



Olie og Gas i Danmark

Efterforskning og Produktion

Årsrapport 1988

energistyrelsen

Energistyrelsen er en institution under Energiministeriet. Ministeriet omfatter ud over Energistyrelsen og departementet, Forsøgsanlæg Risø og Råstofforvaltningen for Grønland med tilhørende institutioner. Desuden varetager Energiministeriet statens aktionærbeføjelser i D.O.N.G. A/S.

Energistyrelsen blev oprettet ved lov i 1976. Styrelsen bistår Energiministeren og myndigheder i spørgsmål inden for energiområdet. Styrelsen skal på energiområdet følge og vurdere den danske og den internationale udvikling i produktion, forsyning og forskning.

Styrelsen administrerer energilovgivningen. Det gælder bl.a. lovgivning om el- og varmforsyning, vedvarende energi, beredskabsforanstaltninger samt indvinding af olie og naturgas.

Energistyrelsen har et omfattende samarbejde med lokale, regionale og statslige myndigheder, med energiforsyningsselskaber, rettighedshavere og brugere af energi. Styrelsen deltager også i internationalt samarbejde.

Energistyrelsen

Landemærket 11

1119 København K.

Telefon 01 92 67 00

Pr. 16. maj 33 92 67 00

Telefax 01 11 47 43

Pr. 16. maj 33 11 47 43

Telex 22 450 energ dk

Udgivet april 1989

Trykkeri Schultz Grafisk

ISBN 87-89072-21-9

Eftertryk tilladt med kildeangivelse.

Årsrapporten for 1988 er den tredje i rækken af Energistyrelsens beretninger om udviklingen i efterforskning og produktion af olie og gas fra Danmarks undergrund.

Rapporten følger hovedsagelig samme systematik som tidligere for at give læseren mulighed for at sammenholde udviklingen over en årrække. Rapporten indeholder bl.a. Energistyrelsens 5-års prognose for den danske olie- og gasproduktion, og som noget nyt introduceres tillige en 20-års prognose.

Energistyrelsens opgørelse af oliereserverne pr. 1. januar 1989 viser en stigning på mere end 10%. Stigningen er baseret på større forventninger til forøget indvinding fra de producerende felter på baggrund af erfaringerne med ny teknologi og planer for anvendelse af indvindingsforbedrende metoder, specielt vandinjektion.

Efterforskningsområdet har været præget af forbedelserne til 3. udbudsrunde. I 1988 er der godkendt indvindingsplaner for felterne Valdemar, Kraka og Nils, der alle forventes udbygget som satellitter til allerede eksisterende produktionsanlæg i løbet af første halvdel af 1990'erne.

I 1988 har Danmark nået en selvforsyningsgrad på over 70% for olie og gas. Med udsigt til en fortsat stigning i olie- og gasproduktionen har Danmark placeret sig som en af Vesteuropas betydende olieproducenter.

København, april 1989



Erik Lindegaard

direktør

Omregningsfaktorer

1 m³ råolie ≈ 0,84 ton ≈ 35,9 GJ

1000 Nm³ naturgas = 37240 scf ≈ 39,0 GJ

1 Nm³ = 1,055 Sm³

1 tønde olie (barrel) = 0,159 m³

1.000 Sm³ naturgas ≈ 1 t.o.e. (tons olieekivalent)

Nm³ (normalkubikmeter), angives ved 0° C,
101,325 kPa

Sm³ (standardkubikmeter), angives ved 15° C,
101,325 kPa

scf (standardkubikfod), angives ved 15,6° C,
101,56 kPa

Organisation	4	Bilag	47
Efterforskning	7	A Rettighedshavere på dansk område	49
Forundersøgelser	7	B Efterforsknings- og vurderingsboringer	50
Boreaktivitet	9	C Forundersøgelser 1988	52
Efterforskningsboringer	10	D Olie- og gasproduktion	53
Vurderingsaktiviteter	11	Årlig produktion 1972-1988	53
Grænsedragning	12	Månedlig produktion 1988	54
Tilbageleverede arealer	12	E Felldata	55
Frigivelse af boredata	13	F Energiforskningsprojekter	58
Produktion	15	G Koncessionskort	
Producerede mængder	15		
De producerende felter	16		
Kommende feltudbygninger	19		
Distribution	23		
Råolie	23		
Naturgas	25		
Reserveopgørelse	27		
Metode og definitioner	27		
Reservegrundlag pr. 1. januar 1989	28		
Prognoser	31		
5 års prognose	31		
20 års prognose	33		
Økonomi	37		
Sikkerhed og arbejdsmiljø	41		
Egenkontrol	41		
Arbejdsmiljø	41		
Sikkerhed på havanlæg under drift	41		
Ulykkesstatistik 1988	41		
Aktionskomiteen	43		
Uddannelse og forskning	45		
Uddannelse	45		
Forskning	45		

Organisation

Energistyrelsen har fået nye opgaver og ny struktur fra 1. januar 1989.

Den nye struktur med overførsel af nye opgaver fra Energiministeriets departement er resultatet af et organisationsudviklingsprojekt, som blev afsluttet i november 1988. Det overordnede mål har været at gennemføre de tilpasninger af energiadministrationen, der kan sikre, at den samlede organisation med de givne ressourcer bedst muligt er istand til at løse de opgaver, der vil være centrale for energiområdet i de kommende år.

Arbejdsdelingen mellem Energiministeriets departement og Energistyrelsen er ændret som følge af organisationstilpasningen. Dette indebærer, at departementets indsats fremover koncentrerer om ministerbetjening og de overordnede udviklings-, planlægnings- og styringsmæssige opgaver. Alle øvrige opgaver, herunder især de fagligt prægede, samles i Energistyrelsen.

Nyordningen indebærer endvidere, at en række arbejdsopgaver, som tidligere blev varetaget af Energiministeriets departement, er overført til Energistyrelsen. Styrelsen vil således have ansvaret for forsknings- og udviklingsområdet, ligesom varetagelsen af hele den faglige behandling af sager om udbygning m.v. af olie- og gasfelter ligger i Energistyrelsen. På efterforskningsområdet indebærer omlægningen, at der gennemføres en betydelig kompetencedelegation til styrelsen. Den konkrete administration af varmeplanlægningen er i sin helhed overført til styrelsen, som også har fået hovedansvaret for opgaverne i forbindelse med eksport- og erhvervsfremme, energibesparelser og miljø.

I forbindelse med den nye struktur er den hidtidige opdeling i to hovedområder for henholdsvis *olie og gas* samt *forsyning og forbrug* ophævet, tillige med den til områderne knyttede områdeledelse. Energistyrelsen består fremover af en direktion, et ledelsessekretariat og 12 kontorer.

Denne årsrapport retter sig mod aktiviteterne vedrørende efterforskning og indvinding af olie og gas. De kontorer, der især beskæftiger sig med dette område er kontorerne 4 til 8.

Opgavefordelingen mellem disse 5 kontorer er kort beskrevet nedenfor.

4. kontor. Energiøkonomi og planlægning

Generelle økonomiske spørgsmål, herunder økonomiske redegørelser og beregningsforudsætninger, investeringsredegørelser og perspektivanalyser. Økonomiske og administrative opgaver i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og gas.

5. kontor. Efterforskning af olie og naturgas

Forundersøgelser, prospektevaluering, analyser af potentielle forekomster, koncessionsrunder, herunder udarbejdelse af forslag til udbuds- og tildelingsstrategi samt arbejdsprogrammer, deltagelse i koncessionsforhandlinger, opfølgning af tildelte koncessioner. Godkendelse af boreprogrammer, boretilsyn og opfølgning af boreaktiviteter.

6. kontor. Indvinding af olie og gas

Ressourcemæssige, reservoirtekniske og geologiske vurderinger i forbindelse med behandling af kommercialitetserklæringer og feltudbygningsplaner, samt tilsyn med indvindingen fra de producerende felter. Opgørelser over reserver, produktion og produktionsprognoser.

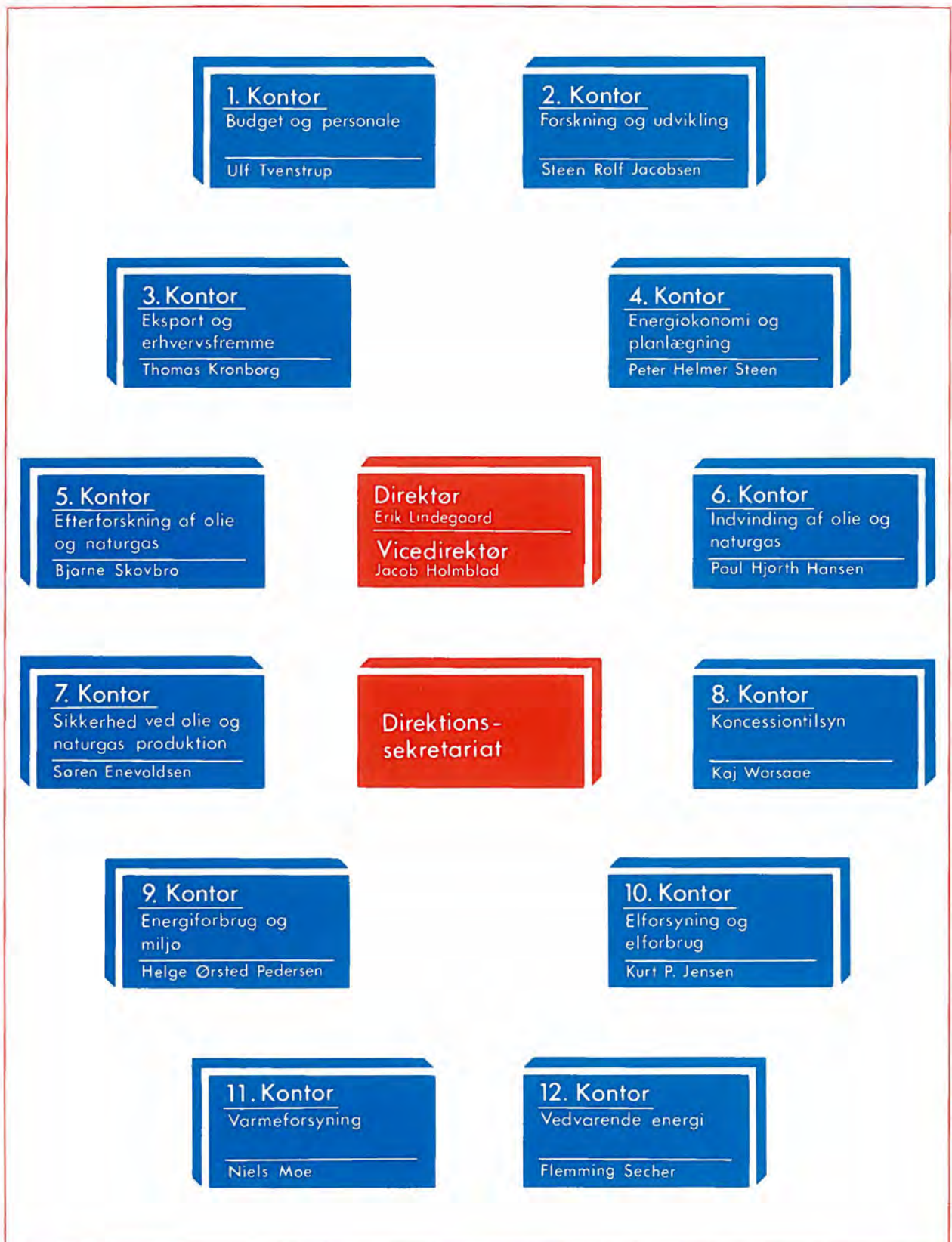
7. kontor. Sikkerhed og arbejdsmiljø

Arbejds miljømæssigt tilsyn med faste og flytbare havanlæg. Godkendelse af bemandings- og organisationsplaner. Godkendelse og tilsyn med maritime konstruktioner, herunder drift og vedligeholdelse af bærende konstruktioner, udstyr og installationer, samt godkendelse af nye procesanlæg og driften heraf.

8. kontor. Koncessionstilsyn

Juridiske og administrative opgaver primært på undergrundsområdet. Opgaverne omfatter bl.a. regel- og vejledningsarbejde, administration af forundersøgelser og rettighedshavernes garantistillelser, sager efter betalingsbekendtgørelsen for brug af olierørssystemet, behandling af royalty- og afgiftsregnskaber samt sekretariat for *Koordinationsudvalget*, *Aktionskomiteen* og *Havarikommissionen*.

Fig. 1.1 Energistyrelsens organisation

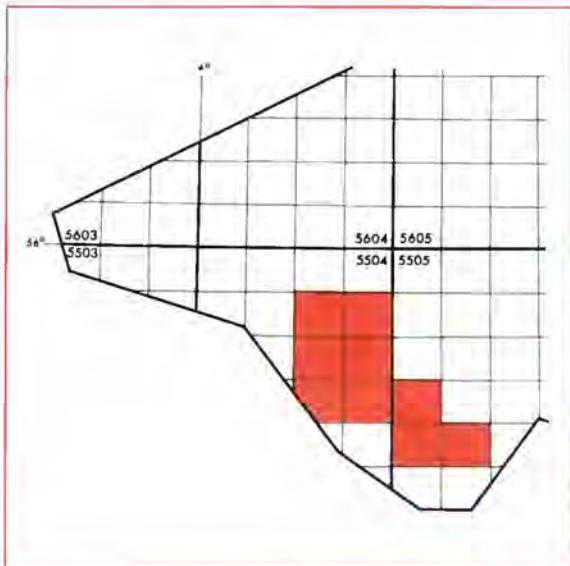


I 1988 blev der udført 3 efterforskningsboringer. Dette antal markerer den laveste aktivitet på dansk område siden 1979 (fig. 2.5). Den lave boreaktivitet skyldes primært, at de fleste forpligtelser fra 1. udbudsrunde er opfyldt, samt at olieprisen nu er så lav, at selskaberne har reduceret deres udgifter til efterforskning eller ønsker at udskyde omkostningskrævende aktiviteter.

De udførte boringer i 1988 har ikke resulteret i nye fund.

Dansk Undergrunds Consortium (DUC) arbejder fortsat med efterforskning i Det Sammenhængende Område (fig. 2.1). I 1988 godkendte Energiministeriet et revideret arbejdsprogram for dette område for perioden 1988-1993. Hovedvægten af efterforskningen vil i de kommende år rette sig mod detaljerede geologiske og geofysiske studier i området. Beslutning om udførelse af yderligere efterforskningsboringer vil afhænge af resultaterne af dette arbejde.

Fig. 2.1 Det Sammenhængende Område



Ved årsskiftet 1988/1989 har Energiministeriet indbudt olieselskaberne til at indgive ansøgning om deltagelse i efterforskning på dansk område. Fristen for ansøgninger i denne 3. udbudsrunde er fastsat til den 31. marts 1989.

Ved udgangen af 1988 var der 9 grupper af rettighedshavere, som arbejdede med efterforskning på dansk område. En oversigt over de enkelte gruppers sammensætning findes i bilag A. Koncessionskortet bagest i rapporten viser den geografiske og selskabsmæssige fordeling af tilladelser pr. 31. december 1988.

I september 1988 udsendte Energistyrelsen en revideret udgave af *Vejledning for boring, efterforskning*, til erstatning for borevejledningen fra februar 1985.

Forundersøgelser

I 1988 er der indsamlet i alt ca. 8.600 km seismiske linier i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og gas. Desuden er der i området omkring Bornholm foretaget en airtrace-undersøgelse (flybåren "sniffer"-undersøgelse). I bilag C findes en oversigt over de selskaber, der har foretaget undersøgelserne.

Energistyrelsen forlængede i 1987 den 5-årige fortrolighedsperiode for visse seismiske selskabers spekulative data til udgangen af 1988. De pågældende selskaber ansøgte Energistyrelsen om yderligere forlængelse af fortrolighedsperioden forud for 3. runde. Energistyrelsen har ikke fundet grundlag herfor og vil fastholde den gældende 5-årige fortrolighedsperiode i kommende tilladelser.

Fiskeriobservatører har været ombord på alle seismiske fartøjer, der har udført større undersøgelser i danske havområder. Observatørordningen fungerer fortsat tilfredsstillende, og der har kun været enkelte erstatningssager fra fiskerierhvervet. Disse sager er alle blevet afklaret mellem de pågældende fiskere og seismiske selskaber.

Spekulative seismiske undersøgelser

Der er i 1988 indsamlet ca. 1.900 km spekulativ seismik (fig. 2.2), hvoraf 1.762 km vedrører en undersøgelse omkring Bornholm udført af det engelske selskab Jebco forud for 3. udbudsrunde.

Seismiske undersøgelser i koncessionsbelagte områder

I 1988 er der indsamlet ca. 6.600 km seismik i områder, hvor flere selskabsgrupper har tilladelse til efterforskning og indvinding.

Efterforskning

Hovedparten af aktiviteten ca. 6.400 km er udført af Mærsk Olie og Gas A/S som operatør for DUC. Selskabet har gennemført 3D (tredimensionale) undersøgelser af de producerende felter Dan og Gorm samt undersøgelser af Elly-strukturen.

Amoco Denmark har gennemført undersøgelser ved Bornholm. I Central Graven har Norsk Hydro udført en mindre supplerende undersøgelse.

Øvrige forundersøgelser

I området omkring Bornholm har Amoco Denmark udført en såkaldt airtrace-undersøgelse. Ved denne metode analyseres luften for kulbrinte forbindelser. Dette foregår med flybåret udstyr, mens flyet overflyver det område, der skal undersøges. Det er første gang, en sådan undersøgelse er udført i Danmark.

Fig 2.3 Årlig seismik 1979-1988

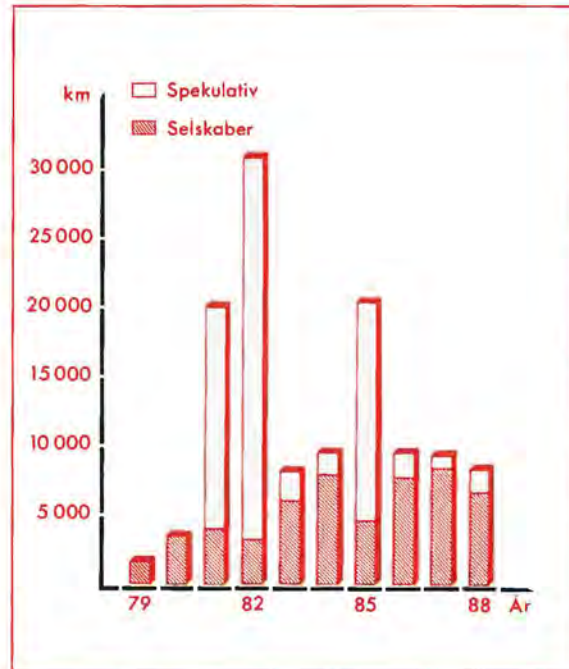
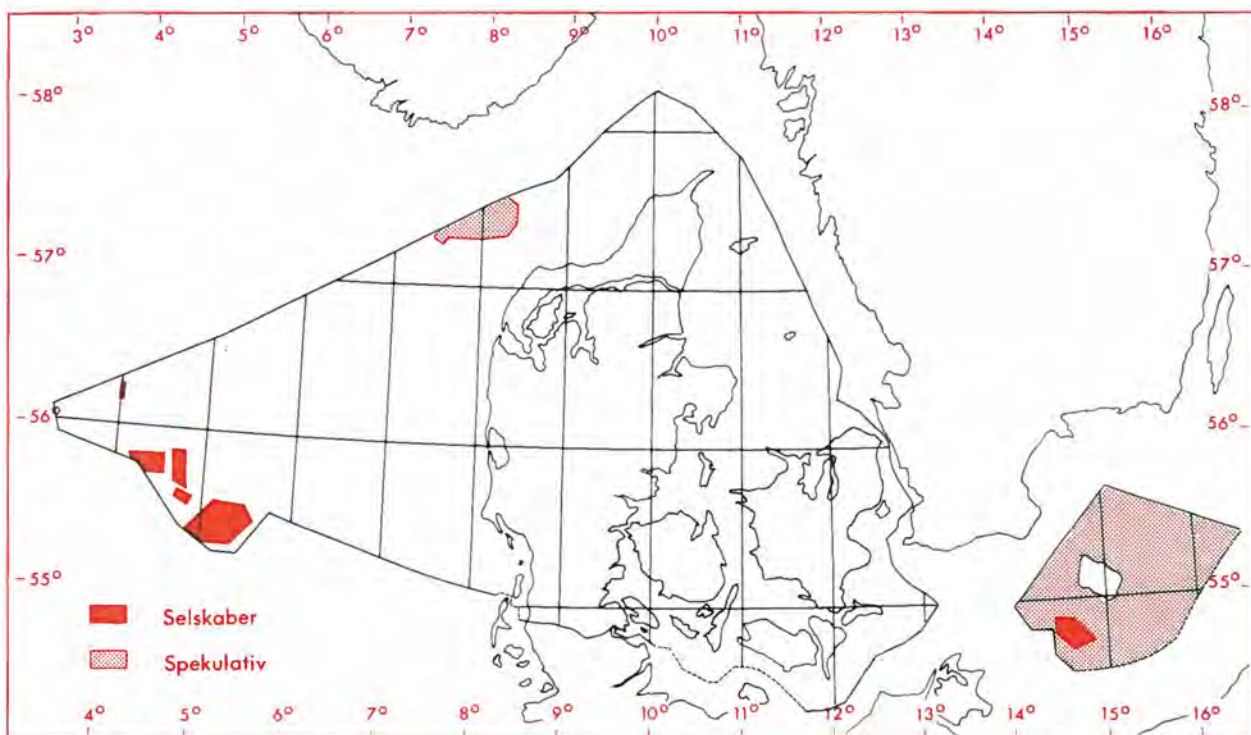


Fig. 2.2 Seismik 1988



Gaslagring ved Stenlille

Stenlille-strukturen er beliggende i blok 5511/15, ca. 10 km nord for Sorø (fig. 2.4). Strukturen blev oprindeligt anført i 1980 af D.O.N.G. A/S med henblik på en undersøgelse af muligheden for indvinding af geotermisk energi.

Fig. 2.4 Gaslagring ved Stenlille



I 1987 og 1988 er der udført yderligere undersøgelser med henblik på lagring af gas i vandførende lag af sandsten, der ligger i en dybde af ca. 1.500 meter. I 1987 blev der således udført 2 borer, og i 1988 yderligere 3 borer på Stenlille-strukturen. Disse borer er udført af DANGAS, med DANOP som operatør for selve borearbejdet.

Såfremt undersøgelserne falder tilfredsstillende ud, og der i 1989 træffes beslutning om etablering af naturgaslageret, vil dette formentlig kunne tages i brug i 1991/92.

Reprocessering af seismiske data

Med henblik på tilvejebringelse af et moderne geofysisk datagrundlag for det danske område, medvirker Energistyrelsen ved reprocessering af seismiske data.

I 1988 har Energistyrelsen markedsført en datapakke bestående af 2.200 km reprocesserede seismiske linier indsamlet i Nordjylland. I tilknytning til dette projekt har styrelsen fået fremstillet synte-

tiske seismogrammer fra 13 borer og udarbejdet en tolkningsrapport.

Sammen med DOPAS og Danpec A/S har styrelsen markedsført en datapakke sammensat af 3.500 km reprocesserede seismiske linier fra Syddanmark. En tilhørende tolkningsrapport er markedsført af DOPAS og Danpec A/S.

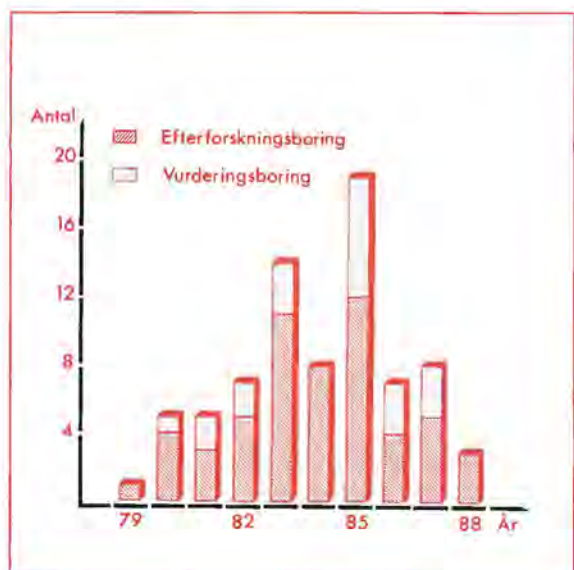
Styrelsen har ikke igangsat nye reprocesseringsprojekter i 1988.

Boreaktivitet

I 1988 er der påbegyndt 3 efterforskningsboringer efter olie og gas. Disse borer omtales nærmere i afsnittet om efterforskningsboringer.

På producerende olie- og gasfelter i Nordsøen er der desuden påbegyndt 13 borer. På Skjold er der udført en produktionsboring og påbegyndt arbejder med en boring, der skal anvendes til vandinjektion. På Tyra er der udført en boring beregnet for indvinding fra oliezone samt indledt arbejder med en boring, som planlægges boret vandret gennem de gasførende lag. I forbindelse med at der skal foretages vandinjektion på Gorm, er der udført 2 borer og påbegyndt arbejde med yderligere 6 borer. Endelig er der på Dan udført en tredje boring, hvor der er boret vandret i den olieførende zone.

Fig. 2.5 Efterforsknings- og vurderingsboringer 1979-1988



Efterforskning

Desuden er der udført de 3 boringer ved Stenlille på Sjælland i forbindelse med undersøgelser forud for eventuel etablering af et underjordisk gaslager.

Fire boringer, som var påbegyndt i 1987, blev afsluttet i den første halvdel af 1988: Efterforskningsboringen Jeppe-1 (Norsk Hydro) og vurderingsboringen Elly-2 (DUC), samt Skjold-5 (DUC) og MFB-15 på Dan feltet (DUC).

Ved udførelsen af ovennævnte boringer har følgende boreplatforme været i anvendelse:

Neddrill Trigon, Dyvi Sigma, Mærsk Guardian, Glomar Moray Firth I, Glomar Baltic I og Mærsk Endeavour, alle af jack-up typen, samt landriggene Kenting 34 og 36. I figur 2.7 er vist antallet af igangværende boringer fordelt over årets måneder.

Den danske andel af arbejdet i forbindelse med udførelse af boringer er stærkt afhængig af, om der anvendes danske boreenheder samt danske forsynings- og hjælpefartøjer. Ved de 3 efterforskningsboringer i 1988 blev der kun i ét tilfælde anvendt en dansk boreplatform – Mærsk Endeavour til Statoils Gulnare-1 boring. Ved Statoils boring i Sønderjylland er der anvendt en engelsk borerig, idet der ikke findes danske landboreriger. Norsk Hydro-gruppens Tordenskjold-1 boring er udført med den hollandske boreplatform Neddrill Trigon, da der ikke var en dansk platform til rådighed på

Fig. 2.6 Produktionsboringer

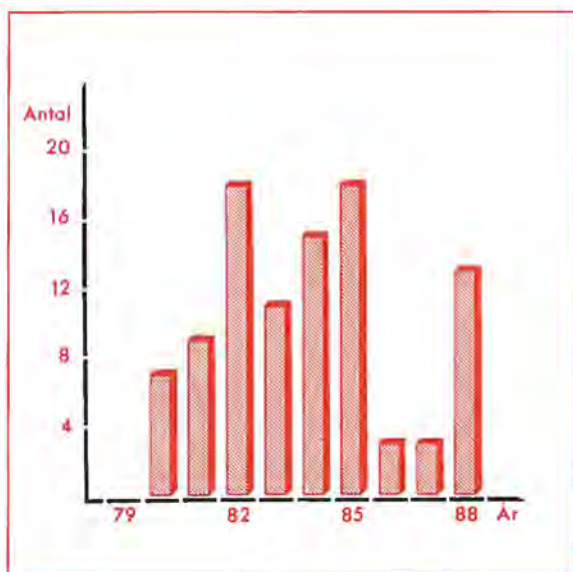
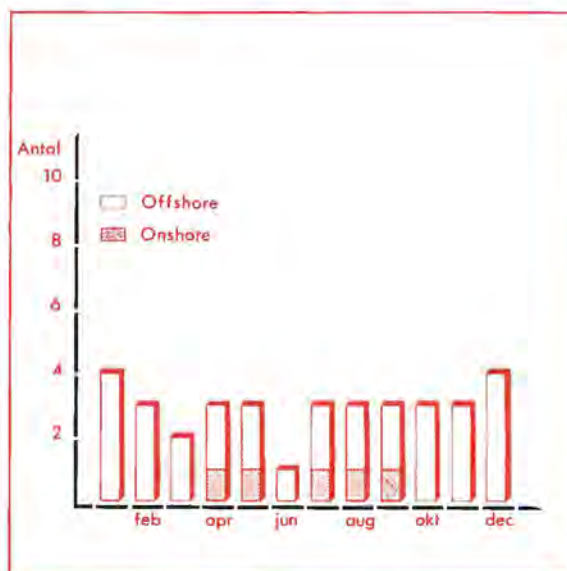


Fig. 2.7 Boringer, antal aktive 1988



tidspunktet for boringen. Til begge de udførte offshore boringer er der anvendt udenlandske forsynings- og hjælpefartøjer.

Bilag B indeholder en tabel over efterforsknings- og vurderingsboringer, samt visse dybe landboringer med andet formål, for perioden 1978 – 1988. I Energistyrelsens årsrapport for 1987 findes en liste for boringer udført før 1978.

Efterforskningsboringer

Der blev i 1988 som nævnt påbegyndt 3 efterforskningsboringer. Statoil-gruppen udførte to boringer, Borg-1 i Sønderjylland og Gulnare-1 i Nordsøen og Norsk Hydro-gruppen påbegyndte Tordenskjold-1 boringen i Nordsøen. Desuden afsluttedes i marts 1988 Jeppe-1 boringen i Nordsøen, udført af Norsk Hydro-gruppen.

De enkelte boringer

Borg-1, 5508/32-2

Området, hvor boringen er udført, blev tildelt Statoil-gruppen i 1986 som led i 2. udbudsrunde. Med Dansk Operatørselskab I/S, DANOP, som operatør gennemførte gruppen boringen Borg-1 i april og maj 1988. Boringen blev afsluttet i en dybde af 3.074 m i metamorfe bjergarter. Der var svage kulbrintespor i Zechstein karbonater. Boringen blev ikke prøveproduceret.

Gulnare-1, 5604/26-1

Statoil-gruppen blev tildelt området, hvor denne boring er udført, som led i 2. udbudsrunde. I perioden juni til september 1988 gennemførte gruppen med Statoil som operatør boringen Gulnare-1. Boringen blev afsluttet i bjergarter af Jura alder i en dybde af 4.735 m. Boringen viste kulbrintespor, men disse blev ikke fundet tilstrækkelige til at retfærdiggøre en prøveproduktion.

Tordenskjold-1, 5503/3-2

Det område, hvor boringen er udført, blev tildelt Norsk Hydro-gruppen som led i 2. udbudsrunde. Med DANOP som operatør gennemførte gruppen boringen Tordenskjold-1 i perioden december 1988 til februar 1989. Boringen blev afsluttet i Rotliegendes i en dybde af 3.703 m. Boringen viste tegn på tilstedeværelse af kulbrinter, men prøveproduktion blev ikke udført.

Jeppe-1, 5603/28-3

Denne boring blev omtalt i Energistyrelsens årsrapport for 1987, dog udestod oplysninger om resultatet. Boringen blev afsluttet i dybden 5.050 m i bjergarter af Perm alder. Der var kulbrintespor i jurassisk sandsten, men der blev ikke prøveproduceret.

Fig. 2.8 Efterforskningsboringer i Central Graven 1988

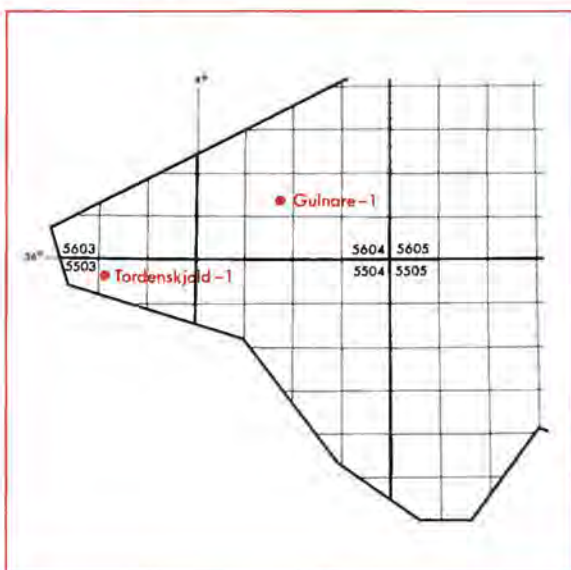


Fig. 2.9 Efterforskningsboring på land 1988



Vurderingsaktiviteter

DUC afsluttede i maj 1988 boringen Elly-2. Ud over denne boring har vurderingsaktiviteterne bl.a. omfattet ny kortlægning af Gert- og Elly-strukturerne. Elly-strukturen blev i 1988 erklæret kommerciel. Gert-strukturen omtales i kapitlet om produktion.

Forekomster under vurdering i 1988

Elna, 5604/19 og 23

Elna-strukturen strækker sig ind på norsk område. Boringen Elna-1 udført i 1985 viste tilstedeværelsen af kulbrinter. DUC har den 23. marts 1988 erklæret Elna-strukturen ikke-kommerciel. Området er herefter tilbageleveret til staten.

Kim, 5603/26, 27, 30 og 31

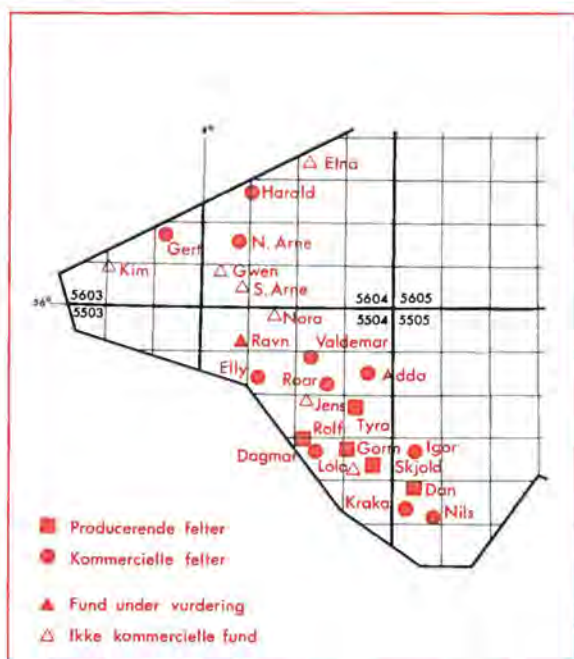
Kim-strukturen blev anført i 1985 med Kim-1 boringen. Boringen viste tegn på tilstedeværelsen af kulbrinter. DUC har den 29. september 1988 erklæret Kim-strukturen ikke-kommerciel. Området er derfor tilbageleveret til staten.

Efterforskning

Elly, 5504/5 og 6

DUC anborede første gang strukturen i 1984, hvor Elly-1 boringen påviste tilstedeværelsen af kulbrinter. I perioden november 1987 til maj 1988 blev boringen Elly-2 udført. I efteråret 1988 er der udført en ny seismisk undersøgelse af Elly-strukturen.

Fig. 2.10 Fund og felter



Vurderingsperioden for Elly udløb oprindeligt den 30. december 1987. Efter ansøgning blev vurderingsperioden forlænget til den 6. juni 1988. På dette tidspunkt blev Elly-strukturen erklæret kommerciel. DUC har i februar 1989 fået forlænget fristen for indsendelse af en indvindingsplan til den 6. december 1991. Samtidig er tidspunktet for en eventuel revision af feltafgrænsningen udsat tilsvarende.

Ravn, 5504/1, 2, 5 og 6

Amoco-gruppen har udført 2 borer i området. Ravn-1 boringen blev udført i 1986. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie fra jurassisk sandsten. I 1987 blev Ravn-2 boringen udført. Den bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter, men blev ikke prøveproduceret. Amoco-gruppen arbejder fortsat med efterforskning i området og med evaluering af det gjorte fund.

Grænsedragning

I september 1988 blev der undertegnet en traktat om afgrænsningen af kontinentalsoklen mellem Danmark og Den Tyske Demokratiske Republik (DDR). Afgrænsningen består af følgende to grænselinier: en vestlig grænselinie i farvandet syd for Lolland, Falster og Møn, og en østlig grænselinie sydvest for Bornholm (bilag G).

Afgrænsningen mellem Danmark og DDR følger i den vestlige del midtlinien mellem de to lande. I den østlige del, hvor der har bestået overlappende krav på et areal omfattende næsten 500 km², går grænselinien lidt sydvest for midtlinien, bortset fra en afvigelse mod nordøst på grænselinien midterstykke, hvor linien har form af et hak ind over en del af den såkaldte Adler Grund.

Tilbageleverede arealer

I 1988 afgav DUC erklæringer om at Kim- og Elna-strukturene er ikke-kommercielle. De pågældende områder er derfor tilbageleveret til staten i 1988 (fig. 2.11).

Britoil- og Phillips-grupperne har tilbageleveret arealer, som blev tildelt i 1. udbudsrunde i 1984.

Fig. 2.11 Tilbageleverede arealer offshore 1988

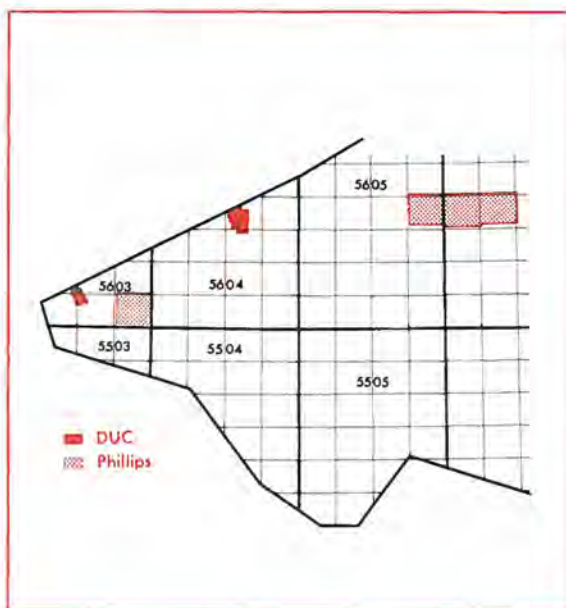
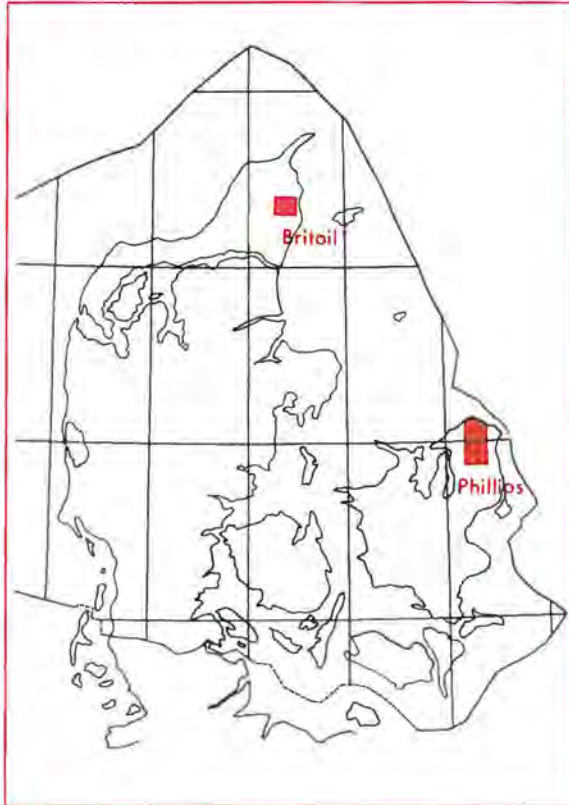


Fig. 2.12 Tilbageleverede arealer på land 1988



Britoil-gruppen har tilbageleveret arealet i den såkaldte Sæby-tilladelse i Nordjylland i blok 5710/22 (fig. 2.12). Phillips-gruppen har tilbageleveret arealer i blokkene 5603/32, 5605/20, 5606/17 og 18 (Nordsøen) samt 5612/30 og 5512/2 (Sjælland). Phillips-gruppen har hermed tilbageleveret samtlige arealer, de fik tildelt i 1984.

I forbindelse med Harald-feltet er der foretaget en mindre arealmæssig justering i den vestlige del (tidligere benævnt Vest Lulu-strukturen). Dette har medført, at DUC har tilbageleveret et mindre areal i blok 5604/21 (er dog ikke vist på fig. 2.11).

Frigivelse af boredata

Data, som indhentes i medfør af undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For 1. og 2. runde tilladelser, som udløber eller opgives, begrænses den 5-årige fortrolighedsperiode dog til 2 år.

I 1988 er data fra følgende efterforskningsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Offshore:

Diamant-1	5603/32-2	Phillips
Edna-1	5504/10-1	DUC
Elin-1	5504/2-1	DUC
Hans-1	5612/21-1	DUC
John-1	5504/20-1	DUC
Karl-1	5604/21-2	DUC
Midt Rosa-2	5504/14-1	DUC
Mona-1	5604/21-1	DUC
Nord Arne T-3	5604/25-3	DUC
Olaf-1	5503/3-1	DUC
Sten-1	5603/27-1	DUC
Sydøst Igor-1	5505/14-1	DUC
Øst Rosa-1	5504/15-3	DUC

Onshore:

Sæby-1	5710/22-1	Britoil
Thisted-3	5608/3-2	D.O.N.G.
Tønder-4	5404/4-5	D.O.N.G.
Tønder-5	5408/4-4	D.O.N.G.

Danmarks Geologiske Undersøgelse (DGU) formidler disse informationer.

Produktionen af olie i 1988 kom fra 4 felter: Dan, Gorm, Skjold og Rolf. Gasfeltet Tyra bidrog til olieproduktionen med kondensat udskilt fra gassen og med olie fra en tynd zone i forekomsten.

Felterne er alle beliggende i Det Sammenhængende Område i den sydlige del af det danske Centralgravsområde.

Producerede mængder

Den samlede produktion af olie og kondensat fra de fem felter udgjorde i 1988 5,6 mio. m³ svarende til 4,7 mio. tons, hvilket er ca. 3% mere end i 1987.

Gasproduktionen fra felterne androg 5,1 mia. Nm³ (normalkubikmeter), hvilket er ca. 24% mere end i 1987. Den overvejende del blev indvundet fra gasfeltet Tyra, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieindvindingen fra de øvrige felter. Af den producerede gas blev ca. 45% ilandført og solgt i overensstemmelse med gasaftalen mellem DUC og DANGAS, mens ca.

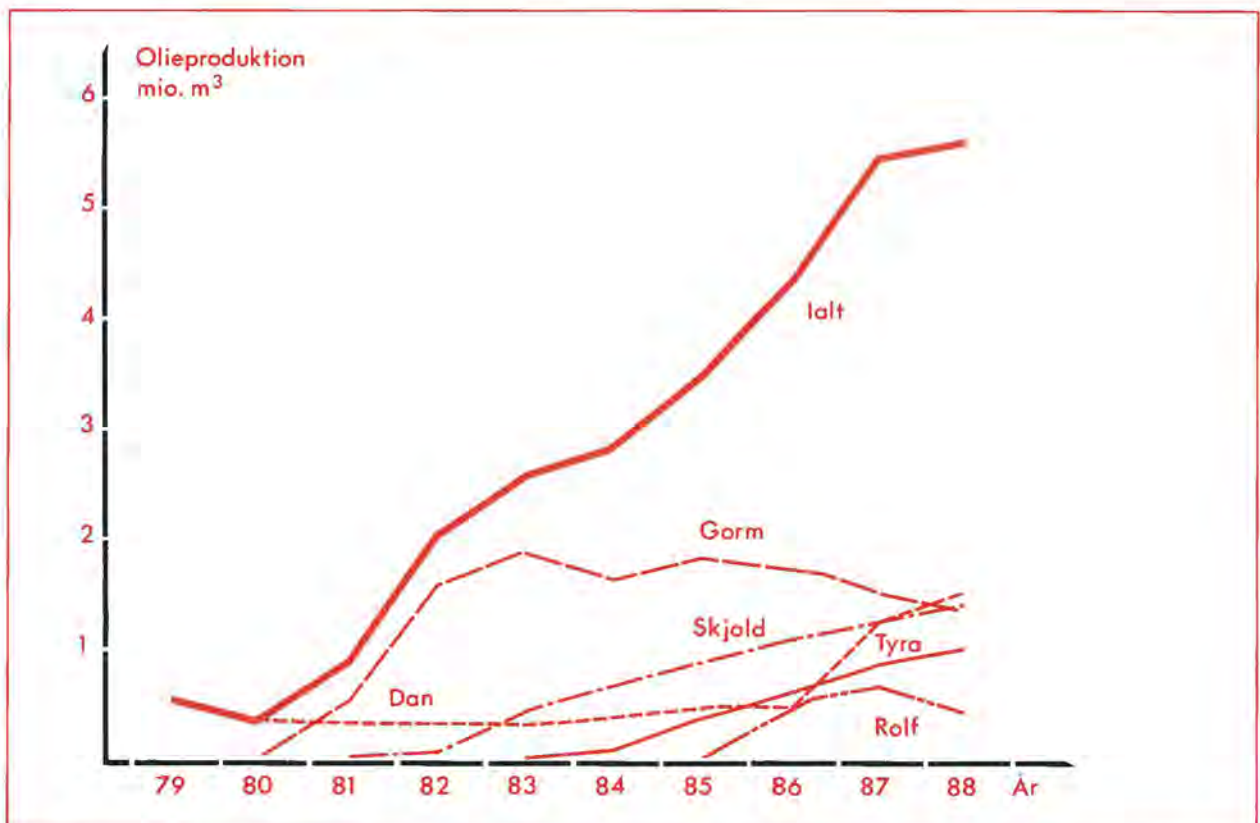
48% blev pumpet tilbage i undergrunden på Gorm og Tyra. Endelig blev 4,3% anvendt ved energiforsyningen på platformene, mens de resterende 2,5% blev afbrændt uden nyttiggørelse.

Den samlede olie- og gasindvinding for året 1988 kan opgøres til 10,1 mio. t.o.e. (mio. ton olieækvivalenter), hvoraf 7,1 mio. t.o.e. er blevet ilandført som råolie og naturgas, hvilket er ca. 1,5% mere end i 1987.

Det samlede danske energiforbrug svarede i 1988 til ca. 18,8 mio. t.o.e., hvoraf kulbrintedelen (olie og naturgas) udgjorde ca. 10,1 mio. t.o.e. Selvforsyningsgraden i 1988 for kulbrinteprodukter kan således opgøres til ca. 71% mod 64,5% i 1987.

Olie- og gasproduktionen fra 1972 til 1988 er angivet i bilag D sammen med en oversigt over produktionen på månedsbasis for 1988.

Fig. 3.1 Årlig olieproduktion 1979-1988



Produktion

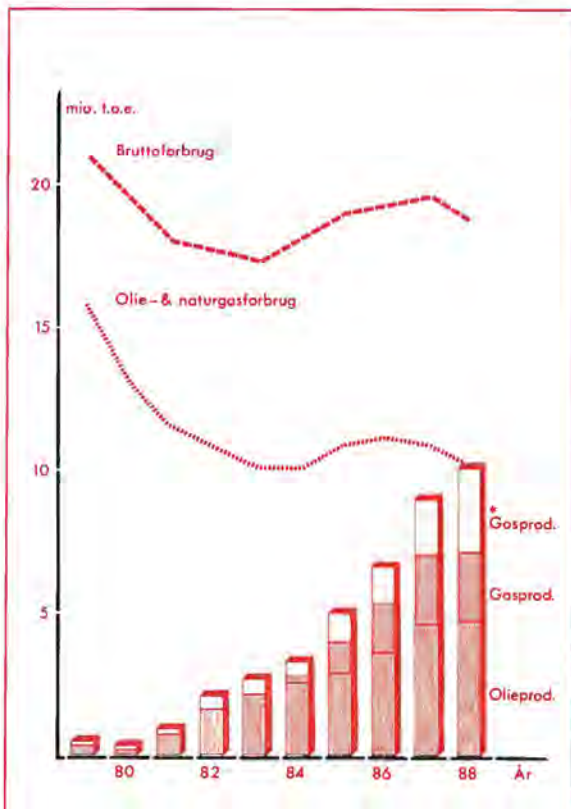
Afbrænding af gas

I samarbejde med bevillingshaverne foregår der en løbende vurdering og justering af retningslinierne for afbrænding af gas.

Rammen for maksimal afbrænding af gas blev den 20. marts 1988 reduceret til 350.000 Nm³ pr. dag på baggrund af indhøstede driftserfaringer fra Dan F anlægget samt fra et projekt på Tyra anlægget for reduktion af mængden af uudnyttet gas ved kondensatproduktionen.

I december 1988 udstedtes nye retningslinier for afbrænding af gas, idet den hidtil tilladte mængde blev opretholdt. Det blev samtidig fastlagt, at bevillingshaverne i unormale driftssituationer skal søge at nedbringe afbrændingen af gas ved at nedlukke oliebrønde med relativ høj gasproduktion.

Fig. 3.2 Produktion og forbrug af olie og naturgas 1979-1988



*) Ikke ilandført gasproduktion

Eventuel gasafbrænding ud over den angivne ramme kræver Energistyrelsens tilladelse i hvert enkelt tilfælde.

Den samlede daglige gasproduktion udgør i vintermånederne, hvor den ligger på årets højeste niveau, ca. 16 mio. Nm³. I denne produktion er indregnet såvel den gas, der sendes til land, som den gas, der reinjiceres i felterne og den gas der afbrændes. Gasafbrænding har i forhold til produktionen udvist et betydeligt fald gennem de senere år.

I alt blev der i 1988 afbrændt 128 mio. Nm³. Ifølge gældende retningslinier var den maksimalt tilladte mængde for 1988 på 133 mio. Nm³.

Navngivning af felter

Mærsk Olie og Gas A/S giver ofte et felt nyt navn, når der er truffet beslutning om indvinding. Nedenfor er anført de navneændringer, som har fundet sted til og med 1988, hvor Dagmar og Valdemar er nytilkomne.

Oprindeligt navn	Felt navn
Abby	Dan
Vern	Gorm
Cora	Tyra
Ruth	Skjold
Midt Rosa	Rolf
Bent	Roar
Anne	Kraka
Lulu/Vest Lulu	Harald
Øst Rosa	Dagmar
Boje/Nord Jens/Bo	Valdemar

De producerende felter

I bilag E findes en oversigt med data for de producerende felter.

Dan feltet

Dan er et oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas. Produktionen blev indledt i 1972.

Feltet er blevet gradvist udbygget. Ved udgangen af 1988 produceredes fra 5 indvindingsplatforme A, D og E med hver 6 brønde, samt FA og FB med oprindeligt hver 12 brønde. FA og FB er dog udvidet til at kunne rumme yderligere brønde. Olien

og gassen færdigbehandles på Dan og ilandføres via henholdsvis Gorm og Tyra.

I 1987 blev den første vandrette boring udført på Dan. Erfaringerne herfra er blevet nyttiggjort i den plan for den videre udbygning af Dan, som blev godkendt af Energiministeriet i juli 1988. Planen indebærer en fortsat trinsvis udbygning med vandrette brønde.

Første trin af udbygningsplanen omfatter boring af 5 vandrette brønde, der tilstræbes placeret således, at dræning af forekomsten vil foregå med en brøndtæthed på ca. 6 brønde pr. km² (40 acres dræningsmønster). De første to brønde er blevet færdiggjort og sat i produktion i 1988, mens de 3 øvrige er planlagt udført i løbet af 1989.

Der er i 1988 indledt et vandinjektionsforsøg på Dan. Projektet omfatter etablering af de nødvendige behandlings- og pumpeinstallationer for havvand samt konvertering af en produktionsbrønd til injektionsbrønd. Formålet med forsøget er at belyse, hvorvidt vandinjektion med fordel vil kunne anvendes på en større del af feltet.

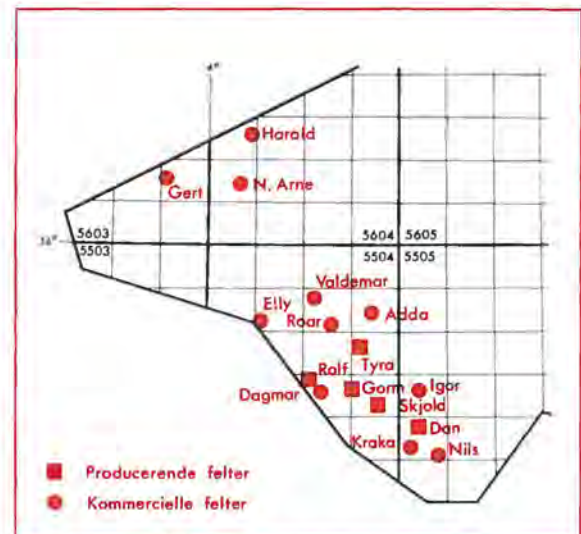
Udbygningsplanens senere trin omfatter en gradvis øgning af brøndtætheden sigtende mod ca. 12 brønde pr. km² (20 acres dræningsmønster). Hertil kræves yderligere boring af 13 vandrette brønde, som dels tænkes udført fra de eksisterende indvindingsplatforme og dels tænkes boret fra en ny platform i tilknytning til det bestående Dan kompleks. Denne udbygning vil ske i en takt, så erfaringerne fra tidligere udbygningstrin samt fra vandinjektionsforsøget vil indgå i beslutningerne om udformningen af de efterfølgende trin.

De foreløbige produktionserfaringer fra de to vandrette brønde, som begyndte at producere i 1988, er meget positive, idet der med begge brønde er opnået en produktivitet, som er 2-4 gange større end for brønde udformet på traditionel måde. Den vandrette del af begge brønde udgør ca. 775 m, hver med 7 kunstigt frembragte sprækker for dræning af den ca. 100 m tykke forekomst.

For at muliggøre opretholdelse af olieproduktionen på Dan uden afbrænding af gas i situationer, hvor Tyra Øst anlægget er nedlukket, blev der i juli 1988 etableret et by-pass på Tyra Øst. Dette medfører, at gas fra Dan kan føres direkte til Tyra Vest for der at blive pumpet ned i reservoiret.

Dan har i 1988 produceret 1,50 mio. m³ olie mod 1,23 mio. m³ i 1987. Gasproduktionen har udgjort 0,60 mia. Nm³, hvoraf 0,53 mia. Nm³ er blevet ilandført via Tyra. Resten er anvendt som energiforsyning på feltet eller afbrændt.

Fig. 3.3 Danske olie- og gasfelter



Gorm feltet

Gorm er et oliefelt, der ligger 27 km nordvest for Dan. Produktionen fra feltet blev påbegyndt i 1981.

I august og oktober 1988 blev yderligere to brønde sat i produktion, så der nu produceres fra i alt 18 brønde, mens 2 brønde fortsat anvendes til injektion af gas i den vestlige forkastningsblok. De to nye brønde er beliggende i feltets sydøstlige del.

I foråret 1988 blev arbejdet med etablering af et vandinjektionsforsøg påbegyndt. Forsøget indebærer nedpumpning af rensset havvand i begge reservoirkblokke for at modvirke trykfald i forbindelse med produktionen. Boringen af de 6 brønde, som projektet omfatter, blev påbegyndt i efteråret 1988. Af disse brønde er 3 planlagt til vandinjektion og 3 til olieproduktion.

I november 1988 blev en ny rørledning mellem Skjold og Gorm taget i brug til transport af olie og gas fra Skjold. Den gamle rørledning vil i en periode blive anvendt til transport af rensset havvand til Gorm fra det midlertidige anlæg på Skjold.

Produktion

På Gorm forventes injektion af vand samt produktion fra de nye brønde påbegyndt i 2. kvartal 1989.

Omfanget af injektionsforsøget tilsigter kun en delvis dækning af feltet. Hvis forsøget forløber tilfredsstillende forventes der en udvidelse af projektet, så det kommer til at omfatte hele feltet.

I december 1988 fremsendte bevillingshaverne ansøgning om installation af yderligere en platform på Gorm. Platformen, Gorm F, skal foreløbig bære behandlingsfaciliteter for olien fra Dagmar samt et permanent behandlingsanlæg for havvand til injektion på Gorm og Skjold.

Produktionen af olie var i 1988 1,35 mio. m³ mod 1,50 mio. m³ i 1987. Ca. 88 % af den producerede gas blev pumpet tilbage i reservoiret for at medvirke til at opretholde trykket.

Der blev i 1988 produceret fra den østlige forkastningsblok med et gennemsnitligt GOR på 240 Nm³/m³ (gas/olie forhold). GOR for den vestlige forkastningsblok var 1261 Nm³/m³, hovedsageligt på grund af gennembrud af injektionsgas.

Skjold feltet

Skjold er et oliefelt, som ligger 10 km sydøst for Gorm.

Produktionen indledtes i 1982 fra en enkelt brønd under en prøveproduktionstilladelse, som muliggjorde, at produktionserfaringerne blev inddraget i udformningen af indvindingsplanen for forekomsten. I 1986 godkendte Energiministeriet en faseopdelt plan for udbygningen af Skjold, hvoraf de to første faser nu er iværksat.

Den første fase, som omfatter et vandinjektionsforsøg, blev igangsat i 1986. Fra en ombygget borerig opstillet ved Skjold indvindingsplatformen, injiceres der vand i en enkelt brønd. Den følgende fase omfatter en produktionsbrønd og to vandinjektionsbrønde yderligere samt en udvidelse af transportkapaciteten for olie og gas til Gorm i form af den nævnte 12" rørledning. Denne udbygningsfase, som har til formål at øge indvindingen fra feltet til ca. 6.360 m³ olie pr. dag, blev igangsat i slutningen af 1988. Ved udgangen af 1988, hvor vandinjektion finder sted i 2 brønde, udgør produktionen ca. 5.560 m³ olie pr. dag.

Fuld produktion under denne fase forventes opnået efter idriftsættelse af den tredje injektionsbrønd i begyndelsen af 1989.

Produktionen foregår fortsat under samtidig observation af reservoirtryk og det frie vandspejl gennem en observationsbrønd på flanken af forekomsten.

Skjold producerede i 1988 1,37 mio. m³ olie med et GOR på 81 Nm³/m³. Feltet producerede i 1987 1,21 mio. m³ olie.

Tyra feltet

Tyra er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone. Feltet ligger 15 km nordvest for Gorm. Gasproduktionen blev påbegyndt i sommeren 1984. Fra midten af 1987 er en del af den indvundne gas blevet pumpet tilbage i undergrunden for at udnytte den overskydende produktionskapacitet til at øge kondensatindvindingen.

I 1988 er der blevet boret en brønd i feltets sydlige del, hvis hovedformål var at vurdere feltets oliezone. Resultatet af boringen er meget lovende, og efter afslutningen af borearbejdet er brønden blevet sat i produktion som en oliebrønd.

I den yderste østlige rand af feltet indledtes i slutningen af 1988 boringen af en brønd, som dels har til formål at indsamle oplysninger om feltets randzone, og dels er planlagt som en vandret gasproduktionsbrønd. Det er første gang, at denne teknik anvendes ved gasindvindingen i Danmark. Der er forhåbning om, at der herved kan opnås en mere effektiv dræning af feltets randzone og dermed en større endelig indvinding fra forekomsten.

Energistyrelsen har i 1988 godkendt et projekt for øget udskillelse af kondensat på Tyra Vest. Projektet indebærer, at injektionsgassen køles længere ned for at opnå en forøget udskillelse af kondensat.

Ibrugtagningen forventes at ske i løbet af 1. halvår 1989.

I 1988 blev kondensatbehandlingen på Tyra Øst forbedret, således at gasafbrændingen kunne reduceres samtidig med, at kondensatproduktionen blev øget.

Projektet indebærer installation af et ekstra kompressortrin for genvinding af afgangsgas.

Der er i 1988 indvundet 3,36 mia. Nm³ gas på Tyra, hvoraf 1,59 mia. Nm³ er pumpet tilbage i undergrunden.

Den samlede kondensat- og olieproduktion udgjorde i 1988 0,95 mio. m³.

Produktionen fra Tyra feltets oliezone er opretholdt gennem 1988. I alt skønnes, at der er produceret 180.000 m³ olie i 1988, således at den samlede indvinding nu nærmer sig 0,50 mio. m³. Efter at den nye oliebrønd er sat i drift i slutningen af året, er der 4 oliebrønde på Tyra, hvorfra produktionen skønnes at udgøre ca. 730 m³ olie pr. dag.

Rolf feltet

Rolf er et oliefelt, der ligger 15 km vest for Gorm feltet. Produktionen fra blev indledt i 1986.

I lighed med tidligere produceredes i 1988 fra en enkelt brønd. Reservoirets trykforhold og vandets bevægelser i reservoiret følges til stadighed fra en observationsbrønd. Produktionen føres ubehandlet gennem en flerfaserørledning til Gorm for behandling.

Rolf feltets særlige karakter betyder, at en nøje overvågning af reservoiret er nødvendig. I november 1986 blev der i observationsbrønden målt en stigning af reservoirets frie vandspejl, og fra februar 1987 har produktionen fra brønden i stigende omfang indeholdt vand. Gennem 1988 har vandproduktionen stabiliseret sig, mens olieproduktionen er faldet med ca. 35% i forhold til året før. Produktionen opretholdes ved hjælp af gasløft.

Udviklingen igennem 1988 tyder imidlertid på en vis stabilisering af brøndens produktivitet, og det er Energistyrelsens vurdering, at der fortsat er et betydeligt produktionspotentiale i Rolf feltet.

I 1988 har Rolf produceret 0,40 mio. m³ olie med et GOR på 43 Nm³/m³.

Kommende feltudbygninger

Året 1988 har bragt afklaring vedrørende udbygning af en række nye felter. Det gælder således Kraka, Valdemar og Nils, hvor indvinding ifølge de godkendte planer vil blive indledt i henholdsvis 1990, 1991 og 1994.

Hvad angår Dagmar feltet har bevillingshaverne på opfordring af Energiministeriet omarbejdet den oprindeligt fremsendte indvindingsplan. Ifølge den nye plan vil indvindingen blive indledt i 1991.

Udnyttelsen af Roar gasfeltet er tæt forbundet med naturgasprojektet, og tidspunktet for iværksættelse af udbygning af feltet afhænger af behovet for gasleverancer ud over produktionen fra de nuværende felter.

Der er i 1988 blevet føjet en forekomst til rækken af kommercielle forekomster i Danmark, idet bevillingshaverne den 6. juni 1988 har indgivet kommercieltserklæring for gasfeltet Elly, beliggende nær den dansk-tyske sektorgrænse, ca. 35 km vest for Tyra.

Den fremsendte kommercieltserklæring for Elly indeholder bevillingshavernes seneste geologiske og reservoirmæssige vurdering af forekomsten samt et forslag til udbygning af feltet.

Der er ikke i kommercieltserklæringen oplyst tidspunkt for forventet produktionsstart. På grund af komplicerede geologiske forhold på Elly feltet skal der udføres yderligere undersøgelser. Elly omtales nærmere under *efterforskning*.

I det følgende gives en beskrivelse af de enkelte forekomster samt om planerne for deres udnyttelse.

Kraka feltet

Kraka består af en olieforekomst med en naturlig ansamling af fri gas. Feltet ligger ca. 7 km sydvest for Dan i Det Sammenhængende Område.

Forekomsten blev påvist ved boring i 1966. I marts 1987 godkendte Energiministeriet en ramme for udbygningen af Dan feltet og omkringliggende felter. I lyset heraf godkendte Energiministeriet i juli 1988 en indvindingsplan for Kraka.

Ifølge denne plan vil feltet blive udbygget som en ubemandet satellit til Dan i fire trin. Første trin påbegyndes i 1989 med boring af 2 brønde. Disse forventes sat i produktion i efteråret 1990. Transporten til Dan vil foregå via en tofaserørledning.

Valdemar feltet

Valdemar består af flere adskilte olie- og gasforekomster. Feltet er beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra i Det Sammenhængende Område. Valdemar feltet dækker et areal på omkring 200 km². De kulbrinteførende lag består af relativt tynde, lav-permeable kalksten, hvilket vanskeliggør indvindingen.

Produktion

Valdemar omfatter fundene Bo opdaget i 1977, Boje opdaget i 1982 samt Nord Jens opdaget i 1985. I marts 1988 godkendte Energiministeriet en udbygningsplan for feltet.

Ifølge planen vil feltet blive udbygget etapevis som satellit til Tyra Øst med indvinding fra vandrette brønde. De indhentede produktionserfaringer indgår i beslutningsgrundlaget for den videre udbygning.

Første og anden etape omfatter en ubemandet indvindingsplatform med indvinding fra 4 vandrette brønde, som placeres i Nord Jens området.

Produktionen, som forventes indledt i 1991, vil blive ført gennem en tofaserørledning til Tyra Øst for behandling.

Nils feltet

Nils er en olieforekomst, som ligger ca. 10 km sydøst for Dan i Det Sammenhængende Område.

Forekomsten blev opdaget i 1979. I juli 1988 godkendte Energiministeriet en udbygningsplan for feltet. Planen, som indebærer udbygning som satellit til Dan, omfatter boring af én produktionsbrønd. Platformen forbindes med en tofaserørledning til Dan, hvor produktionen behandles.

Nils forventes sat i produktion i 1994.

Roar feltet

Roar er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone beliggende ca. 10 km nordvest for Tyra i Det Sammenhængende Område.

Forekomsten blev opdaget i 1968 og udbygningen af feltet blev godkendt i 1980 i forbindelse med godkendelsen af naturgasprojektet. Oprindeligt var det forudset, at feltet skulle være klar til levering af gas i 1989. Udbygningstidspunktet er imidlertid blevet udsat og vil være afhængig af behovet for gasleverancer fra felterne Tyra, Roar, Gorm og Dan, som er omfattet af gaskontrakten.

Dagmar feltet

Dagmar er en olieforekomst beliggende ca. 10 km vest for Gorm i Det Sammenhængende Område.

Forekomsten blev opdaget i 1983. I juni 1987

fremsendte bevillingshaverne en udbygningsplan for feltet til Energiministeriet. Efter forhandling med Energistyrelsen er denne plan blevet revideret, og en ny ansøgning blev i december 1988 fremsendt til Energistyrelsen.

Feltet foreslås udbygget trinvist, så de indhentede produktionserfaringer indgår i beslutningsgrundlaget for den videre udbygning.

Udbygningsplanens første trin indebærer indvinding fra to brønde placeret på en ubemandet platform, hvorfra produktionen føres til Gorm i en tofaserørledning.

Da den associerede gas indeholder svovlbrinte (hydrogensulfid), som er meget giftig og korrosiv, foreslås en udbygning, hvor behandlingen af produktionen fra Dagmar vil foregå adskilt fra behandlingen af produktionen fra de øvrige felter.

I tilknytning til Gorm komplekset vil der blive etableret en ny platform, Gorm F, med behandlingsfaciliteter for Dagmar produktionen. Den svovlbrinteholdige gas vil under planens første trin delvis blive udnyttet til brændstof på Gorm F, mens den overskydende gas vil blive afbrændt.

Udbygningsplanens senere trin, som vil indebære en produktionsforøgelse fra Dagmar, omfatter etablering af et behandlingsanlæg for gassen, som muliggør, at denne udnyttes fuldt ud.

Med etableringen af den nye Gorm F platform vil der under planens første trin yderligere blive etableret permanente faciliteter for vandinjektionsprojekterne på Gorm og Skjold (se under Gorm feltet).

Produktionen fra Dagmar forventes indledt i begyndelsen af 1991.

Igor feltet

Igor består af en gasforekomst beliggende ca. 13 km nord for Dan i Det Sammenhængende Område.

Feltet blev opdaget i 1968. I marts 1987 godkendte Energiministeriet, at feltet kan udbygges som satellit til Dan.

Der er ikke truffet afgørelse om en indvindingsplan eller taget stilling til udbygningstidspunktet for Igor, idet indfasning af feltet afhænger af udviklingen i ledig behandlingsskapacitet på Dan og af de fremtidige afsætningsforhold for gassen.

Adda feltet

Adda består af en overliggende olie- og en underliggende vådgasforekomst, som ligger ca. 10 km nord for Tyra i Det Sammenhængende Område.

Feltet blev opdaget i 1977. En udbygningsplan for Adda blev ultimo 1986 fremsendt til Energiministeriet.

Feltet foreslås udbygget som en satellit til Tyra Øst med et minimum af produktionsfaciliteter. Produktionen fra feltet foreslås ført til Tyra for behandling.

Tidspunktet for igangsætning af indvinding fra Adda vil blandt andet være afhængig af de fremtidige produktionsmæssige forhold på Tyra.

Harald feltet

Harald er en gasforekomst beliggende ca. 80 km nord for Tyra i blokkene 5604/21 og 22, umiddelbart syd for den norske sektorgrænse. Harald feltet omfatter fundene Lulu opdaget i 1980 og Vest Lulu opdaget i 1983. En udbygningsplan for Harald blev i december 1987 fremsendt til Energiministeriet.

Feltet foreslås udbygget med en integreret behandlings- og indkvarteringsplatform forbundet med bro til en indvindingsplatform. Udbygningsprojektet omfatter endvidere transport af gas til Tyra for afsluttende behandling og transport af kondensat til Gorm for stabilisering. I udbygningsprojektet er forudset tilslutning af satellitfelter i det nordlige område af Central Graven.

Tidspunktet for igangsætning af produktion fra Harald er afhængigt af fremtidige afsætningsforhold for naturgas.

Gasreserverne i Harald er ikke omfattet af gassalg-saftalen af 1979 mellem bevillingshaverne og DANGAS. Udbygningen af Harald er derfor betinget af indgåelse af en aftale om afsætning af gassen.

Nord Arne feltet

Nord Arne består af to olieforekomster beliggende ca. 60 km nordvest for Tyra feltet i blok 5604/25, en nordlig, som blev opdaget i 1975, og en sydlig, som blev opdaget i 1982 under navnet Otto.

En udbygningsplan for Nord Arne blev i 1986 fremsendt til Energiministeriet.

Feltet foreslås udbygget med et minimum af produktionsfaciliteter som et satellitfelt til et fremtidigt behandlingsanlæg på Harald, der ligger ca. 20 km nord for Nord Arne. Produktionen fra feltet foreslås ført via Harald til henholdsvis Gorm og Tyra for videre behandling.

Tidspunktet for igangsætningen af indvinding fra Nord Arne vil derfor blive fastlagt under hensyntagen til udbygningstidspunktet for Harald.

Gert feltet

Gert er en olieforekomst beliggende i blokkene 5603/27 og 28 ca. 80 km nordvest for Tyra. Forekomsten strækker sig ind på norsk sokkelområde.

Feltet blev opdaget i 1984 og blev erklæret kommercielt i 1987.

På grund af forekomstens komplicerede geologiske forhold har Energiministeriet efter ansøgning fra bevillingshaverne godkendt en forlængelse af fristen for fremsendelse af en udbygningsplan for feltet indtil 30. december 1990.

I 1988 er der blevet udført en ny geologisk kortlægning af feltet på grundlag af 3D (tredimensionale) seismiske optagelser fra 1987.

Der er uenighed mellem den danske stat og bevillingshaverne om afgrænsningen af Gert i blok 5603/28, og i december 1988 har A.P. Møller rejst voldgiftssag med krav om udvidelse af det tidligere afgrænsede areal omkring Gert.

Den danske produktion af kulbrinter adskilles i råolie og naturgas i behandlingsanlæg placeret på Dan, Gorm og Tyra felterne.

Med olieproduktionen følger samtidig associeret gas, og ved produktionen af gas følger samtidig kondensat, som er en meget let råolietype.

Råolien og kondensaten ledes efter behandling til Gorm feltets pumpeplatform E, hvorfra rørledningen går til land. Råolien er stabiliseret, så den om ønsket kan transporteres med tankskib.

Gassen føres til færdigbehandling på Tyra Øst. Herefter opfylder gassen de tekniske specifikationer for salgsgas til DANGAS. Fra Tyra EE platformen sendes gassen til land.

Råolie

Fra Gorm E ilandføres råolie og kondensat samlet gennem en 20" rørledning.

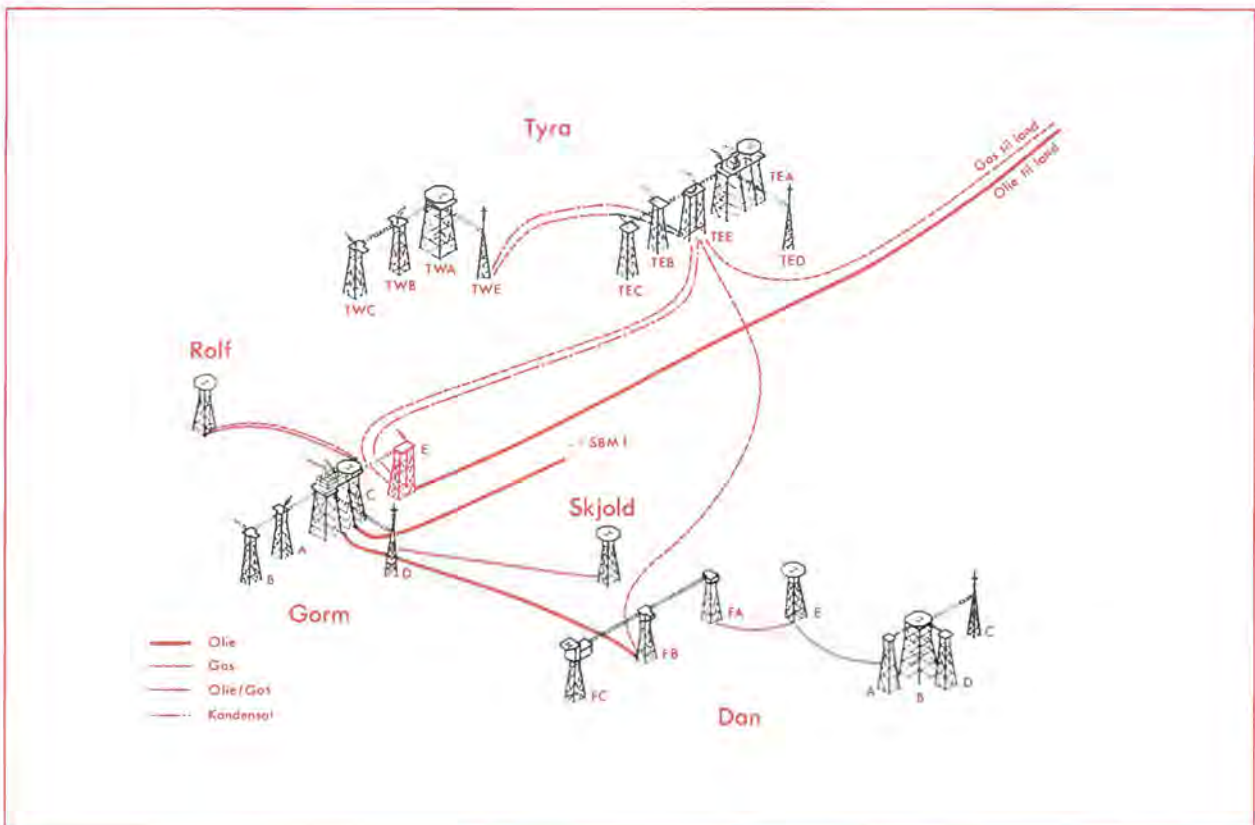
Platformen og rørledningen ejes af DORAS (Dansk Olierør A/S). Mærsk Olie og Gas A/S varetager selve driften af Gorm E platformen, mens DORAS varetager driften af olierøret.

Der er på Gorm E installeret pumpekapacitet på ca. 7,5 mio. m³ pr. år. Olie- og kondensatproduktionen var i 1988 5,6 mio. m³. Ved installation af flere pumper kan kapaciteten øges til omkring 9,8 mio. m³ råolie pr. år.

Det 330 km lange olierør fører direkte til Fredericia, hvor DORAS ved Shell Raffinaderiet har opført en olieterminal.

Her kan råolien enten lagres, ledes ind til raffinaderiet eller via rør sendes til havnen. Olien kan herfra udskibes med henblik på behandling ved andre raffinaderier i Danmark eller eksporteres. De to andre raffinaderier ligger ved Stigsnæs og

Fig. 4.1 Udbygningerne i Nordsøen



Distribution

Kalundborg og ejes af henholdsvis Kuwait Petroleum Danmark (Q8) og Statoil.

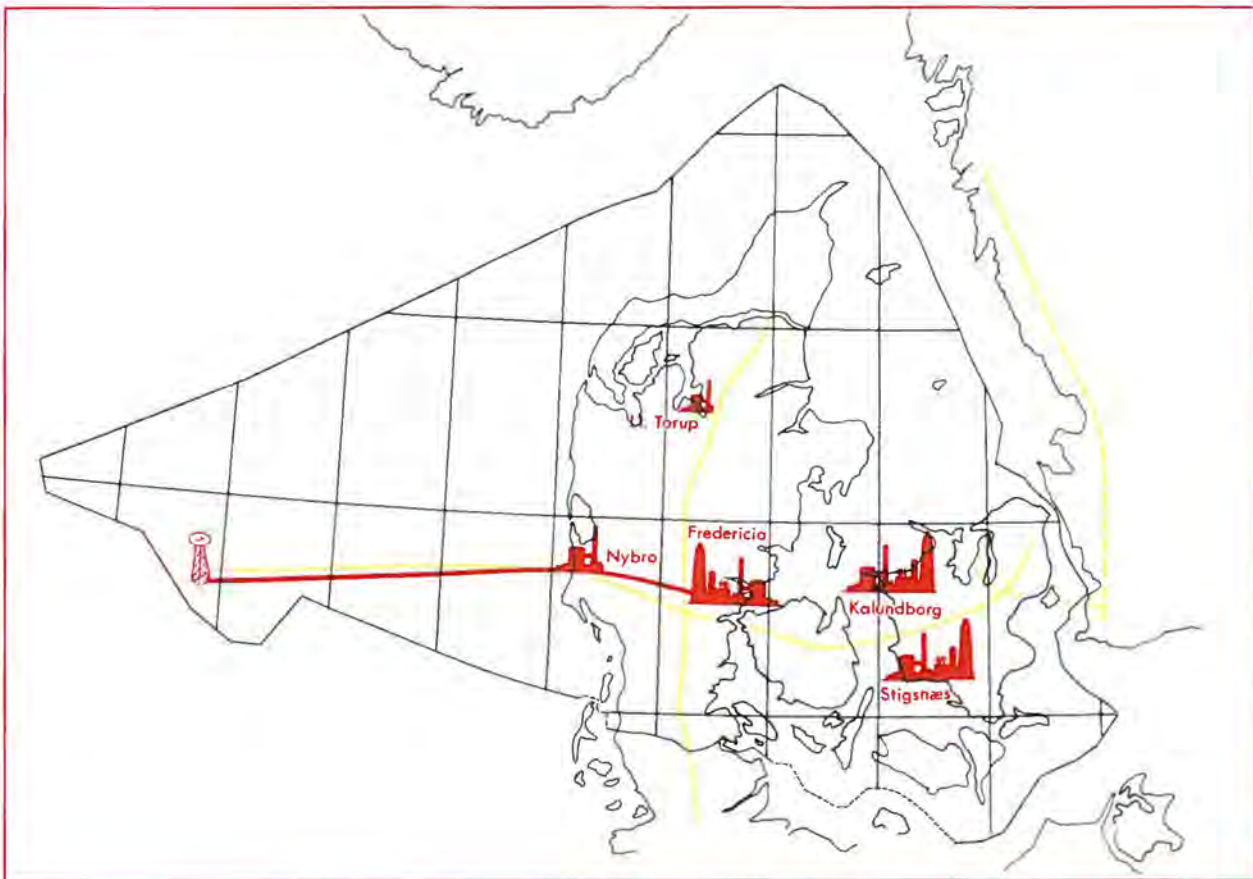
Fra Shell Raffinaderiet kan de raffinerede olieprodukter enten lades på tankbiler eller via rørledninger føres til havnen i Fredericia.

Den danske råolie, som normalt indeholder 15-20% kondensat, er en såkaldt let råolie, hvilket vil sige, at der kan udvindes forholdsvis store mængder benzin og gasolie. Udbyttet af den mindre værdifulde fuelolie er forholdsvis lavt. Hertil kommer, at den danske råolie samtidig er svovlfattig.

Den råolie DUC indvinder tilfalder deltagerne i konsortiet i forhold til ejer andel. A.P. Møller råder over 39%, Shell Olie- og Gasudvinding Danmark råder over 46% og Texaco Denmark Inc. råder over 15%.

Den mængde råolie deltagerne råder over kan dog formindskes, da staten via DOFAS (Dansk Olieforsyning A/S) kan vælge at lade produktionsafgiften på 8,5% af produktionsværdien af olien afregne i råolie.

Fig. 4.2 Distribution af råolie og naturgas



Ved raffineringen blandes den danske olie i almindelighed med andre importerede råolier for at opnå en produktsammensætning, der svarer til markedets efterspørgsel.

Endvidere har staten køberet til på forretningsmæssige vilkår at aftage indtil 40% af olieproduktionen, som dog kan reduceres med bevillingshavernes tilbagekøbsret der i 1988 udgjorde 20% og i 1989 udgør 10%, hvorefter tilbagekøbsretten bortfalder.

Staten vil således gennem køberetten kunne disponere over 32% af produktionen i 1988 og 36% i 1989. I 1990 vil den statslige andel kunne udgøre 40%.

Tabel 4.1 Fordeling af råolien mellem DUC og DOFAS (mio. tons)

	produktion i alt	DUC	DOFAS
1984	2,3	1,8	0,5
1985	2,9	2,0	0,9
1986	3,6	2,2	1,4
1987	4,6	3,1	1,5
1988	4,7	3,2	1,5

DOFAS andel er angivet for det år, hvor råolien er leveret. I 1985 og 1986 indgår ud over køberetsolie også produktionsafgift afregnet i råolie.

Efter fordelingen af råolien vil selskaberne sende den videre til raffinering i Danmark eller til eksport. Hermed indgår den danske råolie i den samlede forsyningsbalance med olie.

Tabel 4.2. Danmarks olieforbrug 1984-1988, mio. t.c.o.e.

Råolie ¹⁾					
	import	prod.	lagerændr. ²⁾	eksport	raffineret
1984	5,8	2,3	0,1	0,9	7,3
1985	5,0	2,9	0,1	1,1	7,0
1986	5,0	3,6	0,1	0,9	7,7
1987	4,9	4,6	-0,1	1,8	7,6
1988	5,1	4,7	0,1	2,0	7,9

Olieprodukter					
	import	prod.	lagerændr. ²⁾	eksport	forbrug ³⁾
1984	5,7	7,8	-0,7	2,7	10,1
1985	6,5	7,3	-1,0	2,4	10,5
1986	6,1	8,2	-1,3	2,8	10,3
1987	5,5	8,0	-1,1	2,8	9,7
1988	5,1	8,4	-1,5	3,1	8,9

¹⁾ incl. halvfabrikata
²⁾ kategorien omfatter lagertræk, udenrigsbunkring, statistiske korrektioner samt eget forbrug i raffineri.
³⁾ incl. forbrug til ikke energiformål

DOFAS har i de seneste år ladet råolien raffinere på danske, norske og svenske raffinaderier. Produkterne afsættes til olieselskaber i Danmark og i begrænset omfang i andre nordiske lande samt Nordtyskland.

Råolieeksporten er hovedsagelig af dansk oprindelse.

De danske raffinaderier råder over en distillationskapacitet på omkring 8,8 mio. tons pr. år. Kapacitetsudnyttelsen har i 1988 været ca. 95 %, hvilket i praksis svarer til fuld kapacitetsudnyttelse.

Det øvrige Vesteuropa har i de senere år generelt været præget af en lav kapacitetsudnyttelse.

Tabel 4.3 Danmarks naturgasforsyning 1984-1988, mio. Nm³

Naturgas					
	import	prod.	lagerændr. ¹⁾	eksport	forbrug
1984	36	221	-18	132	107
1985	-	1042	-8	424	610
1986	-	1805	-126	581	1098
1987	-	2300	-191	714	1395
1988	-	2272	19	791	1500

¹⁾ kategorien dækker lagerændringer, statistiske differencer og eget forbrug.

Naturgas

På stigrørsplatformen på Tyra Øst overgår naturgassen til DANGAS (Dansk Naturgas A/S). Herfra sendes den gennem en 220 kilometer lang 30" søledning til gasbehandlingsanlægget ved Nybro nær den jyske vestkyst. Her tilpasses trykket til transmissionsnettet, som ejes og drives af DANGAS. Naturgassen kan herefter sendes videre til de regionale naturgasselskaber, der leverer til forbrugerne. For store kunders vedkommende sker leveringen i samarbejde med DANGAS, der i øvrigt selv leverer til elværkerne og Københavns Kommune.

Distribution

Eksporten af naturgas foregår via grænsestationerne i Padborg og Dragør til Vesttyskland og Sverige.

En del af naturgassen kan sendes til lageret i Lille Torup. Lageret kan for nærværende rumme 260 mio. Nm³ og tjener først og fremmest til at sikre forsyningen i spidsbelastningssituationer om vinteren.

Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse over de danske kulbrintereserver.

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

Energistyrelsens nye opgørelse pr. 1. januar 1989 viser en stigning i oliereserverne på mere end 10%. Selvom olieproduktionen i 1989 har været større end noget tidligere år, er de samlede oliereserver større end nogensinde. En produktion på 1988 niveau vil kunne opretholdes i de næste 30 år.

Stigningen i oliereserverne skyldes væsentligst større forventninger til forøget indvinding fra de store producerende olieletter. Positive erfaringer med ny teknologi og planer for anvendelse af indvindingsforbedrende metoder, specielt vandinjektion, betyder mulighed for en relativt større olieproduktion fra disse letter.

Der er ligesom i de tidligere reserveopgørelser kun medregnet reserver i anborede strukturer, hvor der er påvist kulbrinter, mens spekulative reserver i ikke anborede strukturer ikke er medregnet.

Metode og definitioner

Energistyrelsen benytter ved reserveberegninger 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 af reservetal, som hver er forbundet med en statistisk sandsynlighed. Ud fra denne sandsynlighedsfordeling vælges herefter tre værdier: *Lav, forventet og høj*, som udtrykker et interval for det pågældende felts olie- og gasreserver.

For yderligere at illustrere de aktuelle forventninger til i hvilket omfang reserverne rent faktisk vil blive indvundet, er opgørelsen fordelt på igangværende og besluttet indvinding, planlagt indvinding og mulig indvinding, der svarer til stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

Således vil specielt reserverne under mulig indvinding næppe fuldt ud kunne indvindes kommercielt med de nuværende oliepriser, selv om de anses for producerbare med kendt teknologi. I Energistyre-

lens årsrapport for 1987 findes en nærmere redegørelse for beregningsmetoderne.

Følgende definitioner anvendes:

Reserver

Ved reserver forstås de mængder af olie, gas og kondensat, som forventes at kunne indvindes fra kulbrinteførende reservoirer ved anvendelse af eksisterende teknologi.

Kun en vis del af den olie og gas, som er til stede i et reservoir, kan produceres. Den del af de tilstedeværende mængder, der kan produceres i feltets levetid, betegnes som den *endelige indvinding*. Forskellen mellem den endelige indvinding og den allerede producerede mængde udgør reserven.

Igangværende indvinding

For letter i produktion beregnes de reserver, der rent teknisk 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

Foreligger der en godkendt indvindingsplan, hvor produktion endnu ikke er påbegyndt, klassificeres de tilhørende reserver som besluttet indvinding.

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

Planlagt indvinding

For de producerende letter vil planlagt indvinding omfatte projekter, som er beskrevet i en indvindingsplan, der er under behandling af myndighederne.

I forbindelse med strukturer, for hvilke der er afgivet en positiv kommercielitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver som planlagt indvinding.

Mulig indvinding

For producerende letter og letter, der er erklæret kommercielle, kan mulig indvinding typisk være reserver, der kan produceres i forbindelse med indvindingsforbedrende projekter.

Reserveopgørelse

For strukturer, hvor der er fundet kulbrinter, dvs. potentielle felter, for hvilke der ikke er afgivet kommercialitetserklæring, klassificeres reserver som mulig indvinding.

Basis for mængdeangivelser

Det metriske system for målinger (SI enheder) anvendes. Oliemængder rapporteres i kubikmeter ved standardbetingelser, m^3 ($15^\circ C$).

Ved rapportering af gasmængder anvendes kubikmeter ved normalbetingelser, Nm^3 . Normalbetingelser er $0^\circ C$ og et absolut tryk på 1 atm (101,325 kPa).

Reservegrundlag pr. 1. januar 1989

Tabel 5.1 og 5.2 viser Energistyrelsens reservetal for olie/kondensat og gas fordelt på felter og på de nævnte kategorier.

For de enkelte felter er der angivet et *lavt, forventet* og *højt* reserveskøn 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 totale reservepotentiale fra et stort antal felter bør derfor baseres på det forventede skøn.

Det fremgår af figur 5.1, at den forventede olie- og kondensatindvinding samlet udgør mellem 116 og 223 mio. m^3 , idet reserverne for planlagt og mulig indvinding svarer til stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercialt. På tilsvarende måde illustrerer figuren, at den forventede gasindvinding udgør mellem 89 og 180 mio. Nm^3 . Gas produktionen er angivet som *nettoproduktion* (produceret gas minus reinjiceret gas).

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse sidste år er der foretaget en række justeringer, dels som følge af nye beslutninger og planer, dels som følge af, at der løbende indhentes nye informationer i form af længere produktionserfaring, flere borer, seismiske undersøgelser m.m.

De områder, hvor der er foretaget en signifikant op- eller nedskrivning af reserverne, omtales i det følgende.

Igangværende og besluttet indvinding

I 1988 er der truffet beslutning om videreudbygning af Dan feltet med vandrette brønde og om gennemførelse af vandinjektion på Gorm feltet.

Igangværende og besluttet indvinding er endvidere i år udvidet med felterne Nils og Valdemar, fordi der i 1988 er blevet truffet beslutning om udbygning af disse felter.

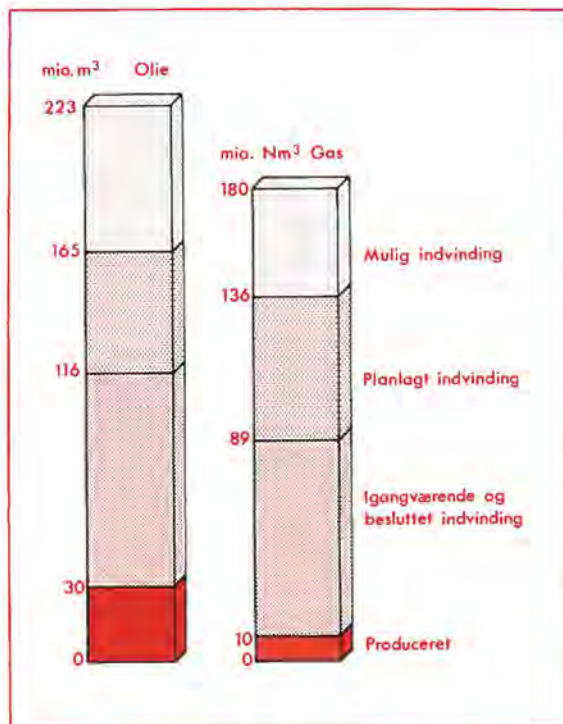
Nils feltet udbygges som satellit til Dan og forventes sat i produktion i 1994. Valdemar feltet vil blive udbygget med vandrette brønde som satellit til Tyra. Produktionen fra Valdemar forventes indledt i 1991.

Planlagt indvinding

De anførte planlagte reserver for Valdemar afspejler mulighederne for øget indvinding fra yderligere vandrette brønde i dette meget store felt.

I 1988 har bevillingshaverne ansøgt om udbygning af olieloftet Dagmar og afgivet en positiv kommercialitetserklæring for gasfeltet Elly.

Fig. 5.1 Olie- og gasreserver



Tabel 5.1 Olie- og kondensatreserver pr. 1. januar 1989, mio. m³

	Endelig indv.		Prod.	Reserver			
	Lav	Forv. Høj		Lav	Forv. Høj	Høj	
<i>Igangværende og besluttet indvinding:</i>							
Dan	33	42	52	8	25	34	44
Gorm	20	26	33	12	8	14	21
Skjold	18	24	30	6	12	18	24
Rolf	2	2	3	1	<1	1	1
Tyra	9	12	15	3	6	9	12
Roar	3	4	5	-	3	4	5
Kraka	1	2	4	-	1	2	4
Igor	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Nils	<1	<1	1	-	<1	<1	1
Valdemar	1	4	9	-	1	4	9
<i>Sub total</i>	116 (88)		30 (24)	86 (64)			
<i>Planlagt indvinding:</i>							
Dan	3	4	5	-	3	4	5
Skjold	4	5	6	-	4	5	6
Valdemar	2	8	15	-	2	8	15
Kraka	1	2	2	-	1	2	2
Nord Arne	4	7	10	-	4	7	10
Dagmar	2	3	5	-	2	3	5
Adda	<1	1	2	-	<1	1	2
Harald	6	8	10	-	6	8	10
Gert	6	11	17	-	6	11	17
Elly	<1	<1	1	-	<1	<1	1
<i>Sub total</i>	49 (73)		-	49 (73)			
<i>Mulig indvinding:</i>							
Prod.felter	25	33	43	-	25	33	43
Komm.felter	2	8	13	-	2	8	13
Poten.felter	8	17	28	-	8	17	28
<i>Sub total</i>	58 (38)		-	58 (38)			
I alt	223 (199)		30 (24)	193 (175)			

Tallene fra sidste års opgørelse er angivet i parantes.

Reduktionen af den planlagte indvinding i forhold til sidste års opgørelse skyldes især de ovennævnte beslutninger vedrørende videreudbygningerne af Dan og Gorm samt en ny geologisk vurdering af gasfeltet Harald.

Tabel 5.2 Gasreserver pr. 1. januar 1989, mia. Nm³

	Endelig indv.		Netto-prod.		Reserver		
	Lav	Forv. Høj	Lav	Forv. Høj	Lav	Forv. Høj	Høj
<i>Igangværende og besluttet indvinding:</i>							
Dan	11	14	17	3	8	11	14
Gorm	5	6	8	<1	5	6	8
Skjold	2	2	3	<1	1	2	2
Rolf	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Tyra	35	45	54	7	28	38	47
Roar	9	13	17	-	9	13	17
Kraka	<1	1	2	-	<1	1	2
Igor	1	2	3	-	1	2	3
Nils	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Valdemar	2	6	12	-	2	6	12
<i>Sub total</i>	89 (78)		10 (8)	79 (70)			
<i>Planlagt indvinding:</i>							
Dan	1	1	1	-	1	1	1
Skjold	<1	<1	1	-	<1	<1	1
Valdemar	5	13	24	-	5	13	24
Kraka	1	1	1	-	1	1	1
Nord Arne	1	1	2	-	1	1	2
Dagmar	<1	<1	1	-	<1	<1	1
Adda	<1	1	1	-	<1	1	1
Harald	20	26	32	-	20	26	32
Gert	1	1	2	-	1	1	2
Elly	2	3	5	-	2	3	5
<i>Sub total</i>	47 (46)		-	47 (46)			
<i>Mulig indvinding:</i>							
Prod.felter	6	8	9	-	6	8	9
Komm.felter	4	12	23	-	4	12	23
Poten.felter	9	24	43	-	9	24	43
<i>Sub total</i>	44 (54)		-	44 (54)			
I alt	180 (178)		10 (8)	170 (170)			

Mulig indvinding

Under mulig indvinding fra producerende felter er medregnet reserver svarende til yderligere indvindingsforbedrende foranstaltninger på Dan og Gorm.

Reserveopgørelse

Det væsentligste bidrag til mulig indvinding fra kommercielle felter er yderligere reserver i den tætte Barremiankalk, der findes i både Valdemar og Adda, samt yderligere reserver ved en mulig videreudbygning af Harald og Dagmar felterne.

For de potentielle strukturer er der tale om en forøgelse af oliereserverne, dels på grund af generel revurdering af en del af disse strukturer, og dels fordi der for flere af strukturerne i modsætning til sidste år også er opgjort oliereserver.

Energistyrelsen udarbejder årligt prognoser for produktion og udgifter i forbindelse med kulbrinteefterforskning og -indvinding.

Den foreliggende 5-års prognose er udarbejdet pr. 1. januar 1989 og viser Energistyrelsens forventninger til aktiviteterne i den kommende periode. Prognosen indeholder også en vurdering af dansk selvforsyning med energi og nettovalutaudgift til energiimport.

Endvidere bringes Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år. Denne langtidsprognose blev bragt i Energiministeriets *Statusnotat Energiplanlægning 1988*, som blev forelagt Folketinget i februar 1989. Denne prognose er baseret på reservegrundlaget, som det forelå ultimo 1988.

5-års prognose

5-års prognosen er baseret på reserveopgørelsen pr. 1. januar 1989. Dog henføres besluttede projekter, hvor tidspunktet for idriftsættelse ikke er fastsat til kategorien *planlagt indvinding*.

Tabel 6.1 Olie- og kondensatproduktion 1989-1993, mio. m³

	1989	1990	1991	1992	1993
Igangværende og besluttet indvinding ¹⁾					
Dan	1,9	1,7	2,6	2,1	1,8
Gorm	1,5	1,3	1,2	1,0	1,0
Skjold	2,3	2,3	2,1	1,8	1,4
Rolf	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Tyra	0,9	0,8	0,7	0,5	0,3
Kraka		0,1	0,3	0,2	0,2
Valdemar				0,4	0,4
I alt	6,8	6,4	7,0	6,1	5,1
Planlagt indvinding					
			0,8	1,4	1,5
Forventet produktion	6,8	6,4	7,8	7,5	6,6
April 1988	7,3	8,5	8,2	7,9	

¹⁾ I denne kategori er kun medtaget produktion, når tidspunktet for idriftsættelse er godkendt af Energiministeren.

I den foreliggende prognose for olie- og kondensatproduktionen er det lagt til grund, at produktionen skal kunne behandles på eksisterende behandlingsanlæg samt planlagte udvidelser af disse.

Prognosen for naturgas omfatter den danske gasproduktion, der forventes leveret til DANGAS.

I forhold til den prognose, der blev bragt i Energistyrelsens sidste årsrapport, er der tale om en betydelig stigning i olieproduktionen under kategorien *igangværende og besluttet indvinding*.

Denne stigning skyldes, at en række projekter, der tidligere blev kategoriseret som *planlagt indvinding*, nu er besluttede og under udførelse. Dette gælder vandrette borer på Dan, vandinjektionsprojekter på Skjold og Gorm samt den besluttede udbygning af Valdemar og Kraka.

Planlagt indvinding er følgelig reduceret. Der er endvidere sket en revision af øvrig planlagt indvinding i forbindelse med reserveopgørelsen, som bl.a. omfatter en ny vurdering af de nærmeste års produktionsmuligheder for Dagmar feltet og en udskydelse af enkelte andre planlagte projekter.

Tabel 6.2 Produktion af salgsgas 1989-1993, mia. Nm³

	1989	1990	1991	1992	1993
Igangværende og besluttet indvinding ¹⁾					
Dan	0,7	0,6	0,8	0,7	0,6
Gorm					
Skjold	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
Rolf					
Tyra	1,8	2,0	2,0	2,1	2,4
I alt	2,7	2,8	3,0	3,1	3,2
Planlagt indvinding					
			0,1	0,1	0,2
Forventet produktion	2,7	2,8	3,1	3,2	3,4
April 1988	3,0	3,0	3,1	3,2	

¹⁾ I denne kategori er kun medtaget produktion, når tidspunktet for idriftsættelse er godkendt af Energiministeren.

Prognose

Tabel 6.3 Investeringer i udbygningsprojekter, 1989-1993, mia. kr. (1989-priser)

	1989	1990	1991	1992	1993
Igangværende og besluttet indvinding					
Dan	0,2	0,3	0,3	0,2	0,4
Gorm	0,2				
Skjold	0,1				
Rolf	—				
Tyra	0,1				
Kraka	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
Valdemar	0,1	0,3	0,4		
I alt	0,9	0,7	0,8	0,4	0,5
Planlagt indvinding					
	0,2	0,4	1,0	1,6	0,0
Forventede investeringer					
	1,1	1,1	1,8	2,0	0,5
April 1988	2,2	2,2	1,7	1,2	

Samlet er den forventede produktion derfor noget mindre end angivet i sidste 5-års prognose. Det skal bemærkes, at der er tale om mindre revisioner

Tabel 6.4 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger 1989-1993, mia. kr. (1989-priser)

	1989	1990	1991	1992	1993
Igangværende og besluttet indvinding					
Dan	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gorm	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Skjold	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Rolf	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tyra	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Kraka		0,0	0,0	0,0	0,0
Valdemar			0,0	0,0	0,0
I alt	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Planlagt indvinding					
			0,0	0,1	0,1
Forventede omkostninger					
	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
Prognose					
April 1988	0,8	0,9	0,9	1,0	

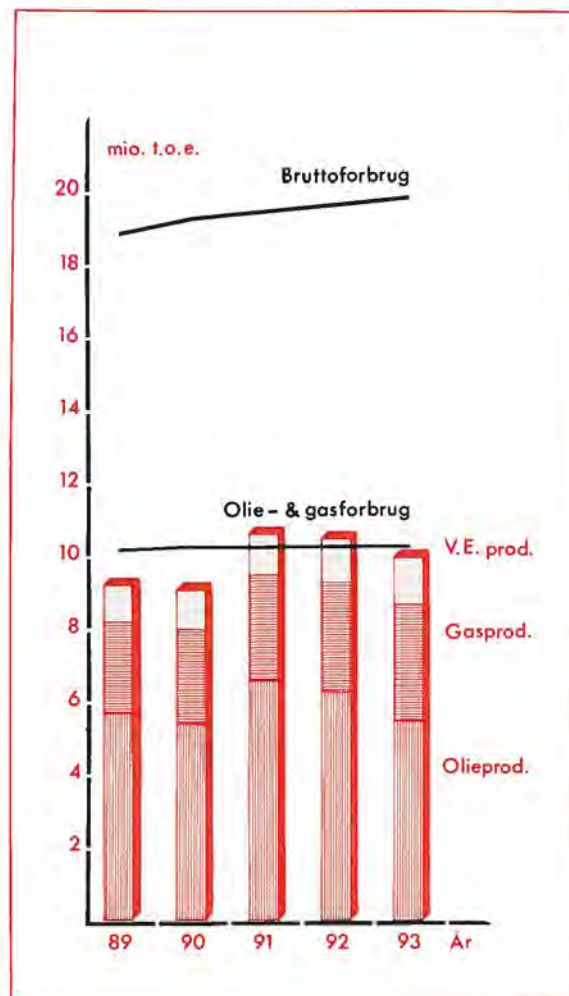
Tabel 6.5 Transportomkostninger, Olierøret 1989-1993, mia. kr. (1989-priser)

	1989	1990	1991	1992	1993
Total	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
April 1988	0,8	0,8	0,8	0,8	

og udskydelser i tid, og at reservegrundlaget som helhed vurderes større nu end for et år siden.

Stigningen i driftsomkostningerne i forhold til prognosen fra april 1988 skyldes, at der nu medregnes administrationsomkostninger og forsikringer.

Fig. 6.1 Energiforbrug og produktion 1989-1993



Tabel 6.6 Efterforsknings- og vurderingsomkostninger, 1989-1993, mia. kr. (1989-priser)

	1989	1990	1991	1992	1993
Total	0,4	0,4	0,2	0,2	0,1
April 1988	0,5	0,3	0,2	0,2	

Selvforsyning og valutaudgift

Den forventede produktion af kulbrinter sammenholdes med det forventede indenlandske forbrug heraf (A) og i forhold til det samlede energiforbrug (B). Endelig beregnes også selvforsyningsgraden (C) for den samlede indenlandske energiproduktion – incl. vedvarende energi – i forhold til det samlede energiforbrug.

Tabel 6.7 Selvforsyningsgrad og valutaudgift til energiimport 1989-1993

	1989	1990	1991	1992	1993
Produktion					
Råolie mio. m ³	6,8	6,4	7,8	7,5	6,6
Naturgas mia. Nm ³	2,7	2,8	3,1	3,2	3,4
Energiforbrug i alt PJ	793	809	819	826	833
Selvforsyningsgrad i %					
A)	82	79	93	91	86
B)	44	42	49	48	44
C)	49	47	55	54	51
Nettovaluta-udgift til energiimport mia. kr.	5,6	6,2	5,3	5,8	6,8
Råoliepris US\$/tønde f.o.b.	16	16	16	16	16
Dollarkurs kr./US\$	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0

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) produktionen af olie og naturgas samt vedvarende energi i forhold til det samlede energiforbrug.

Beregningerne af nettovalutaudgiften er baseret på en forudsætning om en råoliepris på \$ 16 pr. tønde i perioden, idet der ikke er tale om en egentlig prisprognose.

Nettovalutaudgiften er beregnet som den umiddelbare effekt på energivaredele af handelsbalancen. Energivaredele omfatter samtlige energiformer. Der ses i denne beregning bort fra importdelen i forbindelse med produktionsanlæggenes etablering samt overførsel af udbytter m.v. til udlandet. Energiforbrug og -produktion fremgår af figur 6.1, hvor enheden mio. t.o.e. anvendes for sammenlignelighedens skyld.

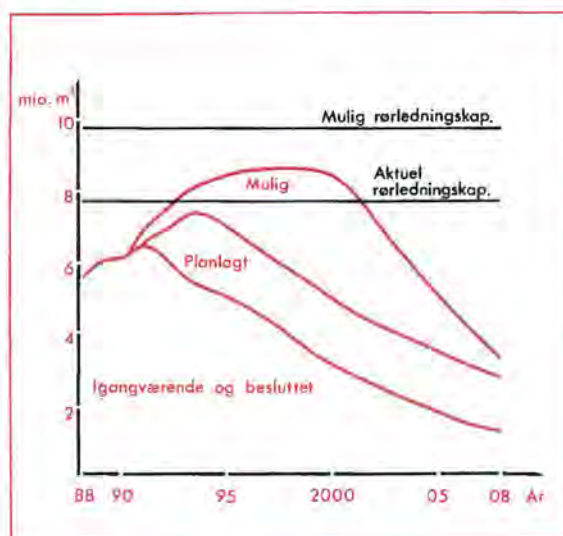
20-års prognose

20-års prognosen er baseret på reserveopgørelsens systematik. Grundlaget for produktionsforløbene er imidlertid Energistyrelsens reserveopgørelse pr. 1. januar 1988, justeret for ændringerne op til efteråret 1988. Produktionsforløbene er derfor ikke helt sammenlignelige med den nye reserveopgørelse.

Råolie- og naturgasproduktion

Der er i figur 6.2 angivet tre forløb for råolie- og kondensatproduktionen. For *planlagt* og *mulig* indvinding er projekternes igangsætningstidspunkt skønnede. Det høje forløb, som inkluderer mulig

Fig 6.2 Olie- og kondensatproduktion 1988-2008



Tabel 7.2 Udgifter til efterforskning, udbygning og drift mio. kr.

	1984	1985	1986	1987	1988*)
Efterforskning og vurdering:					
DUC	893	873	309	234	150
Andre	211	500	304	505	220
I alt	1.104	1.373	613	739	370
Udbygning					
(DUC)	1.985	2.023	1.764	914	1.000
Drift og adm.					
(DUC)	693	756	981	995	1.000
årets priser, *) skøn					

Udbygningsinvesteringerne fordelt på felter fremgår af tabel 7.3. Beløbene for 1988 er skønnede. Under posten ikke feltfordelte udgifter indgår de udgifter, der vedrører flere felter og visse posteringer i forbindelse med regnskabsafslutningen samt de udgifter, de enkelte selskaber afholder hver for sig.

Tabel 7.3 Udbygningsinvesteringer afholdt af DUC mio. kr.

	1984	1985	1986	1987	1988*)
Dan	311	1.266	1.303	641	215
Gorm	70	21	23	11	375
Skjold	10	92	44	62	260
Rolf	8	366	163	10	-
Tyra	1.197	137	134	188	100
Ikke feltfordelte	388	143	99	2	50
I alt	1.985	2.025	1.766	914	1.000
årets priser, *) skøn					

Transportudgifter

Transporten af råolie og naturgas fra de danske felter foregår via to rørledninger. Naturgasrørledningen ejes af DANGAS.

Naturgassen afregnes til kontraktprisen mellem DANGAS og DUC an rørledningen.

Olierørledningen ejes af DORAS. Som eneste bruger betaler DUC de samlede transportomkostninger.

Transportomkostningerne for råolie omfatter driftsomkostninger, finansieringsomkostninger og kapitalafdrag i forbindelse med investeringen i anlægget. Hertil kommer et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. Af fortjenstelementet videregiver DORAS 90% til statskassen.

Tabel 7.4 Transportudgifter mio. kr.

	1984	1985	1986	1987	1988*)
Skib	38	0	0	0	0
Drift	86	68	99	107	100
Finansiering	405	526	357	306	325
Andre udgifter	5	24	30	31	30
Fortjenstelement	146	266	131	206	145
I alt	680	884	617	650	600
årets priser, *) skøn					

Skatter og afgifter

DUC er i perioden 1972-1987 pålignet skatter og afgifter på ialt 5,6 mia. kr. fordelt med 2,8 mia. kr. i produktionsafgift, 0,7 mia. kr. i fortjenstelement, ca. 1,6 mia. kr. i selskabsskat og ca. 0,6 mia. kr. i kulbrinteskate.

For 1988 anslås produktionsafgiften til 385 mio. kr. og fortjenstelementet til 145 mio. kr. Selskabsskatten anslås at blive af begrænset omfang. Kulbrinteskatten forventes ikke at bibringe noget provener i 1988, da den først slår igennem ved relativt store fortjenester, f.eks. når olieprisen er høj.

Produktionsafgift

Produktionsafgiften (royalty) fastsættes for nye rettighedshavere ved tildelingen af licensen. For den kommende 3. udbudsrunde er produktionsafgiften dog afskaffet. For DUC's vedkommende er produktionsafgiften 8,5% af produktionsværdien fratrukket transportudgifter.

Tabel 7.5 Produktionsafgift mio. kr.

	1984	1985	1986	1987	1988*)
Olie	362	458	212	307	250
Naturgas	26	143	211	130	135
I alt	388	601	423	437	385

årets priser, *) skøn

Ifølge den aftale, der blev indgået med DUC i 1976 kan produktionsafgiften enten afregnes kontant eller i form af indvundne råstoffer *in kind*. For 1981, 1982, 1984 og 1985 har staten valgt at modtage afgiften for olie i form af råolie. I disse tilfælde har DOFAS (Dansk Olieforsyning A/S) købt råolien af Energiministeriet med henblik på raffinering og videresalg. Fra 1986 er produktionsafgiften afregnet kontant.

Ud over produktionsafgiften har DOFAS haft dansk råolie til rådighed via den særlige køberet.

I kapitlet om distribution er der nærmere redegjort for behandlingen af råolien.

Tabel 7.6 Afregning af produktionsafgift for olie

	Afgift i alt for olie mio. kr.	Afregnet kontant mio. kr.	Afregnet i råolie m ³
1984	362	0	208.200
1985	458	86	563.200
1986	212	212	0
1987	307	307	0
1988*)	250	250	0

årets priser, *) skøn

Produktionsafgiften er anført for det år, hvor produktionen er sket. Afgiften forfalder det følgende år.

Sikkerhed og arbejdsmiljø

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerhed og arbejdsmiljø i forbindelse med offshore efterforskning og produktion af olie og gas.

I det følgende omtales arbejdet med regler på sikkerheds- og arbejdsmiljøområdet samt en række forhold omkring tilsynet iøvrigt i 1988.

Energistyrelsens arbejde med regler på sikkerheds- og arbejdsmiljøområdet har i 1988 især koncentreret sig om egenkontrollsystemer, sundhedsarbejde, sikkerhedskurser, indkvarteringsforhold samt sikkerhedsforskrifter.

Egenkontrol

Energistyrelsen har i 1988 påbegyndt udarbejdelsen af en vejledning for *kontrolordninger på faste havanlæg*. Vejledningen, der forventes færdigudarbejdet medio 1989, er en uddybning af principperne for egenkontrollsystemet, som angivet i Energiministeriets bekendtgørelse nr. 711 af 16. november 1987 om *Sikkerhed m.v. på havanlæg* (Sikkerhedsbekendtgørelsen).

Bestemmelserne retter sig mod operatøren og pålægger denne hovedansvaret for, at ansatte, entreprenører og underentreprenører handler i overensstemmelse med krav fastsat i eller i medfør af love og forskrifter. Egenkontrollsystemets gennemførelse skal bl.a. sikres gennem systematiske revisioner.

Et egenkontrollsystem omfatter samtlige faser i et havanlægs levetid, og opbygges i overensstemmelse med anerkendte kvalitetsstyringsstandarder, f.eks. Dansk Standard *ISO 9000* serien for kvalitetsstyring.

I praksis betyder det, at såfremt en operatør har indført et fuldstændigt kvalitetsstyringssystem ud fra ovennævnte standarder, vil kravet om egenkontrol normalt blive indfriet gennem dette system. En operatørs kvalitetssikringssystem vil foruden at sikre og dokumentere overholdelse af myndighedernes krav tillige sikre overholdelse af operatørens egne kvalitetskrav.

Arbejdsmiljø

Arbejdet med regulering af arbejdsmiljøforhold i henhold til havanlægsloven af 1981 er fortsat i

1988 i et tæt samarbejde mellem myndigheder og arbejdsmarkedets parter i Koordinationsudvalget.

Der er i 1988 udstedt bekendtgørelser om opholdsrum m.v. på faste havanlæg, om sikkerhedsuddannelser og -øvelser samt om støjgrænser på mobile havanlæg.

Der arbejdes endvidere med regelsæt vedr. henholdsvis indkvartering på mobile anlæg samt sundhedspersonale.

Sikkerhed på havanlæg under drift

Energistyrelsens tilsyn i henhold til havanlægsloven omfatter generelt arbejdsmiljøtilsyn, godkendelse af bemandings- og organisationsplaner samt registrering og statistisk bearbejdning af arbejdsulykker.

I 1988 har Energistyrelsen udført inspektioner af drifts-, vedligeholdelses- og arbejdsmiljøforhold på de producerende offshoreanlæg Gorm, Dan F, Tyra Øst og Vest. Ved inspektionerne gennemgås arbejdsmiljøforholdene under medvirken af mandskab og ledelse. Efter afslutningen af inspektionen orienterer Energistyrelsen sikkerheds- og sundhedstjenesten på havanlægget om resultatet af besigtigelsen, der følges op med en skriftlig inspektionsrapport.

Energistyrelsen følger også anlæggenes drift og vedligeholdelse og stiller i denne forbindelse krav til gennemførelse af inspektions- og vedligeholdelsesprogrammer for anlæggenes bærende konstruktioner, rørledninger, sikkerhedsudstyr, procesudstyr, indkvarterings- og arbejdsområder m.v.

Endvidere er der foretaget en række inspektioner af flytbare havanlæg under operation på dansk sokkelområde.

Ulykkesstatistik 1988

Energistyrelsen har i 1988 modtaget 38 anmeldelser af offshore arbejdsulykker fordelt på henholdsvis 22 anmeldte arbejdsulykker på mobile havanlæg og 16 på faste havanlæg. Kriteriet for, at en ulykke skal registreres og indberettes som arbejdsulykke til Energistyrelsen er, at ulykken medfører mindst 1 dags uarbejdsdygtighed ud over tilskadedødsdagen.

Sikkerhed og arbejdsmiljø

Tabel 8.1 Anmeldte ulykker fordelt efter arbejdets art

Arbejdets art	Faste havanlæg		Mobile havanlæg	
	1987	1988	1987	1988
1 Administration/overvågning	0	0	0	0
2 Forplejning, rengøring	11	2	0	2
3 Instrumentering, elektriske arbejder	6	2	0	1
4 Stilladsbygning	11	2	0	0
5 Rørlægning, svejsning og smedearbejder	15	2	0	2
6 Malerarbejde og sandblæsning	1	2	0	0
7 Isolering	3	0	0	0
8 Anhugning, flyt-af materialer	1	0	1	0
9 Bygningsinstallation, VVS-pladesmedarbejde	1	0	0	0
10 Krankørsel	0	0	0	0
11 Boredæksarbejde	0	0	7	15
12 Proceskontrol og andre vedligeholdelsesopgaver	0	2	4	2
13 Øvelse, træning	0	1	0	0
14 Færden på arbejdspladsen	8	1	4	0
15 Dykning	0	0	0	0
16 Andet	7	1	2	0
17 Uoplyst	0	1	0	0
I alt	64	16	18	22

I 1988 er der ikke anmeldt arbejdsulykker, der har medført død eller alvorlig personskade. Sættes de 16 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer i forhold til antal arbejdstimer (1,56 mio.) på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer, fås en ulykkesfrekvens på 10,3 pr. mio. arbejdstimer.

Det har ikke tidligere været muligt at opgøre ulykkesfrekvensen for arbejdsulykker på mobile havanlæg, idet der ikke før 1988 har foreligget tilstrækkeligt nøjagtige opgørelser over antal arbejdstimer pr. år. I 1988 var ulykkesfrekvensen for mobile havanlæg 31 pr. mio. arbejdstimer, idet der var 22 anmeldte ulykker i forhold til 0,71 mio. arbejdstimer.

Tabel 8.2 Anmeldte ulykker fordelt efter tekniske faktorer

Teknisk faktor	Faste havanlæg		Mobile havanlæg	
	1987	1988	1987	1988
1 Kraftmaskiner, kompressorer, drivværker	0	0	0	0
2 Arbejdsmaskiner	7	0	2	0
3 Kraner	0	0	1	0
4 Hejseindretninger og motorspil	0	0	0	2
5 Arbejdende transportmateriel	0	0	0	0
6 Manuelt transportmateriel og håndspil	1	2	0	0
7 Løfte- og arbejdsstillinger for personer	5	1	2	1
8 Procesanlæg	0	0	0	0
9 Apparater og elektriske installationer	0	1	0	0
10 Rene håndværktøjer	7	1	0	3
11 Mekanisk drevet håndværktøj	8	0	1	1
12 Boreudstyr	0	0	7	8
13 Kemiske stoffer og materialer	2	0	0	2
14 Gods, konstruktionsdele og materiale	12	3	1	1
15 Arbejdspladsens indretning	16	6	3	3
16 Andet	6	2	1	1
I alt	64	16	18	22

Tabel 8.1 og 8.2 viser de anmeldte arbejdsulykker for 1987 og 1988 på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer og på mobile havanlæg. Antallet af arbejdsulykker er fordelt dels på arbejdets art og dels på teknisk faktor.

Arbejdets art angiver den tilskadekomnes beskæftigelse i ulykkesøjeblikket, mens der ved teknisk faktor forstås de faktorer, primært tekniske, som forårsagede ulykken og ikke nødvendigvis de faktorer, der indgik i det arbejde, som den tilskadekomne var beskæftiget med i ulykkesøjeblikket.

Som det fremgår af tabellerne, er antallet af ulykker på faste havanlæg faldet fra 64 ulykker i 1987 til

16 ulykker i 1988. Årsagen hertil skal bl.a. ses på baggrund af en målbevidst indsats overfor de potentielle risici i arbejdsprocesserne på faste havanlæg.

Tabel 8.3 Ulykkesfrekvens for faste havanlæg

	1984	1985	1986	1987	1988
Ulykkesfrekvens pr. mio. arbejdstimer	36	34	40	40	10

Aktionskomiteen

Aktionskomiteen har til formål at sikre koordination af myndighedsindsatsen i tilfælde af større uheld på havanlæg.

Desuden skal komiteen overvåge de forholdsregler, som ejeren eller brugeren af et havanlæg træffer for at imødegå følgerne af uheld.

Energistyrelsen varetager formandskab og sekretariatsfunktion for komiteen. Iøvrigt er følgende repræsenteret i komiteen: Søværnets Operative Kommando, Politiet i Esbjerg, Miljøstyrelsen og Søfartsstyrelsen.

Aktionskomiteen har i 1988 afholdt 3 møder om beredskabsforhold. Ved disse møder har et gennemgående emne været de gentagne faresituationer for havanlæg forårsaget af drivende fartøjer i Nordsøen. Komiteen har i denne forbindelse afholdt møder med Mærsk Olie og Gas A/S for drøftelse af afværgeforanstaltninger, og Mærsk har som følge af kollisionsrisikoen etableret et beredskab på større hjælpefartøjer, som bl.a. omfatter et harpunsystem, hvorved eventuelle drivende fartøjer kan trækkes væk fra farezonen.

Aktionskomiteen har udbygget sit samarbejde med det tilsvarende norske *Aksjonsutvalg* og er bl.a. repræsenteret i en arbejdsgruppe nedsat af Oljeditorateret vedrørende begrænsning af faresituationer i Nordsø-området.

Vertical line on the right side of the page.

Uddannelse

I forbindelse med tildeling af tilladelser i 1. og 2. udbudsrunde er der indgået aftaler med de rettighedshavende olieselskaber om forskningsforpligtelser og uddannelses tilbud.

Udnyttelsen af uddannelses tilbud hos olieselskaberne er forløbet planmæssigt. Af 1. runde forpligtelserne resterer kun nævneværdige uddannelses muligheder hos 2 selskaber.

Uddannelses tilbuddene kan omfatte kurser i Danmark, deltagelse i rettighedshavernes interne kurser samt træningsophold hos olieselskaberne.

I 1988 har der været afholdt 9 kurser i Danmark betalt af rettighedshaverne med i alt ca. 180 deltagere fra danske statslige institutioner.

39 medarbejdere fra ovennævnte institutioner har været på i alt 36 ugers interne kurser hos rettighedshaverne.

6 personer har været på træningsophold hos rettighedshaverne.

Endvidere har uddannelsesaftalerne muliggjort stipendier til olierelaterede specialstudier ved universiteter og organisationer i udlandet, et gæsteprofessorat ved Danmarks Tekniske Højskole samt etablering af et uddannelsesprogram på video om olie-/gasforhold.

Forskning

Koncessionsaftaler

De samlede midler til forskning og udvikling inden for kulbrinteområdet fra de olieselskaber, som har opnået efterforskningsrettigheder i 1. og 2. runde, udgør ca. 65 mio. kr.

Med udgangen af 1988 er status for disse midlers anvendelse således:

– Afsluttede projekter	18,0 mio. kr.
– Igangværende projekter	29,7 mio. kr.
– Ansøgning om igangsætning af projekter	3,1 mio. kr.
<hr/>	
I alt	50,8 mio. kr.

Midlerne er hovedsageligt anvendt til forskning og udvikling inden for områderne:

- Geologi og geofysik
- Reservoirmæssige forhold
- Installationer og platforme
- Miljømæssige påvirkninger
- Automatik, lyd og signaler
- EDB software.

Flere af de afsluttede projekter har ført til nye produkter og til udvidet samarbejde med olieselskabernes forskningsafdelinger.

Energiministeriets forskningsprogram 1989

Energistyrelsen har det faglige ansvar for vurdering af de projektansøgninger, der vedrører olie- og naturgasområdet.

Ved ansøgningsfristens udløb 1. juni 1988 for midler fra EFP 89 havde Energistyrelsen modtaget 65 projektforslag med et samlet budget på 92 mio. kr.

Et eksternt fagligt panel med bruger- og forsker-ekspertise inden for de enkelte projektområder har gennemgået og kommenteret projekterne. Prioriteringen er derefter godkendt af Kulbrinteudvalget, som over for Energiministeriet har anbefalet støtte til 25 projekter svarende til ca. 20 mio. kr.

Ved Energiministeriets behandling af indstillingen viste det sig ikke muligt at tildele området de ønskede midler. Den endelige tildeling på 13,3 mio. kr. fremgår af bilag F.

EF-forskningssamarbejdet

Energistyrelsen er medlem af den rådgivende komité for EF-kommissionen vedrørende *Det Teknologiske Udviklingsprogram for Kulbrinteområdet*. Rådgivet af det faglige panel har Energistyrelsen behandlet 83 projekter fra medlemslandene i 1988, heriblandt 4 danske projekter. Den samlede værdi af projektansøgningerne udgjorde ca. 1,6 mia. kr.

Den samlede årlige støtte til projekter i medlemslandene er ca. 290 mio. kr.

Der kan maksimalt opnås 40% støtte af et projekts totalomkostninger.

3 danske projekter (tabel 9.1) opnåede støtte på i alt 10,8 mio. kr., hvilket er en fremgang i forhold til året før.

Uddannelse og forskning

Tabel 9.1 Danske projekter støttet gennem EF's Kulbrinteprogram i 1988

Projektansvarlig	Projektitel	Projekttotal mio. kr.	EF støtte mio. kr.
COWIconsult	Koncepter for offshore olieefterforskning i drivisområder	9,4	3,3
DECANTER/Mogens Balslev/ COWIconsult/Carl Bro	EDB management system for mobile borerigge	17,6	6,1
Rambøll & Hannemann/DGI	Platforms-koncept (Monotower) med sugepæle fundering	4,1	1,4
I alt		31,1	10,8

Det nuværende program omfatter perioden 1985-1989. En ansøgning fra EF-kommissionen til Ministerrådet om en 4-årig forlængelse af programmet forventes at blive godkendt primo 1989.

Kulbrinteudvalget

Kulbrinteudvalget er nedsat af Energiministeriet og består af medlemmer fra erhvervsliv, forskningsinstitutioner og myndigheder.

Udvalget skal bl.a. rådgive Energiministeriet i forbindelse med forskning, uddannelse og industriel udvikling på kulbrinteområdet og bidrage til, at finansieringskilder udnyttes sådan, at kulbrinteudviklingen i Danmark og det danske erhvervslivs deltagelse i denne udvikling fremmes.

Udvalget har i 1988 arbejdet med at realisere handlingsplanen, der i oktober 1987 blev fremlagt i udvalgets rapport om forskning og erhvervsudvikling på kulbrinteområdet i Danmark.

Der er bl.a. nedsat arbejdsgrupper, som inden for 5 hovedindsatsområder nærmere skal vurdere og præcisere hvilke forskningsemner, der især skal tildeles offentlig støtte i de følgende år. Et af arbejdsgruppernes kriterier er, at det skal være områder, hvor Danmark i forvejen har en internationalt anerkendt ekspertise.

Hovedindsatsområderne er:

- Bassinanalyse
- EOR (Enhanced Oil Recovery)
- Indvindingsforbedrende metoder
- Udbygning
- Arktiske forhold

Arbejdsgruppen om EOR har i maj 1988 afsluttet sit arbejde med en handlingsplan for området i Danmark.

De øvrige grupper forventes at afgive handlingsplaner i løbet af 1989.

Det forventes, at arbejdsgruppernes anbefalinger vil indgå i energiadministrationens overvejelser vedrørende 3. udbudsrunde.

Rettighedshavere på dansk område

(Pr. 31. december 1988)

Selskab	Andel	Selskab	Andel
Dansk Undergrunds Consortium (DUC):		Norsk Hydro-gruppen:	
A.P. Møller (bevillingshaver)	39,00%	Norsk Hydro Udforskning a.s. (operatør)	19,50%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	46,00%	Texas Eastern Denmark A/S	19,50%
Texaco Denmark Inc.	15,00%	Gas Council (Exploration) Ltd.	13,70%
Mærsk Olie og Gas A/S er operatør		Amerada Hess (Denmark) A/S	9,80%
Agip-gruppen:		Dansk Oliesøgning K/S	7,50%
Agip Danmark Olie- og Gas- efterforskning ApS (operatør)	40,00%	A/S Korn og Foderstof Kompagniet	2,50%
Fina Exploration Denmark S.A.	28,80%	DENERCO K/S	7,50%
ÖMV (Dänemark) Exploration Gesell- schaft m.b.h.	11,20%	DOPAS	20,00%
DOPAS	20,00%	DANOP er operatør i licens nr. 4/86, Dogger Vest	
Amoco-gruppen:		Statoil-gruppen:	
Bornholmsområdet (2. runde)		Statoil Efterforskning og Produktion A/S (operatør offshore)	26,50%
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	75,00%	BHP Petroleum (Denmark) Inc.	21,00%
FLS-Energy A/S	5,00%	Total Marine Danmark	12,00%
DOPAS	20,00%	LD Energi A/S	7,50%
Kattegat og onshore (1. runde)		EAC Energy A/S	4,00%
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	75,00%	DENERCO K/S	9,00%
FLS-Energy A/S	10,00%	DOPAS	20,00%
DOPAS	15,00%	DANOP er operatør onshore	
Centralgraven (1. runde)		Texaco-gruppen:	
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	66,70%	Getty Oil (Denmark) Inc. (operatør)	20,00%
FLS-Energy A/S	10,00%	Murphy Denmark Oil Co.	10,00%
DOPAS	23,30%	Canam Offshore Ltd.	10,00%
Britoil-gruppen:		Clyde Petroleum plc.	12,00%
Britoil Danmark (operatør)	38,75%	Petrex S.p.A.	12,00%
Amerada Hess (Denmark) A/S	38,75%	Enterprise Oil Exploration Ltd.	16,00%
Dansk Landbrugs Grovvarerelskab a.m.b.a.	1,25%	DOPAS	20,00%
Danoil Exploration A/S	1,19%		
Olieselskabet Danmark a.m.b.a.	0,06%		
DOPAS	20,00%		

Bilag B

Efterforsknings- og vurderingsboringer 1978 - 1988

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Tostrup-3 5609/10-3	Dong DST SMG FB-291	56°38'06" 09°24'06"	1593 meter	1978-04-21 1978-05-26	Otto-1 5604/25-2	Chevron Dyvi Beta	56°09'07" 04°11'23"	2682 meter Ø.Perm	1981-12-21 1982-03-20
Tove-1 5505/21-3	Chevron Mærsk Explorer	55°15'17" 05°09'45"	1878 meter Ø.Perm	1978-08-09 1978-10-15	Thisted-2 5608/03-1	Dong Ideco BIR-8085	56°57'56" 08°42'57"	3287 meter Trias	1982-02-04 1982-03-28
Vagn-2 5505/21-2	Chevron Mærsk Explorer	55°19'21" 05°09'44"	1930 meter Ø.Perm	1978-08-09 1978-09-04	Jens-1 5504/11-2	Chevron Dyvi Beta	55°42'49" 04°32'12"	4420 meter Trias	1982-03-24 1982-09-23
Per-1 5505/05-1	Chevron Mærsk Explorer	55°47'30" 05°05'01"	2781 meter Prækambrium	1978-10-18 1978-11-23	Boje-1 5504/07-4	Chevron Dan Earl	55°50'02" 04°40'40"	2779 meter Ø.Jura	1982-04-01 1982-06-08
Års-1/1A 5606/07-1	Dong CH 1400E	56°47'44" 09°30'32"	3401 meter Ø.Trias	1978-11-06 1979-09-03	Mona-1 5604/21-1	Chevron Dyvi Beta	56°16'36" 04°00'16"	4239 meter Ø.Jura	1982-10-03 1983-02-09
Nils-1 5505/17-5	Chevron Mærsk Explorer	55°23'15" 05°13'37"	2033 meter Ø.Perm	1978-12-03 1979-02-19	Emma-1 5505/18-1	Chevron Mærsk Explorer	55°29'31" 05°21'28"	2736 meter Trias	1982-10-26 1982-11-28
Tostrup-4 5609/10-4	Dong DST 1400/23	56°39'06" 09°20'39"	1610 meter	1979-03-10 1979-10-22	Søllested-1 5411/06-1	Dansk Boreelskab Deutag T-14	54°48'05" 11°17'55"	2694 meter N.Perm	1982-10-27 1982-12-11
Dan M-9 5505/17-6	Chevron Mærsk Explorer	55°26'48" 05°06'33"	2093 meter Ø.Kridt	1979-09-10 1979-12-04	Dan M-10 5505/17-7	Dansk Boreelskab Mærsk Explorer	55°28'30" 55°05'07"	2018 meter Kridt	1982-12-16 1983-02-16
Linde-1 5608/18-2	Elsam Cabot Franks 900	56°26'04" 08°26'35"	2237 meter Ø.Trias	1979-11-22 1980-01-24	Elin-1 5504/02-1	Chevron Dyvi Epsilon	55°56'51" 04°22'21"	4719 meter Ø.Jura	1983-01-27 1983-04-27
Lulu-1 5604/22-1	Chevron Sedco J.	56°20'03" 04°17'37"	3720 meter Ø.Perm	1980-01-03 1980-09-17	Tønder-5 5408/04-4	Dong National 80 U	54°57'03" 08°49'55"	1915 meter N.Trias	1983-02-13 1983-03-09
Tostrup-5 5609/10-5	Dong Ideco BIR-800	56°38'32" 09°24'59"	1609 meter	1980-04-21 1980-10-19	Sten-1 5603/27-1	Chevron Dyvi Beta	56°07'48" 03°37'35"	4115 meter Jura	1983-02-17 1983-04-17
Stenille-1 5511/15-1	Dong Ideco BIR-800	55°32'38" 11°37'06"	1664 meter Ø.Trias	1980-06-07 1980-07-10	Sydøst Igor-1 5505/14-1	Chevron Mærsk Explorer	55°33'55" 05°16'02"	3297 meter Ø.Jura	1983-02-20 1983-04-01
Tostrup-6 5609/10-6	Dong Ideco BIR-800	56°38'24" 09°25'17"	1614 meter	1980-07-14 1980-08-27	Tønder-4 5408/04-5	Dong National 80 UE	54°57'35" 08°50'50"	1870 meter N.Trias	1983-03-13 1983-03-30
Løgumkloster-1 5508/32-1	Dansk Boreelskab Deutag T-14	55°02'33" 08°57'04"	2724 meter Ordovicium	1980-07-31 1980-10-31	OlaF-1 5503/03-1	Dansk Boreelskab Mærsk Explorer	55°58'21" 03°44'06"	4395 meter Jura	1983-04-17 1983-07-26
Tostrup-7 5609/10-7	Dong Ideco BIR-800	56°38'40" 09°25'22"	1746 meter	1980-08-30 1980-10-13	Nord Arne T-3 5604/25-3	Chevron Dyvi Beta	56°10'44" 04°10'48"	2819 meter Ø.Perm	1983-04-23 1983-07-07
Tønder-3 5408/04-3	Dansk Boreelskab Deutag T-14	54°57'30" 08°51'28"	1840 meter N.Trias	1980-10-10 1980-11-10	Øst Rosa-1 5504/15-3	Chevron Dyvi Epsilon	55°34'47" 04°36'41"	1525 meter Ø.Perm	1983-05-01 1983-07-03
Varnæs-1 5509/31-1	Dansk Boreelskab Deutag T-14	55°02'13" 09°35'32"	2236 meter Præ Ø.Perm	1980-11-20 1980-12-23	Midt Rosa-2 5504/14-1	Chevron Dyvi Epsilon	55°36'18" 04°29'21"	2069 meter Ø.Perm	1983-07-07 1983-09-08
Adda-2 5504/08-2	Chevron Dyvi Beta	55°48'20" 04°50'41"	2743 meter Ø.Jura	1981-01-03 1981-03-03	Edna-1 5504/10-1	Chevron Mærsk Endeavour	55°39'12" 04°25'12"	4125 meter Trias	1983-07-12 1983-10-08
Brøns-1/1A 5508/27-1	Dansk Boreelskab Deutag T-14	55°12'04" 08°44'08"	2539 meter Præ Ø.Perm	1981-01-11 1981-04-11	Karl-1 5604/21-2	Chevron Dyvi Beta	56°17'43" 04°03'12"	4717 meter N.Perm	1983-07-12 1983-10-04
Midt Rosa-1 5504/15-2	Chevron Dyvi Beta	55°35'39" 04°30'05"	2143 meter Ø.Perm	1981-03-16 1981-06-06	Hans-1 5612/21-1	Dansk Boreelskab Mærsk Explorer	56°21'55" 12°00'51"	3031 meter Perm	1983-08-04 1983-10-09
Tostrup-8 5609/10-8	Dong Ideco BIR-8085	56°38'20" 19°24'56"	1435 meter	1981-05-31 1981-07-14	Thisted-3 5608/03-2	Dong Kenting 21E	56°57'59" 08°44'26"	1242 meter Trias/Jura	1983-08-10 1983-08-26
Tostrup-9 5609/10-9	Dong Ideco BIR-8085	56°38'10" 09°25'15"	1456 meter	1981-07-19 1981-08-30	Vest Lulu-1 5604/21-3	Chevron Dyvi Epsilon	56°20'26" 04°13'28"		1983-09-11 1984-01-18
Roar-2/2A 5504/07-3	Chevron Dyvi Beta	55°45'10" 04°39'56"	2683 meter N.Kridt	1981-08-08 1981-11-07	Nora-1 5504/02-2	Chevron Dyvi Beta	55°58'09" 04°24'04"		1983-10-10 1984-02-28
Tostrup-10 5609/10-10	Dong Ideco BIR-8085	56°38'14" 09°24'34"	1594 meter	1981-09-03 1981-10-21	John-1 5504/20-1	Chevron Mærsk Endeavour	55°24'48" 04°48'45"	817 meter Ø.Perm	1983-10-24 1983-11-10
Farsø-1 5609/06-2	Dong Ideco BIR-8055	56°46'53" 09°21'50"	2952 meter Ø.Trias	1981-10-22 1982-01-24	Øst Rosa-2 5504/15-4	Chevron Mærsk Endeavour	55°35'14" 04°35'08"		1983-11-14 1984-01-25

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Kraka A-3	Chevron	55°23'38"		1984-01-31	Lulu-2	Mærsk Olie og Gas	56°19'06"		1985-12-15
5505/17-8	Mærsk Endeavour	05°04'47"		1984-06-04	5604/22-2	Mærsk Endeavour	04°17'31"		1986-03-18
Cleo-1	Chevron	56°23'23"		1984-02-06	Diamant-1	Phillips	56°00'23"	4242 meter	1986-01-10
5604/18-1	Dyvi Epsilon	04°25'23"		1984-04-29	5603/32-2	Glomar Labrador 1	03°53'44"	N.Perm	1986-03-18
Gert-1	Chevron	56°13'09"		1984-05-01	Øst Rosa-3	Mærsk Olie og Gas	55°35'36"		1986-01-20
5603/27-2	Dyvi Epsilon	03°43'57"		1984-07-29	5504/15-5	Dyvi Epsilon	04°36'31"		1986-03-10
Elly-1	Chevron	55°47'15"		1984-06-08	Ravn-1	Amoco	55°52'35"	5013 meter	1986-03-24
5504/06-1	Mærsk Endeavour	04°17'40"		1984-08-15	5504/01-2	Dyvi Epsilon	04°13'52"	Perm	1986-07-17
Liva-1	Chevron	55°55'32"		1984-08-02	Øst Rosa Fl.-1	Mærsk Olie og Gas	55°33'51"		1986-03-24
5503/04-1	Dyvi Epsilon	03°49'31"		1984-09-30	5504/15-6	Mærsk Endeavour	04°37'50"		1986-04-30
Adda-3	Chevron	55°47'50"		1984-08-31	Midt Rosa Fl.-1	Mærsk Olie og Gas	55°35'27"		1986-05-04
5504/08-3	Dan Earl	04°53'26"		1984-10-25	5504/15-7	Mærsk Endeavour	04°31'33"		1986-06-11
Nils-2	Chevron	55°23'10"		1984-10-31	Vest Lulu-4	Mærsk Olie og Gas	56°19'05"		1986-07-27
5505/17-9	Dan Earl	05°13'41"		1984-12-29	5604/21-6	Mærsk Endeavour	04°10'16"		1986-09-12
Iris-1	Britoil	56°06'45"		1984-11-05	Gwen-2	Mærsk Olie og Gas	56°06'52"		1986-09-30
5604/30-1	Dan King	04°18'21"	Jura	1985-02-24	5604/29-3	Mærsk Endeavour	04°04'10"		1986-12-15
Dyb Adda-1	Chevron	55°48'13"		1985-01-01	Mejrup-1	Phillips	56°22'39"	2532 meter	1987-03-22
5504/08-4	Dan Earl	04°58'24"		1985-02-17	5608/19-1	Kenting 36	08°40'36"	Trias	1987-04-29
Vest Lulu-2	Chevron	56°19'48"		1985-02-21	Felicia-1	Statoil	57°26'18"	5321 meter	1987-07-03
5604/21-4	Dan Earl	04°12'13"		1985-04-23	5708/18-1	Mærsk Guardian	08°18'41"	Perm	1987-12-03
Gert-2	Chevron	56°11'50"		1985-02-27	Gert-3	Mærsk Olie og Gas	56°12'43"		1987-07-21
5603/28-1	Mærsk Endeavour	03°46'50"		1985-07-29	5603/28-2	Mærsk Endeavour	03°45'49"		1987-10-28
Elna-1	Chevron	56°26'55"		1985-05-01	Stenlille-2	Danop	55°32'17"		1987-07-27
5604/19-1	Dan Earl	04°31'43"		1985-06-14	5511/15-2	Kenting 36	11°36'18"		1987-08-28
Ugle-1	BP	55°43'15"	3057 meter	1985-05-07	Ibenholt-1	Phillips	56°23'26"	2599 meter	1987-08-11
5505/09-2	Transocean 7	05°12'10"	Palæozoikum	1985-06-24	5605/20-1	Dyvi Sigma	05°58'29"	Prækambrium	1987-09-24
Thisted-4	Amoco	57°01'19"	3418 meter	1985-05-19	Dyb Gorm-1	Mærsk Olie og Gas	55°34'04"		1987-08-18
5708/31-2	Kenting 31	08°42'07"	Perm	1985-07-18	5504/16-5	Zapata Scotian	04°45'50"		1987-12-04
Terne-1	Amoco	56°20'39"	3361 meter	1985-05-29	Stenlille-3	Danop	55°32'17"		1987-08-30
5611/23-1	Dyvi Epsilon	11°30'20"	Præ-/Kambrium	1985-08-16	5511/15-3	Kenting 36	11°36'18"		1987-09-16
John Flanke-1	Chevron	55°24'28"		1985-06-20	Ravn-2	Amoco	55°50'35"	4507 meter	1987-09-16
5504/20-2	Dan Earl	04°50'10"		1985-07-19	5504/05-1	Dan Earl	04°13'41"	Trias	1987-11-17
Lone-1	Chevron	56°08'35"		1985-06-30	Tostrup-11	Danop	56°37'55"		1987-10-10
5603/27-3	Mærsk Endeavour	03°31'58"		1985-09-03	5609/10-11	Kenting 36	09°25'24"		1987-11-07
Kværs-1	Mærsk Olie og Gas	54°56'28"		1985-07-27	Elly-2	Mærsk Olie og Gas	55°47'19"		1987-11-15
5409/02-1	Kenting 31	09°28'49"		1985-09-09	5504/06-2	Neddrill Trigon	04°19'05"		1988-05-31
Nord Jens-1	Chevron	55°49'59"		1985-08-07	Jeppe-1	Norsk Hydro	56°11'04"	5050 meter	1987-12-10
5504/07-5	Mærsk Endeavour	04°33'35"		1985-11-12	5603/28-3	Mærsk Guardian	03°54'36"	Perm	1988-03-02
Sæby-1	Dopas	57°21'24"	1854 meter	1985-08-07	Borg-1	Danop	55°02'57"	3074 meter	1988-04-18
5710/22-1	Boldon-41	10°23'44"	Palæozoikum	1985-08-28	5508/32-2	Kenting 34	08°48'23"	Palæozoikum	1988-05-29
Kegnæs-1	Texaco	54°50'51"	2591 meter	1985-08-21	Gulnare-1	Statoil	56°10'13"	4735 meter	1988-06-02
5410/05-1	Dyvi Epsilon	10°05'15"	Ø.Perm	1985-10-05	5604/26-1	Mærsk Endeavour	04°26'41"	Jura	1988-09-19
Skive-2	BP	56°35'37"	1456 meter	1985-09-02	Stenlille-4	Danop	55°31'06"		1988-07-19
5609/13-1	Boldon-41	09°00'21"	Ø.Trias	1985-09-25	5511/15-4	Kenting 36	11°35'14"		1988-08-09
Vest Lulu-3	Chevron	56°20'58"		1985-09-12	Stenlille-5	Danop	55°32'08"		1988-08-14
5604/21-5	Mærsk Endeavour	04°12'34"		1985-12-11	5511/15-5	Kenting 36	11°37'33"		1988-09-03
Kim-1	Chevron	56°07'02"		1985-10-03	Stenlille-6	Danop	55°33'29"		1988-09-07
5603/30-1	Glomar Labrador 1	03°29'53"		1985-12-31	5511/15-6	Kenting 36	11°39'09"		1988-09-27
Nord Jens-2	Chevron	55°49'59"		1985-11-16	Tordenskjold-1	Danop	55°56'19"	3703 meter	1988-12-14
5504/07-6	Mærsk Endeavour	04°33'36"		1985-12-28	5503/03-2	Neddrill Trigon	03°32'31"	N.Perm	1989-02-04

Bilag C

Forundersøgelser 1988

Undersøgelse	Operatør Kontraktør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet i 1988
Spekulative seismiske forundersøgelser					
JS88B	Jebco Seismos Ltd. Digital Exploration	Offshore	1988-09-02 1988-09-11	Østersøen Bornholm	1.762,2 km
NP88S	Nopec A/S Prakla Seismos	Offshore	1988-05-08 1988-05-15	Skagerrak	155,6 km
Seismiske undersøgelser i koncessionsbelagte områder					
DK88C	Mærsk Olie og Gas A/S Digital Exploration	Offshore 2D	1988-04-08 1988-04-21	Central Graven Det Sammenh. Område	896,5 km
DK88C	Mærsk Olie og Gas A/S Prakla Seismos	Offshore 3D	1988-07-02 1988-10-17	Central Graven Det Sammenh. Område	5.062,3 km
DK88C	Mærsk Olie og Gas A/S Geco A/S	Offshore 2D	1988-09-09 1988-09-23	Central Graven Elly	477,8 km
AM88B	Amoco Denmark Western Atlas Inter.	Offshore	1988-09-14 1988-09-15	Østersøen Bornholm	159,3 km
NH88C	Norsk Hydro A/S Western Geophysical	Offshore	1988-11-17 1988-11-18	Central Graven	41,6 km
Airtrace-undersøgelse					
AM88B	Amoco Denmark Barringer Research Ltd.	Airtrace	1988-05-27 1988-06-16	Østersøen Bornholm	Overfløjet 3.791,0 km

Dansk olieproduktion 1972-1988, mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Total
1972	0,11					0,11
1973	0,15					0,15
1974	0,10					0,10
1975	0,19					0,19
1976	0,23					0,23
1977	0,58					0,58
1978	0,49					0,49
1979	0,49					0,49
1980	0,34					0,34
1981	0,34	0,53				0,88
1982	0,31	1,64	0,02			1,97
1983	0,28	1,84	0,40			2,52
1984	0,36	1,63	0,65	0,07		2,71
1985	0,45	1,80	0,85	0,35		3,46
1986	0,47	1,72	1,07	0,57	0,47	4,29
1987	1,23	1,50	1,21	0,84	0,65	5,41
1988	1,50	1,35	1,37	0,95	0,40	5,57
I alt	7,63	12,01	5,58	2,78	1,50	29,50

Dansk gasproduktion 1972-1988, mia. Nm³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Total	Heraf solgt
1972	0,02					0,02	
1973	0,03					0,03	
1974	0,03					0,03	
1975	0,06					0,06	
1976	0,07					0,07	
1977	0,17					0,17	
1978	0,16					0,16	
1979	0,16					0,16	
1980	0,07					0,07	
1981	0,08	0,08				0,16	
1982	0,08	0,27				0,35	
1983	0,08	0,43	0,04			0,55	
1984	0,13	0,51	0,06	0,26		0,96	0,22
1985	0,21	0,65	0,08	1,12		2,06	1,04
1986	0,24	0,78	0,10	1,63	0,02	2,77	1,80
1987	0,44	0,88	0,10	2,65	0,03	4,10	2,30
1988	0,60	0,98	0,11	3,36	0,02	5,07	2,27
I alt	2,64	4,58	0,49	9,02	0,07	16,80	7,63

En del af gassen er reinjiceret.

Bilag D

Dansk produktion af olie og kondensat 1988, tusinde m³

	Jan	Feb	Marts	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1988
Dan	122	110	140	133	128	139	140	128	112	123	112	108	1.497
Gorm	124	118	121	114	119	109	115	110	105	109	101	109	1.354
Skjold	107	101	108	102	107	105	107	106	97	105	155	168	1.370
Tyra	89	87	92	77	68	55	64	69	66	90	100	99	953
Rolf	40	35	37	36	35	32	32	31	30	30	30	29	396
I alt	482	451	498	462	457	440	458	444	410	457	498	514	5.570

Dansk produktion af gas 1988, mio. Nm³

	Jan	Feb	Marts	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1988
Dan	51	47	50	48	50	52	54	53	44	52	49	48	598
Gorm	83	82	87	78	87	82	83	81	79	73	79	81	976
Skjold	9	8	9	9	9	8	9	9	8	8	13	14	111
Tyra	330	319	329	274	231	182	212	233	219	314	365	356	3.364
Rolf	2	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	17
I alt	475	458	476	411	378	325	359	377	352	448	507	500	5.066

Felt navn	Dan
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1971
I drift:	1972

Produktionsbrønde:	44
Vandinjektionsbrønde:	1
Vanddybde:	40 m
Areal:	30 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1989

Forventet indvinding:	
Olie:	46 mio. m ³
Gas:	15 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:	
Olie:	7,6 mio. m ³
Gas:	2,6 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af kalklagene. En hovedforkastning deler feltet i to selvstændige reservoirer, som yderligere er gennemsat af en række mindre forkastninger. Kalken har en rimelig porøsitet, men meget lav permeabilitet.

Anlæg

Dan feltet er udbygget med 5 indvindingsplatforme A, D, E, FA og FB, 2 behandlings/indkvarteringsplatforme B og FC samt en afbrændingsplatform C.

Det meste af procesanlægget på Dan B er taget ud af drift, således at kun anlægget for periodevis måling af produktionen for enkeltbrønde er i brug. Efter ændringen er der indkvartering til 8 personer. Procesanlægget på Dan FC består af et stabiliseringsanlæg og et gastørringsanlæg. Olien færdigbehandles til et passende lavt damptryk og sendes til Gorm E og herfra til land. Den behandlede gas sendes til Tyra Øst for endelig behandling. På Dan FC er der indkvartering for 86 personer. Et behandlings- og pumpeanlæg for vand til injektion er opstillet på Dan FC.

Felt navn	Gorm
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15,16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1971
I drift:	1981

Produktionsbrønde:	18
Injektionsbrønde:	2
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km ²
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1989

Forventet indvinding:	
Olie:	26 mio. m ³
Gas:	6 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:	
Olie:	12,0 mio. m ³
Gas:	4,6 mia. Nm ³
Gasinjektion:	4,3 mia. Nm ³
Nettogasproduktion:	0,3 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af kalklagene. En nord-sydgående hovedforkastning deler forekomsten i to selvstændige reservoirer, og desuden er især den vestlige reservoirblok gennemsat af en række mindre forkastninger.

Anlæg

Gorm feltet er udbygget med to indvindingsplatforme A og B, en behandlings/indkvarteringsplatform C, en afbrændingsplatform D og en stigrørs/pumpeplatform E.

Procesanlægget på Gorm C består af et stabiliseringsanlæg samt et anlæg for justering af gaskvaliteten. Den færdigbehandlede gas kan således opfylde specifikationerne for salgsgas. Fra Gorm C kan gassen sendes til Tyra Øst. Den stabiliserede olie bliver ilandført via pumpeplatformen Gorm E. Endvidere er der anlæg for reinjektion af gas. På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

Bilag E

Felt navn	Skjold
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk olie og Gas A/S
Fundet år:	1977
I drift:	1982

Produktionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	2
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km ²
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1989

Forventet indvinding:

Olie:	29 mio. m ³
Gas:	3 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	5,6 mio. m ³
Gas:	0,5 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af kalk. Strukturen er på randen gennemskåret af en serie ringforkastninger, mens den på toppen er gennemskåret af utallige og mere vilkårligt orienterede, mindre forkastninger. Reservoiret har på toppen af strukturen vist usædvanlig gode produktionsegenskaber.

Anlæg

Skjold feltet er som satellit til Gorm feltet udstyret med en enkelt ubemandet indvindingsplatform. Der er intet behandlingsanlæg, og den producerede olie og gas sendes ubehandlet til Gorm C. Midlertidige installationer for behandling og injektion af vand er placeret på en ombygget borerig opstillet ved Skjold platformen.

Felt navn	Tyra
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11,12
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk olie og Gas A/S
Fundet år:	1968
I drift:	1984

Produktionsbrønde:	28
Injektionsbrønde:	8
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	52 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1989

Forventet indvinding:

Olie + kondensat:	12 mio. m ³
Gas:	45 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie + kondensat:	2,8 mio. m ³
Gas:	9,0 mia. Nm ³
Gasinjektion:	2,2 mia. Nm ³
Netto gasproduktion:	6,8 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. En markant *hardground* med ringe permeabilitet adskiller kalklagene af Danien og Maastrichtien alder.

Anlæg

Tyra feltet er udbygget med to platformskomplekser, Tyra Vest (W) og Tyra Øst (E). Tyra Vest består af 2 indvindingsplatforme TWB og TWC, en behandlings/indkvarteringsplatform TWA og en afbrændingsplatform TWD. Tyra Øst består af 2 indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings/indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED og en stigrørsplatform TEE.

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas som kondensat. Gasanlægget omfatter installationer for tørring, dugpunktsregulering samt kompression til rørledningstryk. Kondensatbehandlingsanlægget består af et stabiliseringsanlæg, hvorfra fuldt stabiliseret kondensat kan føres direkte til pumpeplatformen Gorm E, mens ustabiliseret kondensat kan føres til behandlingsanlægget på Gorm C, afhængig af driftsformen på kondensat behandlingsanlægget. På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer.

Tyra Vest procesanlægget foretager en adskillelse af produktionen i en delvis stabiliseret kondensatstrøm og en rig gas, som sendes til færdigbehandling på Tyra Øst. På TWA platformen er endvidere installeret et gasinjektionsanlæg. På Tyra Vest er der indkvartering til 80 personer.

Feltnavn	Rolf
Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14,15
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1981
I drift:	1986
Produktionsbrønde:	1
Vanddybde:	34 m
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1989

Forventet indvinding:

Olie:	2 mio. m ³
Gas:	< 1 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	1,5 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af kalklagene. Reservoirbjergarten er i lighed med Skjold feltet stærkt opsprækket og fremviser usædvanligt gode produktionsegenskaber.

Anlæg

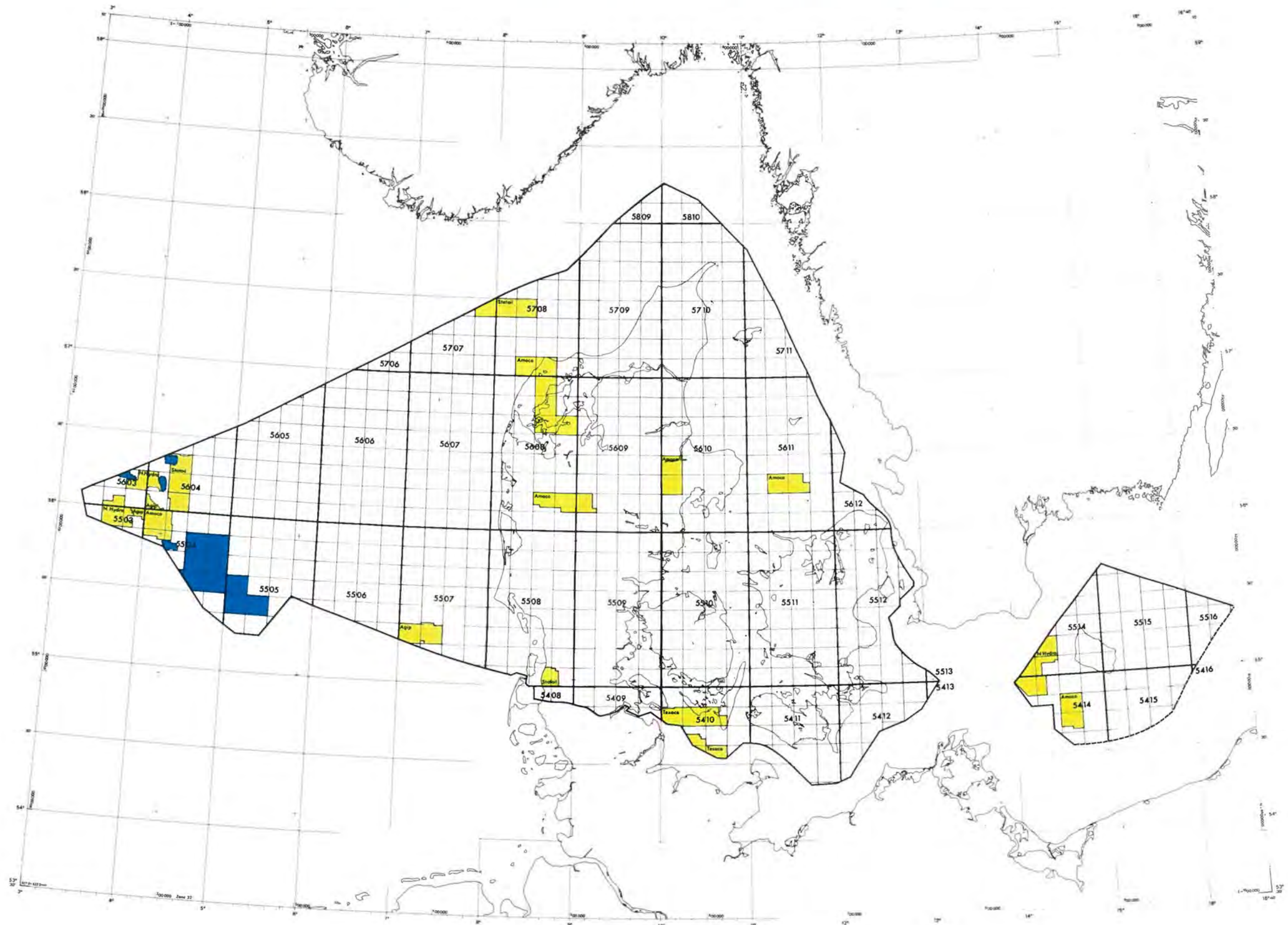
Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Der er intet behandlingsanlæg, og den producerede olie og gas sendes ubehandlet til Gorm C.


Bilag F

EFP 89-projektstøtte

Projekt	Støtte 1000 kr.	Projektdeltagere
1. Dynamisk/stratigrafisk analyse af Palæozoikum i Danmark	1.685	Danmarks Geologiske Undersøgelse, Geologisk Institut Århus
2. Udredning af diagenesehistorien i den danske Centralgravs øvre jura sandsten med henblik på vurdering af resterende hydrocarbon potentiale	1.000	Danmarks Geologiske Undersøgelse
3. Modenhedstest af nedre palæozoiske bjergarter i Danmark	400	Inst. for Historisk Geologi og Palæontologi, Københavns Universitet
4. Tertiær bio-/kronostratigrafisk korrelation og bassinudvikling i den danske Centralgrav, med hovedvægt på indsynningshistoren.	790	Geologisk Institut, Århus Universitet
5. Reprocessering og tolkning af seismiske data med det formål at kunne reevaluere kulbrintepotentialet i dybvandsområdet ud for Sydvestgrønland	330	Grønlands Geologiske Undersøgelse
6. Inversion af seismiske data fra geologisk komplekse områder	800	Ødegaard & Danneskiold-Samsøe
7. Optagelse og tolkning af en TDT-log i forbindelse med Stenlille, Geoprojektet	85	Elektrofysisk afd., Danmarks Tekniske Højskole, D.O.N.G
8. Kemiske EOR-processer i lavpermeable karbonatbjergarter	1.500	Institut for Kemiteknik, Danmarks Tekniske Højskole, Mærsk Olie og Gas
9. Videreudvikling af en matematisk model til simulering af bjergartsopsprækning i olie- og gasførende kalkreservoirer	950	Danmarks Geologiske Undersøgelse
10. Måling og beregning af PVT-egenskaber for olie og gas fra danske felter	1.400	RISØ, Mærsk Olie og Gas
11. Design af pælefunderede offshore platforme i en plastisk brudgrænse tilstand	300	LICconsult
12. Sugepæle platformskoncept og anvendelse af sugepæle	1.500	Rambøll & Hannemann Dansk Geoteknisk Institut
13. Serve slug i tofase ledninger	900	RISØ
14. Integreret eksperimentel/numerisk analyse af offshore konstruktioners dynamiske egenskaber, fase 2	700	Aalborg Universitets Center
15. Koncepter for offshore olieeftersforskning i drivisområder	1.000	COWIconsult
I alt	13.340	

Dansk koncessionsområde 1. januar 1989



 DUC Koncessionsområde

 1. & 2. Runde Koncessioner



energistyrelsen

Landemærket 11 · 1119 København K