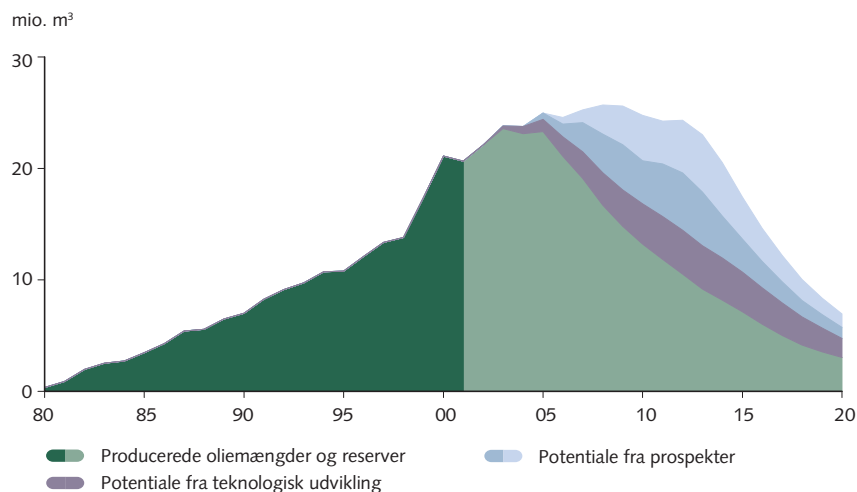
Udvikling af ny teknik via teknologispring er ikke til at forudsæ, og derfor kan ressourcepotentialet for denne del af den tekniske udvikling heller ikke estimeres. Det kan dog tilføjes, at hvis det på grund af et teknologispring bliver muligt at indvinde en del af olien, som i dag vurderes som ikke-mobil, er der et stort potentiale. Hvis det eksempelvis bliver muligt at indvinde 10% af den olie i felterne Dan, Gorm og Skjold, som på nuværende tidspunkt vurderes som ikke-mobil, vil dette udgøre et potentiale på omkring 30 mio. m³ olie.

SAMLEDE RESSOURCER

Energistyrelsen har anslået de samlede ressourcer for prospekter og teknologisk udvikling for de næste 10 år til mellem 100 og 150 mio. m³ olie. Dette svarer til henholdsvis ca. 33 og ca. 50% af reserverne pr. 1. januar 2001.

For potentialet for den teknologiske udvikling og prospekterne er der genereret en empirisk produktionsprognose. På figur 5.10 er vist den historiske olieproduktion for perioden 1980 til 2000 samt styrelsens forventninger til produktionen frem til 2020 på grundlag af de opgjorte reserver og ressourcer. Prognosen for reserverne er identisk med det mulige forløb på figur 4.6 i afsnittet *Reserver*, og for prospekterne er der angivet to forløb svarende til intervallet for det opgjorte potentiale.

fig. 5.10 Olieproduktion og prognoser for perioden 1980-2020



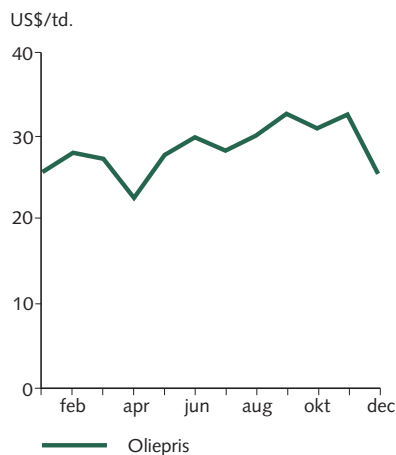
Olieproduktionen er steget jævnt fra 1980 til 2000 undtagen for årene 1999 og 2000, hvor idriftsættelsen af felterne Siri og Syd Arne har forøget stigningstakten i produktionen.

I årene 2001 til 2005 forventes produktionen at stige til ca. 25 mio. m³ olie. Afhængig af antallet og størrelsen af de gjorte fund forventes produktionen derefter at falde eller at fortsætte næsten konstant på omkring 25 mio. m³ til efter 2010, hvor produktionen forventes at falde.

Vurderingen af ressourcer for prospekter og teknologisk udvikling vedrører de næste 10 år. Hvis det forudsættes, at eventuelle fund i de næste 10 år udbygges inden for 5 år, må den samlede prognose forventes at være konservativ efter 2015. Ligeledes vil nye teknologispring kunne give anledning til forøget produktion, ud over hvad der er vist på figur 5.10.

6. ØKONOMI

fig. 6.1 Olieprisen i 2000



Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen har en positiv betydning for Danmarks økonomi. Danmark har siden 1991 været selvforsynende med olie og gas. Derudover var Danmark i 2000 for fjerde år i træk selvforsynende med energi, og olie- og gasproduktionen er hoveddrivkraften bag dette resultat. Produktionen gavner også betalingsbalancen over for udlandet og sikrer indtægter til staten.

RÅOLIEPRIS OG DOLLARKURS I 2000

Produktionsværdien af olie og naturgas er afhængig af udviklingen i den internationale råoliepris og derigennem også af udviklingen i dollarkursen.

2000 var præget af meget høje oliepriser. Den olieprisstigning, der startede i marts 1999 og medførte, at gennemsnittet for olieprisen i 1999 var knap 18 US\$ pr. tønde, fortsatte gennem det meste af 2000, se figur 6.1. Gennemsnittet for olieprisen ved Brent-noteringen var ved slutningen af 2000 ca. 25 US\$ pr. tønde, hvilket svarede til prisniveauet i begyndelsen af 2000. Denne tilsyneladende stabilitet dækker over store udsving. I april var den gennemsnitlige oliepris godt 22 US\$ pr. tønde, mens den i september og november lå over 32 US\$ pr. tønde. Den laveste daglige notering i 2000 var 20,42 US\$ pr. tønde i april og den højeste 37,81 US\$ pr. tønde i september. Den gennemsnitlige oliepris for hele 2000 var godt 28 US\$ pr. tønde.

OPEC har opstillet det mål, at olieprisen skal ligge i intervallet 22 og 28 US\$ pr. tønde, hvilket overordnet set er lykkedes i 2000. I et historisk perspektiv er dette dog en relativ høj pris, for eksempel var den gennemsnitlige pris for 1990'erne lidt over 18 US\$ pr. tønde. Prisen for 2000 virker specielt høj, når den sammenlignes med den meget lave pris i december 1998, hvor prisen ved Brent-noteringen faldt til under 10 US\$ pr. tønde.

Det er flere årsager til, at udviklingen er gået fra under 10 US\$ pr. tønde til omkring 28 US\$ pr. tønde på så kort tid. OPEC, som står for omkring 40% af verdens olieproduktion, har i 2000 haft succes med at begrænse udbudet af olie. Samtidig har der været en vækst på 1,1% i den globale efterspørgsel efter olie. Efterspørgslen var i 2000 på ca. 75,6 mio. tønder olie om dagen. Det har desuden spillet en væsentlig rolle for olieprisen, at olielagrene rundt om i verden har været relativt lave. Dette har bidraget til store prisudsving, idet de små lagre har skabt usikkerhed om forsynings-sikkerheden.

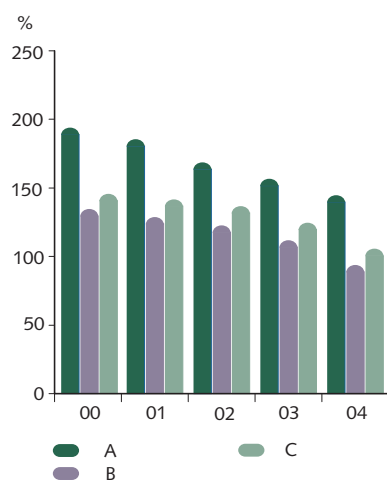
Den gennemsnitlige dollarkurs i 2000 lå på 8,09 kr. pr. US\$. Dette er en markant stigning i forhold til 1999, hvor den gennemsnitlige dollarkurs var 6,97 kr. pr. US\$. Denne udvikling i dollarkursen har forstærket væksten i olieprisen udtrykt i danske kroner og dermed produktionsværdien af den olie, som er produceret fra den danske del af Nordsøen.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Skønnet over den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2000 steg til ca. 32,9 mia. kr., hvilket er en stigning på 96% i forhold til 1999. Denne stigning kan først og fremmest tilskrives, at olieprisen og dollarkursen har været meget høje i forhold til 1999. Derudover var årets produktion større end i 1999.

Værdien af olieproduktionen i 1999 var 14,3 mia. kr., mens værdien af den producerede gas vurderedes at være ca. 2,5 mia. kr. De foreløbige skøn for 2000 viser, at

fig. 6.2 Selvforsyningsgrader



olieproduktionen havde en værdi på 28,5 mia. kr. og gassen en værdi på ca. 4,4 mia. kr. I figur 2.2 i afsnittet *Udbygning og produktion* ses, hvorledes produktionen i 2000 fordeles sig på de 11 producerende selskaber. Denne fordeling kan bruges som en tilnærmelse af de enkelte selskabers andel af den samlede produktionsværdi.

Produktionsværdiens udvikling i de kommende år afhænger både af produktionen og af udviklingen i priserne samt dollarkursen. Energistyrelsen skønner på baggrund af de kendte reserver, at olieproduktionen vil ligge på samme niveau i 2001 som i 2000 for derefter at falde, hvis der ikke bliver iværksat nye udbygningsinitiativer. Gasproduktionen forventes at være konstant i en årrække. Olieprisens udvikling er derimod meget svær at forudsige, og derfor vil et skøn for udviklingen i produktionsværdien i de kommende år være meget usikkert.

SELVFORSYNINGSGRADER

Danmark har siden 1997 været selvforsynende med energi. I 1999 var den samlede produktion af olie, gas og vedvarende energi ca. 18% større end det samlede energiforbrug. For 2000 skønnes produktionen at ville overstige forbruget med ca. 45%.

Den forventede udvikling i selvforsyningsgrader illustreres i figur 6.2. Figuren angiver tre forløb.

Forløb A viser den forventede udvikling i forholdet mellem den samlede produktion og det samlede forbrug af olie og gas. Siden 1991 har den samlede danske olie- og gasproduktion været større end det samlede forbrug. I 2000 var produktionen ca. 93% større end forbruget.

Forløb B angiver den forventede udvikling i olie- og gasproduktionen i forhold til det samlede energiforbrug. Hvis olie og gas var eneste energikilde, illustrerer forløb B, i hvilket omfang olie- og gasproduktionen vil kunne dække det samlede danske energiforbrug. Olie- og gasproduktionen oversteg for første gang det samlede energiforbrug i 1999, hvor produktionen var 9% større end forbruget. For 2000 skønnes produktionen af olie og gas at være 34% større end det samlede energiforbrug.

Forløb C angiver den forventede udvikling i produktionen af olie, gas og vedvarende energi i forhold til det samlede energiforbrug. Danmark har, som nævnt ovenfor, været selvforsynende med energi siden 1997. Energistyrelsen forventer, at Danmark

tabel 6.1 Selvforsyningsgrader

	2000	2001	2002	2003	2004
Produktion i PJ					
Råolie	758	752	689	648	581
Gas	338	295	295	295	295
Vedv. energi	92	98	110	116	117
Energiforbrug i PJ *					
Total	820	815	806	851	945
Selvforsyningsgrader i %					
A	193	185	168	156	144
B	134	128	122	111	93
C	145	141	136	124	105

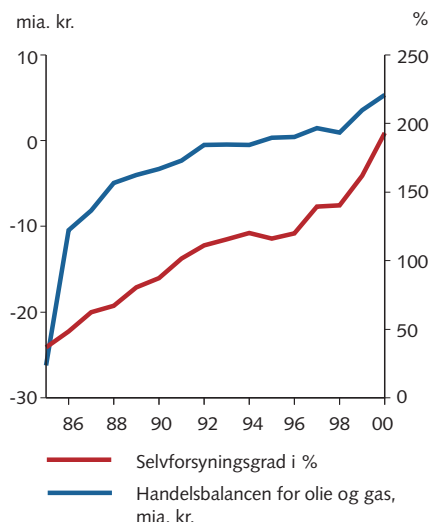
* Inkl. forbruget offshore. Fremskrivningen er fra foråret 1996.

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

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

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

fig. 6.3 Handelsbalancen for olie og gas samt selvforsyningsgrad, 2000-priser



fortsat vil være selvforsynende med energi frem til 2005. Selvforsyningsgraden forventes at have nået sit maksimum i 2000 med en samlet produktion, der overstiger det samlede energiforbrug med ca. 45%.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen har en positiv effekt på dansk økonomi. Således har olie- og gasproduktionen en gavnlig effekt på såvel betalingsbalancen over for udlandet som på statens indtægter.

Handelsbalancen for olie og naturgas

Handelsbalancen for olie og naturgas udtrykker forskellen i værdien af den samlede import og den samlede eksport af olie- og gasprodukter, se figur 6.3.

Siden midten af 1980'erne er underskuddet i samhandlen med udlandet hvad angår olie- og gasprodukter gradvist blevet mindre, og i 1995 blev underskuddet vendt til et overskud på 293 mio. kr. Denne positive udvikling er fortsat op gennem 1990'erne, og i 2000 blev overskuddet rekordstort på 5,3 mia. kr., se figur 6.3.

Der er en vis sammenhæng mellem udviklingen i selvforsyningsgraden og udviklingen i handelsbalancen. En høj selvforsyningsgrad vil reducere behovet for at importere energiprodukter, hvilket har en gavnlig effekt på handelsbalancen. Omvendt er det muligt at forestille sig en situation med selvforsyning, men med underskud på handelsbalancen for olie og gas. I modsætning til selvforsyningsgraden afhænger udviklingen i handelsbalancen nemlig ikke alene af produktionens størrelse, men også af sammensætningen og prisudviklingen for de olieprodukter, der bliver handlet. Hvis importen er sammensat af olieprodukter med en højere forarbejdningsgrad end eksporten, åbner det mulighed for underskud på handelsbalancen på trods af en selvforsyningsgrad over 100.

Betalingsbalanceeffekten

Produktionen af olie og gas har en gavnlig effekt på betalingsbalancen overfor udlandet. En del af produktionen eksporteres, og den del, som anvendes i Danmark, fortrænger en ellers nødvendig energiimport.

På baggrund af forudsætninger om oliepris og dollarkurs har Energistyrelsen udarbejdet et skøn over olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster i de kommende år. Det udarbejdede skøn er foretaget på baggrund af antagelser om et lavt og et højt olieprisforløb på henholdsvis 18 og 25 US\$ pr. tønde. Endvidere antages en dollarkurs for begge forløb på 8,55 kr./US\$ i 2001 og 7,83 kr./US\$ i resten af perioden. Det skal bemærkes, at de to prisforløb ikke er udtryk for Energistyrelsens forventninger til udviklingen i olieprisen. De to alternative prisforløb tjener derimod til illustration af de økonomiske fremskrivningers følsomhed overfor variation i olieprisen.

Af tabel 6.2 fremgår det, at olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster fremkommer ved først at beregne dens samfundsøkonomiske produktionsværdi. Den samfundsøkonomiske produktionsværdi beregnes som summen af produktionsværdien af olie samt produktionsværdien af gasforbruget og gaseksporten. Vare- og tjenestebalancen fremkommer ved at trække importindholdet i selskabernes investerings- og driftsudgifter fra den samfundsøkonomiske produktionsværdi. Fratrækkes selskabernes udbytte og rentebetaling til udlandet, fremkommer olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster.

tabel 6.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 2000-priser, lavt prisforløb (18 US\$/td)

	2001	2002	2003	2004
Samfundsøkonomisk produktionsværdi	25,2	21,6	20,6	19,6
Importindhold	4,0	3,7	3,3	1,3
Vare- og tjenestebalancen	21,2	18,0	17,3	18,2
Renter og udbytter	6,0	6,4	4,9	5,0
Betalingsbal. effekten	15,1	11,6	12,4	13,2
Betalingsbal. effekten, højt prisforløb (25 US\$/td)	20,6	16,2	17,3	18,5

Tabellen angiver olie- og gasaktiviteternes beregnede betalingsbalanceeffekt for de to olieprisforløb. Endvidere viser tabellen værdien af de forskellige niveauer i beregningen for det lave prisforløb.

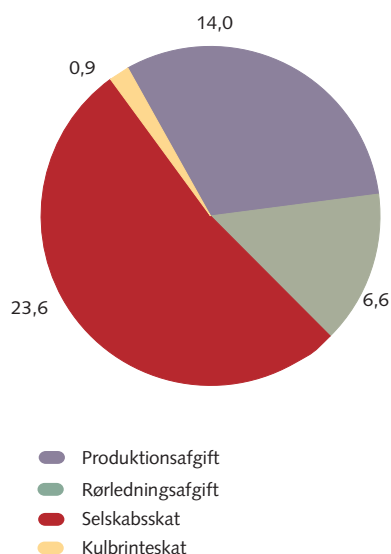
Ved en oliepris på 18 US\$ pr. tønde vil olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster ligge mellem 11 og 15 mia. kr., mens der for det høje olieprisforløb er tale om et interval fra 16 til 20 mia. kr. De to forløb viser, at olieprisen har stor indflydelse på størrelsen af olie- og gasaktiviteternes positive betydning for dansk økonomi.

Statens indtægter

Staten får direkte indtægter fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen via fem forskellige skatter og afgifter: *selskabsskat, kulbrinteskot, produktionsafgift og olierørlednings-/dispensationsafgift*. Derudover får staten en indirekte indtægt via DONG E & P's deltagelse. I boks 6.1 er der en uddybning af de forskellige indtægtskilder fra kulbrinteindvindingen.

Ved udgangen af 2000 var statens akkumulerede indtægter fra olie- og gasindvinding ca. 45,0 mia. kr. i 2000-priser. Figur 6.4 viser de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter.

fig. 6.4 Statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2000, mia. kr., 2000-priser



Den høje oliepris og dollarkurs i 2000 har haft stor indflydelse på statens indtægter. Statens samlede indtægter på ca. 8,3 mia. kr. i 2000 er således mere end en fordobling i forhold til 1999. Som tabel 6.3 viser, steg statens indtægter fra produktionen med ca. 4,5 mia. kr. i forhold til 1999. Årsagen til denne markante vækst er udover påvirkningen fra olieprisen det faktum, at der for DUC-selskabernes vedkommende bliver betalt produktionsafgift af foregående års produktion. Det medfører, at staten i 1999 modtog produktionsafgift baseret på produktion i 1998, hvor olieprisen var meget lav. I 2000 har staten modtaget produktionsafgiften fra DUC-selskaberne baseret på produktionsværdien i 1999, hvor olieprisen var stigende, og derfor er produktionsafgiften betydeligt højere i 2000 end i 1999. Dette vil også gøre sig gældende i

tabel 6.3 Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

	1996	1997	1998	1999	2000
Kulbrinteskot	0	0	0	0	0
Selskabsskat	1.408	1.743	1.599	2.310	5.750
Produktionsafgift	663	944	1.097	854	1.155
Olierørledningsafgift	393	444	310	619	1.401
I alt	2.464	3.131	3.006	3.783	8.306

Boks 6.1 Statens indtægtskilder fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen

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

Selskabsskat

Selskabsskatten er statens vigtigste indtægtskilde på olie- og gasområdet. De første indtægter fra selskabsskatten kom først i begyndelsen af 1980'erne, fordi olie- og gassektoren kræver forholdsvis store investeringer, som kan fratrækkes i form af afskrivninger over en lang årrække. Fra 1. januar 2001 blev selskabsskatten nedsat fra 32 til 30%.

Kulbrinteskatt

Skatten blev indført i 1982 med det formål at beskatte ekstraordinært høje fortjenester, for eksempel som følge af høje oliepriser. Desuden tilskynder loven selskaberne til at investere i yderligere efterforskning og udbygning for dermed at sikre en større og bedre udnyttelse af undergrundens ressourcer. Hidtil er der kun betalt kulbrinteskatt i nogle få år i første halvdel af 1980'erne. I alt er der betalt ca. 870 mio. kr. i 2000-priser. Skatteministeriet gennemførte i 2000 et serviceeftersyn af den nuværende kulbrinteskattelovgivning. Det blev konkluderet, at den nuværende beskatning kan medføre forvridninger i selskabernes investeringsbeslutninger. Efterfølgende har Skatteministeriet nedsat et udvalg, som skal skabe grundlag for at indføre et nyt kulbrintebeskatningssystem for fremtidige tilladelser. Udvalget skal afslutte sit arbejde i oktober 2001.

Produktionsafgift

Der indgår vilkår om betaling af produktionsafgift, også kaldet "royalty", i A.P. Møllers Eneretsbevilling. For Eneretsbevillingen udgør afgiften 8,5% af den samlede produktionsværdi efter fradrag af transportomkostninger. Derudover betaler Statoil-gruppen en produktionsafgift, som er afhængig af produktionens størrelse for deres andel af Lulita feltet. Nye tilladelser indeholder ikke krav om betaling af produktionsafgift.

Olierørledningsafgift

DONG Olierør A/S ejer olierørledningen mellem Gorm feltet og Fredericia. Brugere af rørledningen betaler DONG Olierør A/S en tarif, som omfatter et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. DONG betaler 95% af fortjenstelementet videre til staten i olierørledningsafgift.

Dispensationsafgift

Rørledningsloven blev ændret i juni 1997. Hensigten var at præcisere, at der også 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% af råolie- og kondensatværdien. Indtil videre er det kun fra felterne Syd Arne og Siri, der betales dispensationsafgift.

DONG Efterforskning & Produktion A/S

Idet DONG E & P indgår på lige fod med de andre selskaber i de enkelte tilladelser, betaler selskabet gældende skatter og afgifter til staten og bidrager dermed til statens direkte indtægter fra kulbrinteproduktionen. Derudover er DONG E & P 100% statsejet, og selskabets økonomiske resultat afspejler derfor værdien af denne statsejendel. Endvidere modtager staten årligt udbytte fra moderselskabet DONG A/S, som i 2000 var 191 mio. kr. baseret på 1999 regnskabet. Ligeledes udbetalte DONG E & P 25 mio. kr. i udbytte til moderselskabet DONG A/S.

2001, hvor den meget høje produktionsværdi i 2000 vil danne grundlag for DUC-selskabernes produktionsafgift, uanset hvordan olieprisen udvikler sig.

De seneste tre år har staten desuden modtaget indtægter fra selskaber udover DUC. Dette er selskaberne, som har andel i Siri feltet (tilladelse 6/95), Syd Arne feltet (tilladelse 7/89) samt Lulita delen af tilladelse 7/86 og 1/90. Af bilag A fremgår, hvilke selskaber der har andel i produktionen i de enkelte tilladelser. Det statsejede selskab DONG E & P A/S deltager i produktionen fra de tre felter.

Ved tildeling af tilladelser i 4. og 5. udbudsrunde og i åben dør proceduren har DONG E & P A/S haft en fast 20% betalende andel. 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 således på lige fod med de øvrige selskaber, dvs. betaler sin del af udgifterne og modtager den tilsvarende del af indtægterne.

Statsdeltagelse, som den er benyttet i 4. og 5. udbudsrunde, har ikke indflydelse på projektøkonomien, men kun på størrelsen af det økonomiske resultat. Det skyldes, at selskaberne får reduceret udgifterne til efterforskning, investeringer og driftsudgifter med samme andel som indtægterne. Hovedformålet med at lade statselskabet indgå i tilladelsen er at sikre staten en andel i udbyttet fra udvinding af olie- og gasressourcerne.

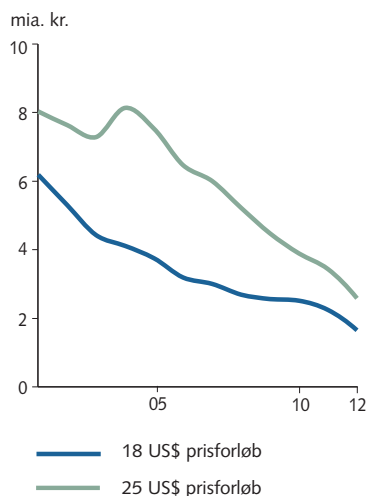
For de kommende fem år skønner Energistyrelsen på baggrund af 18 US\$-prisforløbet, at statens samlede indtægter vil være 6,2 mia. kr. i 2001 for derefter at falde til 3,7 mia. kr. frem til 2005, se tabel 6.4. På baggrund af 25 US\$-prisforløbet vil statens indtægter være 8,0 mia. kr. i 2001 og ende på 7,5 mia. kr. i 2005. Årsagen til at indtægterne ikke falder med samme takt under det høje olieprisforløb er, at der optræder kulbrinteskatt fra 2003. Hvis selskaberne foretager investeringer udover dem, som er præsenteret i tabel 6.6, eller olieprisen ændres, vil billedet se anderledes ud. De fremtidige skøn over selskabsskatten og kulbrinteskatten er yderligere behæftet med usikkerhed, da beregningerne er baseret på en række skønnede forudsætninger om blandt andet selskabernes finansiering af investeringerne. De faktiske forhold er ikke kendt af Energistyrelsen.

tabel 6.4 Statens forventede indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., 2000-priser

	2001	2002	2003	2004	2005
Selskabsskat 18 US\$/td	3,4	3,2	2,6	2,5	2,2
25 US\$/td	4,9	4,8	3,9	3,9	3,5
Kulbrinteskatt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0	0,0	0,9	2,0	1,9
Produktionsafgift	2,0	1,4	1,2	1,1	1,1
	2,0	1,9	1,6	1,5	1,4
Olierørledningsafgift*	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5
	1,1	0,9	0,9	0,8	0,7
Total	6,2	5,3	4,4	4,1	3,7
	8,0	7,6	7,3	8,1	7,5

*inklusive 5% dispensationsafgift

fig. 6.5 Skatter og afgifter 2001-2012, 2000-priser



Figur 6.5 viser, at skatteindtægterne på længere sigt vil falde i takt med den forventede udvikling i produktionen.

RETTIGHEDSHAVERNES ØKONOMISKE FORHOLD

I perioden fra 1963 til 2000 har rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift af producerende felter beløbet sig til henholdsvis 22,6 mia. kr., 73,8 mia. kr. og 46,8 mia. kr., se figur 6.6.

Efterforskningsomkostninger

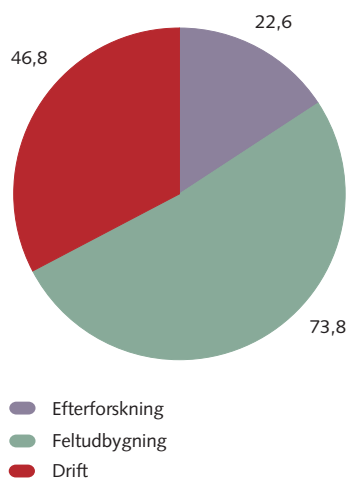
De samlede udgifter til efterforskning i 2000 er foreløbig opgjort til ca. 0,7 mia. kr., hvilket svarer til 1999-niveauet. En væsentlig del af forklaringen på det høje aktivitetsniveau er, at rettighedshaverne i tilladelse fra 5. runde har påbegyndt de aftalte borearbejder. Således blev der i 2000 foretaget i alt syv efterforskningsboringer og fem vurderingsboringer, hvoraf to førte til oliefund, se afsnittet *Efterforskning*.

Energistyrelsen vurderer, at aktivitetsniveauet fortsat vil være højt i 2001, og at de samlede efterforskningsudgifter vil stige til godt 1 mia. kr. På nuværende tidspunkt forventer Energistyrelsen, at aktivitetsniveauet herefter vil aftage gradvist.

Udbygningsinvesteringer

De samlede investeringer i feltudbygninger er foreløbig opgjort til ca. 2,9 mia. kr. for 2000. Heraf tegner DUC sig for ca. 85%. Af væsentlige udbygningsinvesteringer var

fig. 6.6 Rettighedshavernes udgifter i perioden 1963-2000, mia. kr., 2000-priser



tabel 6.5 Investeringer, mio. kr., årets priser

	1996	1997	1998	1999	2000*
Adda	-	-	144	-	-
Dan	1.708	1.272	1.076	273	402
Gorm	336	73	167	26	12
Halfdan	-	-	-	205	886
Harald	1.079	486	99	32	175
Kraka	1	99	118	-	-
Lulita	11	81	-	-	-
Roar	-	72	2	80	17
Rolf	-	1	-	-	-
Siri	-	760	1.538	839	44
Skjold	35	1	16	398	404
Svend	-	164	-	189	-
Syd Arne	-	592	2.133	1.237	615
Tyra	731	236	170	152	332
Valdemar	80	1	-	-	60
Diverse	40	75	28	-	-
I alt	4.021	3.913	5.491	3.431	2.947

* Skøn

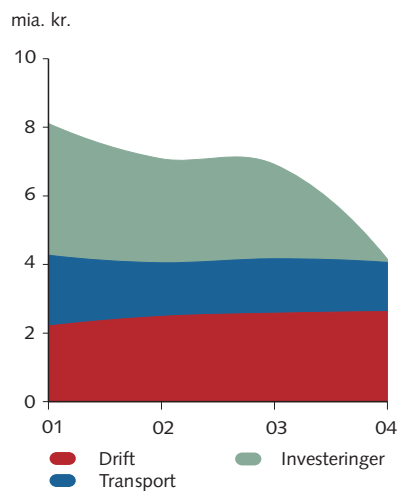
installering af produktionsplatformen på Halfdan feltet den største i 2000. Hertil kommer, at der på Syd Arne feltet i 2000 blev arbejdet med etablering af trykstøtte med vandinjektion, og der blev installeret et sulfatreduktions-anlæg. Tilsammen udgjorde feltudbygningerne på Halfdan og på Syd Arne felterne omkring halvdelen af de samlede investeringer i 2000. Herudover blev der i 2000 udført 17 boringer.

I forhold til sidste år forventer Energistyrelsen en stigning i investeringsaktiviteten i de kommende år. I 2001 forventes de samlede feltudbygninger således at beløbe sig til 4,7 mia. kr., hvilket er en stigning på ca. 2,2 mia. kr. i forhold til sidste års fremskrivning. Denne opjustering skyldes overvejende udbygningerne af felterne Syd Arne og Halfdan. De to felter tegner sig til sammen for mere end halvdelen af de samlede udbygningsinvesteringer. Selvom aktivitetsniveauet forventes at aftage i de efterfølgende år, er der stadig tale om en opskrivning i forhold til til opgørelsen fra 1999.

tabel 6.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 2000-priser

	2001	2002	2003	2004	2005
Igangværende og besluttet					
Adda	0,0	0,2	-	-	-
Alma	-	-	0,4	-	0,2
Boje området	-	-	0,1	-	-
Dan	0,3	-	-	-	-
Elly		0,2	0,7	-	-
Gorm	0,3	-	-	-	-
Halfdan	1,6	1,2	0,1	-	-
Harald	-	0,2	0,3	-	-
Igor	-	0,1	0,3	-	-
Lola	-	0,2	-	-	-
Lulita	0,1	-	-	-	-
Roar	0,1	-	-	-	-
Siri (Statoil)	0,1	-	-	-	-
Skjold	-	-	-	-	-
Svend	-	-	-	-	-
Syd Arne (Am.Hess)	1,1	0,7	0,6	-	-
Tyra	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
Valdemar	0,1	0,1	-	-	-
I alt	3,8	3,0	2,7	0,1	0,2
Planlagt i alt	0,9	1,2	0,6	0,1	0,2
Forventet	4,7	4,2	3,4	0,2	0,5

fig. 6.7 Investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, 2000-priser



Udgifter til drift og transport

Udgifterne til drift og administration har i de senere år ligget på mellem 1,5 og 2,0 mia. kr. Foreløbige tal viser, at de samlede udgifter beløb sig til ca. 2,6 mia. kr. i 2000, hvilket er en væsentlig stigning. Stigningen skyldes hovedsagelig idriftsættelsen af Halfdan, Siri og Syd Arne felterne.

De samlede transportomkostninger for råolien omfatter drifts- og kapitalomkostninger i forbindelse med brug af olierørledningen fra Gorm feltet til Fredericia. Hertil kommer et fortjenestelement på 5% af værdien af den transporterede råolie.

Hverken Siri feltet eller Syd Arne feltet benytter olierørledningen fra Gorm feltet til land, men benytter et bøjelastsystem, hvorved olien transporteres i land med tankskib. De to felter er fritaget for brug af olierørledningen, men skal i stedet betale en dispensationsafgift på 5% af produktionsværdien af olien.

Figur 6.7 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i drifts-, transport- og investeringsudgifter i de kommende år. Det fremgår af figuren, at transportudgifterne ikke ændrer sig nævneværdigt i de kommende år.

7. FORSKNING

Ifølge regeringens handlingsplan *Energi 21* skal energiforskningen fremme de langsigtede målsætninger for energipolitikken. Inden for olie- og gasområdet er det målet at lokalisere så meget som muligt af den olie og naturgas, der findes i undergrunden, og at opnå en rationel udnyttelse af forekomsterne. Forskningen skal desuden bidrage til teknologiske løsninger, der kan medvirke til at mindske miljøbelastningen ved aktiviteter forbundet med efterforskning og indvinding af olie og gas.

Den offentligt støttede forskning inden for olie- og gasområdet sker gennem energiforskningsprogrammet (EFP) samt i regi af EU og Nordisk Ministerråd. Desuden udføres der målrettet forskning inden for et fælles dansk/norsk kalkforskningsprogram, Joint Chalk Reseach. Dette program finansieres af norske og danske olieselskaber og har deltagelse af de norske og danske myndigheder.

ENERGIFORSKNINGSPROGRAMMET EFP

Miljø- og energiministeren kan give tilskud til forskning og udviklingsaktiviteter rettet mod at understøtte udvikling af nye energiformer, bedre og renere energiudnyttelse, energibesparelser og forbedrede indvindingsmetoder.

Tilskuddene gives inden for rammer, der fastsættes på finansloven. På finansloven for 2000 var der afsat 110,2 mio. kr. til det samlede energiforskningsprogram.

Der udarbejdes årligt et program for tilskudsmidlernes prioritering og anvendelse med henblik på opfyldelse af de energimæssige, samfundsmæssige og miljømæssige hensyn samt målsætninger i dansk energipolitik.

Olie- og gasområdet udgør et af de nuværende seks indsatsområder under EFP. Inden for området gives der støtte til projekter omhandlende efterforskning, indvinding, udstyr og anlæg samt særlige nordatlantiske problemstillinger. Af hensyn til en hurtig implementering af forskningsresultaterne lægges hovedvægten på projektorienteret forskning, der som hovedregel løber i højst 3 år. Desuden lægges der vægt på projekter, hvis indhold ligger mellem grundforskning og demonstration. Ud over disse generelle kriterier for støtte og specifikt faglige kriterier bedømmes projektforslag blandt andet ud fra projektets energipolitiske relevans og faglige kvalitet, herunder nyhedsværdi og forankring i et fagligt miljø. Desuden vurderes planer og muligheder for udnyttelse af resultaterne samt graden af egenfinansiering.

EFP-2001

Inden for indsatsområdet olie og gas blev der i 2000 ansøgt om støtte for i alt 59,4 mio. kr. fordelt på 22 projekter. Dette er et fald i forhold til ansøgningerne i 1999 for såvel antal af projekter som ansøgte tilskud.

Det fremgår af figur 7.1, at der op gennem 90'erne har været en svagt faldende tendens i antallet af ansøgninger, og at antallet af ansøgninger i 2000 ikke afviger fra denne tendens. Samme faldende tendens ses ikke for de ansøgte tilskud. Vurderingen og prioriteringen af de indsendte ansøgninger til EFP-2001 resulterede i, at seks projekter fik tildelt støtte til et samlet beløb på 13,4 mio. kr. Dette beløb ligger på linje med det samlede støttebeløb til olie- og gasområdet ved EFP-2000,

fig. 7.1 Modtagne ansøgninger

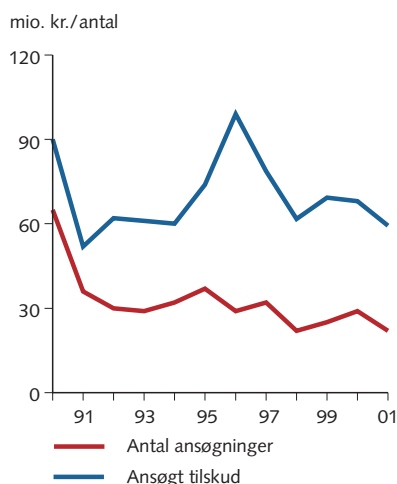
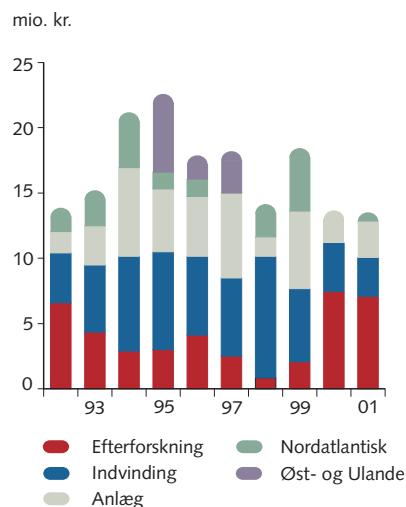


fig. 7.2 Støtte fordelt på faglige områder



hvor ni projekter fik en samlet støtte på 13,5 mio. kr. Der er således tale om en stigning i det gennemsnitlige tilskud til hvert projekt.

Projekterne fordeler sig med tre inden for fagområdet efterforskning, og ét inden for hver af områderne indvinding, udstyr og anlæg samt nordatlantiske problemstillinger. Det fremgår af figur 7.2, at støtten til fagområderne indvinding samt udstyr og anlæg samlet har været forholdsvis høj i størstedelen af perioden. Efterforskningsområdet har været tilsvarende lav. Men i de seneste år er der sket en udligning af dette forhold.

Af figur 7.3 fremgår det, at der for indsatsområdet olie og gas op gennem 90'erne er indstillet projekter til et beløb svarende til omkring 14-20 % af de samlede tilsagn. Siden midten af 90'erne ses en faldende tendens i olie- og gasområdets andel, mens den samlede indstillede støtte ved årets begyndelse har været nogenlunde konstant. I den forbindelse skal det nævnes, at der i løbet af året kan ske justeringer i forbindelse med den faktiske afvikling af projekterne, herunder bortfald af projekter eller dele af projekter.

Udviklingen i olieprisen i de senere år, herunder perioder med forholdsvis høj oliepris, har ikke haft nogen klar indflydelse på indstillingen af midler til olie- og gasområdet.

I forbindelse med de seks støttede projekter vil der blive udført forskning for i alt 26,1 mio. kr., når selvfinansiering og støtte fra industrien er medregnet. De støttede projekter fremgår af bilag G.

AFSLUTTEDE EFP-PROJEKTER I 2000

Der er i år 2000 afsluttet ni projekter støttet under indsatsområdet olie og gas. Projekterne i hvert fagområde gennemgås i det følgende. Yderligere oplysninger kan ses i bilag G.

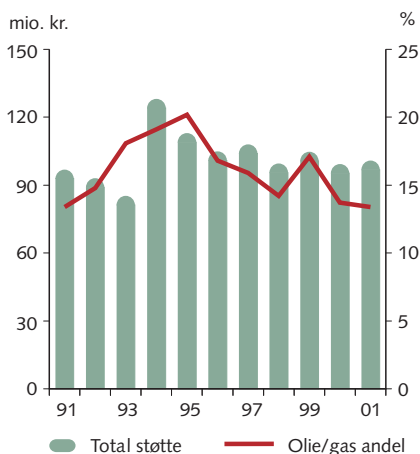
Af rapporteringen vedrørende afsluttede projekter opbevares på biblioteket hos Risø, der også står for udlån af rapporterne. Oplysninger om igangværende og afsluttede projekter kan findes på hjemmesiden www.risoe.dk/nei.

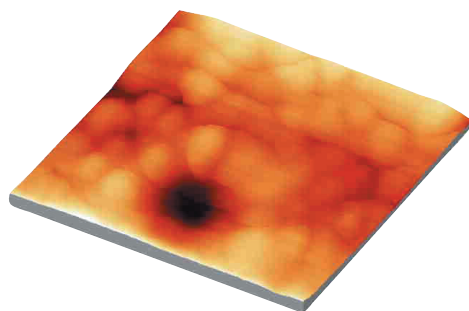
Fagområdet efterforskning

Inden for fagområdet efterforskning er projektet *Lerminerale og silica i Kalkreservoirer. Relation til kildeområde, diagenese og reservoirparametre (1313/98-0005)*, hvor GEUS er hovedansvarlig, afsluttet. Indholdet af Kvarts og lerminerale i Danien og Øvre Kridt kalksten fra en række felter i Nordsøen er blevet undersøgt med højopløselig mikroskopi og massespektrometri. Ved udvikling af specielle laboratoriemetoder er det lykkedes at forbedre måleresultaterne.

Undersøgelsen af disse mineraler viser tilstedeværelsen af mindst tre væsentlige mineralgrupper. Der peges især på opdagelsen af tilstedeværelsen af såkaldt *nanno-Kvarts*, der kan vise sig at udgøre hidtil upåagtede barrierer i reservoiret med stor betydning for indvindingen fra reservoiret. Endvidere har det vist sig, at lermineralindholdet er forskelligt i kalk af Danien alder og Maastrichtien alder. Undersøgelserne viser også, at dominerende lerminerale formentlig i hovedsagen er erosionsmateriale fra områder vest for Det Sammenhængende Område under aflejringen af kalken.

fig. 7.3 Olie/gas andel i forhold til total indstillet støtte





Undersøgelser af magnetiske signaturer i prøver fra Dan feltet viser, at kalken besidder en markant magnetisk cyklicitet, der afspejler lermineralogien. Det konkluderes, at hverken karbonatproduktionen eller mængden af tilført materiale fuldt ud kan forklare cykliciteten i kalken, men at der kan være tale om små ændringer i sammensætningen og mængden af lerminerale.

Billedet til venstre er et atom mikroskop billede af nanokvarts, 10.000 Å.

I projektet *Geofysisk og geostatistisk reservoirkarakterisering af kalkfelter samt anvendelse i reservoirsimulering (1313/97-0005)*, som Ødegaard A/S har været hovedansvarlig for, er der udviklet og anvendt en klassifikationsmetode baseret på estimat af produktionen fra stokastiske reservoirmodeller uden anvendelse af reservoirsimulering.

Data fra Roar feltet har dannet grundlag for undersøgelserne. De seismiske data er inverteret under anvendelse af en lav-frekvens model. Der er udført inversion for akustisk impedans og porøsitet. Der er endvidere udført AVO-analyse med henblik på at bestemme Poissons forhold. Impedansen er korrigeret for væskeindhold og benyttet i den stokastiske reservoirkarakterisering for porøsitet og permeabilitet.

Der er udviklet en metode under anvendelse af geostatistik, der kan bestemme, hvilken indflydelse geologisk usikkerhed har på den forventede produktion fra et felt. Rangering af udfaldsrummet gør det muligt at vælge et scenario med høj produktion og et med lav.

Fagområdet indvinding

Inden for området indvinding er der afsluttet fire selvstændige delrapporter under PRIORITY projektet, der undersøger mulighederne for forbedret indvinding fra danske Nedre Kridt reservoirer. Senere vil resultaterne fra delprojekterne blive samlet i en endelig rapport, som også vil indeholde en vurdering af mulighederne for at implementere forskningsresultaterne på felter i Nordsøen.

Projektet *Strukturel udvikling af Valdemar feltet (1313/97-0008, I.4.b)*, udført af GEUS, har kortlagt deformationshistorien og den strukturelle udvikling i feltet. Rapporten vurderer, at overtryk i Nedre Kridt kan forklares ved en kombination af blandt andet indsynkning og tryklækage fra lag af Jura alder. Desuden vurderes det, at en regional trykgradient på 5 psi/km antagelig kun er mulig i geologisk tid, hvis der eksisterer barrierer på tværs af strømningsretningen. Det er dog stadig uklart, hvilke typer af barrierer der kan være tale om. Nord-sydgående sprækkezoner blev udviklet på langs af strukturen i løbet af Tertiær tiden, mens et øst-vestgående sprækkesystem blev udviklet mellem Nord-Jens og Bo strukturen, der måske kan forklare den observerede trykgradient. Det konkluderes endeligt, at kulbrinter kan have bevæget sig fra Bo området til Roar i tidlig Tertiær tid.

I projektet *Ligevægtsmekanismer under dannelse af et kulbrintereservoir (1313/97-0008, II.2.d)*, udført på DTU, er der foretaget en undersøgelse af indflydelsen af forskellige ligevægtsprocesser på ligevægtsindstillingen i lav-permeabel kalk. Undersøgelsen har belyst, om geologisk tid er tilstrækkelig til at etablere en ligevægt mellem de forskellige faser i reservoirret. Fordelingen af de forskellige faser i reservoirret base-res ofte på en antagelse af, at faserne er i mekanisk og termodynamisk ligevægt. Dette forudsætter imidlertid, at dannelse af reservoirret er afsluttet for længe siden, og at ligevægtsmekanismerne er hurtige i forhold til geologisk tid. Resultaterne viser, at ligevægt i niveauet for vand-olie kontakten sker inden for geologisk tids-

skala ned til forskelle på få meter/km. Gravitationsseparation af vand og olie og dannelse af den hertil knyttede overgangszone sker væsentlig hurtigere. Diffusions-ligevægt er derimod langsom og kræver geologisk tidsskala.

Projektet *Forligelighed mellem injektions- og formationsvand (1313/97/0008, II.1.g)*, udført på DTU, har beskæftiget sig med problemstillingen omkring udfældning af salt på grund af uforligelighed mellem det injicerede havvand og formationsvandet. Studiet har undersøgt indflydelsen af tryk og temperatur på forligeligheden og ændringerne i permeabilitet ved blandbar fortrængning af formationsvand med injektionsvand resulterende fra udfældning af salte, hovedsagelig calciumcarbonat. Resultater viser, at der er forligelighed mellem injektions- og formationsvandet i forsøgsbrønden ved overfladetemperatur og atmosfærisk tryk, mens der ved reservoirtemperaturer sker udfældning. Ved højt tryk og reservoirtemperatur ses derimod opløsning af det udfældede materiale. Det er ikke sandsynligt, at det udfældede materiale, selv i de værste tilfælde, har været årsagen til reduktion af permeabiliteten, men dette kan imidlertid skyldes volumenændringer af lerminerale.

I projektet *Detergent behandling af brønde (1313/97-0008, II.3.b)*, udført på DTU, er effekten af overfladebehandling i reservoiret forud for vandinjektion, med henblik på at mindske overfladespændingen mellem vand og olie, blevet undersøgt. Resultaterne viser, at i laboratoriet ved høje tryk kan en sådan behandling reducere mængden af tilbageværende olie efter produktion anseeligt. Overfladebehandlingen bevirkede imidlertid ikke, som antaget, nogen oprensning af området omkring brøndsporet.

Fagområdet udstyr og anlæg

Inden for fagområdet udstyr og anlæg er der afsluttet tre projekter.

I projektet *Levetidsforlængelse af offshore konstruktioner (1313/97-0014)*, hvor DHI har været hovedansvarlig, er der udviklet og beskrevet nye metoder til at foretage analyser af bæreevne og levetidsforlængende tiltag af offshore konstruktioner. Der er udviklet nye modeller til bestemmelse af designparametre for bølger, strøm, vandstand og vind. Endvidere er der udviklet en holdbar model til bestemmelse af retningsfordelingen af designbølger. Endelig er der udviklet en ny model for korttidsfordeling for de maksimale bølge- og bølgetopshøjder.

Baseret på probabilistiske modeller er det studeret, hvordan driftsperioden kan forlænges for eksisterende platforme, hvordan opbøjning på grund af temperaturforskelle (upheaval) af rørledninger kan forhindres ved forudsigelse af en række kritiske parametre, og endelig hvordan inspektion for revnedannelse kan optimeres. Ovennævnte forhold har alle indflydelse på levetiden for konstruktionerne.

Projektet *Voksudfældning i rørledninger (1313/97-0020)*, udført af CALSEP A/S, vedrører problemstillingen omkring transport af voksholdig olie, der under visse betingelser giver anledning til voksafsætning i rørledningen. Der er i projektet udviklet en kommerciel model for, hvor hurtigt vokslagets tykkelse øges, og hvor i ledningen voksen sætter sig. Modellen beregner effekten af voksafsætningen på baggrund af temperatur og tryktab i ledningen og estimerer voksafsætningen langs rørledningen. Voksafsætningen estimeres desuden som et resultat af shear effekter.

Projektet *Måling af rørlednings frie spænd ved "pigging" (1313/99-0013)*, som er udført af FORCE, er fase A af en videreudvikling af projektet *Free Span Burial Inspection Pig*, som der i EFP-91 blev givet støtte til. Instrumentet kan ved "pigging", altså ved at sende måleudstyr gennem rørledningen, detektere, om en rørledning ligger tildækket, frilagt eller eventuelt med fri spænd over havbunden. Metoden udnytter naturlig gammastråling i det omgivende miljø. Målingerne kan imidlertid forstyrres af stråling fra radioaktiv radon i gas, som transporteres i rørledningen. Som en del af dette projekt er der etableret en metode til at eliminere denne effekt. Projektet har sandsynliggjort, at inspektionskørsel gennem rørledninger kan skaffe data, der kan vise områder med tildækning, frie spænd og tab af betonkappe. Dette vil betyde en væsentlig besparelse i forhold til inspektion fra skib, ligesom rørledningen kan inspiceres i vinterperioden.

Fase B af videreudviklingen fik tildelt støtte i forbindelse med EFP-2000. I denne del skal udstyret konstrueres.

KALKFORSKNINGSSAMARBEJDET (JCR)

I *Energi 21* lægges der vægt på at styrke dansk energiforskningens internationale engagement, herunder inden for efterforskning og indvinding af olie og gas.

Kalkforsknings Samarbejdet mellem en række olieselskaber og de danske og norske myndigheder er efter afslutningen af fase V i april 2000 gået ind i projektdefinitionsfasen for fase VI. Der er generelt en positiv stemning for at fortsætte samarbejdet, muligvis med en yderligere udvidelse af samarbejdet med nye selskaber.

På et styregruppemøde i efteråret 2000 blev der fremlagt en række forslag til nye forskningsemner, herunder også forslag til emneområder, der ikke tidligere har haft så stor bevågenhed, blandt andet geofysiske metoder og nedblæsning af gaszoner.

Programmet er typisk opdelt i 3-årige tematiske faser og beløber sig til ca. 17 mio. kr. for hver fase. Igangsætning af fase VI forventes at ske i løbet af 2001.

ANDEN FORSKNING

Phillips-gruppen, som har tilladelserne 4, 5 og 6/98, vil gennem licensperioden anvende midler på forskning og jobtræning. I den forbindelse har gruppen bevilget støtte til en række forskningsprojekter i 1999. Det drejer sig om projekterne:

Gravitativ og magnetisk tolkning af strukturen i Nordsøen med særlig henblik på Central Graven. Udføres af Københavns Universitet.

Forkastningsgeometri, forkastningsoverlap zoner og forkastningers væksthistorie. Udføres af Aarhus Universitet.

Øvre Jura shelf systemer i den danske Central Grav; Sekvensstratigrafi og kontrollerende faktorer for aflejring af deltaiske og dyb-marine reservoirsandsten i en aktiv sprækkedal. Udføres af Københavns Universitet.

Studie af kvalitet og diagenese af Jura reservoirer i Central Graven 4/98, 5/98 og 6/98. Udføres af GEUS.

8. LOVE OG BEKENDTGØRELSE

I 2000 blev der udstedt en række nye bekendtgørelser samt foretaget ændringer i eksisterende lovgivning på området. Nedenfor er hovedparten af ændringerne beskrevet.

Betaling for benyttelse af olierørledningen til land

Bekendtgørelse nr. 212 af 21. marts 2000 om betaling for transport af råolie og kondensat.

I marts måned blev der udsendt en revideret bekendtgørelse om betaling for transport af råolie og kondensat i DONG Olierør A/S' rørledning fra Gorm feltet til Fredericia. Revisionen er en følge af, at der er kommet nye brugere af rørledningen, idet rettighedshaverne til Lulita-delen af tilladelse 7/86 og 1/90 nu får transporteret deres del af olien fra Lulita feltet gennem rørledningen. Bekendtgørelsen indeholder regler for budgetter og regnskaber for omkostningerne ved brug af rørledningen. Endvidere indgår regler for brugernes betaling.

Indretning af trykudstyr og entreprenørmateriel

Bekendtgørelse nr. 298 af 22. april 2000 om aerosoler, trykbeholdere, simple trykbeholdere, trykbærende udstyr og entreprenørmateriel på havanlæg.

Bekendtgørelsen fastsætter EU's krav til indretningen af det nævnte udstyr, når det anvendes på havanlæg. Der er tale dels om indførelse af nye regler, dels om opdatering af allerede gældende regler. Kravene er de samme som til udstyr, der anvendes på land.

Implementering af Århuskonventionen

Århusloven. Lov nr. 447 af 31. maj 2000 om ændring af visse miljølove.

Bekendtgørelse nr. 884 af 21. september 2000 om miljømæssig vurdering (VVM) af projekter til indvinding af kulbrinter og til etablering af rørledninger på dansk søterritorium og kontinentalsokkelområde.

Folketinget vedtog med loven at indføre reglerne i Århuskonventionen i Danmark. Konventionen blev underskrevet den 25. juni 1998 ved den paneuropæiske miljøministerkonference *Environment for Europe*, som blev afholdt i FN-regi i Århus med Miljø- og energiministeren som vært. Konventionen blev, ud over af Danmark, underskrevet af 34 andre europæiske lande og af EU.

Konventionen omhandler "borgernes adgang til oplysninger, offentlig deltagelse i beslutningsprocesser samt adgang til klage og domstolsprøvelse på miljøområdet."

Implementeringen på offshore området har medført ændringer af undergrundsloven og kontinentalsokkelloven samt af VVM-bekendtgørelsen.

Århusloven medførte, at der blev indsat nye klagerregler i kontinentalsokkelloven og i undergrundsloven. Der er indført en udvidet ret til at klage til Energiklagenævnet over Energistyrelsens tilladelser og godkendelser til projekter, som må antages at kunne påvirke miljøet væsentligt. En tilladelse må først udnyttes, når klagefristen på 4 uger er udløbet. Disse projekter er angivet i VVM-bekendtgørelsen om miljømæssig vurdering af projekter til indvinding af kulbrinter og til etablering af rørledninger på danske søterritorium og kontinentalsokkelområde.

De to øvrige elementer i konventionen om offentlig deltagelse i beslutningsprocesser og om borgernes adgang til miljøoplysninger blev indført ved en ændring af VVM-bekendtgørelsen og ved en ændring af lov om aktindsigt i miljøoplysninger.

Der blev indsat en bestemmelse i VVM-bekendtgørelsen om, at Energistyrelsen, når den oplyser offentligheden om, at den har modtaget en ansøgning om tilladelse til eller godkendelse af et projekt, som er omfattet af VVM reglerne, også skal oplyse, hvilke tilladelser der skal gives af andre myndigheder til et projekt.

Definitionen af miljøoplysninger omfatter nu flere typer oplysninger end hidtil, og flere end de sædvanlige offentlige myndigheder har pligt til at give indsigt ifølge lov om aktindsigt i miljøoplysninger. Således gælder pligten til at give indsigt i oplysninger på miljøområdet nu også for organer, der har et offentligt ansvar for miljøet, og som er underlagt offentlig kontrol. Et offentligt ejet selskab som DONG vil således være omfattet af de nye regler om aktindsigt i miljøoplysninger.

Sikkerhedsgruppers arbejdsmiljøuddannelse

Bekendtgørelse nr. 907 af 25. september 2000 om sikkerhedsgruppens arbejdsmiljøuddannelse på havanlæg.

Fra den 15. oktober 2000 er der nye regler om arbejdsgiverens pligt til at sørge for, at sikkerhedsgruppens medlemmer får den nødvendige uddannelse om sikkerhed og sundhed. Medlemmerne af gruppen har pligt til at deltage i kurser herom. Energistyrelsen skal sørge for, at indholdet af kurserne er tilfredsstillende. Bekendtgørelsen afløser de hidtidige regler om sikkerhedsuddannelse.

Tredieparts adgang til opstrømsrørledninger

Bekendtgørelse nr. 1090 af 6. december 2000 om adgang til opstrømsrørledningsnet.

Som opfølgning af Folketingets vedtagelse af lov om naturgasforsyning i 2000 blev der udstedt regler om tredieparts adgang til at benytte opstrømsrørledninger til transport af naturgas. Reglerne er et led i gennemførelsen i Danmark af EU's direktiv om liberalisering af naturgasmarkedet.

Der er indført en ret for trediepart til, mod betaling, at få adgang til transport af naturgas i opstrømsrørledninger. Adgang forhandles mellem rørledningsejer eller operatør og den, der ønsker at få adgang til opstrømsrørledninger. Energitilsynet fører tilsyn med, at priser og betingelser er rimelige, og kan mægle eller træffe afgørelser, hvor der er uenighed.

Nye regler for malearbejde

Bekendtgørelse nr. 1181 af 15. december 2000 om malearbejde m.v. på havanlæg.

Fra den 1. januar 2001 gælder der nye regler om malearbejde på havanlæg. Bekendtgørelsen indeholder regler med krav til mærkning og opbevaring af malevarer, herunder epoxyharpikser og isocyanater, og til hvilke sikkerhedsforanstaltninger, der skal træffes ved anvendelse af disse produkter. Samtidig ophæves de hidtil gældende regler om polyuretan- og epoxyprodukter og om kodenumererede produkter på faste havanlæg.

Sikkerhedsuddannelser og øvelser

Bekendtgørelse nr. 1208 af 17. december 2000 om sikkerhedsuddannelser, øvelser m.v. på visse havanlæg.

Den 1. januar 2001 blev der indført nye regler for sikkerhedsuddannelser og øvelser på visse havanlæg. De afløser de indtil da gældende regler fra 1988. Den vigtigste ændring er, at opfriskning af sikkerhedsuddannelsen nu skal ske hvert fjerde år mod hidtil hvert tredje. Fra samme dato er det også muligt for personer, der jævnligt opholder sig offshore, at deltage i et 1-dags opfriskningskursus. Kravet er to dage for alle andre. Med ændringen er reglerne tilpasset den praksis, der er i de øvrige Nordsølande.

Tilladelse til nedlægning af elkabler

Lov nr. 1276 af 20. december 2000 om ændring af lov om kontinentalsoklen.

Med lovændringen blev der indført et krav om, at der ligesom for rørledninger nu også skal tilladelse til at nedlægge elkabler over dansk kontinentalsokkel. Der kan opkræves betaling på timebasis for myndighedernes arbejde med ansøgninger om tilladelse til og for tilsynet med rørledninger og elkabler. Endelig er der indført et objektivt erstatningsansvar for skader forårsaget af rørledninger og elkabler.

Revideret bekendtgørelse om indberetning af data

Et udkast til en ny bekendtgørelse om indsendelse af prøver og andre oplysninger om Danmarks undergrund i medfør af undergrundslovens §34 er blevet udarbejdet i samarbejde med Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse.

Formålet med den nye bekendtgørelse er at modernisere reglerne som følge af den teknologiske udvikling, specielt på det digitale område, der har ændret den måde, data tilvejebringes og videresendes på.

Udkastet har været sendt i høring hos industriens parter og en ny bekendtgørelse forventes udstedt i 2001.

RETTIGHEDSHAVERE I DANMARK

Tilladelse Eneretsbevillingen af 8. juli 1962	
Operatør	Mærsk olie og Gas AS
Dato for udstedelse	8. juli 1962
Blok	5504/7, 8, 11, 12, 15, 16; 5505/13, 17, 18 (Det Sammenhængende Område) 5504/5, 6 (Elly) 5603/27, 28 (Freja) 5504/10, 14 (Rolf) 5604/25 (Svend) 5604/21, 22 (Harald)
Areal (km ²)	1724,2 (Det Sammenhængende Område) 64,0 (Elly) 44,8 (Freja) 8,4 (Rolf) 48,0 (Svend) 55,7 (Harald)

Selskab	Andel (%)
Shell olie- og Gasudvinding Danmark B.V.	46,000
A.P.Møller (Bevillingshaver)	39,000
Texaco Denmark Inc.	15,000

Tilladelse 7/86 (Amalie-delen)	
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S,
Medoperatør	Amerada Hess ApS
Dato for udstedelse	24. juni 1986 (2. runde)
Blok	5604/22, 26
Areal (km ²)	106,8

Selskab	Andel (%)
Amerada Hess Energi ApS	41,105
DONG Efterforskning og Produktion A/S	28,205
DENERCO OIL A/S	19,929
LD Energi A/S	10,761

Tilladelse 7/86 (Lulita-delen)	
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S,
Medoperatør	Statoil Efterforskning og Produktion A/S
Dato for udstedelse	24. juni 1986 (2. runde)
Blok	5604/22
Areal (km ²)	2,6

Selskab	Andel (%)
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	37,642
DONG Efterforskning og Produktion A/S	27,184
DENERCO OIL A/S	24,260
LD Energi A/S	10,914

Tilladelse 7/89	
Operatør	Amerada Hess ApS,
Medoperatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5504/2; 5604/25, 29, 30
Areal (km ²)	261,6

Selskab	Andel (%)
Amerada Hess ApS	65,690
DONG Efterforskning og Produktion A/S	25,000
DENERCO OIL A/S	7,500
Danoil Exploration A/S	1,810

Tilladelse 7/89 (Syd Arne-delen)	
Operatør	Amerada Hess ApS
Medoperatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5604/29, 30
Areal (km ²)	93,3

Selskab	Andel (%)
Amerada Hess ApS	57,47875
DONG Efterforskning og Produktion A/S	34,37500
DENERCO OIL A/S	6,56250
Danoil Exploration A/S	1,58375

Tilladelse 8/89	
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S
Medoperatør	Amerada Hess ApS
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5603/32; 5604/29
Areal (km ²)	234,0

Selskab	Andel (%)
Amerada Hess ApS	63,263
DONG Efterforskning og Produktion A/S	23,624
DENERCO OIL A/S	10,564
Danoil Exploration A/S	2,549

Tilladelse 10/89	
Operatør	Mærsk olie og Gas AS
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5603/27
Areal (km ²)	27,1

Selskab	Andel (%)
A.P.Møller	26 2/3
Shell olie- og Gasudvinding Danmark B.V.	26 2/3
Texaco Denmark Inc.	26 2/3
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000

Tilladelse		1/90
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Teknisk assistent	Statoil Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		3. juli 1990
Blok		5604/18
Areal (km ²)		1,2
Selskab		Andel (%)
Statoil Efterforskning og Produktion A/S		37,642
DONG Efterforskning og Produktion A/S		27,184
DENERCO OIL A/S		24,260
LD Energi A/S		10,914

Tilladelse		4/95
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5604/20; 5605/7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17;
Areal (km ²)		1087,5
Selskab		Andel (%)
DONG Efterforskning og Produktion A/S		40,000
RWE-DEA AG		30,000
DENERCO OIL A/S		25,000
EWE AG		5,000

Tilladelse		3/90
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse		13. juli 1990
Blok		5603/28
Areal (km ²)		29,6
Selskab		Andel (%)
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,800
A.P.Møller		31,200
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Texaco Denmark Inc.		12,000

Tilladelse		6/95
Operatør	Statoil Efterforskning og Produktion A/S	
Medoperatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5604/16, 20; 5605/13, 17
Areal (km ²)		414,1
Selskab		Andel (%)
Statoil Efterforskning og Produktion A/S		40,000
Enterprise Oil Denmark Ltd.		20,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark		12,500
DENERCO OIL A/S		7,500

Tilladelse		1/95
Operatør	Amerada Hess ApS	
Medoperatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5503/2, 3; 5603/30, 31
Areal (km ²)		187,8
Selskab		Andel (%)
Amerada Hess ApS		40,000
Premier Oil B.V.		20,000
DENERCO OIL A/S		20,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000

Tilladelse		7/95
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5505/22
Areal (km ²)		195,9
Selskab		Andel (%)
A.P.Møller		26 2/3
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		26 2/3
Texaco Denmark Inc.		26 2/3
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000

Tilladelse		2/95
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Medoperatør	Amerada Hess ApS	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5503/3, 4; 5603/31; 5604/29
Areal (km ²)		331,1
Selskab		Andel (%)
Amerada Hess ApS		63,263
DONG Efterforskning og Produktion A/S		23,624
DENERCO OIL A/S		10,564
Danoil Exploration A/S		2,549

Tilladelse		8/95
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5504/3, 4
Areal (km ²)		326,0
Selskab		Andel (%)
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,800
A.P.Møller		31,200
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Texaco Denmark Inc.		12,000

Tilladelse		9/95
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	
Blok	5604/21, 22, 25, 26	
Areal (km ²)	218,5	

Selskab		Andel (%)
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,800
A.P.Møller		31,200
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Texaco Denmark Inc.		12,000

Tilladelse		1/98
Operatør	CLAM Petroleum Danske B.V.	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/1, 5, 6	
Areal (km ²)	285,5	

Selskab		Andel (%)
CLAM Petroleum Danske B.V.		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		1/97
Operatør	Norsk Agip A/S	
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben Dør)	
Blok	5606/14, 18	
Areal (km ²)	428,6	

Selskab		Andel (%)
Agip Denmark B.V.		80,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000

Tilladelse		2/98
Operatør	CLAM Petroleum Danske B.V.	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5605/18, 19, 22, 23	
Areal (km ²)	231,9	

Selskab		Andel (%)
CLAM Petroleum Danske B.V.		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		4/97
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben Dør)	
Blok	5506/4, 8, 12, 16, 20, 24; 5507/1, 2, 5, 6, 9, 10, 13, 14, 17, 18, 21, 22, 25, 26	
Areal (km ²)	3335,7	

Selskab		Andel (%)
A.P.Møller		40,000
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		40,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000

Tilladelse		3/98
Operatør	Marathon Petroleum Denmark, Ltd.	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5605/28; 5605/32	
Areal (km ²)	216,4	

Selskab		Andel (%)
Marathon Petroleum Denmark, Ltd		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		5/97
Operatør	Sterling Resources Ltd.	
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben Dør)	
Blok	5512/2; 5612/30	
Areal (km ²)	406,8	

Selskab		Andel (%)
Odin Energi ApS		60,000
Sterling Resources (UK) Ltd.		20,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000

Tilladelse		4/98
Operatør	Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/26, 27, 30, 31; 5504/2, 3	
Areal (km ²)	604,4	

Selskab		Andel (%)
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark		30
Saga Petroleum Danmark AS		25
Veba Oil Denmark GmbH		25
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		5/98
Operatør	Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5603/24, 28; 5604/21, 25	
Areal (km ²)		232,6
<hr/>		
Selskab		Andel (%)
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark		30
Saga Petroleum Danmark AS		25
Veba Oil Denmark GmbH		25
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		9/98
Operatør	Norsk Agip A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/28, 32; 5605/25, 29	
Areal (km ²)		721,2
<hr/>		
Selskab		Andel (%)
Agip Denmark B.V.		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		6/98
Operatør	Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5504/1, 2; 5604/29	
Areal (km ²)		213,8
<hr/>		
Selskab		Andel (%)
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark		30
Saga Petroleum Danmark AS		25
Veba Oil Denmark GmbH		25
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		10/98
Operatør	Norsk Agip A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5503/3, 7	
Areal (km ²)		169,5
<hr/>		
Selskab		Andel (%)
Agip Denmark B.V.		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		7/98
Operatør	Enterprise Oil Denmark	
Medoperatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/1, 2, 3, 6, 7, 10	
Areal (km ²)		583,4
<hr/>		
Selskab		Andel (%)
Enterprise Oil Denmark		60
DENERCO OIL A/S		20
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		11/98
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5503/8; 5504/1, 2, 5, 6	
Areal (km ²)		352,8
<hr/>		
Selskab		Andel (%)
Amerada Hess ApS		42
Veba Oil Denmark GmbH		20
DONG Efterforskning og Produktion A/S		25
DENERCO OIL A/S		13

Tilladelse		8/98
Operatør	Kerr-McGee International ApS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5605/18, 19	
Areal (km ²)		359,1
<hr/>		
Selskab		Andel (%)
Kerr-McGee International ApS		40
ARCO Denmark Limited		40
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		12/98
Operatør	Amerada Hess ApS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/27, 28, 31, 32	
Areal (km ²)		276,2
<hr/>		
Selskab		Andel (%)
Amerada Hess ApS		50
DENERCO OIL A/S		30
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		13/98
Operatør	EDC (Europe) Ltd.	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/5, 9	
Areal (km ²)	328,0	

Selskab	Andel (%)	
EDC (Denmark)	40	
Pogo Denmark ApS	40	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	

Tilladelse		17/98
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/19, 23	
Areal (km ²)	146,1	

Selskab	Andel (%)	
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.	36,80	
A.P. Møller	31,20	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,00	
Texaco Denmark Inc.	12,00	

Tilladelse		14/98
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/3,4; 5605/26, 27, 28, 30, 31, 32; 5606/25	
Areal (km ²)	1355,9	

Selskab	Andel (%)	
A.P. Møller	26 2/3	
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.	26 2/3	
Texaco Denmark Inc.	26 2/3	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	

Tilladelse		1/99
Operatør	Norsk Agip A/S	
Dato for udstedelse	15. februar 1999 (Åben Dør)	
Blok	5506/4, 7, 8, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18,19, 22, 23	
Areal (km ²)	1792,1	

Selskab	Andel (%)	
Agip Denmark B.V.	80	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	

Tilladelse		15/98
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/25	
Areal (km ²)	70,5	

Selskab	Andel (%)	
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.	36,80	
A.P. Møller	31,20	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,00	
Texaco Denmark Inc.	12,00	

Tilladelse		2/99
Operatør	Gustavson Associates Inc.	
Dato for udstedelse	20. marts 1999 (Åben Dør)	
Blok	5707/16, 19, 20, 22, 23, 24, 26, 27, 30, 31	
Areal (km ²)	1329,4	

Selskab	Andel (%)	
Gustavson Associates Inc.	80	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	

Tilladelse		16/98
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/15, 18, 19, 20	
Areal (km ²)	216,9	

Selskab	Andel (%)	
DENERCO OIL A/S	37,000	
LD Energi A/S	24,000	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	22,000	
RWE-DEA AG	17,000	

Tilladelse		3/99
Operatør	The Anschutz Overseas Corporation	
Dato for udstedelse	20. marts 1999 (Åben Dør)	
Blok	5606/10, 11, 12, 15, 16, 20, 24; 5607/9, 13, 17, 21, 25, 29	
Areal (km ²)	2791,2	

Selskab	Andel (%)	
Anschutz Denmark ApS	80	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	

Tilladelse		4/99
Operatør	Amerada Hess ApS	
Dato for udstedelse	1. maj 1999 (Åben Dør)	
Blok	5610/19, 20, 23, 24, 28; 5611/21, 22, 25, 26, 30; 5612/29	
Areal (km ²)	2372,1	
<hr/>		
Selskab	Andel (%)	
Courage Energy Inc.	32	
Odin Energi ApS	20	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	
Amerada Hess ApS	16	
Emerald Energy Denmark Limited	12	

Tilladelse		1/01
Operatør	UAB Minijos Nafta	
Dato for udstedelse	5. marts 2001 (Åben Dør)	
Blok	5408/3,4;5409/1,2,3,4,6,7,8; 5508/23,24,27,28,31,32;5509/25,29,30,31,32	
Areal (km ²)	3851,4	
<hr/>		
Selskab	Andel (%)	
Dansk Venture Olieefterforskning	40	
UAB Minijos Nafta	20	
Sterling Resources (UK), Ltd.	20	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	

Tilladelse		5/99
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	27. november 1999 (naboblok)	
Blok	5504/20, 24; 5505/21	
Areal (km ²)	187,3	
<hr/>		
Selskab	Andel (%)	
A.P. Møller	80	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	

Tilladelse		2/01
Operatør	Sterling Resources (UK), Ltd.	
Dato for udstedelse	5. marts 2001 (Åben Dør)	
Blok	5608/8,12,16;5609/5,9,13	
Areal (km ²)	1278,6	
<hr/>		
Selskab	Andel (%)	
Sterling Resources (UK), Ltd.	75	
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20	
Dansk Efterforskningselskab ApS	5	

Rettighedshavernes andele er anført som i de udstedte tilladelser. Der henvises endvidere til koncessionskortene bagerst i rapporten. Oversigten og koncessionskort opdateres løbende på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

FORUNDERSØGELSER 2000

Undersøgelse Tilladelse	Operatør Entreprenør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område Blok nr.	Indsamlet i 2000
Kraka Extension 5/99, 7/95, DSO	Mærsk Olie og Gas AS	Offshore	20-04-2000	CG	1.345 km ²
	PGS Exploration AS	3D seismik	21-06-2000	5504, 5505	
VER1, VER2 3/99	Anschutz Denmark ApS	Offshore	15-06-2000	NDB	225 km ² 165 km
	Geco-Prakla	3D/2D seismik	13-07-2000	5606, 5607	
A6B4-00-2D Excl.	Wintershall Noordzee B.V.	Offshore	16-04-2000	CG	9 km *)
	Fugro Geoteam AS	2D seismik	16-04-2000	5504	
AG0002-01 1/99	Norsk Agip	Offshore	25-01-2000	RFH	26 km
	Gardline Surveys	2D seismik	26-01-2000	5506	
SB-4C-20 Spec.	Geco-Prakla	Offshore	07-06-2000	CG	72 km
	Geco-Prakla	2D seismik	18-06-2000	5504, 5505, 5604	
HGS Geotermi	DONG A/S	Offshore	02-10-2000	NDB, HVB	231 km
	Rambøll/Thor	2D seismik	05-10-2000	5512	
HGS Geotermi	DONG A/S	Onshore	19-10-2000	NDB, HVB	83 km
	Rambøll/Thor	2D seismik	23-11-2000	5512	
5/97	Sterling Resources Ltd.	Onshore	06-04-2000	NDB	131 prøver
	Wexco	Geokemi	28-04-2000	5512, 5612	
AGS00 1/99	Norsk Agip	Offshore	30-08-2000	RFH	19 prøver
	GEUS	Geokemi	14-09-2000	5506	
AGM001,AGM002 9/98, 1/99	Norsk Agip	Offshore	02-08-2000	RFH	3.705 km
	Fugro Airborne Surveys	Aeromagnetisme	05-08-2000	5506, 5604, 5605	

DSO=Det Sammenhængende Område, CG=Central Graven, HG=Horn Graven, NDB=Det Norsk-Danske Bassin, RFH=Ringkøbing-Fyn Højderyggen,

HVB=Höllviken Bassinet

*) Kun den danske del af undersøgelsen er medregnet.

PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

OLIE tusinde kubikmeter

Produktion og salg

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Dan	10.682	1.723	2.699	3.262	3.496	3.713	3.799	3.858	4.767	5.745	6.599	50.344
Gorm	14.796	1.501	1.661	1.889	2.421	2.494	2.879	3.045	2.865	3.384	3.110	40.045
Skjold	10.425	2.734	2.281	2.103	1.715	1.979	2.023	2.011	1.896	1.825	1.975	30.967
Tyra	4.914	1.386	1.669	1.639	1.748	1.631	1.447	1.263	931	892	1.000	18.520
Rolf	2.164	293	304	176	92	216	218	96	92	77	83	3.810
Kraka	-	144	205	390	490	469	340	315	314	404	350	3.422
Dagmar	-	475	305	67	33	35	23	17	13	10	8	986
Regnar	-	-	-	145	429	86	41	27	43	29	14	815
Valdemar	-	-	-	53	304	165	161	159	95	86	77	1.100
Roar	-	-	-	-	-	0	319	427	327	259	285	1.617
Svend	-	-	-	-	-	0	836	1.356	635	521	576	3.923
Harald	-	-	-	-	-	-	0	794	1.690	1.332	1.081	4.897
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	-	143	224	179	547
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	222	1.120	1.342
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.593	2.118	3.711
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	757	2.535	3.293
I alt	42.981	8.256	9.125	9.724	10.727	10.788	12.087	13.367	13.810	17.362	21.111	169.338

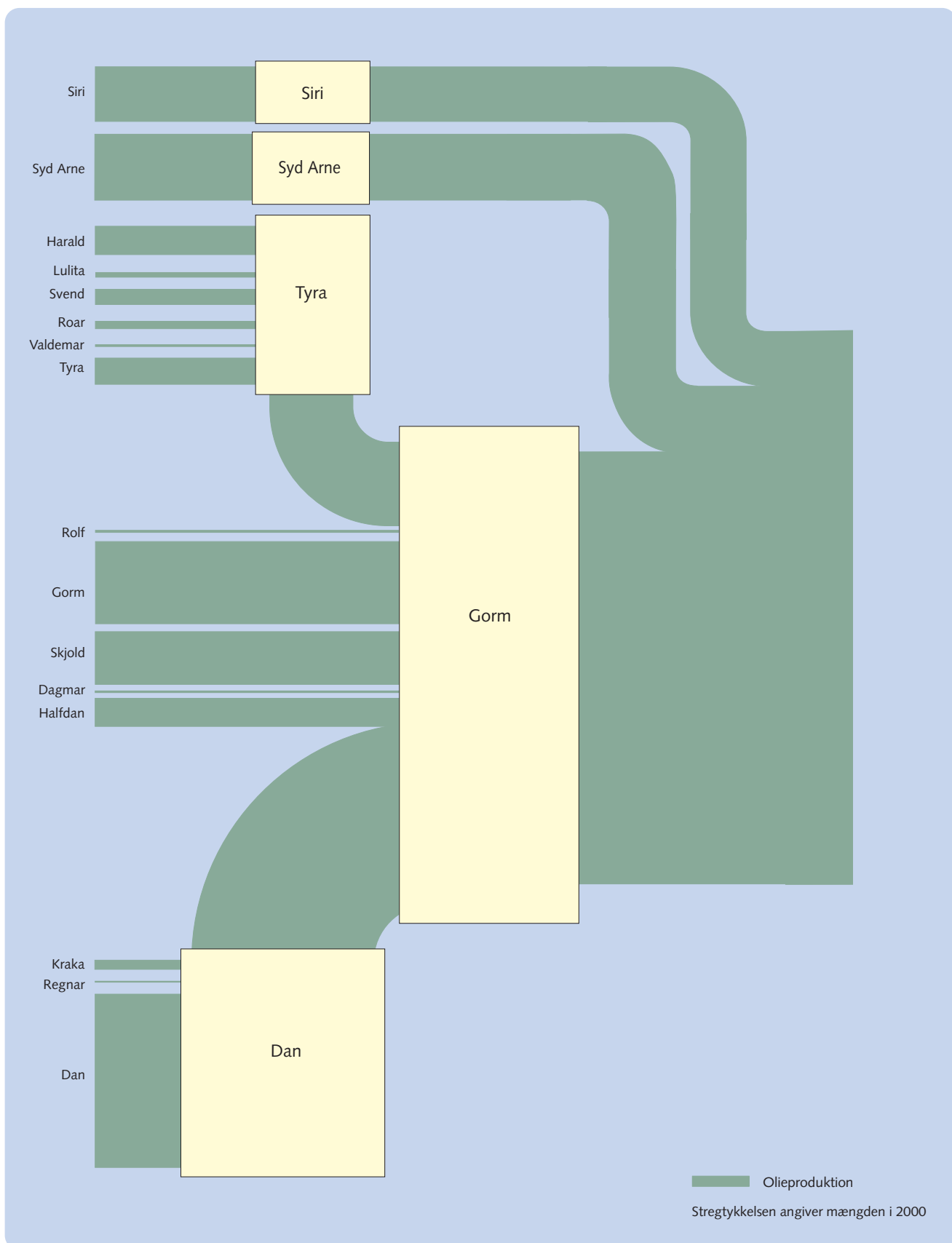
Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Dan	4.147	879	1.056	1.336	1.263	1.331	1.249	1.116	1.343	1.410	1.186	16.318
Gorm	6.261	843	844	775	922	761	674	609	633	537	426	13.284
Skjold	887	233	212	195	185	188	160	189	146	154	158	2.707
Tyra	15.838	3.672	3.944	3.853	3.646	3.839	3.843	4.229	3.638	3.878	3.810	54.192
Rolf	92	12	12	8	4	9	9	4	4	3	4	161
Kraka	-	56	88	125	119	128	95	85	106	148	119	1.069
Dagmar	-	65	46	13	8	5	4	3	2	2	2	150
Regnar	-	-	-	8	25	7	4	2	4	2	1	53
Valdemar	-	-	-	29	96	52	57	89	54	49	55	481
Roar	-	-	-	-	-	0	1.327	1.964	1.458	1.249	1.407	7.404
Svend	-	-	-	-	-	0	85	152	84	65	74	460
Harald	-	-	-	-	-	-	0	1.092	2.741	2.876	2.811	9.519
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	-	69	181	160	410
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	178	215
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142	197	338
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167	706	873
I alt	27.225	5.760	6.203	6.342	6.269	6.321	7.506	9.534	10.281	10.901	11.294	107.634

De månedlige produktionstal for 2000 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

HVOR KOMMER OLIE FRA



GAS millioner Normalkubikmeter

Brændstof

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Dan	166	49	61	66	85	93	97	109	148	172	179	1.225
Gorm	554	73	81	87	104	111	135	164	152	149	142	1.752
Tyra	524	98	109	110	110	111	142	210	224	239	229	2.108
Dagmar	-	7	13	1	0	0	0	0	0	0	0	21
Harald	-	-	-	-	-	-	-	5	14	14	13	46
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	21	29
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	32	35
I alt	1.244	227	264	264	299	314	375	488	539	585	617	5.216

Afbrending

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Dan	1.162	68	73	53	66	36	40	36	43	56	67	1.699
Gorm	556	65	86	95	75	69	60	81	71	71	66	1.295
Tyra	268	31	39	39	48	42	67	46	42	58	58	737
Dagmar	-	58	33	12	8	5	2	3	2	2	2	128
Harald	-	-	-	-	-	-	-	77	19	12	7	115
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	9	82
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114	40	154
I alt	1.986	223	230	199	196	152	168	243	177	386	250	4.209

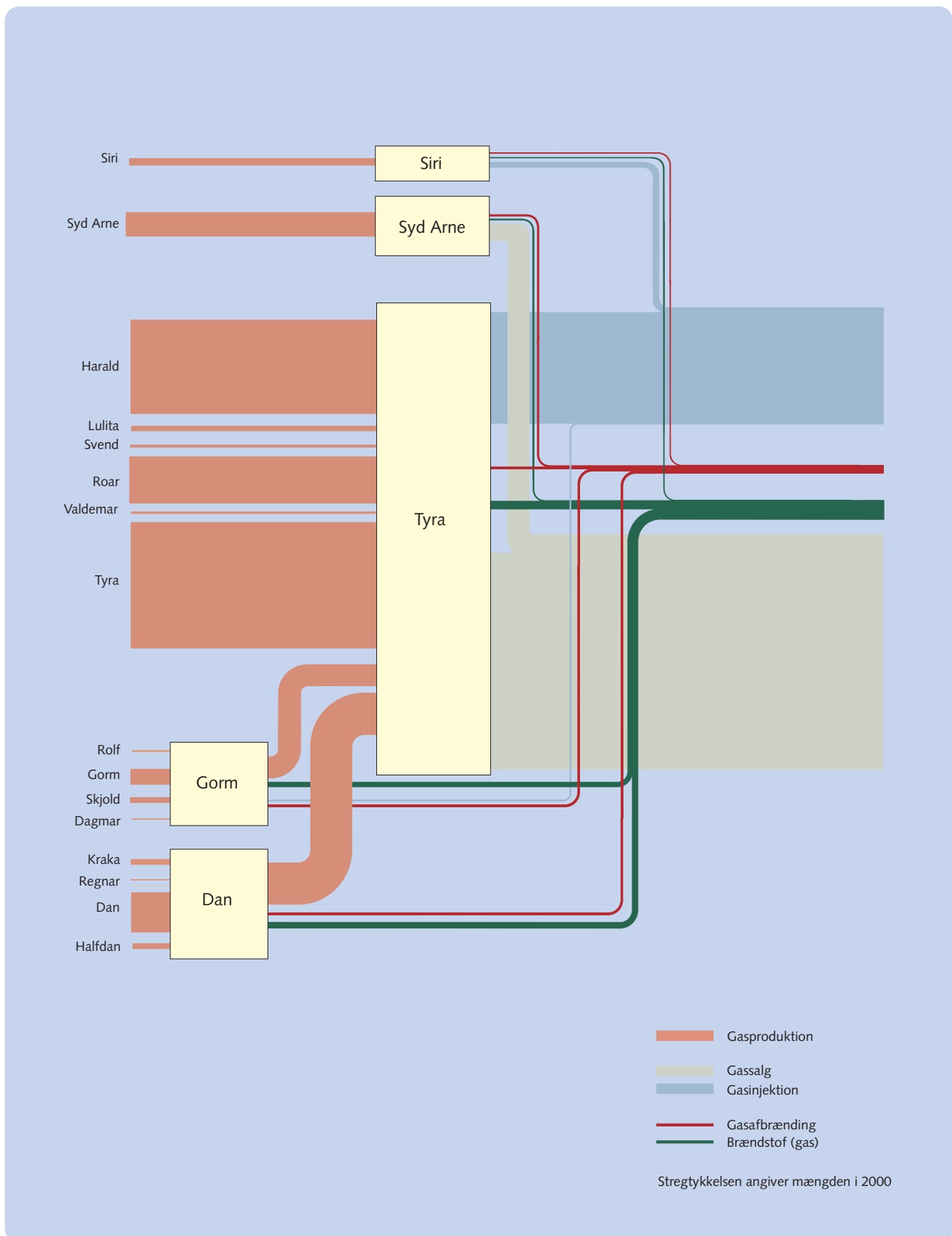
Injektion

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Gorm	5.987	735	711	420	70	28	26	62	24	25	45	8.133
Tyra	4.911	1.066	1.370	1.451	1.371	1.132	1.225	1.778	2.908	3.074	3.104	23.390
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	167	228
I alt	10.897	1.801	2.081	1.871	1.441	1.160	1.251	1.840	2.933	3.160	3.316	31.750

Salg

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Dan	2.819	818	1.010	1.350	1.256	1.338	1.211	1.058	1.261	1.371	1.238	14.730
Gorm	143	215	191	376	863	750	622	495	535	448	334	4.972
Tyra	10.135	2.476	2.426	2.281	2.214	2.607	3.878	4.400	2.060	1.870	1.955	36.302
Harald	-	-	-	-	-	-	-	1.010	2.777	3.032	2.950	9.768
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	634	685
I alt	13.097	3.509	3.628	4.007	4.332	4.695	5.712	6.963	6.633	6.770	7.111	66.458

HVOR KOMMER GASSEN FRA



CO₂-UDLEDNING tusinde tons

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Brændstof	2.842	515	598	600	679	713	850	1.107	1.222	1.366*	1.401	11.840
Afbrænding	4.509	506	522	452	445	345	381	552	401	880	568	9.554
I alt	7.333	1.021	1.121	1.052	1.125	1.058	1.231	1.659	1.624	2.247	1.969	21.395

* inkl. dieselolie

Produktion

VAND tusinde kubikmeter

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Dan	720	276	513	781	1.117	1.275	1.543	1.845	2.976	4.220	5.277	20.544
Gorm	3.832	522	583	557	824	948	1.921	2.906	3.177	3.468	3.980	22.720
Skjold	13	17	339	817	889	1.337	2.679	3.635	3.938	3.748	4.333	21.745
Tyra	776	395	671	1.005	1.290	1.749	2.161	2.215	2.020	2.033	3.046	17.361
Rolf	657	197	350	265	161	443	490	390	411	366	358	4.087
Kraka	-	46	130	195	188	251	272	287	347	329	256	2.300
Dagmar	-	21	206	395	367	464	507	408	338	246	241	3.193
Regnar	-	-	-	-	244	396	299	164	407	363	139	2.012
Valdemar	-	-	-	1	24	20	34	61	52	55	48	294
Roar	-	-	-	-	-	-	14	96	146	199	317	773
Svend	-	-	-	-	-	-	2	64	272	582	1.355	2.276
Harald	-	-	-	-	-	-	-	-	5	15	39	59
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	-	3	5	11	20
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56	237	293
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	319	1.868	2.187
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	59	74
I alt	5.999	1.474	2.792	4.016	5.103	6.882	9.922	12.072	14.093	16.020	21.565	99.938

Injektion

	1972-90	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	I alt
Dan	259	180	865	1.534	3.808	5.884	8.245	8.654	11.817	14.964	17.464	73.673
Gorm	1.254	1.015	1.598	2.140	4.612	5.749	8.112	8.642	8.376	8.736	10.009	60.243
Skjold	9.329	3.238	2.791	2.836	3.511	3.985	5.712	6.320	6.291	5.866	6.132	56.011
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	13	95
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.236	3.778	5.014
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	47
I alt	10.842	4.433	5.253	6.510	11.931	15.618	22.069	23.616	26.484	30.884	37.444	195.084

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

FELTER I PRODUKTION

DAGMAR FELTET

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 km ²
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr.

1.1.2001:

Olie:	0,0 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2001:

Olie:	0,99 mio. m ³
Gas:	0,15 mia. Nm ³
Vand:	3,19 mio. m ³

Produktion i 2000:

Olie:	0,01 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,24 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2001:

2000-priser	0,4 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

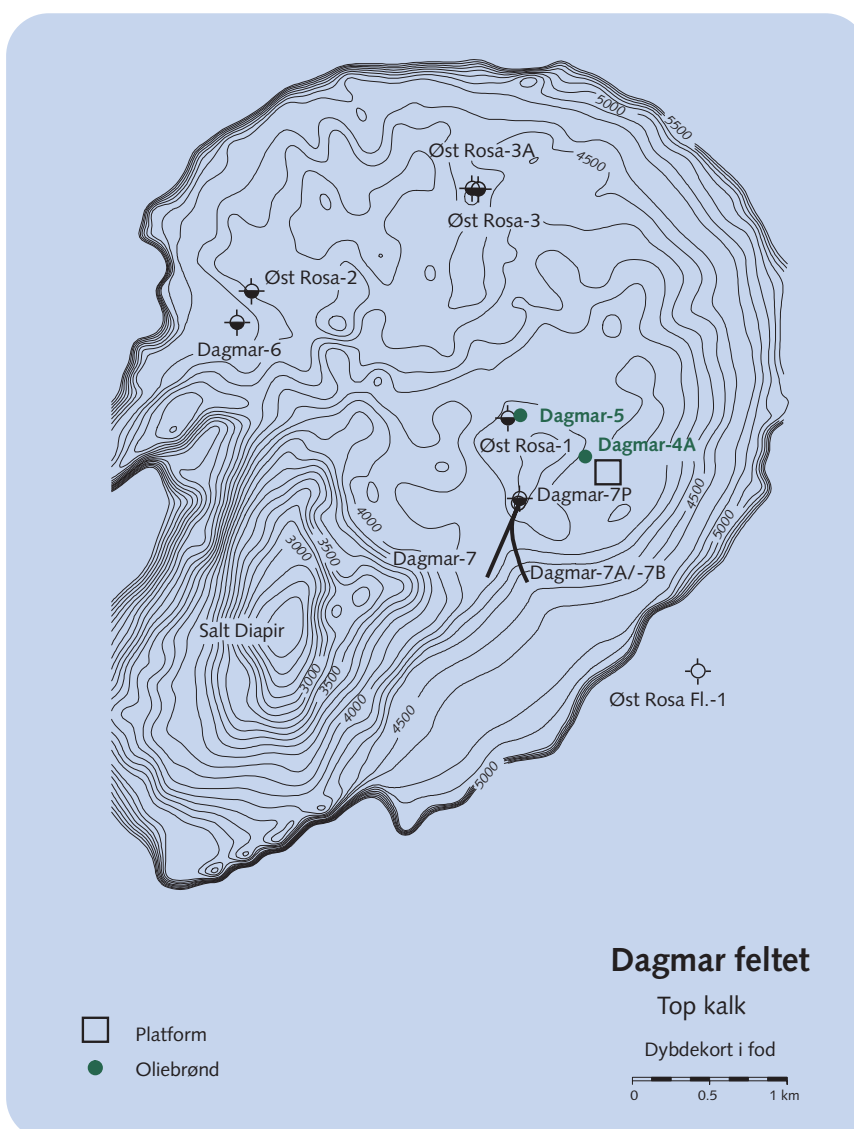
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, der ligger tættest på overfladen. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Dagmar udviste indledningsvis høje produktionsrater for olie, men reservoiret har ikke efterfølgende udvist samme gode produktionsegenskaber som felterne Skjold, Svend og Rolf.

ANLÆG

Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes ubehandlet til Gorm F platformen, hvor der er installeret særlige behandlingsfaciliteter for Dagmars svovlbrinteholdige produktion. Den forholdsvis ringe mængde gas fra Dagmar afbrændes grundet det høje svovlbrinteindhold.



DAN FELTET

Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972
Produktionsbrønde:	57
Vandinjek. brønde:	40
Vanddybde:	40 m
Areal:	45 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2001:	
Olie:	55,1 mio. m ³
Gas:	8,6 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2001:	
Olie:	50,34 mio. m ³
Gas:	16,32 mia. Nm ³
Vand:	20,54 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2001:	
Vand:	73,67 mio. m ³
Produktion i 2000:	
Olie:	6,60 mio. m ³
Gas:	1,19 mia. Nm ³
Vand:	5,28 mio. m ³
Injektion i 2000:	
Vand:	17,46 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2001:	
2000-priser	19,7 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene delvis over en salthorst. En hovedforkastning deler feltet i to reservoirblokke, som yderligere er gennemsat af en række mindre forkastninger. Kalken har en høj porøsitet, men lav permeabilitet. Feltet har en gaskappe.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand. Vandinjektion blev indledt i 1989, og senere er der etableret højrateinjektion. Det høje tryk, som anvendes ved injektion, bevirker, at vandet sprækker kalken op og fordeler sig langt ud i reservoirret. Ved de store mængder injiceret vand opnås en hurtig stabilisering og efterfølgende opbygning af reservoirrets tryk i oliezone. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle så stor en del som muligt af reservoirret med vand.

Desuden foretages produktion fra Dan feltets nordvestlige flankeområde ved naturlig indvinding, dvs. uden at der tilføres reservoirret energi ved injektion af vand.

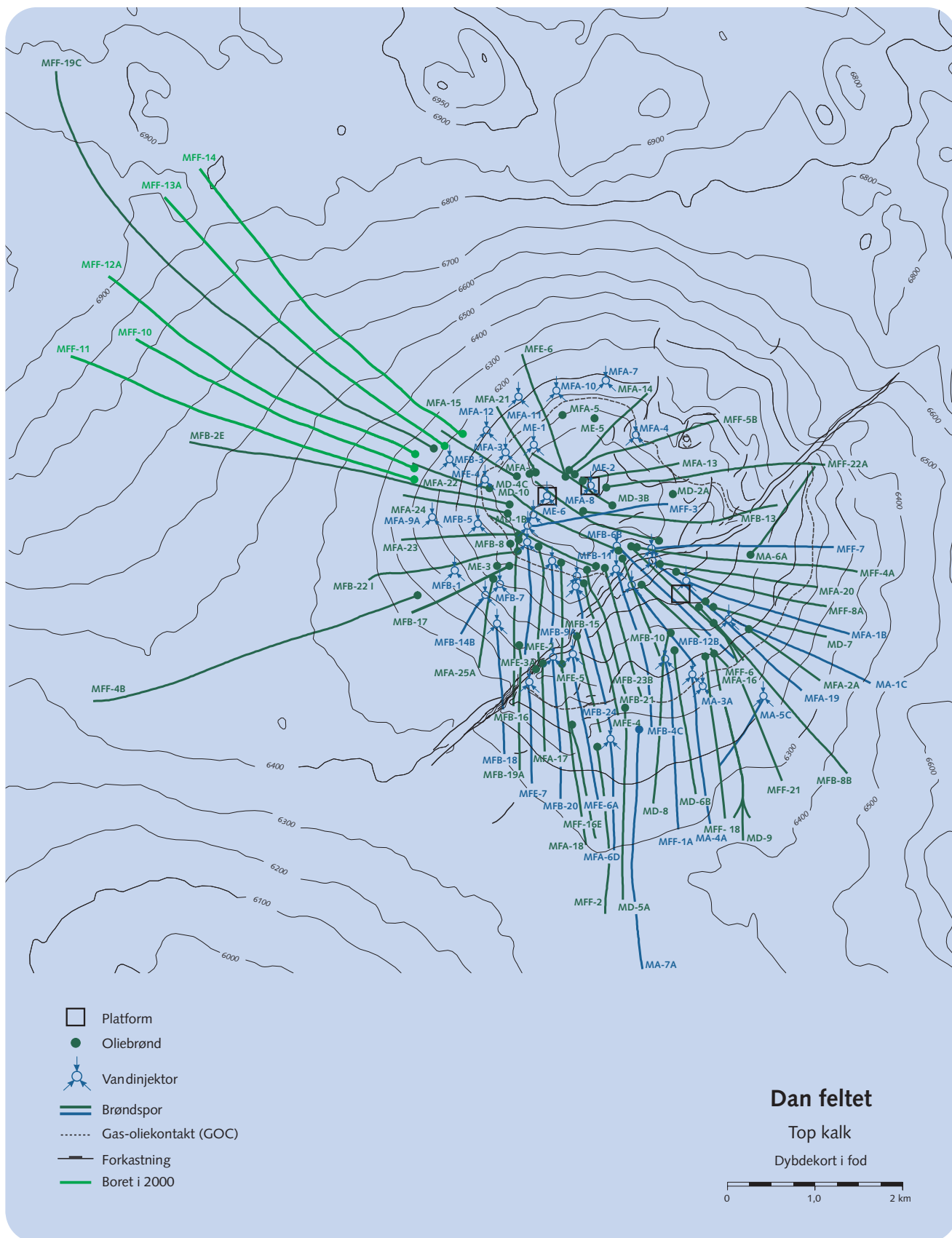
ANLÆG

Dan feltet er udbygget med seks indvindingsplatforme DA, DD, DE, DFA, DFB og DFE, to behandlings- og indkvarteringsplatforme DB og DFC, to afbrændingsplatforme DC og DFD samt en kombineret indvindings- og behandlingsplatform DFF.

På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar. Desuden modtages gasproduktionen fra Halfdan feltet. Anlæggene på Dan forsyner desuden Halfdan feltet med injektionsvand.

Olien sendes efter færdigbehandling til Gorm E og videre til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst for endelig behandling.

På Dan feltet kan der indkvarteres 86 personer på DFC og 5 personer på DB.



GORM FELTET

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:	31
Gasinjek. brønde:	2
Vandinjek. brønde:	14
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2001:	
Olie:	12,2 mio. m ³
Gas:	1,3 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2001:	
Olie:	40,05 mio. m ³
Nettogas:	5,15 mia. Nm ³
Vand:	22,72 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2001:	
Gas:	8,13 mia. Nm ³
Vand:	60,24 mio. m ³
Produktion i 2000:	
Olie:	3,11 mio. m ³
Nettogas:	0,38 mia. Nm ³
Vand:	3,98 mio. m ³
Injektion i 2000:	
Gas:	0,05 mia. Nm ³
Vand:	10,01 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2001:	
2000-priser	10,0 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene delvis 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

I 1989 indledtes vandinjektion i reservoiret. Olieindvindingen fra feltet er baseret på udbredelse af injiceret vand til hele feltet. Der injiceres vand i vand- og oliezo-nerne på feltet.

I tilfælde hvor gaseksporten til Tyra er afbrudt, injiceres gassen i Gorm feltet.

ANLÆG

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

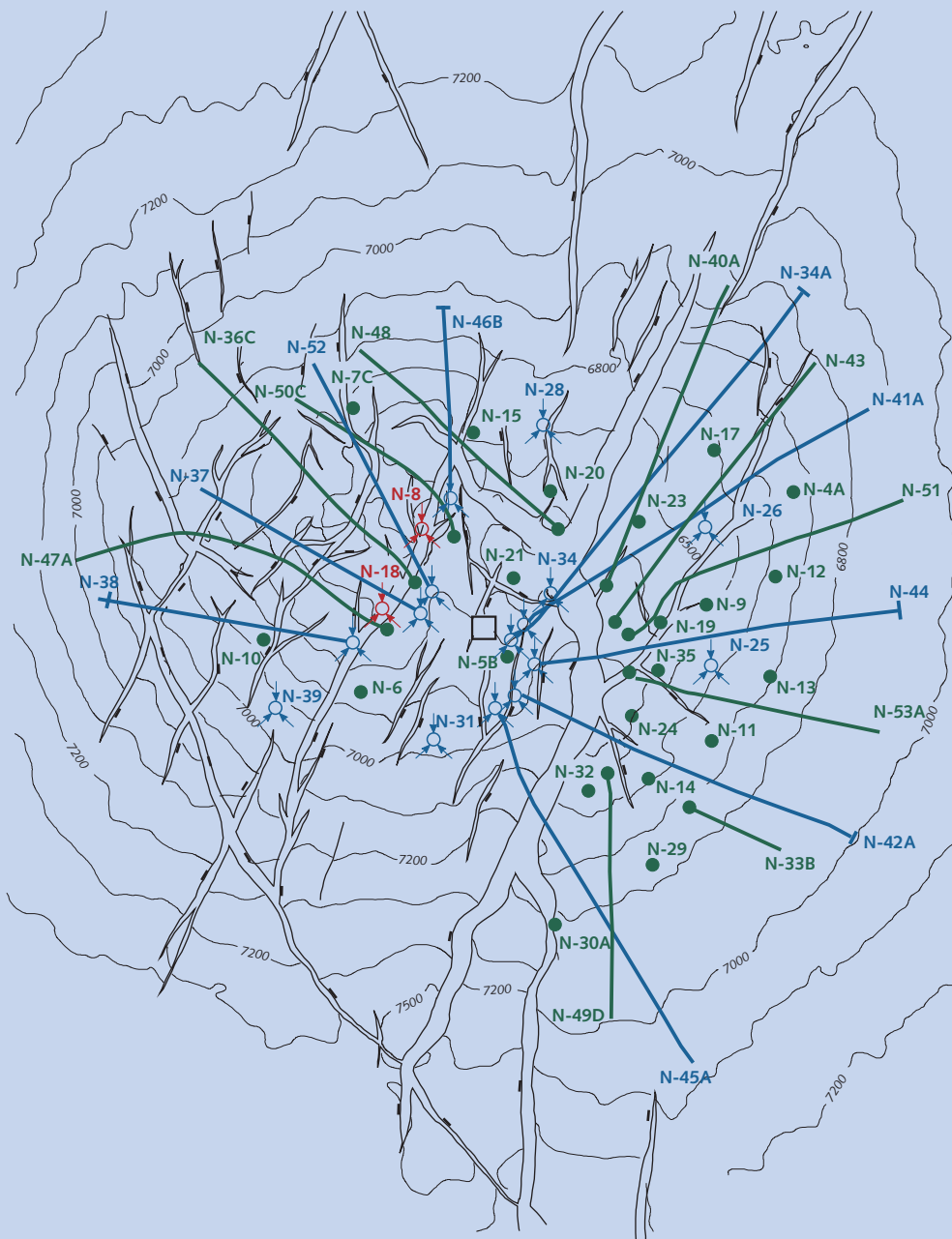
På Gorm modtages produktionen fra satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Desuden modtages væskeproduktionen fra Halfdan feltet. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Den producerede gas sendes til Tyra Øst. Den stabiliserede olie fra behandlingsanlæggene på samtlige DUC's anlæg bliver ilandført via pumpeplatformen Gorm E.

Procesanlægget på Gorm C består af stabiliseringsanlæg for olie, hvor olien fra Rolf og Halfdan behandles samt anlæg til rensning af produceret vand. Der er endvidere anlæg for behandling og kompression af den producerede gas.

Procesanlæggene på Gorm F består af to stabiliseringsanlæg for olie, hvoraf det ene modtager den svovlbrinteholdige produktion fra Dagmar feltet, mens det andet modtager produktionen fra Gorm og Skjold.

På Gorm F er installeret en lavtryksskumpressor, som tillader, at brøndhovedtryk- ket på brøndene på Gorm og Skjold kan sænkes.

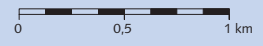
På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.



- Platform
- oliebrønd
- Vandinjektor
- Gasinjektor
- Brøndspor
- Top kalk, anboret nedefra
- Forkastning

Gorm feltet

Top kalk
Dybdekort i fod



HALFDAN FELTET

Tidligere navn:	Nana
Beliggenhed:	Blok 5505/13 og 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1999
I drift år:	2000
Produktionsbrønde:	5
Vandinjek.brønde:	1
Vanddybde:	43 m
Areal:	70 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2001:	
Olie:	41,2 mio. m ³
Gas:	4,8 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2001:	
Olie:	1,34 mio. m ³
Gas:	0,22 mia. Nm ³
Vand:	0,29 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2001:	
Vand:	0,10 mio. m ³
Produktion i 2000:	
Olie:	1,12 mio. m ³
Gas:	0,18 mia. Nm ³
Vand:	0,24 mio. m ³
Injektion i 2000:	
Vand:	0,01 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2001:	
2000-priser	1,1 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Halfdan forekomsten findes i en afgrænset lomme i kalklagene, der tidligere i geologisk tid udgjorde en strukturel fælde. På grund af senere bevægelser af reservoirlagene er strukturen gradvist forsvundet, og olien er begyndt at strømme mod sydøst i retning mod Dan feltet. Dette betyder, at strukturen i dag ikke fremgår af kort over kalkoverfladen, og at olien er i bevægelse. Den lave permeabilitet i reservoiret betyder dog, at akkumulationen af olie og gas stadig findes. Fældetypen er ikke set tidligere på dansk område.

Den porøse uopsprækkede kalksten er analog til den vestlige del af Dan feltet. Den nordøstlige del af olieforekomsten er dækket af en gaskappe.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår i den indledende fase af udbygningen ved naturlig indvinding, dvs. uden at der tilføres reservoiret energi ved injektion af gas eller vand. Der etableres trykstøtte ved vandinjektion i takt med, at injektionsbrønde bliver færdiggjort.

ANLÆG

På feltet er der placeret en indvindingsplatform med minimale produktionsfaciliteter. Driften af indvindingsplatformen understøttes af en boreplatform. Produktionen separeres i en væskedel (olie og vand) og en gasdel. Væskedelen transporteres gennem rørledning til Gorm feltet, og gasdelen transporteres gennem rørledning til Dan feltet. På Gorm og Dan felterne færdigbehandles produktionen fra Halfdan feltet. Desuden modtages injektionsvand fra Dan feltet.



HARALD FELTET

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
Produktionsbrønde:	2 (Lulu), 2 (Vest Lulu)
Vanddybde:	64 m
Areal:	25 km ²
Reservoirdybde:	Hhv. 2.700 og 3.650 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Lulu) Sandsten (Vest Lulu)
Geologisk alder:	Hhv. Danien/Øvre Kridt og Mellem Jura
Reserver pr. 1.1.2001:	
Olie og kondensat:	4,0 mio. m ³
Gas:	14,1 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2001:	
Olie og kondensat:	4,90 mio. m ³
Gas:	9,52 mia. Nm ³
Vand:	0,06 mio. m ³
Produktion i 2000:	
Olie og kondensat:	1,08 mio. m ³
Gas:	2,81 mia. Nm ³
Vand:	0,04 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2001:	
2000-priser	3,1 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

Lulu strukturen er dannet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Gaszonen er op til 75 meter tyk og dækker et areal på 6,5 km².

Vest Lulu strukturen er en hældende jurassisk forkastningsblok. Sandstensreservoiret er af Mellem Jura alder. Strukturen hælder og ligger i ca. 3.600 meters dybde. Sandstenen har en effektiv tykkelse på 100 meter.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Både Lulu og Vest Lulu reservoirerne påregnes produceret ved at lade gassen ekspandere suppleret 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. Optimeret produktion af flydende kulbrinter fra feltet forudsætter stabilisering af reservoirtrykket i Tyra ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter og derved minimere aftrækket fra Tyra forekomsten. Øget produktion fra Harald tilgodeser derfor optimeringshensynene for Tyra.

ANLÆG

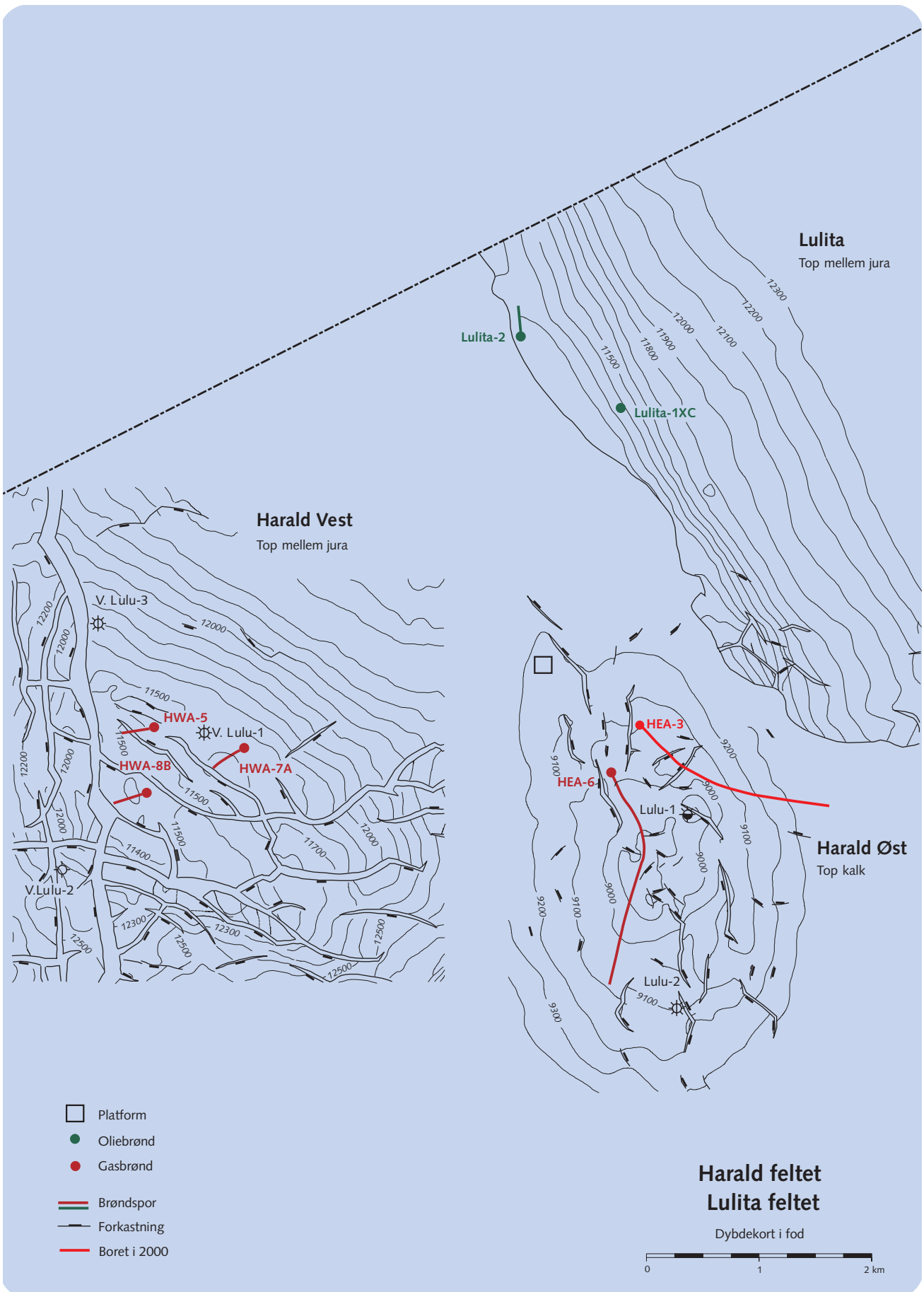
Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B.

Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen.

Den ubehandlede kondensatproduktion og den færdigbehandlede gas føres til Tyra Øst.

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.



KRAKA FELTET

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
Areal:	20 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1.1.2001:

Olie:	2,7 mio. m ³
Gas:	0,9 mia. Nm ³

Akk. produktion pr. 1.1.2001:

Olie:	3,42 mio. m ³
Gas:	1,07 mia. Nm ³
Vand:	2,30 mio. m ³

Produktion i 2000:

Olie:	0,35 mio. m ³
Gas:	0,12 mia. Nm ³
Vand:	0,26 mio. m ³

Akk. investeringer pr. 1.1.2001:

2000-priser	1,3 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

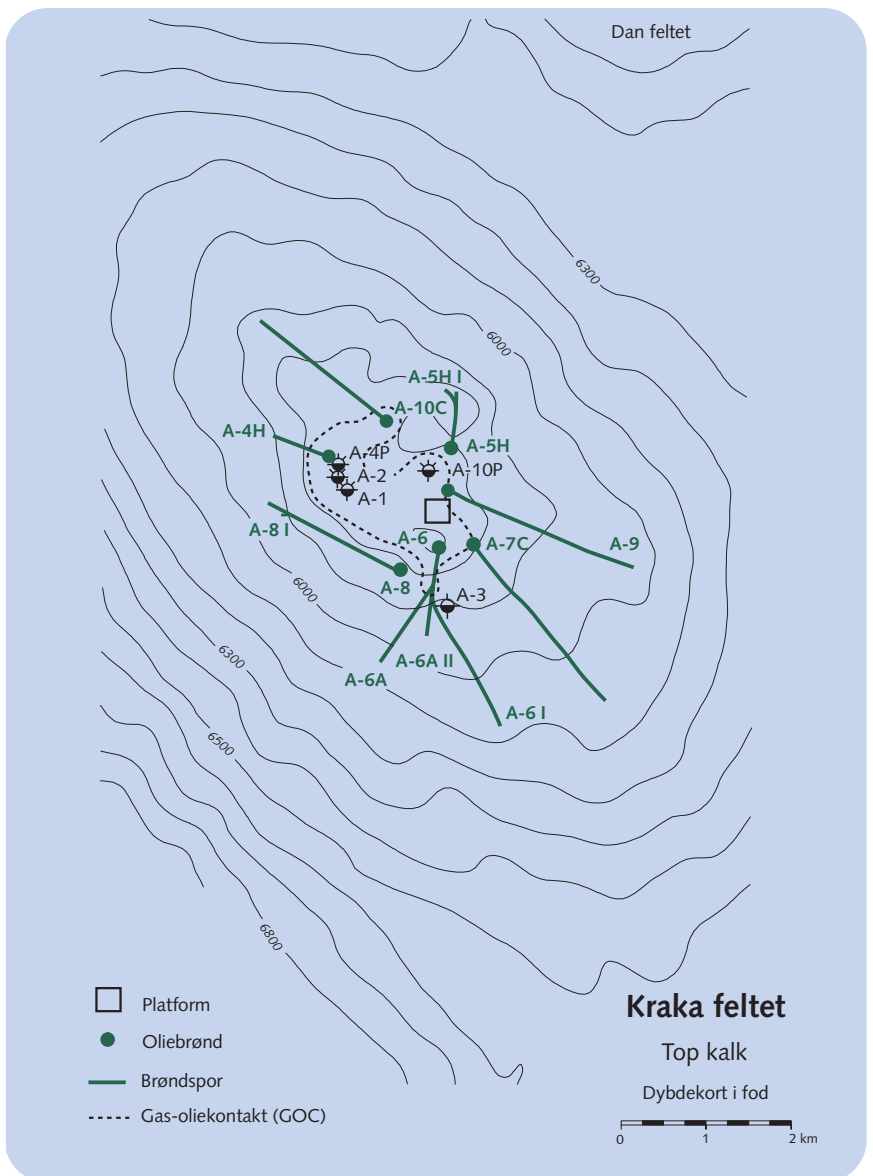
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezoneen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår ved naturlig dræning, dvs. at der ikke tilføres reservoiret energi ved injektion af gas eller vand. Produktionen søges tilrettelagt og løbende optimeret med henblik på frigørelse af mest mulig olie og mindst mulig vand fra den tætte kalkformation.

ANLÆG

Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes til Dan FC platformen til behandling og videre transport. Der importeres løftegas fra Dan FF platformen.



LULITA FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/18 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen (50%) 7/86 (34,5%) og 1/90 (15,5%)
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1992
I drift år:	1998
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	65 m
Areal:	3 km ²
Reservoirdybde:	3.525 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Mellem Jura
Reserver pr. 1.1.2001:	
Olie:	0,6 mio. m ³
Gas:	0,6 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2001:	
Olie:	0,55 mio. m ³
Gas:	0,41 mia. Nm ³
Vand:	0,02 mio. m ³
Produktion i 2000:	
Olie:	0,18 mio. m ³
Gas:	0,16 mia. Nm ³
Vand:	0,01 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2001:	
2000-priser	0,1 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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" rørledning en mellem Harald og Tyra Øst og videre til land.

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

Kort over Lulita feltet findes under Harald feltet

REGNAR FELTET

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
Areal:	8 km ²
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.2001:	
Olie:	0,1 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2001:	
Olie:	0,82 mio. m ³
Gas:	0,05 mia. Nm ³
Vand:	2,01 mio. m ³
Produktion i 2000:	
Olie:	0,01 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,14 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2001:	
2000-priser	0,2 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er i lighed med felterne Skjold, Rolf, Dagmar og Svend stærkt opsprækket.

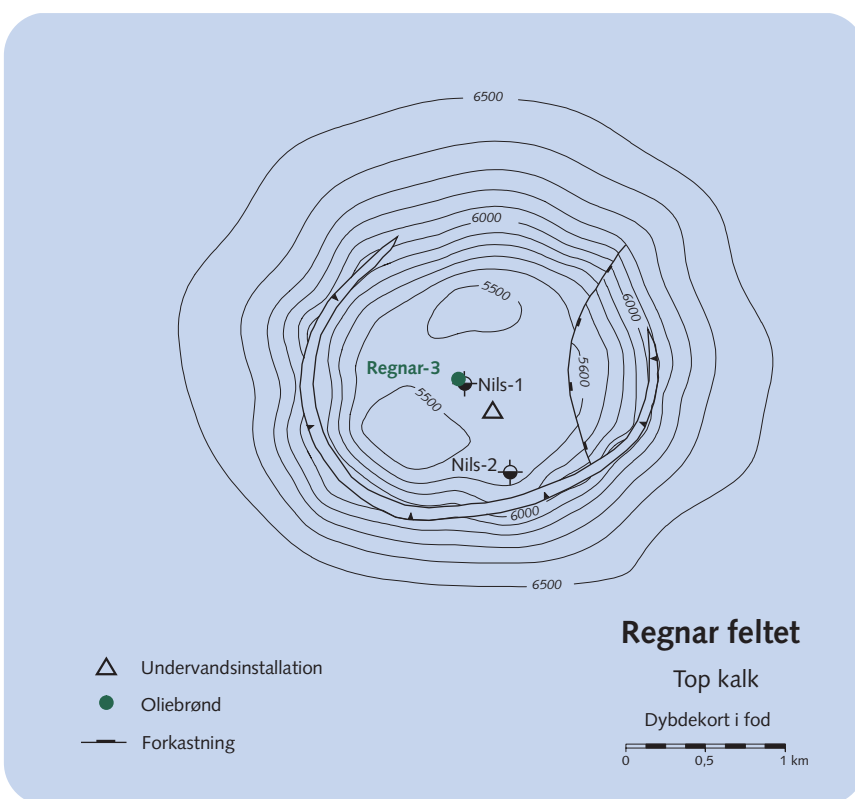
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

Regnar feltet er udbygget som satellit til Dan feltet. Indvinding foregår fra en undersøisk installation. Produktionen føres via flerfaserørledning til Dan FC for behandling og videre transport.

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



ROAR FELTET

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

Produktionsbrønde:	3
Vanddybde:	46 m
Areal:	14 km ²
Reservoirdybde:	2.025 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr.

1.1.2001:

Olie og kondensat:	1,5 mio. m ³
Gas:	6,8 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2001:

Olie og kondensat:	1,62 mio. m ³
Gas:	7,40 mia. Nm ³
Vand:	0,77 mio. m ³

Produktion i 2000:

Olie og kondensat:	0,29 mio. m ³
Gas:	1,41 mia. Nm ³
Vand:	0,32 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2001:

2000-priser	0,6 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

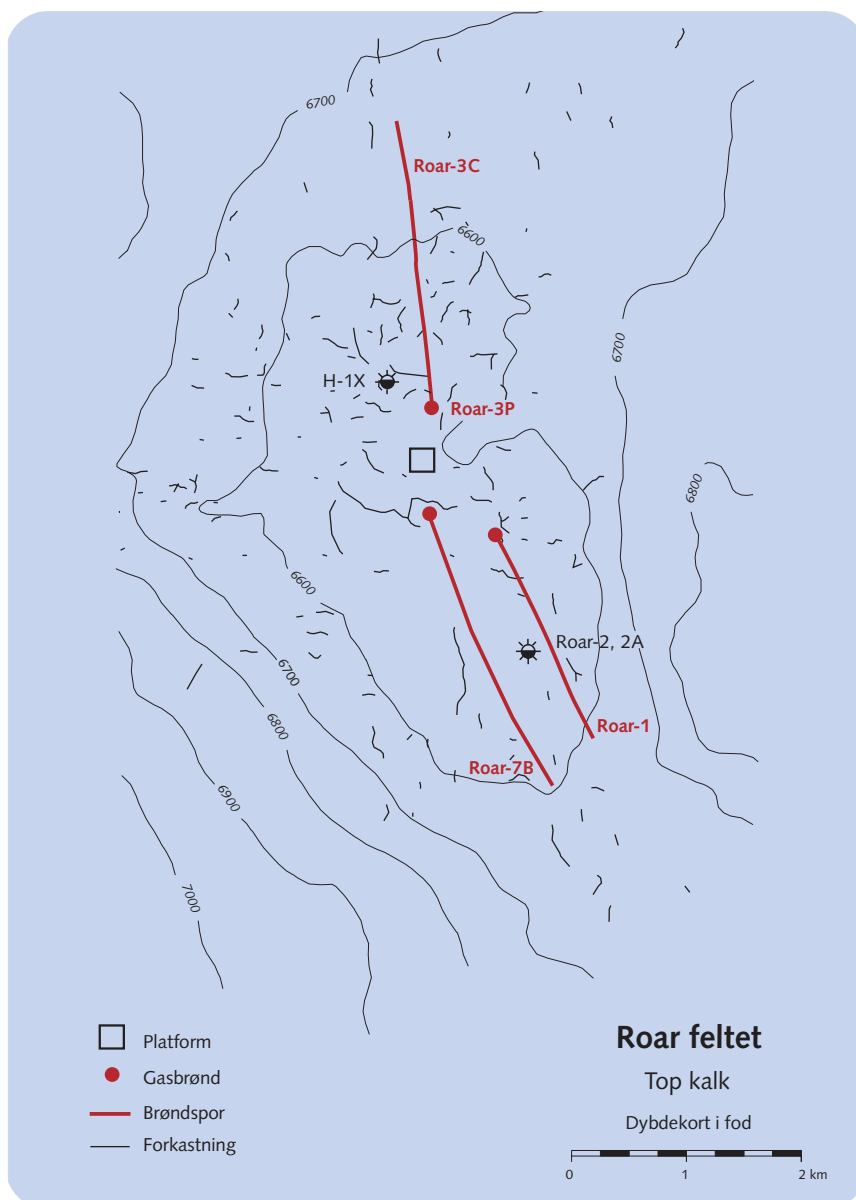
Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. Reservoiret er kun opsprækket i mindre grad.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Tilrettelæggelse af produktionen fra Roar feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet. Optimeret produktion af flydende kulbrinter fra feltet forudsætter stabilisering af reservoirtrykket i Tyra ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter og derved minimere aftrækket fra Tyra forekomsten. Øget produktion fra Roar tilgodeser derfor optimeringshensynerne for Tyra.

ANLÆG

Roar er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase i to rørledninger til Tyra Øst for behandling og ilandføring.



ROLF FELTET

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

Reserver pr. 1.1.2001:

Olie: 0,7 mio. m³
 Gas: 0,0 mia. Nm³

Akk. produktion pr. 1.1.2001:

Olie: 3,81 mio. m³
 Gas: 0,16 mia. Nm³
 Vand: 4,09 mio. m³

Produktion i 2000:

Olie: 0,08 mio. m³
 Gas: 0,00 mia. Nm³
 Vand: 0,36 mio. m³

Akk. investeringer pr. 1.1.2001:

2000-priser 0,9 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er i lighed med felterne Skjold, Dagmar, Regnar og Svend stærkt opsprækket og fremviser usædvanlig gode produktionsegenskaber.

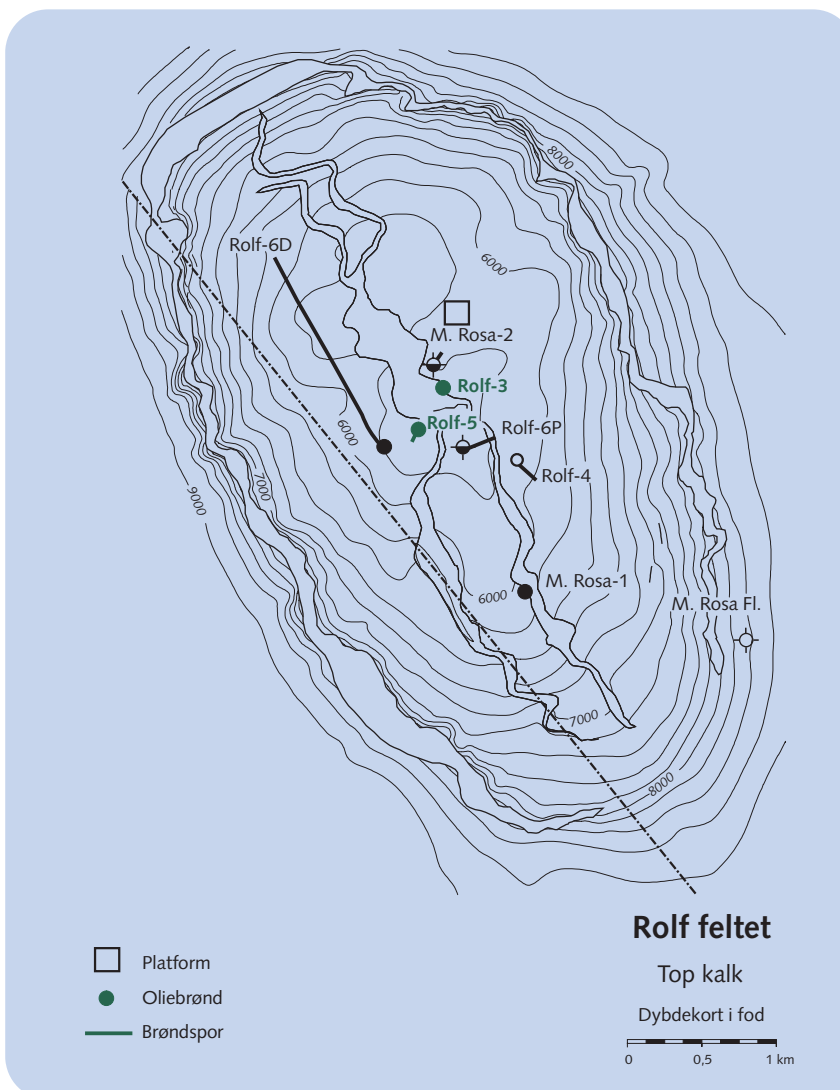
PRODUKTIONSSTRATEGI

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 tilsvarende volumenmæssigt dét, der fjernes ved produktionen centralt på strukturen. Der har hidtil ikke været behov for at tilføre energi til reservoiret ved at injicere vand.

ANLÆG

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform.

Produktionen føres ubehandlet til Gorm C platformen på Gorm feltet, hvor behandling finder sted. Rolf feltet forsynes endvidere med el og løftegas fra Gorm.



SIRI FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/20
Tilladelse:	6/95
Operatør:	Statoil Efterforskning og Produktion A/S
Fundet år:	1995
I drift år:	1999

Produktionsbrønde:	5
Injektionsbrønde vand og gas:	2
Vanddybde:	60 m
Areal:	30 km ²
Reservoirdybde:	2.060 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn

Reserver pr.

1.1.2001:

Olie:	3,0 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2001:

Olie:	3,71 mio. m ³
Nettogas:	0,11 mia. Nm ³
Vand:	2,19 mio. m ³

Akk. injektion

pr. 1.1.2001:

Gas:	0,23 mia. m ³
Vand:	5,01 mio. m ³

Produktion i 2000:

Olie:	2,12 mio. m ³
Nettogas:	0,03 mia. Nm ³
Vand:	1,87 mio. m ³

Injektion i 2000:

Gas:	0,17 mia. m ³
Vand:	3,78 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2001:

2000-priser	3,3 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

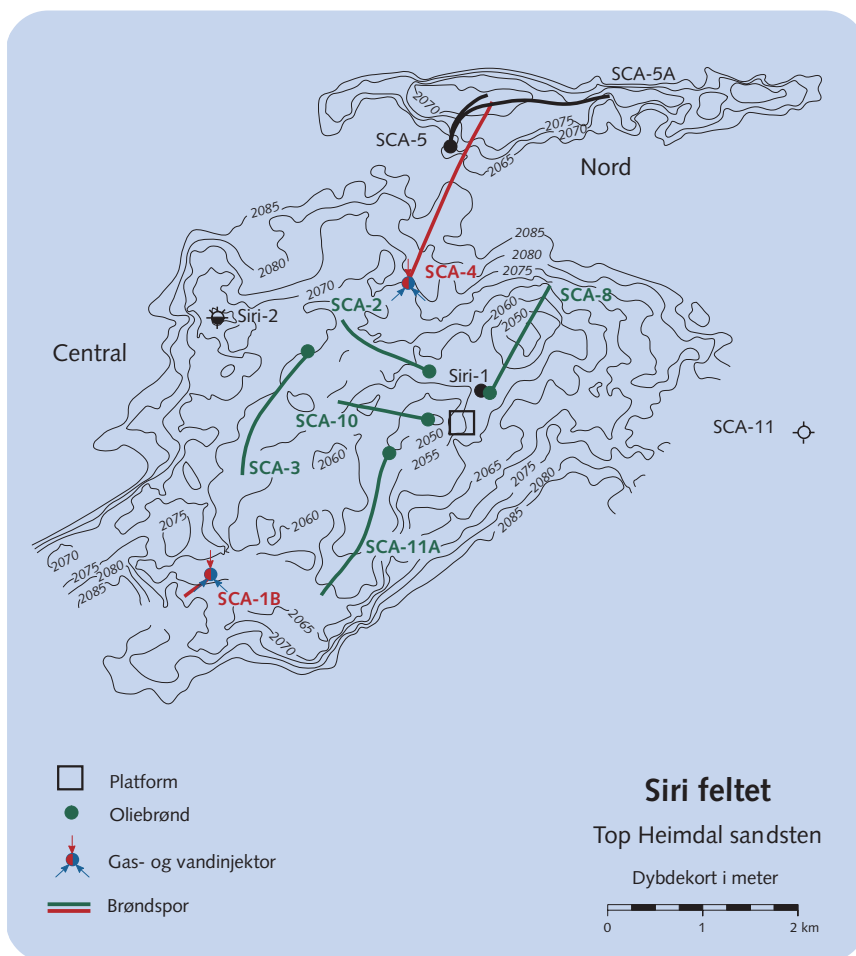
Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand og gas. Reservoirtrykket forsøges opretholdt nær det oprindelige tryk, og de injicerede mængder vand afbalanceres med den væskemængde, der produceres fra reservoiret.

ANLÆG

Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for produktionen. Desuden er der udstyr til samtidig injektion af gas og vand.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på 50.000 m³. Når tanken er fuld, overføres olien via en lastebøje til et tankskib.

På Siri er der indkvartering for 60 personer.



SKJOLD FELTET

Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift år:	1982
Produktionsbrønde:	21
Vandinjek.brønde:	7
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km ²
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr.

1.1.2001:

Olie:	12,6 mio. m ³
Gas:	1,1 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2001:

Olie:	30,97 mio. m ³
Gas:	2,71 mia. Nm ³
Vand:	21,75 mio. m ³

Akk. injektion

pr. 1.1.2001:

Vand:	56,01 mio. m ³
-------	---------------------------

Produktion i 2000:

Olie:	1,98 mio. m ³
Gas:	0,16 mia. Nm ³
Vand:	4,33 mio. m ³

Injektion i 2000:

Vand:	6,13 mio. m ³
-------	--------------------------

Akk. investeringer

pr. 1.1.2001:

2000-priser	4,6 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Strukturen er på det meste af randen afgrænset ved en serie ringforkastninger. Reservoiret er gennemsat af talrige, mindre forkastninger centralt på strukturen. På strukturens flanker er reservoiret mindre opsprækket. Reservoiret har vist usædvanlig gode produktionsegenskaber.

PRODUKTIONSSTRATEGI

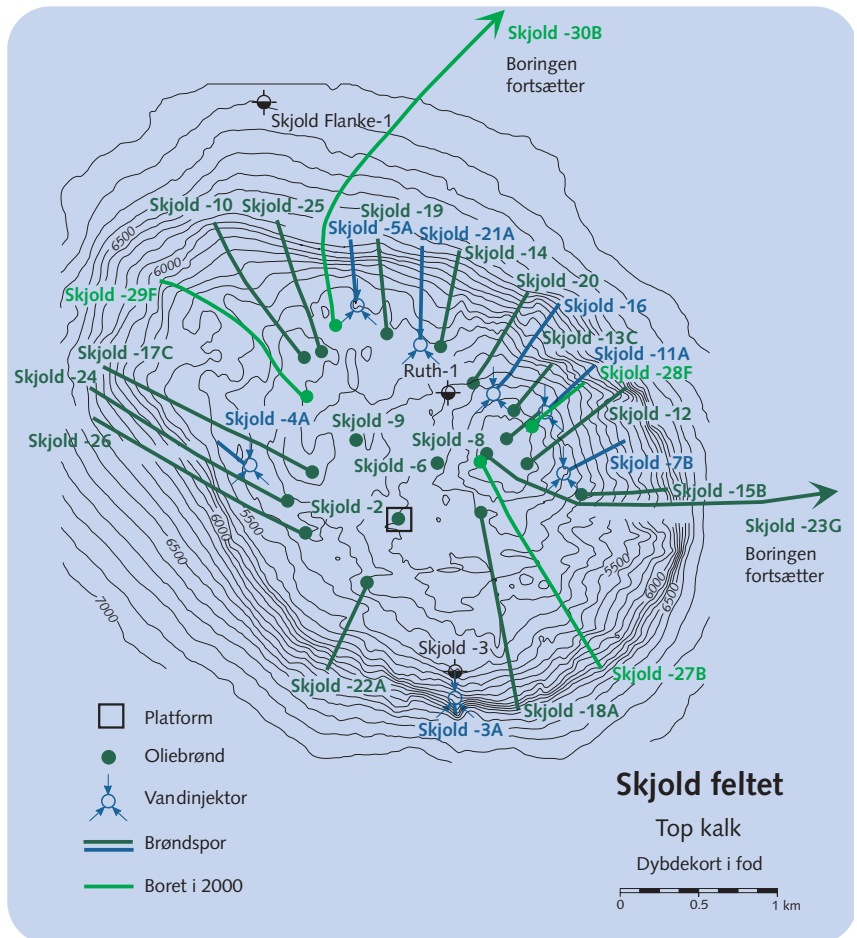
I de første år efter produktionsstart blev olien produceret fra toppen af reservoirets centrale del. I 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret. I dag produceres olien fra Skjold overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker. Produktions- og injektionsbrønde er beliggende skiftevis i et radiale mønster. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle størst mulige dele af reservoiret med mest muligt vand. Injektion af vand har ført til, at reservoirtrykket er stabiliseret over oliens boblepunkt.

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 på Gorm feltet og behandles dér. Gorm anlæggene forsyner Skjold med injektionsvand og løftegas.

På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.



SVEND FELTET

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

Produktionsbrønde:	3
Vanddybde:	65 m
Areal:	25 km ²
Reservoirdybde:	2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr.

1.1.2001:

Olie:	0,9 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2001:

Olie:	3,92 mio. m ³
Gas:	0,46 mia. Nm ³
Vand:	2,28 mio. m ³

Produktion i 2000:

Olie:	0,58 mio. m ³
Gas:	0,07 mia. Nm ³
Vand:	1,36 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2001:

2000-priser	0,7 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

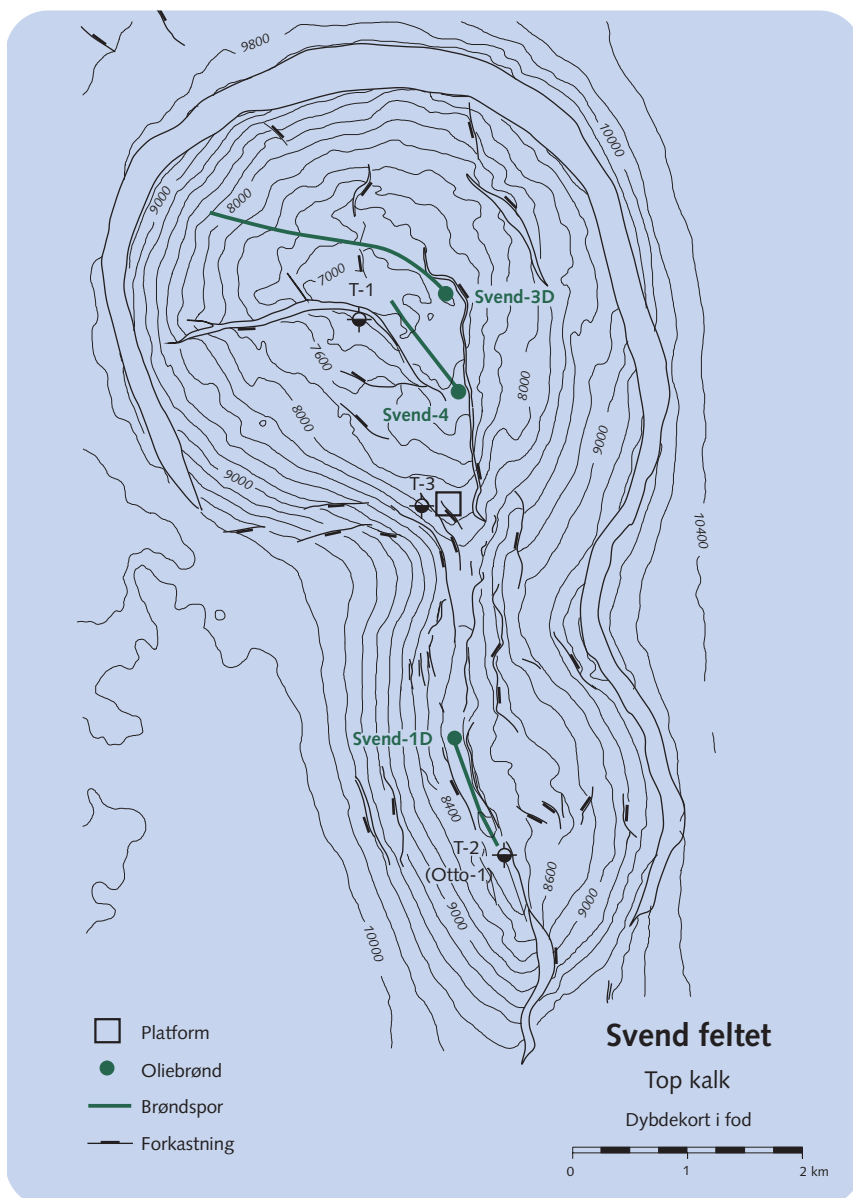
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Dette har forårsaget, at reservoirkalken er opsprækket. Svend består af en nordlig del kaldet Nord Arne og en sydlig del kaldet Otto. Nord Arne reservoiret er beliggende 250 meter højere end Otto. Nord Arne reservoiret har vist usædvanlig gode produktionsegenskaber.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår på Svend ved naturlig indvinding over oliens boblepunkt.

ANLÆG

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



SYD ARNE FELTET

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

Produktionsbrønde: 6
 Vandinjek.brønde: 2
 Vanddybde: 60 m
 Areal: 17 km²
 Reservoirdybde: 2.800 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien, Øvre Kridt og Nedre Kridt

Reserver pr. 1.1.2001:

Olie: 31,7 mio. m³
 Gas: 8,2 mia. Nm³

Akk. produktion pr. 1.1.2001:

Olie: 3,29 mio. m³
 Gas: 0,87 mia. Nm³
 Vand: 0,07 mio. m³

Akk. injektion pr. 1.1.2001:

Vand: 0,05 mio. m³

Produktion i 2000:

Olie: 2,54 mio. m³
 Gas: 0,71 mia. Nm³
 Vand: 0,06 mio. m³

Injektion i 2000:

Vand: 0,05 mio. m³

Akk. investeringer pr. 1.1.2001:

2000-priser 4,7 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Syd Arne strukturen er fremkommet ved en kraftig ophvælvning af kalklagene (af såvel Danien/Øvre Kridt som Nedre Kridt), hvilket har forårsaget opsprækning af kalken. Strukturen indeholder olie med et forholdsvis højt indhold af gas. Feltet er det dybestliggende kalkfelt i Danmark.

PRODUKTIONSSTRATEGI

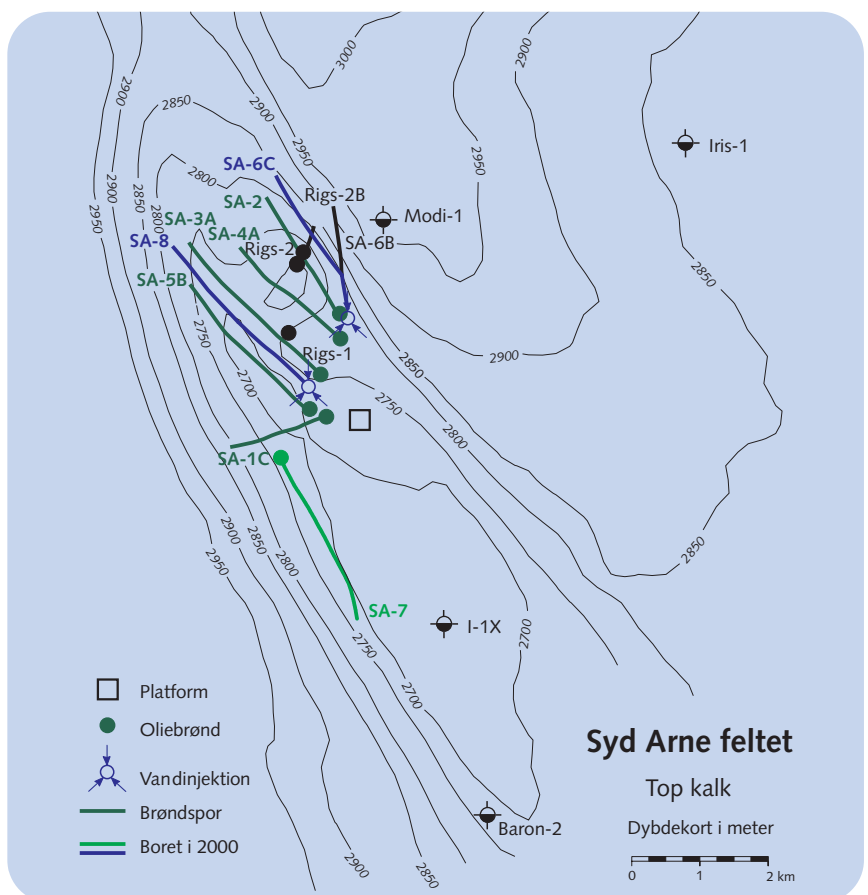
Indvindingen af olie og gas foregår i den første fase af udbygningen ved naturlig indvinding, dvs. uden at der tilføres reservoiret energi ved injektion af gas eller vand. Brøndene har gode produktionsegenskaber. Der planlægges etablering af yderligere produktionsbrønde på feltet. Trykstøtte ved injektion af havvand er under etablering på feltet.

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 udstyr til vandinjektion. For at modvirke udfældning af svært opløselige salte i og omkring injektionsbrøndene er der behandlingsanlæg for injektionsvandet, hvor sulfat-ioner fjernes fra havvandet, inden det injiceres.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000 m³. Når tanken er fuld overføres olien via en lasteboje til et tankskib. Gassen føres gennem en gasrørledning til Nybro på den jyske vestkyst.

På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer.



TYRA FELTET

Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11 og 12
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1984
Produktionsbrønde:	40
Produktions-/ Injektionsbrønde:	20
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2001:	
Olie og kondensat:	7,2 mio. m ³
Gas:	29,5 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2001:	
Olie og kondensat:	18,52 mio. m ³
Nettogas:	30,80 mia. Nm ³
Vand:	17,36 mia. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2001:	
Gas:	23,39 mia. Nm ³
Produktion i 2000:	
Olie og kondensat:	1,00 mio. m ³
Nettogas:	0,71 mia. Nm ³
Vand:	3,05 mio. m ³
Injektion i 2000:	
Gas:	3,10 mia. Nm ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2001:	
2000-priser	21,7 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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 med hensyn til leverance af naturgas, således at differencen mellem den gas, der produceres fra de øvrige danske olie- og gasfelter og den kontraktmæssige forpligtelse til DONG Naturgas A/S, leveres fra Tyra feltet.

Det tilstræbes, at forholdene for indvinding af kondensat og olie ikke forringes gennem en for tidlig sænkning af reservoirtrykket. Øget produktion af gas fra de øvrige felter, herunder specielt gasfelterne Harald og Roar, tilgodeser hensynet til optimeret indvinding af flydende kulbrinter på Tyra. Overskydende gasproduktion reinjiceres i Tyra feltet for derved at øge indvindingen af flydende kulbrinter.

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 en firebenet jacket TWE.

På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af olie- og kondensatproduktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret anlæg til injektion og/eller eksport af gas samt behandlingsanlæg for produceret vand. Olie og kondensat sendes til færdigbehandling på Tyra Øst.

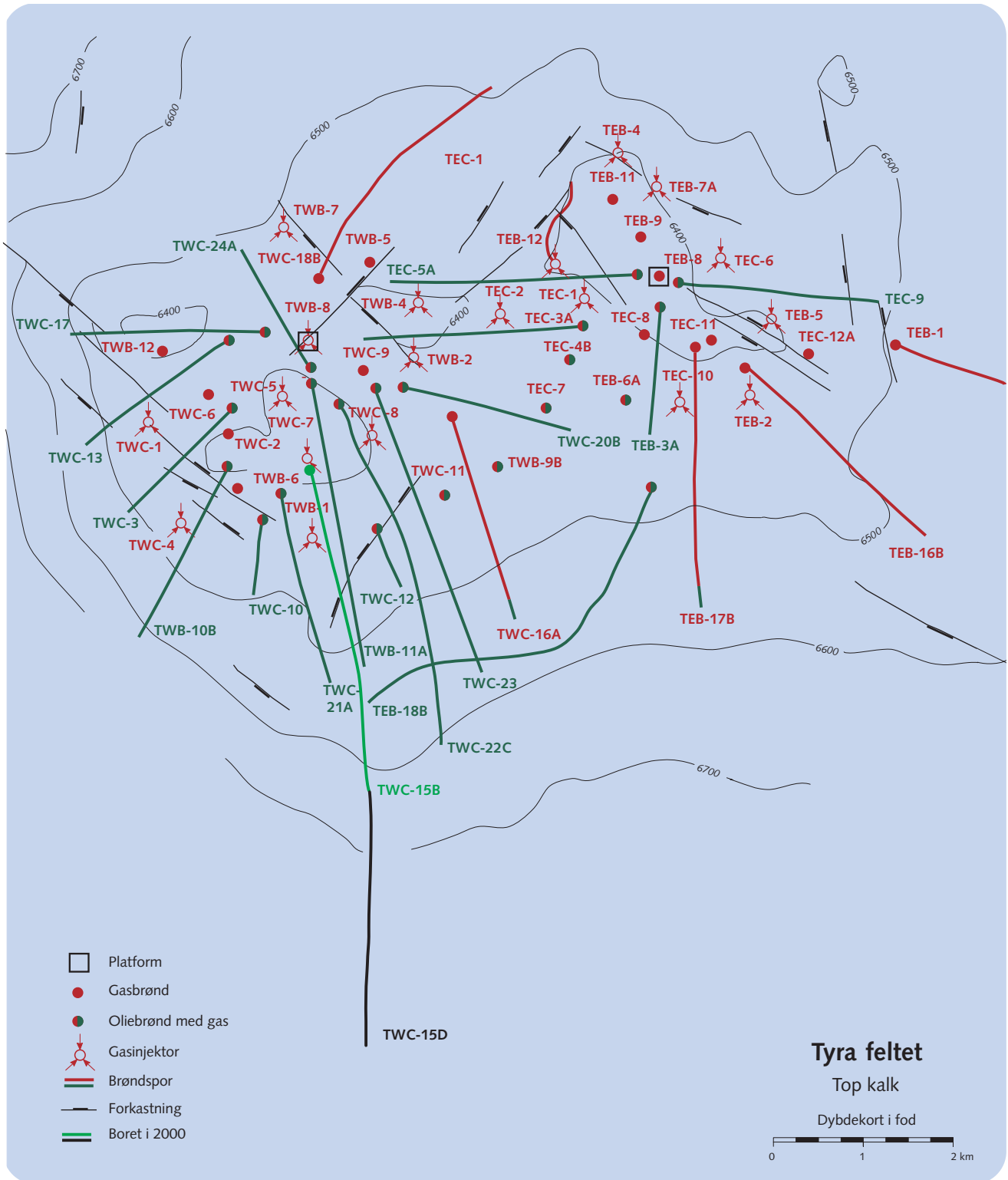
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR jacket TEF.

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas, olie, kondensat og vand. Bromodulet indeholder modtageanlæg for produktionen fra felterne Valdemar, Roar, Svend og Harald samt behandlingsanlæg for produceret vand fra satellitfelterne.

De to platformskomplekser på Tyra feltet er indbyrdes forbundet med rørledninger med henblik på at skabe den højest mulige fleksibilitet og forsyningsikkerhed.

Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra feltet og dets satellitfelter ilandføres via Gorm E, mens gasproduktionen sammen med produktionen fra Dan, Gorm og Harald ilandføres fra TEE.

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



VALDEMAR FELTET

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)

Produktionsbrønde:	4
Vanddybde:	38 m
Areal:	15 km ² (Øvre Kridt)
	15 km ² (Nedre Kridt)
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt)
	2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt

Reserver pr.

1.1.2001:

Olie:	0,9 mio. m ³
Gas:	2,1 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2001:

Olie:	1,10 mio. m ³
Gas:	0,48 mia. Nm ³
Vand:	0,29 mio. m ³

Produktion i 2000:

Olie:	0,08 mio. m ³
Gas:	0,06 mia. Nm ³
Vand:	0,05 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2001:

2000-priser	1,2 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer. Der er påvist olie og gas i lag af Danien/Øvre Kridt alder, samt påvist betydelige tilstedeværende oliemængder i kalkstenslag af Nedre Kridt alder. Medens reservoirkvaliteten i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, udviser de meget lavpermeable lag i Nedre Kridt meget vanskelige produktionsegenskaber.

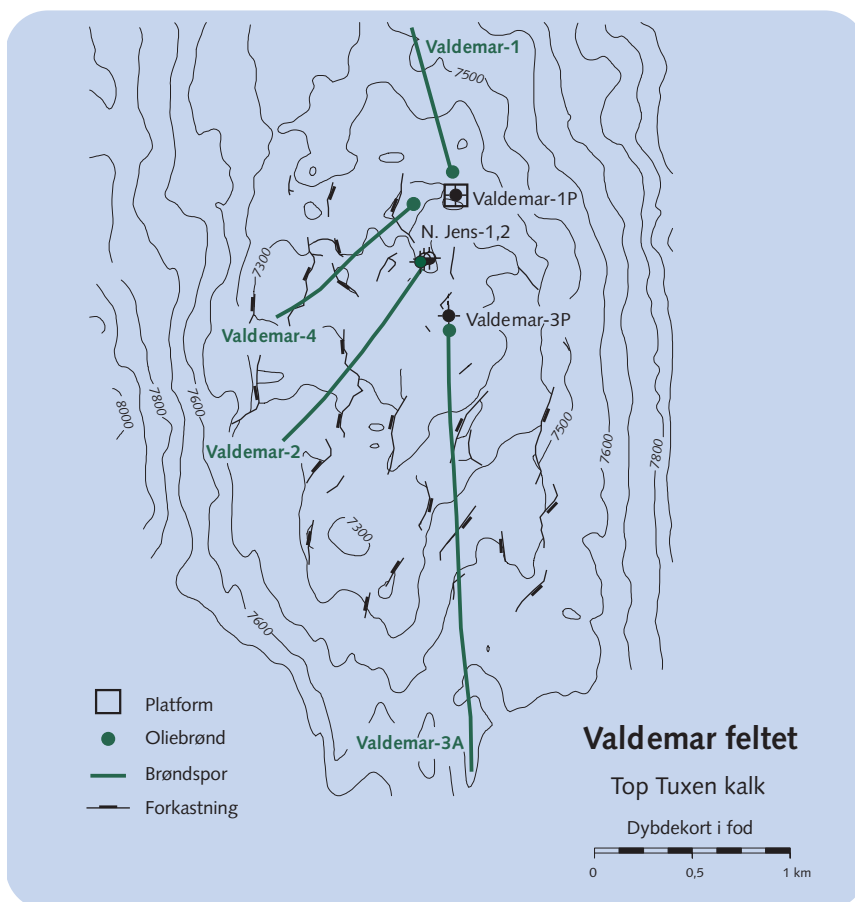
Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Udviklingen af indvindingsteknikken med lange vandrette brønde med sandfyldte, kunstige sprækker har gjort det muligt at indvinde olie kommercielt fra Nedre Kridt. Forventningerne til indvinding fra Nord Jens området er begrænset. Det er usikkert, hvilke indvindingsteknikker der vil kunne lede til forbedret indvinding af olie fra denne ekstremt tætte reservoirbjergart.

ANLÆG

Valdemar feltet (Nord Jens området) er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring.



For alle felter gælder det, at de angivne arealer er hovedfelternes størrelse. På flere af felterne sker der også indvinding fra flankerne.

KOMMENDE FELTUDBYGNINGER

Felt navn	Adda
Beliggenhed:	Blok 5504/8
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift:	2003
Vanddybde:	38 m
Reservoirdybde:	Hhv. 2.200 m og 2.300 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Øvre og Nedre Kridt
Kulbrintetype:	Olie og gas

Felt navn	Alma
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1990
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift:	2003
Vanddybde:	43 m
Reservoirdybde:	3.600 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Jura
Kulbrintetype:	Gas

Felt navn	Boje området
Beliggenhed:	Blok 5504/7
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1982
Indvindingsplan godkendt:	2000
I drift:	2003
Vanddybde:	40 m
Reservoirdybde:	2.000 og 2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien samt Øvre og Nedre Kridt
Kulbrintetype:	Olie

Felt navn	Elly
Beliggenhed:	Blok 5504/6
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift:	2002
Vanddybde:	40 m
Reservoirdybde:	Hhv. 3.200 m og 4.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og sandsten
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Jura
Kulbrintetype:	Gas

Felt navn	Freja (tidligere Gert)
Beliggenhed:	Blok 5603/27 og 28
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Vanddybde:	70 m
Reservoirdybde:	4.900 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Øvre Jura
Kulbrintetype:	Olie

Felt navn	Igor/Sif
Beliggenhed:	Blok 5505/13/5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968/1999
Indvindingsplan godkendt:	1990/-
I drift:	2004/-
Vanddybde:	44 m
Reservoirdybde:	2.000 m/2.050 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Kulbrintetype:	Gas/gas og olie

Felt navn	Lola
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1975
Indvindingsplan godkendt:	2000
I drift:	2003
Vanddybde:	43 m
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Kalksten/sandsten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt/Mellem Jura
Kulbrintetype:	Olie og gas

Felt navn	Tyra Sydøst
Beliggenhed:	Blok 5504/12
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1991
Indvindingsplan godkendt:	Plan under behandling i Energistyrelsen
I drift:	2002
Vanddybde:	41 m
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Kulbrintetype:	Olie

ØKONOMISKE NØGLETL

	Invest. i feltudbygning mio.kr.	Driftsomk. for felter mio.kr. ¹	Efterforskning omk. mio.kr.	Råoliepris US\$/tønde ²	\$-kurs kr./US\$	Inflation % ³	Nettovaluta værdi mia. kr. ⁴	Statens indtægter mio.kr.
1972	105	32	28	3,0	7,0	6,6	-3,2	-
1973	9	34	83	4,6	6,1	9,3	-4,0	1
1974	38	58	76	11,6	6,1	15,2	-9,2	1
1975	139	64	118	12,3	5,8	19,6	-8,5	2
1976	372	71	114	12,9	6,1	10,3	-9,5	4
1977	64	88	176	14,0	6,0	11,2	-10,4	5
1978	71	128	55	14,1	5,5	10,0	-9,2	21
1979	387	146	78	20,4	5,3	9,6	-13,7	19
1980	956	169	201	37,5	5,6	12,3	-18,6	29
1981	1.651	402	257	37,4	7,1	11,7	-20,1	36
1982	3.948	652	566	34,0	8,4	10,2	-20,6	234
1983	3.528	615	1.264	30,5	9,1	6,9	-17,8	399
1984	1.596	1.405	1.211	28,2	10,4	6,3	-18,3	488
1985	1.953	1.677	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6	1.289
1986	1.695	1.533	747	14,9	8,1	3,6	-7,3	1.399
1987	908	1.560	664	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	897	1.550	424	14,8	6,7	4,6	-3,7	568
1989	1.153	1.819	366	18,2	7,3	4,8	-3,2	1.024
1990	1.738	1.924	592	23,6	6,2	2,6	-2,7	2.089
1991	2.260	2.176	986	20,0	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.402	2.080	983	19,3	6,0	2,1	-0,4	1.911
1993	3.358	2.324	442	16,8	6,5	1,2	-0,4	1.811
1994	3.140	2.395	151	15,6	6,4	2,0	-0,3	2.053
1995	4.167	2.176	272	17,0	5,6	2,1	-0,3	1.980
1996	4.259	2.491	470	21,1	5,8	2,1	0,4	2.465
1997	3.825	2.772	521	18,9	6,6	2,2	1,4	3.131
1998	5.425	2.429	446	12,8	6,7	1,9	1	3.007
1999	3.431	2.192	704	17,9	7,0	2,5	3,5	3.784
2000*	2.947	2.577	726	28,5	8,1	2,3	5,4	8.306

Årets priser

1) Inkl. transportomkostninger, herunder fortjenstelement

2) Brent råolie

3) Forbrugerpriser

4) Olieprodukter og naturgas

*) Skøn

EFP-PROJEKTER

Journal nr. 1313/	Projekttitel	Budget i 1.000 kr.	Støtte i 1.000 kr.	Deltagende virksomhed/ institution
01-0001	Genetisk høj-opløselig stratigrafi af Øvre Maastrichtien – Danien kalk, Central Graven: et multidisciplinært palæoøkologisk, isotop og cyklostratigrafisk studie	6.480	3.723	GEUS, Københavns Universitet
01-0004	Modellering af dynamiske fluid kontakter i kalkreservoir	3.808	2.461	GEUS, COWI
01-0006	Akustiske egenskaber af urene skrivekridts-sekvenser	3.000	1.000	GEUS, DTU-IGG, Ødegaard A/S, Amerada Hess, DONG E&P
01-0012	Strømningbaseret kompositionel simulering	4.111	2.953	DTU- IVC-SEP, Mærsk olie og Gas AS, DONG E&P, Chevron
01-0019	Pålidelighedsvurdering af platforme udsat for bølgelast på dæk	7.472	3.000	DHI, Aalborg Universitet, DTU-IMM, Rambøll
01-0022	Regionalgeologisk korrelation af Mesozoiske-Palæogene sekvenser	1.250	250	GEUS, Phillips Petroleum, Grønlands Hjemmestyre
I alt		13.387	26.121	

Afsluttede projekter i 2000

Journal nr. 1313/	Projekttitel	Deltagende virksomhed/ institution
97-0005	Geofysisk og geostatistisk reservoirkarakterisering af kalkfelter samt anvendelse i reservoirsimulering	Ødegaard A/S, GEUS, COWI
97-0008 (delrapport I.4.b) PRIORITY-projektet	Strukturel udvikling af Valdemar feltet	GEUS, DTU-IGG
97-0008 (delrapport II.2.d) PRIORITY-projektet	Ligevægtsmekanismer under dannelse af et kulbrintereservoir	DTU-IVC-SEP
97-0008 (delrapport II.1.g) PRIORITY-projektet	Forlidelighed mellem injektions- og formationsvand	DTU-IVC-SEP
97-0008 (delrapport II.3.b) PRIORITY-projektet	Detergent behandling af brønde	DTU-IVC-SEP
97-0014	Levetidsforlængelse af offshore konstruktioner	DHI, Rambøll
97-0020	Voksendfældning i rørledninger	CALSEP A/S
98-0005	Lerminerale og silica i kalkreservoir. Relation til kildeområde, diagenese og reservoirparametre	GEUS, Aarhus Universitet, Skotsk Universitet - Forsknings og Reaktor Center, Moskvas Geologiske Institut
99-0013	Måling af rørledningers frie spænd ved "pigging"	FORCE, DONG E&P

ORGANISATION

Energistyrelsen er en institution under Miljø- og energiministeriet. Energistyrelsen beskæftiger sig med områderne produktion, forsyning og forbrug af energi og skal på statens vegne sikre, at energiuudviklingen i Danmark sker på en forsvarlig måde både samfundsmæssigt, miljømæssigt og sikkerhedsmæssigt.

Energistyrelsen forbereder og administrerer den danske lovgivning og gennemfører analyser og vurderinger af udviklingen på energiområdet samt udarbejder opgørelser og prognoser.

Energistyrelsen består af 16 kontorer samt nogle stabsenheder tilknyttet direktionen. Administrationen af olie- og gasaktiviteterne varetages af Energistyrelsens 9. og 10. kontor og i et vist omfang af 3. og 7. kontor. Fordelingen af opgaver mellem olie- og gaskontorerne er nærmere omtalt nedenfor.

Styrelsen beskæftigede ved årsskiftet 2000/2001 ca. 265 medarbejdere, heraf er 31 tilknyttet olie- og gasaktiviteterne.

Olie- og gasopgaverne varetages af:

9. kontor - Sikkerhed på olie- og gasområdet

Kontorchef: Uffe Danvold

Opgaver vedrørende sikkerheds-, arbejdsmiljø- og miljømæssige forhold efter havanlægsloven, undergrundsloven og kontinentalsokkelloven. Godkendelse af flytbare og faste havanlæg samt rørledninger. Tilsyn med de sikkerheds-, arbejdsmiljø- og miljømæssige forhold i relation til havanlæg og rørledninger samt sikkerhedsmæssigt boretilsyn. Godkendelse af og tilsyn med bemandings- og organisationsplaner samt varetagelse af opgaver i tilknytning til Aktionskomitéen, Koordinationsudvalget og Havarikommissionen. Forsyningsmæssigt tilsyn med DONG Naturgas A/S' transmissionssystemer og teknisk sikkerhedsmæssigt tilsyn med DONG Naturgas A/S' lagerfaciliteter. Behandling af politiske og administrative spørgsmål i forbindelse med DONG Olierør A/S og rørledningsloven. Varetagelse af regularbejdet på området. Juridisk og teknisk bistand til Råstofdirektoratet under Grønlands Hjemmestyre.

10. kontor - Efterforskning og indvinding af olie og gas

Kontorchef: Søren Enevoldsen

Ressourcemæssigt, økonomisk og juridisk tilsyn med efterforskning og indvinding af olie og gas. Koncessionspolitik og -forvaltning, udbudsrunder og koncessionsudstedelse. Godkendelse af vurderingsprogrammer og arbejdsprogrammer. Vurdering af kommercialitetserklæringer. Godkendelse af udbygningsplaner og produktionsprofiler. Sager vedrørende tilslutningspligt og fritagelse fra rørledningsafgift. Sager vedrørende unitisering. Geologiske og reservoirmæssige vurderinger og beregninger. Analyser, potentialer og prognoser vedrørende de danske olie- og gasressourcer. Perspektivvurderinger, herunder energiplanarbejde. Behandling af politiske og administrative spørgsmål i forbindelse med DONG Efterforskning og Produktion A/S. Juridisk og teknisk bistand til Råstofdirektoratet under Grønlands Hjemmestyre om koncessionsforhold samt ad hoc bistand til Færøernes administration. Ansvarlig for Energistyrelsens olie- og gasrelaterede systemeksport.

3. kontor – Vedvarende energi og forskning

Kontorchef: Kai Worsaae

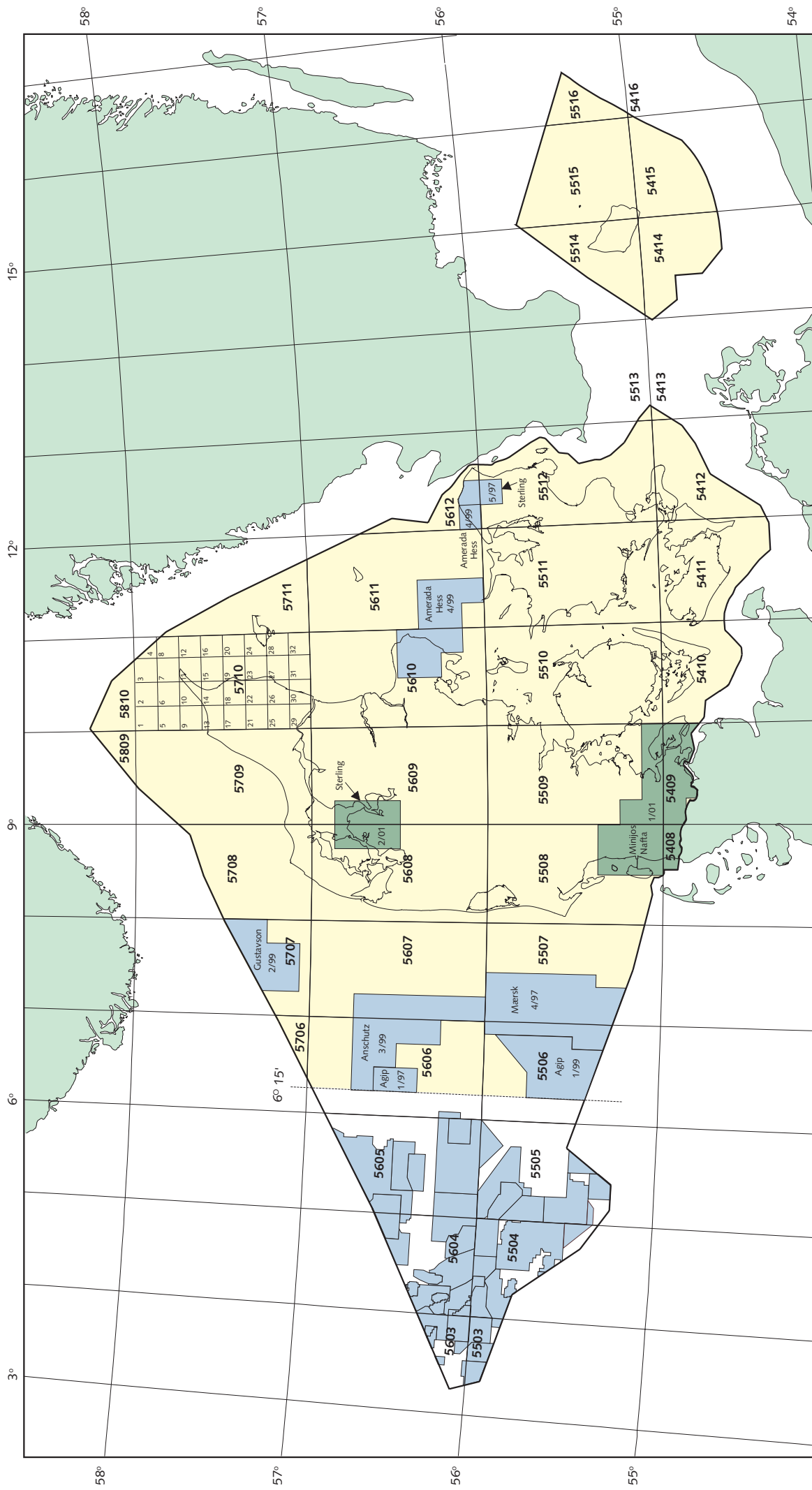
Varetagelse af nationale og internationale opgaver vedrørende energiforskning, herunder forskning inden for olie- og gas området. De nationale opgaver omfatter administration af energiforskningsprogrammet, forskningspolitiske oplæg og redogørelser samt sekretariatet for Det Rådgivende Energiforskningsudvalg. De internationale opgaver omfatter primært EU's energiforskningsprogrammer, IEA og Det Nordiske Energiforskningsprogram. Administration af udviklingsprogrammer for vedvarende energi.

7. kontor – El- og gasforsyning

Kontorchef: Thomas Bastholm Bille

Juridiske/administrative og økonomiske spørgsmål inden for lov om elforsyning m.h.t. transmissions- og netvirksomheder, forsyningspligt- og systemansvarsvirksomheder. Herunder udstedelse af og tilsyn med bevillinger og godkendelse af vedtægter, godkendelse af ansøgninger om udbygning af eltransmissionsnettet, herunder søkabler, tilslutningsregler for miljøvenlige el- og kraftvarmeproduktionsanlæg, herunder tariffer. Juridiske/administrative og økonomiske spørgsmål inden for lov om naturgasforsyning. Herunder udstedelse af og tilsyn med bevillinger, godkendelse af udbygning af transmissionssystemet og naturgaslagre samt sager vedr. markedsåbning. Økonomiske, juridiske og organisatoriske forhold omkring naturgasselskaber og - forsyning. Sager vedrørende DONG-koncernen. Sekretariat for Energitilsynet vedrørende blandt andet tekniske og energifaglige forhold.

Dansk koncessionsområde marts 2001







Åben dør området

Områder tildelt i Åben dør i 2001

Koncessioner tildelt i 1962-2000

Dansk koncessionsområde marts 2001

Det vestlige område

-  A. P. Møller, 1962 bevilling
-  Koncessioner tildelt i 1986-1995
-  Koncessioner tildelt i 1995-1999
-  Område tildelt i 2000

