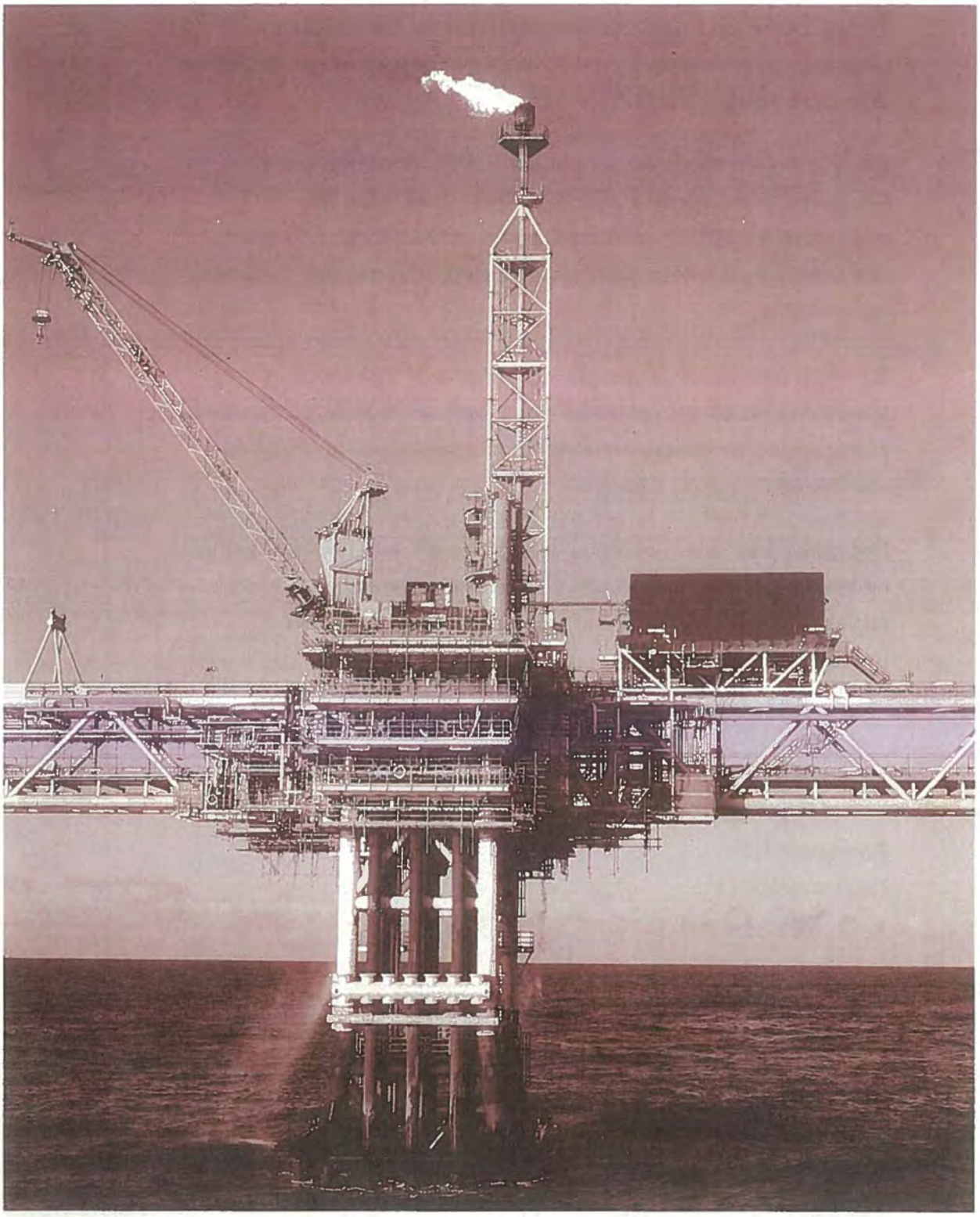
energistyrelsen



Danmarks olie og gasproduktion 1991

Energistyrelsen er en institution under Energiministeriet. Ministeriet omfatter Departementet, Energistyrelsen, 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 varmeforsyning, vedvarende energi, varmesyn af bygninger, beredskabsforanstaltninger samt efterforskning og 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 i internationalt samarbejde.

Energistyrelsen
Landemærket 11
1119 København K

Telefon 33 92 67 00
Telefax 33 11 47 43
Telex 22 450 energ dk

Udgivet marts 1992
Forside foto: Mærsk Olie og Gas AS
Sats og repro: Schultz Desktop A/S
Tryk: Schultz Print A/S
Trykt på genbrugspapir
ISBN 87-89 072-54-5

Forord

1991 var et godt år for efterforskning og produktion af dansk olie og naturgas.

Produktionen af olie og naturgas nåede sit hidtil højeste niveau, og Danmark blev selvforsynende med olie og naturgas set under et. Olieproduktionen udgør 86% af vores olieforbrug. Naturgassen dækkede det indenlandske forbrug, og der blev herudover eksporteret 1,3 mia. Nm^3 til Sverige og Tyskland.

Den danske energiproduktion dækker nu 61% af det samlede forbrug.

Efterforskningen var præget af fortsat høj aktivitet og resulterede i 3 interessante fund, der skal vurderes nærmere i de kommende år.

De gode produktionserfaringer, især med anvendelsen af vandinjektion i oliefelterne og boring af vandrette produktionsbrønde, betyder, at Energistyrelsen har foretaget en væsentlig opskrivning af de danske olie og naturgasreserver. Oliereserverne er således forøget med 22% i forhold til sidste år, og naturgasreserverne er opskrevet med 17%.

Det øgede reservegrundlag betyder, at der på kort sigt kan forventes en olieproduktion på over 9 mio. m^3 om året, og på lidt længere sigt er der endda mulighed for, at produktionen kan øges yderligere til 10-11 mio. m^3 årligt.

De øgede naturgasreserver giver mulighed for leverance af naturgas udover de kontrakter, der i dag er indgået.

Udbygningsaktiviteterne har været omfattende i 1991, idet der er foretaget videreudbygning af alle de producerende felter. Samtidig er oliefelterne Kraka og Dagmar sat i produktion. De omfattende olie- og naturgasaktiviteter har også i 1991 kunnet gennemføres uden alvorlige sikkerheds- og miljømæssige uheld.

København, marts 1991

Ib Larsen
direktør

Omregningsfaktorer

Omregningsfaktorer

1 m³ råolie = 0,859 ton ≈ 36,3 GJ

1 m³ motorbenzin = 0,75 ton ≈ 32,9 GJ

1 m³ gas-/dieselolie = 0,84 ton ≈ 35,9 GJ

1 m³ fuelolie = 0,98 ton ≈ 39,6 GJ

1 tønde olie (barrel) = 0,159 m³

1.000 Nm³ naturgas = 37.239 scf ≈ 39,0 GJ

1 Nm³ naturgas = 1,057 Sm³

1 ton kul (elværker) ≈ 25,3 GJ

1 ton kul (øvrige) ≈ 26,1 GJ

1 ton koks ≈ 28,9 GJ

1 ton brænde ≈ 16,0 GJ

1 ton træaffald ≈ 17,5 GJ

1 ton halm ≈ 15,0 GJ

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

Indhold

Energistyrelsens organisation pr. 1. januar 1992 består af en direktion, et ledelsessekretariat og ni kontorer. Antallet af kontorer er i 1991 reduceret med to som led i den løbende tilpasning og rationalisering, som finder sted inden for den offentlige sektor i disse år. Styrelsen beskæftigede ved indgangen til 1992 medarbejdere svarende til 173 årsværk.

De kontorer, der især beskæftiger sig med aktiviteterne vedrørende efterforskning og indvinding af olie og gas er 3., 4. og 6. kontor, hvor opgavefordelingen er som følger:

3. Kontor. Efterforskning og indvinding af olie og gas

Forundersøgelser, efterforskning, udbygning og produktion.

Koncessionsrunder, forslag til udbuds- og tildelingsstrategi.

Ressourcemæssige, reservoirtekniske og geologiske vurderinger. Reservevurdering, prognoser og perspektivanalyser for dansk produktion samt vurdering af udbygningsmuligheder og infrastruktur. Olie- og naturgasøkonomi. Tilsyn med koncessioner mv.

4. Kontor. Sikkerhed og arbejdsmiljø på olie-/gasområdet

Sikkerhed og arbejdsmiljø på havanlæg, sikkerhedsmæssigt boretilsyn, godkendelse af bemandingsplaner samt tilsyn med D.O.N.G. A/S's transmissionssystemer. Regeludarbejdelse i forbindelse hermed. Aktionskomiteen og Koordinationsudvalget.

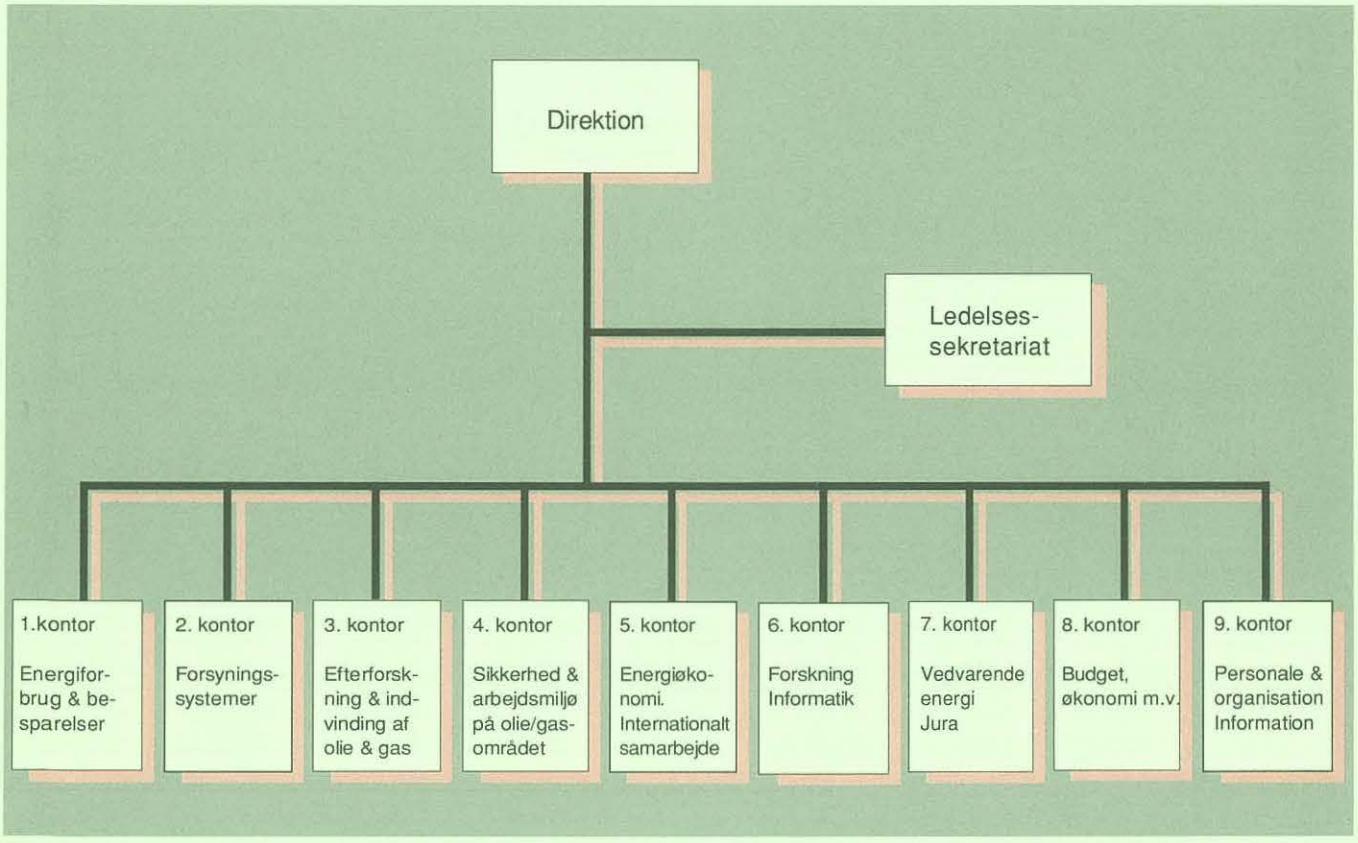
Kontoret blev ved indgangen til 1991 reorganiseret, således at tilsynet varetages gennem to sektioner, en for faste havanlæg omfattende produktionsanlæggene med tilhørende rørledninger i Nordsøen, og en sektion for mobile havanlæg omfattende boreplatforme, kranfartøjer, hotelplatforme mv.

Opdelingen i de to sektioner er en konsekvens af forskellene i regelgrundlag og arbejdsområder for de to områder.

6. Kontor. Forskning og informatik

Kontoret varetager ud over informatikopgaver koordinationsfunktioner i forhold til uddannelses- og forskningsaktiviteter på olie-/gasområdet.

Fig. 1.1 Energistyrelsens organisation



I 1991 blev der påbegyndt 4 efterforskningsboringer og 2 vurderingsboringer i Nordsøen. Dette er en stigning i forhold til 1990, og stigningen forventes at fortsætte i 1992, hovedsagelig på grund af, at boreforpligtigelserne fra 3. udbudsrunde vil gøre sig gældende.

Aktiviteterne i 1991 resulterede i 3 nye fund, hvoraf Statoil-gruppens Amalie fund har påkaldt sig særlig opmærksomhed.

Dansk Undergrunds Consortium (DUC) arbejder fortsat med efterforskning i Det Sammenhængende Område. I 1991 godkendte Energistyrelsen et revideret arbejdsprogram for dette område for perioden 1991-1996. Arbejdsprogrammet omfatter dels forskellige geologiske og geofysiske studier, dels udførelse af boringer.

En oversigt over de 18 grupper, der ved udgangen af 1991 havde tilladelser til efterforskning og indvinding på dansk område, findes i bilag A.

Koncessionskortet bagest i rapporten viser den geografiske placering af tilladelser ved udgangen af 1991.

Seismiske undersøgelser og forundersøgelser

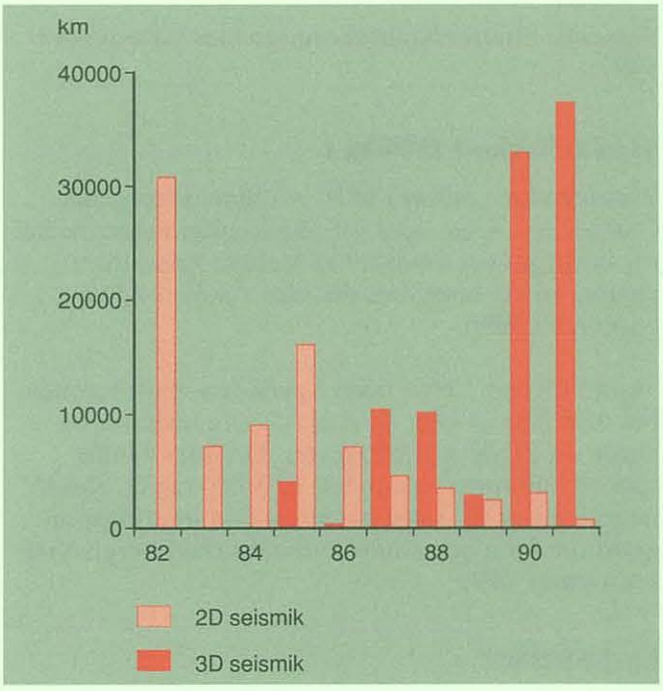
I 1991 blev der på dansk område udført sammenlagt 38.143 km seismik. De tredimensionale (3D) programmer udgjorde 37.426 liniekilometre, og de resterende 717 km bestod af 2D programmer. 3D undersøgelser giver betydeligt bedre muligheder for at foretage en korrekt kortlægning af lagene i undergrunden. Til gengæld kræves en større linietæthed. Næsten al den udførte seismik er udført af danske rettighedshavere. Kun 43 km er udført på grænseoverskridende strukturer af norske rettighedshavere.

Som det fremgår af fig. 2.1 er aktivitetsniveauet fra 1990 opretholdt. Dette skyldes først og fremmest de af DUC udførte 3D undersøgelser. I 1992 forventes en fortsat høj undersøgelsesaktivitet.

På land er der i Midtjylland udført 78 km seismik på den såkaldte Give-licens (9/89). Undersøgelsen er udført af DANOP som operatør for Jordan-gruppen.

I 1991 er der udført et geokemisk program af Hoff International Offshore Team Inc. Der er indsamlet i alt 214 havbundsprøver i danske farvande, hovedsageligt i Østersøen. Programmet er led i en global geokemisk undersøgelse, der har til formål at forøge kendskabet til kulbrintepotentialer.

Fig. 2.1 Årlig seismik 1982-1991



I bilag C findes en oversigt over seismiske undersøgelser i 1991.

Boreaktivitet

I 1991 blev der påbegyndt 4 boringer til efterforskning af olie og gas. Boringerne omtales nærmere i afsnittet om efterforskningsboringer.

Herudover påbegyndtes 2 vurderingsboringer. Disse omtales under vurderingsaktiviteter.

Der blev påbegyndt i alt 13 boringer i forbindelse med produktion fra felterne i Nordsøen. Heraf er 10 af boringerne vandrette. På Dan feltet blev der påbegyndt 5 boringer, på Tyra feltet 4 boringer, på Skjold feltet 3 boringer, og på Rolf feltet blev der udført én boring. Som det fremgår af fig 2.3 er den høje aktivitet fra 1990 fortsat i 1991. For 1992 forventes et mindst lige så stort antal boringer udført på de producerende felter. Den overvejende del af disse vil som i 1991 være vandrette.

Endelig blev der udført en boring i forbindelse med undersøgelser forud for etablering af et gaslager ved Stenlille på Sjælland.

Ved boringerne i Nordsøen blev der anvendt 7 forskellige boreplatforme med et samlet tidsforbrug på ca. 63 rigmåneder. De anvendte boreplatforme var Shelf Driller, Mærsk Endeavour, West Sigma, Mærsk Giant, West Kappa, Neddrill Trigon og Mærsk Jutlander. Til boringen ved Stenlille anvendtes landboreriggen Kenting 31.

Efterforskningsboringer

Følgende efterforskningsboringer blev påbegyndt i 1991:

Skjold Flanke-1 5504/16-6

Boringen blev udført i DUC's Sammenhængende Område, ca. 4 km nord for Skjold platformen. Målet for boringen var sandsten af Mellem Jura alder, analogt til det reservoir, der blev fundet i Alma-1 boringen i 1990.

Skjold Flanke-1 blev boret i perioden maj til september med Mærsk Olie og Gas AS som operatør og nåede en dybde af 4.550 meter. Der blev fundet spor af kulbrinter i en dybde af 3.000 meter. Resultaterne bliver for tiden vurderet. Et vurderingsprogram for det gjorte fund fremsendes til Energistyrelsen i marts 1992.

Eg-1 5503/4-2

Boringen blev udført i et område af Nordsøen, der blev tildelt Agip-gruppen i 2. udbudsrunde. Den blev boret fra juni til september 1991 med Agip som operatør og sluttede i lag af formodet Perm alder i en dybde af 4.500 meter under havoverfladen. Eg-1 viste kulbrintespor i jurassisk sandsten, men blev ikke prøveproduceret.

Fig. 2.2 Efterforsknings- og vurderingsboringer 1982-1991

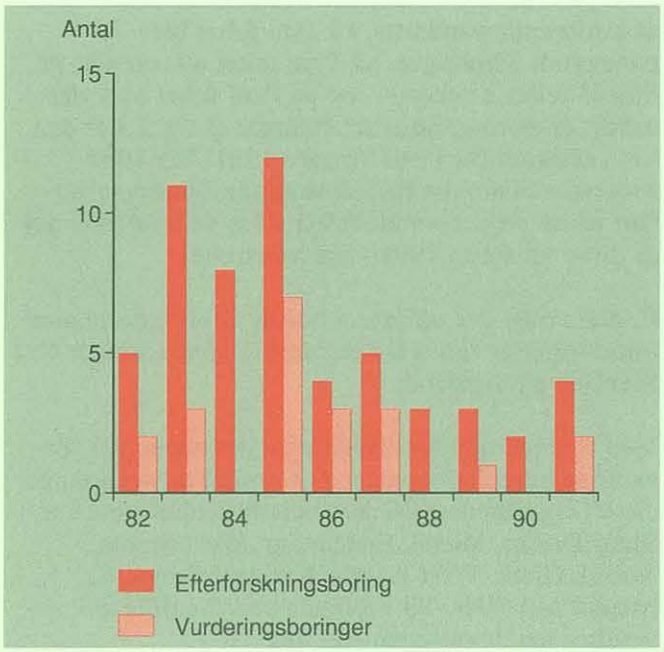
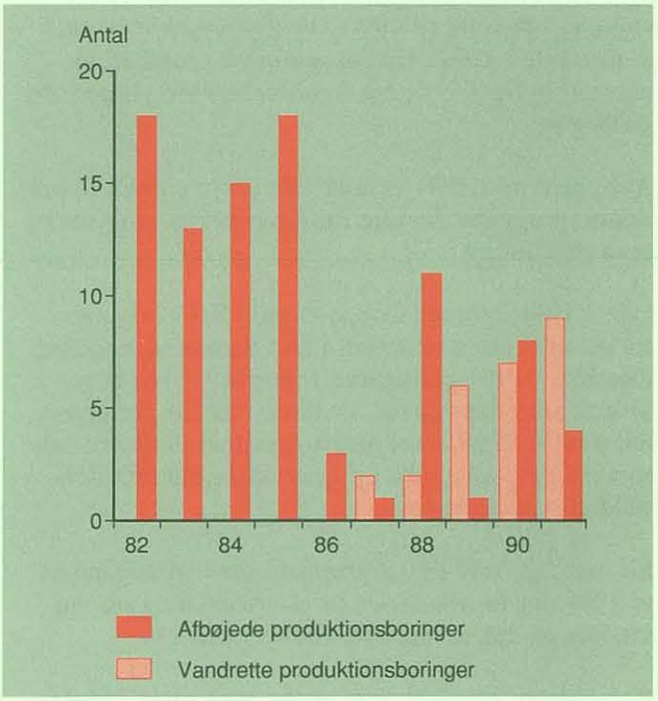


Fig. 2.3 Produktionsboringer 1982-1991



Baron-2 5604/30-3

Boringen blev udført i et område af Nordsøen, der blev tildelt Norsk Hydro-gruppen i 3. udbudsrunde. Den blev boret fra august 1991 til januar 1992 med Norsk Hydro som operatør. Boringen sluttede i lag af sen Jura alder i en dybde af 5.100 meter vertikalt under havoverfladen.

Baron-2 bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter i kalklag i den såkaldte Syd Arne-struktur, der tidligere er anboret af DUC med boringen I-1. Baron-2 blev ikke prøveproduceret. Norsk Hydro-gruppen vil arbejde videre med evaluering af området.

Baron-1 boringen blev boret ca. 20 meter fra Baron-2. På grund af tekniske problemer måtte boringen afsluttes i en dybde af ca. 1.000 meter.

TWC-3P 5504/11-3

TWC-3 blev udført i Det Sammenhængende Område, på Tyra feltet, som en kombineret efterforskningsboring og produktionsboring.

TWC-3P blev boret fra september til december 1991 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør.

Nye fund

Foruden fundene i Skjold Flanke-1 og E-5 (sidstnævnte omtales under vurderingsboringer) er der i 1991 gjort fund i Amalie-1 boringen, som blev påbegyndt i 1990.

Amalie-1 5604/26-2

Boringen blev udført ca. 12 km sydøst for Harald feltet, i et område af Nordsøen, der blev tildelt Statoil-gruppen i 2. udbudsrunde. Den blev boret fra august 1990 til juni 1991 med Statoil som operatør. Der blev boret til en slutdybde af 5.320 meter under havniveau, og boringen blev afsluttet i lag af jurassisk alder. Der blev i boringen påvist flere olie- og gasholdige lag af såvel Jura som Kridt alder. Prøveproduktioner fra tre lag blev forsøgt udført. Heraf gennemførtes de to. Ved prøveproduktionerne blev der produceret både olie og gas.

Energistyrelsen vurderer umiddelbart resultaterne som lovende, men der skal udføres flere undersøgelser i området for bedre at kunne anslå, hvor store mængder olie og gas, de nye fund indeholder. Statoil-gruppen har i januar 1992 fremsendt et vurderingsprogram for det nye fund til Energistyrelsen.

Det er blandt andet opmuntrende, at Amalie boringen har fundet olie og gas i dybtliggende sandlag. På dansk område er der kun gjort få fund af denne type, og der er endnu ikke indledt produktion fra sådanne lag.

Vurderingsaktiviteter

Følgende vurderingsboringer blev påbegyndt i 1991:

Sydøst Tyra 5504/12-4

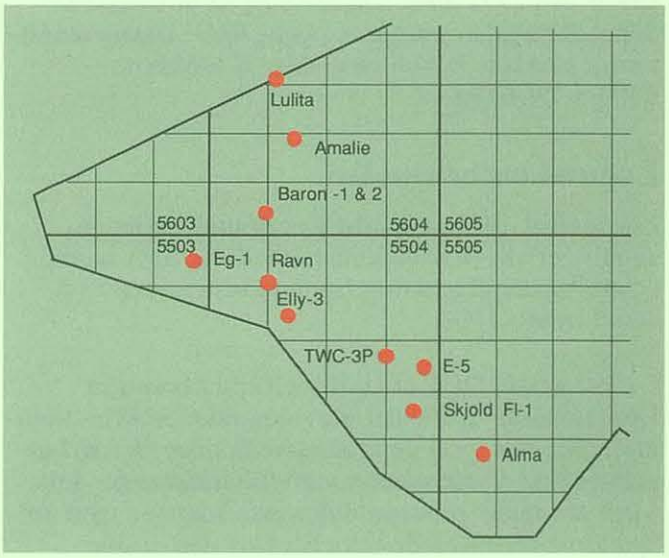
Boringen havde til formål at skaffe oplysninger om den sydøstlige del af reservoiret i Tyra feltet, som ligger i Det Sammenhængende Område. Den blev boret fra februar til maj 1991 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør.

Boringen, som nåede en slutdybde på 2.163 meter, bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter, og der blev udført prøveproduktion. Mærsk Olie og Gas AS har i november 1991 fremsendt et vurderingsprogram til Energistyrelsen. I programmet er angivet, hvilket yderligere vurderingsarbejde Mærsk Olie og Gas AS vil udføre i Sydøst Tyra området.

Elly-3 5504/6-4

Boringen er en vurderingsboring på Elly feltet, der blev erklæret kommercielt i 1988. Elly-3 blev

Fig. 2.4 Efterforskningsboringer og fund i Central Graven



påbegyndt i september 1991 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør. Boringen blev prøveproduceret i januar 1992.

Amoco-gruppen og DUC havde i øvrigt følgende fund under vurdering i 1991:

Ravn 5504/1

Amoco-gruppen gjorde fund i Ravn-1 boringen, som blev udført i 1986. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie fra jurassisk sandsten.

Amoco-gruppen arbejder fortsat med efterforskning i området og evaluering af det gjorte fund; se under ændring af tilladelser.

Alma 5505/17

DUC gjorde i 1990 fund i Alma-1 boringen, hvor der fandtes et reservoir af Mellem Jura alder. DUC arbejder videre med en vurdering af fundet, og Energistyrelsen har i den forbindelse godkendt et vurderingsprogram for Alma i 1991.

Ændring af tilladelser

Amoco 2/84 5504/1,2,5 og 6

Amoco-gruppen har fået en yderligere 2 årig forlængelse af licens 2/84, der således udløber i 1994. Gruppen har udført 3 boringer i området. Der blev gjort fund i Ravn-1 boringen, som blev udført i 1986. De to næste boringer, Ravn-2 og Falk-1 blev udført i 1987 og 1989.

Jordan 9/89 5509/5,6,9 og 10

Der blev i 1991 givet tilladelse til en udvidelse af aralet for Jordan-gruppens licens 9/89. Denne omfatter nu blokken 5509/6 samt dele af blokkene 5509/5,7,9,10 og 11.

Løgumkloster-runden

I december 1991 indkaldte Energiministeriet ansøgninger om efterforskningstilladelse til et område i Sønderjylland omkring Løgumkloster, med frist den 3. marts 1992.

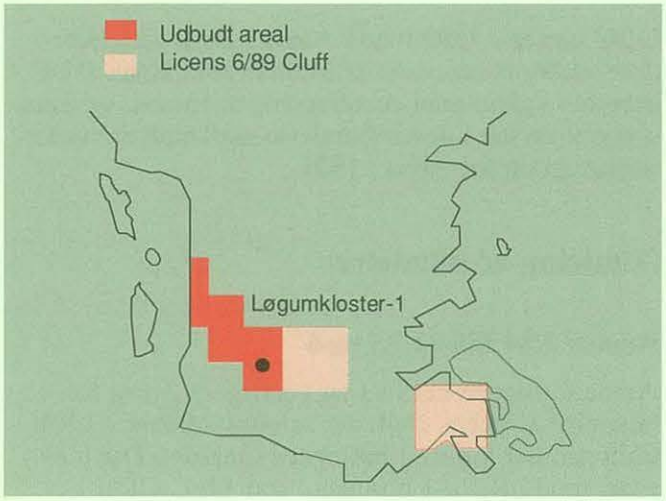
I 1980 gjorde DUC et kulbrintefund i boringen Løgumkloster-1. Fundet blev dog ikke erklæret kommercielt, dels fordi de producerede mængder af kulbrinter ikke vurderedes at være tilstrækkelige, dels fordi der under prøveproduktionen sammen med kulbrinterne produceredes kvælstof og den giftige gasart svovlbrinte, som det ville være meget kostbart at fjerne ved hjælp af den daværende teknologi.

Området omkring fundet blev derfor tilbageleveret til staten i 1985.

Dansk Olie og Gasproduktion A/S (DOPAS) har efterfølgende gennemført omfattende undersøgelser, der har resulteret i en mere optimistisk vurdering af området.

På denne baggrund har Energiministeriet udbudt området. Det udbudte areal er på ca. 290 km^2 og dækker dele af blokkene 5508/27, 28 og 32 (fig. 2.4).

Fig. 2.5 Udbudt areal i Sønderjylland



Denne runde adskiller sig fra de tidligere runder ved, at DOPAS på forhånd er tildelt 50% af andelen i det konsortium, der forudsættes sammensat på baggrund af de indkomne ansøgninger. Det er endvidere et vilkår, at operatørskabet varetages af DANOP.

Der er på forhånd fastlagt et minimumskrav til arbejdsprogrammet, der vil omfatte én ubetinget boring på hovedprospektet ved Løgumkloster, samt to betingede boringer ("drill or drop") på øvrige prospekter inden for licensområdet.

Tilbageleverede arealer

Der er i 1991 tilbageleveret nogle af de arealer, som blev tildelt selskabsgrupper i 2. udbudsrunde i 1986 og i 3. udbudsrunde i 1989.

Norsk Hydro-gruppen har tilbageleveret arealer ved Bornholm i blokkene 5514/29 og 30, og 5414/1 og 2, som var tilknyttet licens 5/86. Under denne licens er der blandt andet udført boringen Pernille-1.

Cluff-gruppen har tilbageleveret 2 af de 4 blokke, der var tilknyttet licens 6/89, nemlig blokkene 5409/2 og 5509/30. Der er ikke udført boringer i forbindelse med denne licens.

Frigivelse af boredata

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

I 1991 er data fra følgende efterforsknings- og vurderingsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Offshore:

Lulu-2	5604/22-2	DUC
Øst Rosa-3	5504/15-5	DUC
Ravn-1	5504/01-2	Amoco
Øst Rosa Flanke-1	5504/15-6	DUC
Midt Rosa Flanke-1	5504/15-7	DUC
Vest Lulu-4	5604/21-6	DUC
Gwen-2	5604/29-3	DUC
Felicia-1	5708/18-1	Statoil
Tordenskjold-1	5505/03-2	DANOP
Pernille-1	5514/30-1	Norsk Hydro

Onshore:

Borg-1	5508/32-2	DANOP

Danmarks Geologiske Undersøgelse (DGU) formidler disse informationer.

Olie-og gasproduktionen på dansk område kom i 1991 fra 7 felter: Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Tyra, Kraka og Dagmar. Kraka og Dagmar felterne er sat i produktion i årets løb. Dansk Undergrunds Consortium, DUC, forestår indvindingen fra samtlige disse felter med Mærsk Olie og Gas AS som operatør.

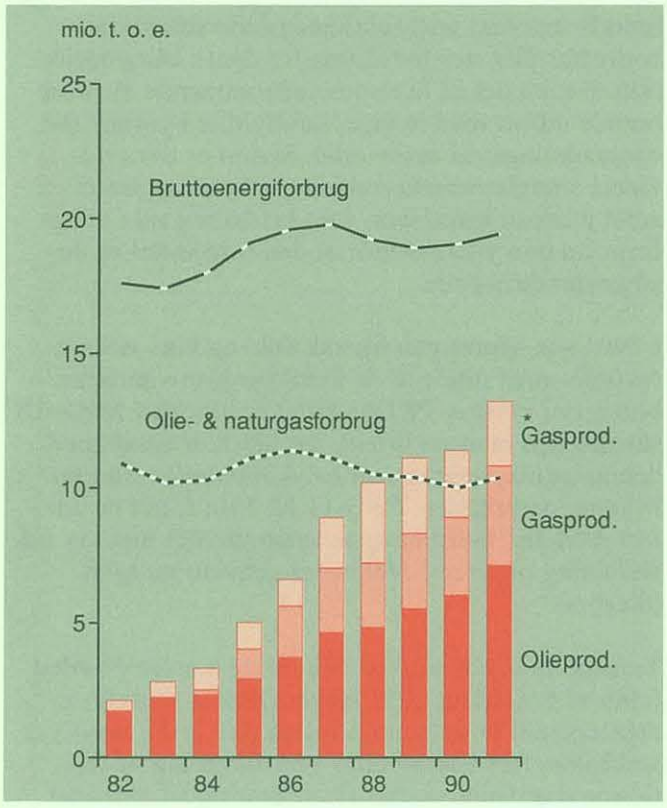
De nævnte felter er alle beliggende i Det Sammenhængende Område i den sydlige del af det danske Centralgravsområde.

Producerede mængder

Den samlede produktion af olie og kondensat udgjorde i 1991 8,3 mio. m^3 svarende til 7,1 mio. tons, hvilket er 18% mere end i 1990.

Gasproduktionen udgjorde 5,76 mia. Nm^3 (normalkubikmeter), hvilket er 12% mere end i 1990. Heraf blev 3,67 mia. Nm^3 indvundet fra gasfeltet Tyra, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieindvindingen fra de øvrige felter. Af den producerede gas blev 3,51 mia. Nm^3 (61%) leveret til Dansk Naturgas A/S, mens 1,80 mia. Nm^3 (31%) blev pumpet tilbage i undergrunden på Gorm og Tyra.

Fig. 3.1 Produktion og forbrug af olie og naturgas 1982-1991



*) Ikke ilandført gasproduktion

1991-produktionen af olie og gas inkl. egetforbrug på platformene kan opgøres til ialt 10,7 mio. t.o.e. (tons olieækvivalenter), hvilket er 21% mere end i 1990.

Det samlede danske energiforbrug i 1991 udgjorde 19,4 mio. t.o.e, mens forbruget af olieprodukter og naturgas udgjorde 10,5 mio. t.o.e. Selvforsyningsgraden for kulbrinteprodukter (olie + gas) var i 1991 således 103% mod 89% i 1990.

Samtidig er selvforsyningsgraden for olie steget fra 75% i 1990 til 86% i 1991.

Olie- og gasproduktionen fra 1972 til 1991 er anført i bilag D sammen med en oversigt over den månedlige produktion for 1991. I bilag D er endvidere en oversigt over sammensætningen af det danske energiforbrug fra 1972 til 1991, en energibalance for 1991 samt en oversigt over økonomiske nøgletal for den danske olie- og gasproduktion for perioden 1972-1991.

Afbrænding af gas

En del af den producerede gas (4%) benyttes til energiforsyning på platformene i Nordsøen, mens nogenlunde den samme mængde har måttet afbrændes uden nyttiggørelse.

Til brug som brændstof blev der i 1991 benyttet 227 mio. Nm^3 gas.

Gasafbrændingen i 1991 udgjorde totalt 223 mio. Nm^3, hvoraf de 58 mio. Nm^3 bestod af svovlbrinteholdig gas fra Dagmar feltet. For gasafbrændingen fra Dagmar feltet gælder særregler i den indledende produktionsperiode, som tillader gasafbrænding ud over den fastsatte grænseværdi. Særreglerne for Dagmar er begrundet i de særlige problemer, der er med at nyttiggøre den giftige gas herfra.

For de øvrige felter er det under normal drift tilladt at afbrænde op til 0,35 mio. Nm^3 pr. dag, svarende til 128 mio. Nm^3 på årsbasis.

I 1991 er der givet en dispensation fra de gældende afbrændingsregler i forbindelse med gennemførelsen af udvidelsesprojekter af gasbehandlingsanlægget på Dan feltet.

Indvindingsforholdene i 1991

Året 1991 var et begivenhedsrigt år for udbygningen af olie- og gasproduktionen i Danmark.

To nye oliefelter, Kraka og Dagmar, blev sat i produktion, de første siden 1986. Hermed øgedes olieproduktionen med ca. 20.000 tønder pr.dag.

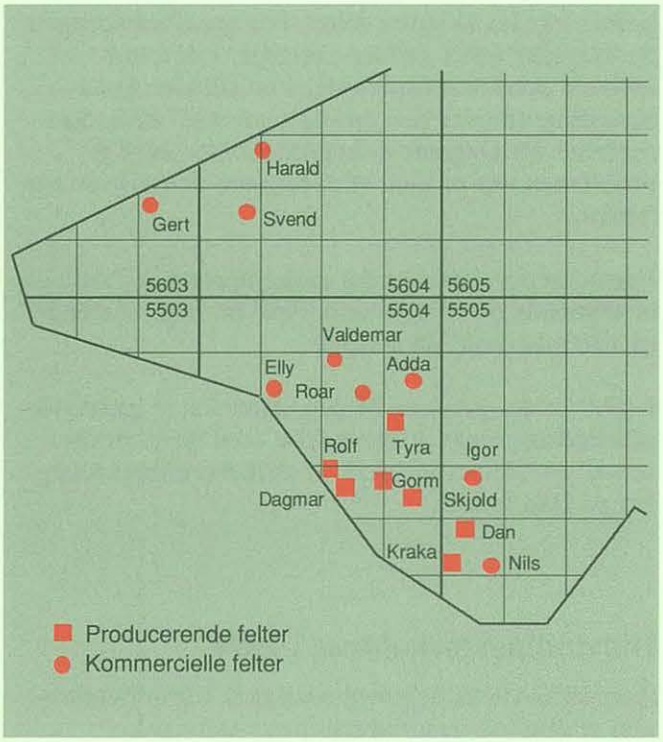
Desuden er der gennemført udbygningsprojekter på samtlige fem gamle felter.

I løbet af året er der blevet fremlagt omfattende nye udbygningsplaner for to af de eksisterende felter, Dan og Gorm, samt en plan for fremskyndet produktion for to felter i det såkaldte nordlige område, Svend og Harald.

Dan og Gorm udbygningsprojekterne indebærer begge, at der nu i stor skala gennemføres trykstøtte i reservoirerne ved vandinjektion. På begge felter er der de seneste år gennemført pilotprojekter med vandinjektion, og det er de positive resultater herfra, der nu udnyttes i de nye projekter, som begge planlægges gennemført i løbet af en 4-5 årig periode.

En ansøgning fra juni 1991 om en fremskyndelse af udbygningen af Svend og Harald felterne i den nordlige del af den danske Centralgrav blev godkendt af Energiministeriet i begyndelsen af 1992. Planen omfattede en integreret udbygning af disse felter med Valdemar. Efterfølgende har Mærsk Olie og Gas AS besluttet ikke at udnytte den godkendte revision af udbygningen, og de tre felter vil blive udbygget i overensstemmelse med den tidligere godkendelse fra 1990.

Fig. 3.2 Danske olie- og gasfelter



I forbindelse hermed vil produktionsstart fra Valdemar feltet blive udsat med et år.

Mærsk Olie og Gas AS har i februar 1992 fået tilladelse til, at idriftsættelse af gasfeltet Roar udsættes til 1. oktober 1994, et år senere end anført i 1990-godkendelsen, begrundet i afsætningsprognoserne for naturgas fra Dansk Naturgas A/S.

Bevillingshaverne har endvidere fremsendt indvindingsplaner for oliefeltet Gert og i 1992 for gasfeltet Elly samt en revideret indvindingsplan for oliefeltet Nils.

I den nye plan for indvinding fra det lille Nils felt foreslår bevillingshaverne en satellitudbygning til Dan Centret med indvinding fra en undervandsbrønd. Dette projekt vil ifølge ansøgningen erstatte det tidligere godkendte udbygningkoncept omfattende en enkel trebenet platform ligeledes forbundet til Dan Centret. Produktionen fra Nils ventes fortsat indledt omkring 1993/94.

Indvindingen fra de danske kalkfelter foretages i stigende omfang med vandrette brønde. Der er ved udgangen af 1991 24 vandrette brønde i produktion på dansk område, et antal der i de kommende år vil øges stærkt, idet udbygningen af såvel Dan, Gorm, Tyra, Svend, Valdemar og Kraka samt sandsynligvis Roar helt eller delvist vil blive baseret på denne teknik.

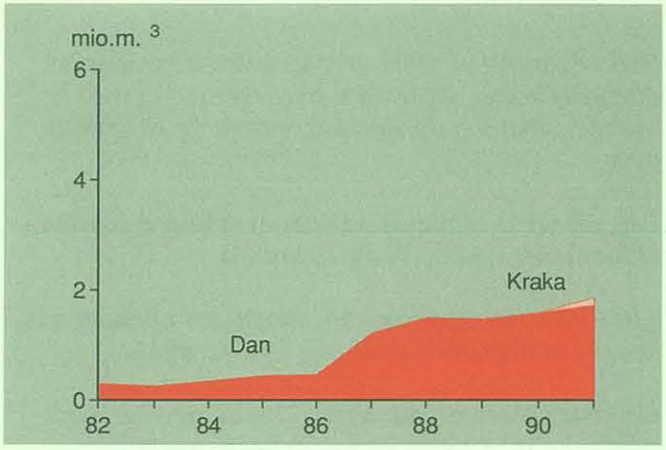
Den nyeste teknologi, som muliggør boring af lange brønde forsynet med sektionsopdelte produktionszoner har fået stor betydning for dansk olieproduktion. For en del af felternes vedkommende er disse brønde udført med mange, sandfyldte, hydrauliske opsprækninger af reservoiret. Senest er der endvidere i nogle brønde etableret indvinding fra et antal uforede brøndspor, som breder sig ud i vifteform fra den yderste ende af den forede del af de pågældende brønde.

I 1991 har operatøren Mærsk Olie og Gas AS sat rekorder med nogle af de hidtil længste vandrette boringer i verden. På Dan feltet er brønden MFA-18 således den længste brønd, der hidtil er boret med denne teknik, nemlig i alt ca. 4.300 meter fra platformen, og brønden TWB-11 på Tyra feltet er udført med den hidtil længste vandrette del med en udstrækning på over 2.500 meter gennem en tynd oliezone.

Transportkapaciteten for olie fra de danske Nordsø felter er i efteråret 1991 blevet udvidet ved ibrugtagningen af en pumpestation på den jyske vestkyst ved Filsø. Der kan herefter ved tilsætning af friktionsnedsættende stoffer ilandføres op til 190.000

tønder olie pr.dag, svarende til godt 9,5 mio. tons på årsbasis.

Fig. 3.3 Olieproduktionen fra felterne på Dan Centret 1982-1991, mio. m³



De producerende felter

De danske producerende olie- og gasfelter er grupperet omkring tre behandlingscentre, Dan-, Gorm- og Tyra Centrene. I nedenstående beskrivelse af de syv felter, der har været i produktion i 1991, er der taget udgangspunkt i denne feltgruppering.

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

Dan Centret

Centret består af felterne Dan og Kraka, som er i produktion, samt de planlagte felter Nils og Igor.

Dan

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

Feltet blev gennem 1970'erne udbygget i flere mindre trin, og i 1987 blev Dan F projektet bestående af et nyt platformskompleks med ialt 24 brønde taget i brug.

Den første vandrette brønd, der forsøgsvis blev boret i 1987, førte til, at der i perioden 1988-1991 blev gennemført en omfattende udbygning af den primære indvinding fra feltet bestående af ialt 12 vandrette brønde.

Vandinjektionsforsøget, der blev indledt i 1987 med injektion af vand i en konverteret oliebrønd omgivet af 4 traditionelle brønde, blev i 1991 suppleret med et nyt pilotforsøg, hvor der injiceres vand i 4 tidligere produktionsbrønde, der ligger omkring en vandret produktionsbrønd.

De gode resultater fra udbygningsprojektet med vandrette brønde samt fra det indledende vandinjektionsforsøg førte i oktober 1991 til, at Energiministeriet godkendte en samlet plan for den videre udbygning af Dan feltet.

Planen indebærer en fortsættelse af udbygningen af den primære indvinding gennem fortætning af brøndmønstret. Hertil vil der blive boret yderligere 18 vandrette produktionsbrønde.

Herudover etableres vandinjektion i store dele af feltet. Hertil vil der blive boret 4 vandrette og 8 konventionelle injektionsbrønde, mens 9 eksisterende produktionsbrønde vil blive konverteret til injektionsbrønde.

Med gennemførelsen af den beskrevne udbygning vil der blive indhentet det nødvendige erfaringsgrundlag for en senere udbredelse af den sekundære olieindvinding til de resterende dele af feltet, herunder især området under gaskappen samt feltets sydlige flanke.

Udbygningsprojektet vil kræve en betydelig udvidelse af installationerne på feltet, og det er planen at installere 2 nye platforme i tilknytning til Dan F komplekset: En ny gasafbrændingsplatform (FD) samt en ny brøndhovedplatform (FE) med plads til i alt 7 nye brønde. Begge platforme vil blive af STAR typen. FE-platformen vil blive forbundet til Dan FA platformen med en såkaldt "procesbro", hvor det ny udstyr til behandling og pumpning af injektionsvand vil blive placeret.

I løbet af året 1991 blev 6 nye vandrette brønde sat i produktion på Dan feltet. Der er endvidere godkendt reinjektion af produktionsvand i en tidligere produktionsbrønd, så der ved årets udgang blev injiceret vand i 6 brønde på Dan feltet.

I forbindelse med den løbende udbygning af feltet er kapaciteten af gasbehandlingsanlægget på Dan FC blevet udvidet til 150 MMscfd. Endvidere er der blevet installeret vandbehandlingsfaciteter (kapacitet 30.000 tønder vand pr. dag) på broforbindelsen mellem FB og FC platformene på Dan F til afløsning af det midlertidige anlæg anvendt under det indledende pilotforsøg.

Til brug for det nye pilotforsøg er der blevet lagt en rørledning for injektionsvand mellem Dan F komplekset og Dan E platformen.

Ved udgangen af 1991 produceredes fra 5 indvindingsplatforme, A, D og E hver oprindelig med 6 brønde, samt FA og FB med oprindelig 12 brønde hver.

FA, FB og D er blevet udvidet til at kunne rumme i alt henholdsvis 25, 24 og 10 brønde.

Efter behandling på Dan FC ilandføres olien og gassen via henholdsvis Gorm og Tyra Centrene.

Dan har i 1991 produceret 1,72 mio. m^3 olie mod 1,58 mio. m^3 i 1990. Gasproduktionen udgjorde 0,88 mia. Nm^3.

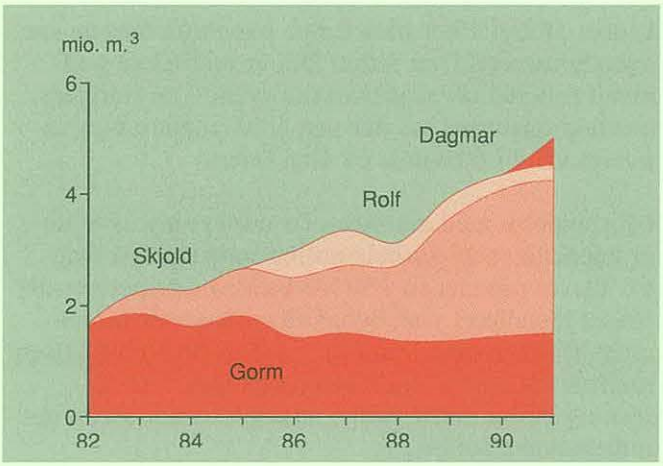
Kraka

Kraka er et oliefelt, der ligger ca. 7 km sydvest for Dan i Det Sammenhængende Område. Feltet er udbygget med en STAR platform som satellit til Dan feltet.

Olieproduktionen fra feltet blev indledt i marts 1991 fra to vandrette brønde. Den gennemførte udbygning repræsenterer første trin i den indvindingsplan, som i 1988 blev godkendt af Energiministeriet.

Efter afslutningen af en prøveproduktionsperiode på seks måneder blev der i september 1991 fremsendt en vurderingsrapport til Energistyrelsen, hvor det foreslås, at potentialet i den sydlige del af feltet bliver vurderet gennem boring af en vandret brønd.

Fig. 3.4 Olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret 1982-1991, mio.m^3



De vanskelige indvindingsforhold, som dels er begrundet i dårlig reservoirkvalitet med lav permeabilitet og dels i problemer med at hindre gas og vand i at trænge frem til brøndene, medfører, at bevillingshaverne anlægger en forsigtig udbygningspolitik på Kraka feltet, hvor erfaringerne fra hvert enkelt udbygningstrin efterfølgende bliver vurderet med henblik på udformningen af de følgende.

Der vil efter yderligere 12 måneders produktion blive taget stilling til en eventuel gennemførelse af det sidste udbygningstrin i denne indledende fase af Kraka feltets udbygning. Dette trin omfatter bl.a. etablering af flere brønde.

Der er i 1991 indvundet 0,14 mio. m^3 olie på Kraka.

Den samlede gasproduktion fra felterne på Dan Centret udgjorde i 1991 0,94 mia. Nm^3, hvoraf 0,82 mio. Nm^3 blev ilandført via Tyra Centret. Resten af gassen er blevet anvendt som brændstof på platformene eller er blevet afbrændt.

Gorm Centret

Centret består af Gorm feltet samt de omliggende satellitfelter Skjold, Rolf og Dagmar, som alle er i produktion.

Gorm

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

I perioden 1989/90 er der i udvalgte dele af feltet blevet indledt sekundær olieindvinding gennem etablering af vandinjektion. Disse pilotprojekter skulle danne grundlag for en senere udarbejdelse af en samlet plan for etablering af vandinjektion i hele feltet.

I december 1991 indsendte DUC en samlet plan for den videre udbygning af Gorm feltet baseret på sekundær olieindvinding ved vandinjektion. Planen indebærer boring af op til 21 nye brønde. Herudover planlægges konvertering af 9 eksisterende brønde til vandinjektion.

En del af de nye brønde er planlagt som vandrette brønde; dette gælder såvel produktions- som injektionsbrønde.

Bevillingshavernes overordnede strategi for den videre udbygning af feltet omfatter etablering af øget vandinjektion samt ophør af gasinjektionen samtidig med, at antallet af produktionsbrønde øges, især på toppen af strukturen.

Hele projektet foreslås gennemført over en 5 årig periode fra 1992.

Alle nødvendige anlægsudvidelser, som følger af den foreliggende plan vil blive placeret på den nye Gorm F platform. Der vil således blive installeret et nyt dæk på platformen, og for at skaffe plads til de nye brønde vil de eksisterende 2 "caissoner" med plads til i alt 8 brønde, blive suppleret med 2 ny og større "caissoner" med plads til i alt 16 brønde. Gorm F vil herefter kunne rumme 24 brønde.

Gorm F platformen, som således allerede står over for en omfattende udvidelse, blev taget i brug i juni 1991. Dette medførte en betydelig aflastning af behandlingsanlægget på Gorm C, idet stabiliseringsanlægget her nu ikke længere skal håndtere produktionen fra satellitfelterne Skjold og Rolf.

Endvidere har færdiggørelsen af platformen betydet, at man har kunnet fjerne det midlertidige vandbehandlingsanlæg på den ombyggede boreplatform ved Skjold platformen.

Gorm feltet har i 1991 produceret 1,50 mio. m^3 olie, hvilket er 4% mere end i 1990.

Skjold

Skjold er et oliefelt, som ligger 10 km sydøst for Gorm. Feltet er udbygget som satellit til Gorm.

Indvindingen blev indledt i 1982 og i 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret. Ved årsskiftet 1991/92 foregår produktionen fra fire brønde, mens der injiceres vand i seks.

Antallet af brønde er i løbet af 1991 blevet udvidet med tre, omfattende en produktionsbrønd og to vandinjektionsbrønde.

Det tilstræbes gennem den løbende udbygning af Skjold feltet at fortrænge olien i hele reservoiret gennem en gradvis "oversvømning" af hele feltet op til toppen af reservoiret, hvorfra der produceres.

Den fremtidige indvinding forventes at foregå fra et øget antal produktionsbrønde på toppen af strukturen under øget vandinjektion på flankerne af feltet.

I 1991 er der konstateret vandgennembrud i to af produktionsbrøndene på Skjold feltet. Vandindholdet i produktionen er imidlertid så ubetydeligt, at niveauet for feltets produktion har kunnet fastholdes.

Som omtalt ovenfor er der i juni 1991 blevet taget nye behandlingsanlæg i brug på Gorm F platformen for olien fra Gorm Centrets satellitfelter. Gasproduktionen fra Skjold og Rolf felterne bliver fra anlægget på Gorm F ført til gasbehandlingsfaciliteterne på Gorm C for viderebehandling.

Skjold har i 1991 produceret 2,73 mio. m^3 olie, hvilket er 4% mere end i 1990.

Rolf

Rolf er et oliefelt, der ligger 15 km vest for Gorm feltet. Feltet blev i 1986 udbygget som et satellitfelt til Gorm med indvinding fra én brønd.

Fra juni 1991 blev Rolf produktionen behandlet sammen med Skjold produktionen på det ny procesanlæg på Gorm F.

I maj 1991 er der blevet sat endnu en brønd i produktion på feltet. Indvindingen i den oprindelige produktionsbrønd blev samtidigt suppleret med indvinding fra dolomitreservoiret under kalken.

Feltets produktion har fra 1987 i stigende omfang indeholdt vand.

I 1991 er denne stigning fortsat i moderat tempo, så omkring halvdelen af produktionen nu udgøres af vand.

Feltet producerede i 1991 0,29 mio. m^3 olie, hvilket er 8% mere end i 1990.

Dagmar

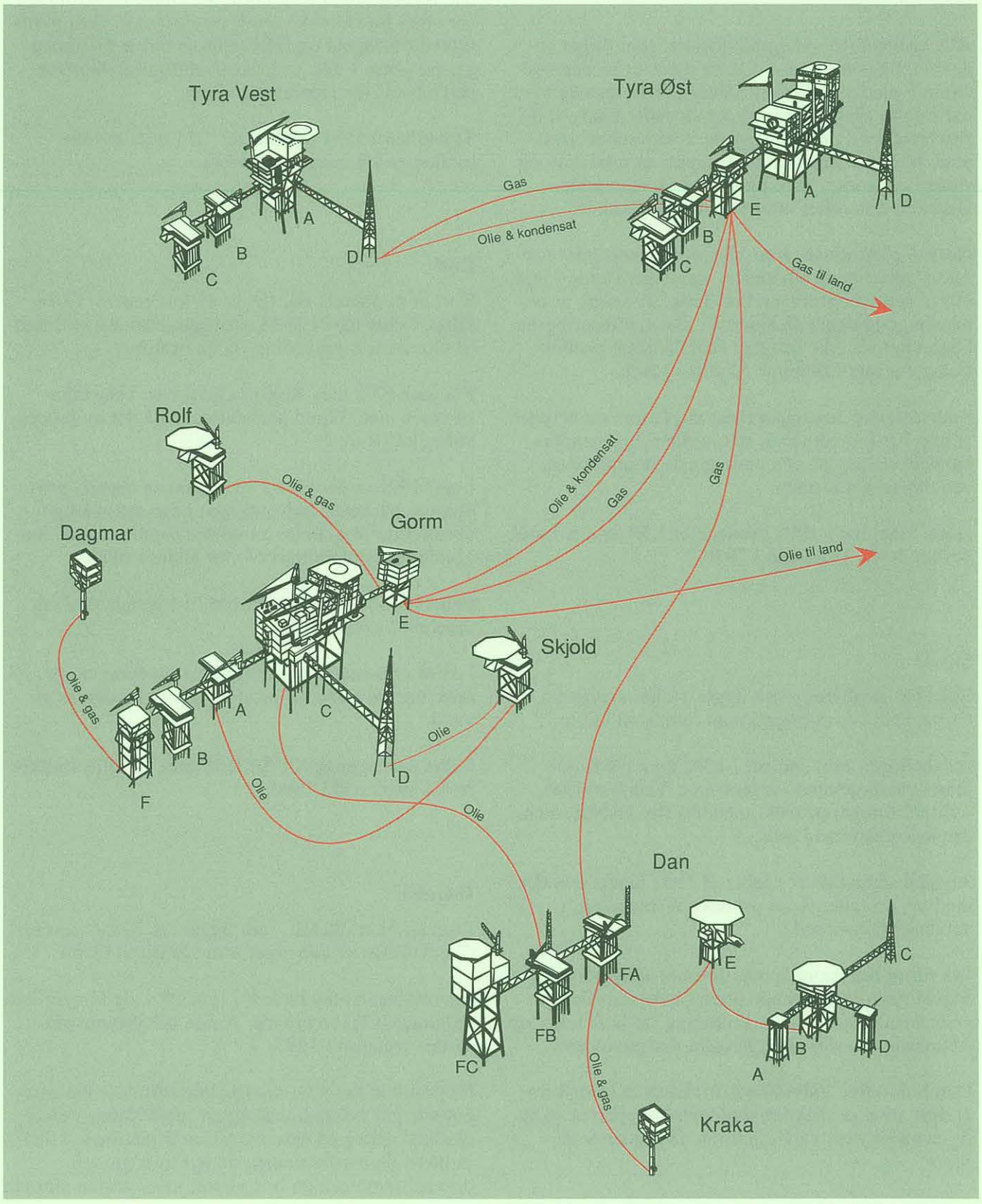
Dagmar er et oliefelt, som ligger ca. 10 km vest for Gorm. Feltet er udbygget som satellit til Gorm.

Indvindingen blev indledt i juni 1991 og foregår indledningsvis fra to brønde. Næste udbygningstrin ventes igangsat i 1993.

På grund af det høje svovlbrinteindhold i den associerede gas behandles Dagmar produktionen på et særskilt anlæg på den nye Gorm F platform. I den indledende produktionsperiode bliver gassen delvist udnyttet som brændstof, mens resten afbrændes.

Den geologiske usikkerhed på feltet er betydelig. Det er således sandsynligt, at feltet indeholder flere adskilte reservoirer.

Fig. 3.5 Produktionsanlæggene i Nordsøen



Energistyrelsen har i februar 1992 godkendt, at der udføres en vurderingsbrønd i feltets vestlige del.

På grund af vanskelige boreforhold er det ikke muligt at nå hele reservoiret fra den eksisterende platform. Eventuel produktion fra den nye brønd vil således kræve undervandsplaceret udstyr eller en selvstændig platform.

Dagmar feltet har i 1991 produceret 0,48 mio. m^3 olie. Gasproduktionen udgjorde 65 mio. Nm^3, hvoraf 58 mio. Nm^3 er blevet afbrændt uden nyttiggørelse.

På felterne tilknyttet Gorm Centret er der, når undtages Dagmar feltet, i alt blevet produceret 1,09 mia. Nm3 gas. Heraf er 215 mio. Nm^3 gas blevet leveret til Dansk Naturgas A/S via Tyra Centret, mens 735 mio. Nm3 er blevet reinjiceret i Gorm feltet.

Tyra Centret

Centret består af Tyra feltet, som på nuværende tidspunkt er det eneste felt, der er i produktion, samt de planlagte satellitfelter Roar, Adda og Valdemar samt endelig det nye Elly felt.

Tyra

Tyra er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone. Feltet ligger 15 km nordvest for Gorm. Indvindingen blev indledt i 1984. Fra 1987 er en del af den producerede gas blevet reinjiceret i reservoiret for at udnytte overskydende produktionskapacitet til at øge kondensatindvindingen.

Feltets oliezone, som oprindeligt blev anset for kun at have marginal interesse, har under det igangværende undersøgelsesprogram vist sig at have større potentiale for olieindvinding end tidligere antaget.

Især anvendelse af lange, vandrette brønde med sektionering af produktionsrøret, har vist sig at give meget opmuntrende resultater.

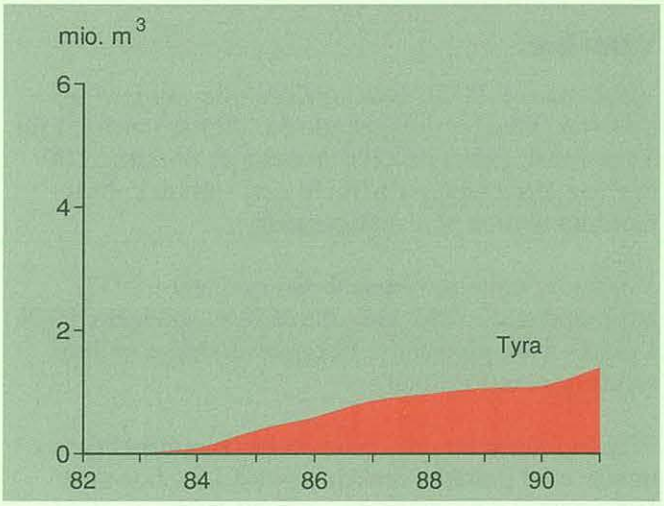
Allerede i 1990 blev to vandrette oliebrønde sat i produktion på Tyra feltet. Heraf var den ene brønd udstyret med det nye sektionerede produktionsrør. Begge brønde gav bevis for, at der med vandrette brønde kan opnås gode resultater i Tyra feltets oliereservoir, og viste endvidere, at den nye produktionsteknik indebærer store fordele.

I februar 1991 godkendte Energistyrelsen, at det igangværende undersøgelsesprogram blev udvidet til at omfatte nye områder af feltet gennem boring af 3 lange vandrette brønde.

Samtidig forlængedes fristen for indsendelse af en vurderingsrapport omfattende en plan for den videre udbygning af Tyra feltet til 30. september 1992.

De foreløbige resultater fra brøndene er opmuntrende, og Energistyrelsen har efterfølgende godkendt, at undersøgelsesprogrammet suppleres med endnu en vandret brønd.

Fig. 3.6 Olie- og kondensatproduktionen på Tyra Centret 1984-1991, mio. m^3



Udførelse af vandrette brønde har øget mulighederne for udnyttelse af Tyra feltets oliezone, og indvindingen fra oliezonen forventes intensiveret de kommende år.

I et forsøg på at afgrænse Tyra feltet mod sydøst blev der i 1991 boret en vurderingsbrønd, E-5 ca. 8 km sydøst for Tyra Øst komplekset. Boringen viste, at dele af de sydøstlige flankeområder på Tyra strukturen kan udgøre en separat kulbrinteforekomst. Mærsk Olie og Gas AS har som omtalt under *Efterforskning* fremsendt en fundrapport for den pågældende forekomst, Sydøst Tyra til Energistyrelsens godkendelse indeholdende et program for det videre vurderingsarbejde.

Der er i 1991 indvundet 3,67 mia. Nm^3 gas på Tyra, hvoraf 1,07 mia. Nm^3 er blevet reinjiceret. Gasproduktionen er således steget 11% i forhold til 1990.

Den samlede olie-og kondensatproduktion udgjorde i 1991 1,39 mio. m^3 mod 1,08 mio. m^3 i 1990, hvilket er en stigning på 28%. En væsentlig del af denne stigning kan tilskrives den stærkt øgede olieproduktion fra feltet. Olieproduktionen kan opgøres til 0,65 mio. m^3, hvilket bringer den samlede indvinding fra oliezonen op på 1,73 mio. m^3.

Felter under udbygning

Valdemar

Valdemar består af flere adskilte olie- og gasforekomster. Feltet er beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra feltet. Feltet dækker et areal på omkring 200 km^2 og repræsenterer hermed den største kulbrinteakkumulation på dansk område.

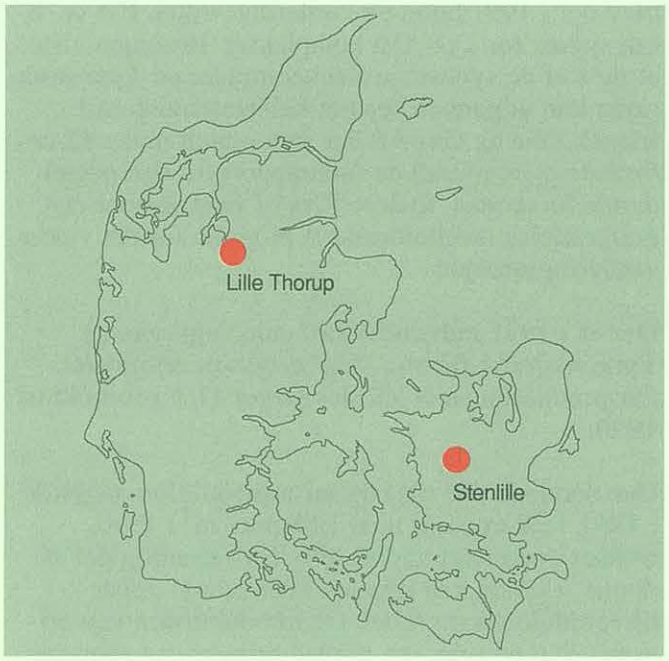
Valdemar omfatter fundene Bo opdaget i 1977, Boje opdaget i 1982 samt Nord Jens opdaget i 1985. I marts 1988 godkendte Energiministeriet en indvindingsplan for feltet.

Planen indebærer en trinsvis feltudbygning begyndende med området omkring Nord Jens boringen. Indvindingen fra op til 4 vandrette boringer skulle efter den oprindelige plan være indledt 1. oktober 1991.

Imidlertid var indvinding fra det ekstremt lavpermeable Barremienreservoir vanskeligere end forudset, og erfaringerne fra de første to brønde udført i 1989/90 førte til en ændring af de indledende trin af udbygningsplanen, som blev godkendt af Energiministeriet 13. juli 1990. Denne plan indebar bl.a. produktionstart fra 3 vandrette brønde i december 1992.

Hertil vil der blive opstillet en STAR-platform på feltet, som vil blive forbundet med behandlingsanlægget på Tyra Øst.

Fig. 3.7 Naturgaslagrene



I juni 1991 fremsendte Mærsk Olie og Gas AS en plan for fremskyndet produktion fra de nordlige felter Harald og Svend. Udbygningen af disse felter blev sammenkædet med udbygningen af Valdemar feltet. Af hensyn til tidsplanen for gennemførelse af dette projekt godkendte Energiministeriet efter ansøgning, at tidspunktet for produktionsstart fra Valdemar feltet blev udskudt med et år til senest 1. januar 1994.

Øvrige felter

I bilag E findes en oversigt med nøgletal for de felter, hvor der foreligger indvindingsplaner.

For yderligere oplysninger henvises til tidligere udgaver af Energistyrelsens rapport over efterforskning og produktion af olie og gas i Danmark.

Naturgaslagre

Da naturgasmarkedet i Nordtyskland og det tidligere Østtyskland er stigende, forventer Dansk Naturgas A/S ikke at kunne modtage så store leverancer fra Tyskland i en eventuel nødssituation, som tidligere påregnet. Derfor har Dansk Naturgas A/S den 6. december 1991 fået Energiministeriets tilladelse til at udvide naturgaslageret i Ll. Torup med en syvende kaverne. Kavernens arbejdsvolumen er planlagt til 60 mio. Nm^3, og denne skal være klar til ibrugtagning i 1996. De eksisterende seks kaverner i Ll. Torup har et samlet arbejdsvolumen på 300 mio. Nm^3.

På Dansk Naturgas A/S' andet naturgaslager, der er under etablering i en vandfyldt sandstensstruktur ved Stenlille, skrider arbejdet planmæssigt frem. Der er således pr. 31. december 1991 udført ialt 8 boringer samt injiceret 114 mio. Nm^3 naturgas i lageret.

Lageret etableres med 2 udtrækstog med en samlet udtrækskapacitet på 7,2 mio. Nm^3/døgn samt 1 til 2 gasinjektionstog med en kapacitet på hver 1,2 mio. Nm^3/døgn.

Såfremt der i en nødsituation vil være behov for leverance af gas ud over de mængder, der kan leveres fra Ll. Torup, vil der ultimo 1993 kunne leveres op til 90 mio. Nm^3 fra lageret i Stenlille.

I henhold til gældende planer for lageropbygning vil Dansk Naturgas A/S ultimo 1994 råde over lageranlæg med et samlet arbejdsvolumen på op til 450 mio. Nm^3.

Reserveopgørelse

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

Energistyrelsens opgørelse pr. 1. januar 1992 viser en stigning i olie- og gasreserverne på henholdsvis 22 og 17%. Selv om olieproduktionen i 1991 har været større end noget tidligere år, vurderes de samlede oliereserver at være større end nogensinde. En olieproduktion på 1991 niveau vil kunne opretholdes i de næste 27 år, mod 21 år baseret på sidste års reservevurdering.

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

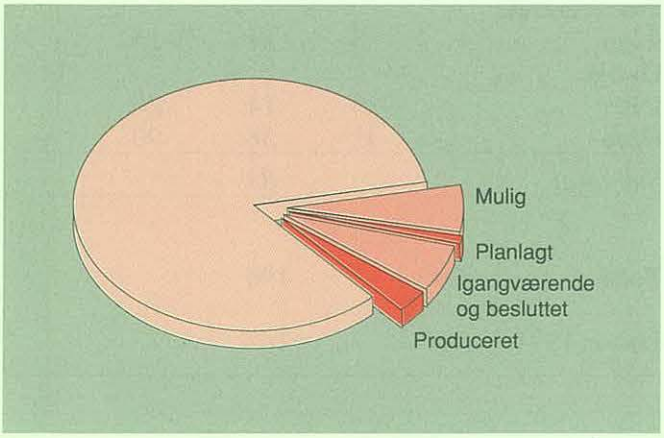
I reserveopgørelsen medregnes ligesom tidligere kun reserver i anborede strukturer på dansk område, hvor der er påvist kulbrinter.

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, bestående af tre værdier: Lav, forventet og høj, som udtrykker et interval for det pågældende felts olie- og gasreserver.

Kun en del af den olie og gas, som er tilstede i et reservoir kan produceres. Den del af de tilstedeværende mængder, der kan produceres i hele feltets levetid, betegnes som den endelige indvinding. Forskellen mellem den endelige indvinding og den mængde, der er produceret på et givet tidspunkt, udgør således reserven. Kategoriseringen af reservegrundlaget er illustreret i figur 4.1, hvor den relative størrelse af de enkelte kategorier svarer til den respektive olie- og kondensatindvinding.

Fig. 4.1 Reservekategorier



Reservekategorier

De projekter, som er i gang eller som operatøren har fremsendt planer for, kategoriseres som igangværende indvinding, besluttet indvinding og planlagt indvinding.

Energistyrelsen opgør de indvindelige mængder for projekter, hvor operatøren ikke har fremlagt konkrete planer for myndighederne, under mulig indvinding.

Indvindingskategorierne defineres i det følgende.

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

Besluttet indvinding
Hvis der foreligger en af Energiministeriet godkendt indvindingsplan samtidig med, at produktion endnu ikke er påbegyndt, klassificeres de tilhørende reserver som besluttet indvinding.

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

Planlagt indvinding
Planlagt indvinding omfatter projekter, som er beskrevet i en indvindingsplan, der er under behandling af myndighederne.

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

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

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

Reservegrundlag pr. 1. januar 1992

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

Tabel 4.1 Reserver pr. 1. januar 1992

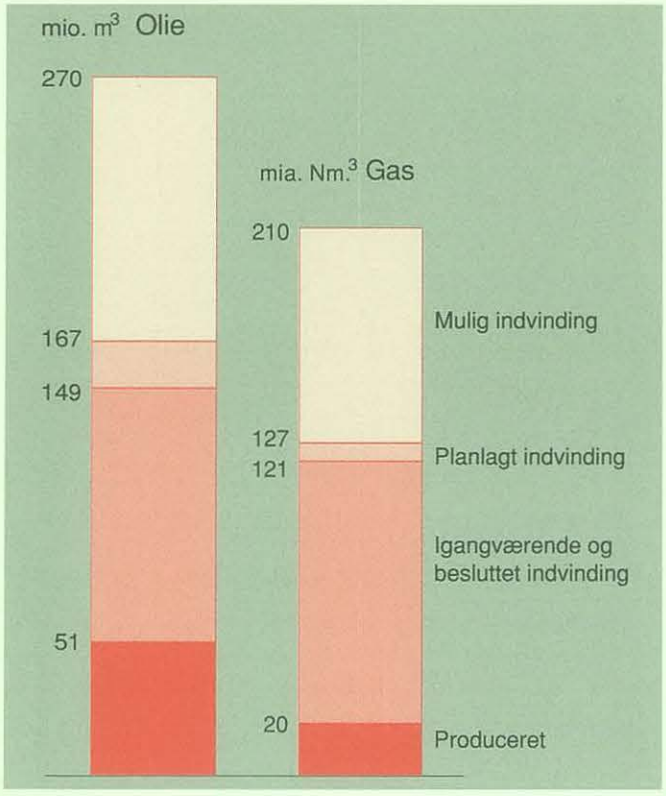
	Olie- og kondensat, mio. m^3				Gas, mia. Nm^3			
	Produ-ceret	Lav	Forv.	Høj	Netto-produ-ceret	Lav	Forv.	Høj
Igangværende og besluttet indvinding								
Dan	12	28	42	55	5	12	18	23
Kraka	<1	1	2	3	<1	<1	1	1
Nils	-	<1	<1	1	-	<1	<1	<1
Igor	-	<1	<1	<1	-	1	2	3
Gorm	16	7	13	18	<1	3	5	7
Skjold	13	7	15	28	1	1	1	2
Rolf	3	1	2	3	<1	<1	<1	<1
Dagmar	1	<1	1	2	<1	<1	<1	<1
Tyra	6	5	7	9	14	23	33	42
Valdemar	-	<1	1	2	-	<1	1	1
Roar	-	2	2	3	-	9	12	17
Adda	-	<1	1	2	-	1	1	2
Harald	-	4	5	7	-	20	25	31
Svend	-	4	7	10	-	1	2	3
Sub total	*51*		*98*		*20*		*101*	
Planlagt indvinding								
Kraka	-	1	2	2	-	<1	1	1
Gorm	-	9	11	14	-	1	1	2
Dagmar	-	1	2	4	-	<1	<1	<1
Valdemar	-	<1	1	2	-	<1	1	1
Elly	-	<1	<1	1	-	1	3	5
Gert	-	1	2	3	-	<1	<1	<1
Sub total			*18*				*6*	
Mulig indvinding								
Producerende felter	-	33	50	66	-	5	11	15
Øvrige felter	-	6	14	24	-	5	14	26
Fund	-	18	39	64	-	31	58	90
Sub total			*103*				*83*	
Total	51		219		20		190	
Januar 1991	43		179		16		162	

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 samlede reservepotentiale for et stort antal felter bør derfor baseres på de forventede skøn.

Det fremgår af fig. 4.2, at den samlede forventede olie- og kondensatindvinding udgør mellem 167 og 270 mio. m^3. Reserverne for planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figuren, at den forventede gasindvinding udgør mellem 127 og 210 mia. Nm^3. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mængder, som kan markedsføres som naturgas, idet differensen udgøres af et bidrag på ca. 10%, som må påregnes afbrændt eller anvendt til brændstof på platformene.

Fig. 4.2 Olie- og gasreserver



I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse i januar 1991 er der foretaget en række ændringer. Dette skyldes bl.a., at der er godkendt eller planlagt yderligere udbygning på felterne Dan og Gorm.

Desuden skønnes der at være et markant større indvindingspotentiale inden for kategorien mulig indvinding end sidste år.

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

Igangværende og besluttet indvinding

I 1991 blev der på Dan feltet godkendt en større udbygning baseret på vandinjektion, hvilket medfører en opskrivning af oliereserverne til 42 mio. m3.

Produktionen fra Skjold feltet sker nu med et begyndende vandindhold, og indvindingen er derfor blevet nedskrevet med 2 mio. m^3.

På grundlag af en ny reservoirteknisk vurdering er oliereserverne på Valdemar feltet nedskrevet med 3 mio. m^3.

Planlagt indvinding

For Gorm feltet er der planlagt en videreudbygning med vandinjektion, som medfører en forøgelse af oliereserverne på 11 mio. m^3.

Oliereserverne på Valdemar feltet er markant nedskrevet på grund af en revurdering af de reservoirtekniske forhold.

På grundlag af en ny geologisk vurdering er oliereserverne på Gert feltet nedskrevet med 4 mio. m3.

Reserverne på Elly er uændret i forhold til sidste år. Oplysningerne fra den seneste vurderingsboring indgår ikke i opgørelsen.

Mulig indvinding

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

På grundlag af reservoirberegninger og overordnede skøn for investeringer, driftsomkostninger og udvikling af olieprisen vurderes det, at der må forventes at kunne indvindes betydelige yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i de *producerende felter*, herunder Dan og Gorm.

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale fra oliezonen på Tyra feltet, og der er endvidere medtaget et bidrag svarende til en forøget dræning af gassen i randzonen.

Et væsentligt bidrag til mulig indvinding fra *øvrige felter* er yderligere reserver i den tætte Barremienkalk i Valdemar og Adda felterne.

Endelig er der medtaget en række fund, som er under vurdering, eller som er erklæret ikke kommercielle.

Indvinding ved EOR-metoder

Indvindingen af olie og kondensat inden for de fire nævnte reservekategorier svarer til ca. 16% af de tilstedeværende mængder i de danske felter, mens indvindingen af olie fra de 7 producerende felter udgør ca. 22% af de tilstedeværende mængder i disse felter.

De fleste danske oliefelter er kendetegnet ved vanskelige geologiske forhold, som indebærer, at hovedparten af olien er bundet af kapillære kræfter.

Forbedring af indvindingen ved anvendelse af EOR-metoder (enhanced oil recovery) er under stadig udvikling og omfatter bl.a. injektion af kemikalier og gasarter, som reducerer overfladespændingen mellem bjergart og olie.

I disse år udføres laboratorieforsøg i Danmark med kemikalier (sæbestoffer) som tilsætning til injektionsvand. Forsøgene udføres under samme tryk- og temperaturforhold som i reservoirerne.

Laboratoriearbejdet er ikke afsluttet, og det er derfor for tidligt at konkludere, om kemikalietilsætning kan øge indvindingen under kommercielle vilkår.

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

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

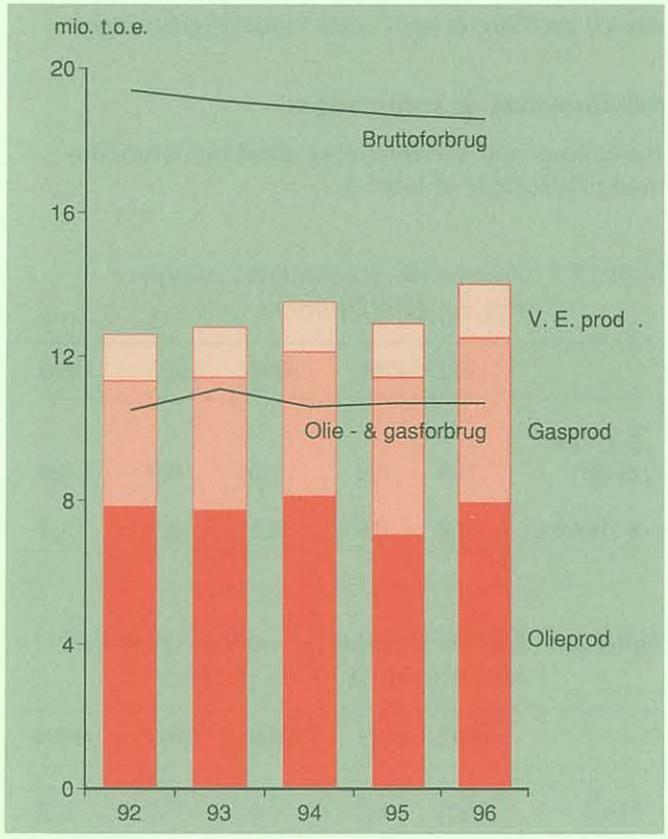
Endvidere bringes Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år.

5 års prognose

5 års prognosen er baseret på samme systematik som reserveopgørelsen og medtager kun projekter til og med kategorien planlagt indvinding. I prognosen er det forudsat, at produktionen skal kunne behandles på eksisterende behandlingsanlæg eller planlagte udvidelser af disse. Endvidere skal produktionen kunne transporteres inden for de eksisterende rørledningers kapacitet.

Prognosen for naturgas omfatter den gasproduktion, der forventes leveret til Dansk Naturgas A/S.

Fig. 5.1 Energiforbrug og produktion 1992-1996



Tabel 5.1 Olie- og kondensatproduktion, mio. m³

	1992	1993	1994	1995	1996
Igangværende og besluttet indvinding					
Dan	2,4	3,0	3,1	2,7	2,4
Kraka	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2
Nils	-	-	0,4	0,1	-
Gorm	1,5	1,3	1,0	0,9	0,9
Skjold	2,4	1,9	1,5	1,3	1,1
Rolf	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
Dagmar	0,5	0,2	0,1	0,1	-
Tyra	1,7	1,4	1,1	0,8	0,6
Valdemar	-	-	0,5	0,2	0,1
Roar	-	-	0,1	0,4	0,3
I alt	*9,0*	*8,3*	*8,3*	*6,9*	*5,9*
Planlagt indvinding	0,1	0,7	1,1	1,3	2,3
Forventet produktion	*9,1*	*9,0*	*9,5*	*8,2*	*8,2*

Som det fremgår af tabel 5.1 forventes olieproduktionen at nå op på 9,5 mio. m³ i 1994. Selvforsyningsgraden for olie alene vil da være omkring 100%. Produktionen vil herefter aftage for det planlagte forløb.

I forhold til den prognose, der blev bragt i Energistyrelsens rapport foråret 1991, er der tale om en opskrivning af forventningerne for 1993 og 1994. For kategorien igangværende og besluttet indvinding forventes en betydelig forøgelse af produktionen fra Dan feltet som følge af en omfattende udbygning baseret på vandinjektion.

Tabel 5.2 Afsætning af naturgas, mia. Nm³

	1992	1993	1994	1995	1996
Dan Center	0,8	1,1	1,2	1,1	1,0
Gorm Center	0,3	0,8	0,8	0,7	0,9
Tyra Center	2,4	1,9	2,1	2,7	2,8
Forventet afsætning	3,5	3,8	4,1	4,5	4,7

For Gorm feltet er der foretaget en mindre opskrivning på grund af positive produktionserfaringer. På Tyra feltet skyldes stigningen, at der opnås yderligere produktion fra brønde i feltets oliezone, som tidligere hørte til kategorien planlagt indvinding.

Produktionen fra Skjold feltet sker med et begyndende vandindhold. Der er derfor foretaget en mindre nedskrivning af forventningerne til produktionen.

Kategorien planlagt indvinding omfatter yderligere udbygning af Gorm, Dagmar og Valdemar.

Produktionen af naturgas er i tabel 5.2 fordelt på de tre behandlingscentre.

De forventede investeringer og driftsomkostninger fremgår af tabellerne 5.3 og 5.4. Det fremgår, at der i de kommende år vil blive tale om omfattende investeringer. Især den besluttede udbygning af Dan feltet med vandinjektion og et planlagt projekt for yderligere udbygning af Gorm feltet indebærer betydelige investeringer. De forventede investeringer for perioden andrager i alt 11,5 mia. kr.

Tabel 5.3 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr. (1992-priser)

	1992	1993	1994	1995	1996
Igangværende og besluttet indvinding					
Dan	0,9	1,4	1,0	0,4	0,1
Kraka	0,2	-	0,2	-	
Nils	-	0,3	-	-	
Gorm	-	-	-	-	
Skjold	-	-	-	-	
Rolf	-	-	-	-	
Dagmar	-	-	-	-	
Tyra	0,1	-	-	-	
Valdemar	0,1	0,4	-	-	
Roar	-	0,2	0,5	-	
Harald	-	-	-	-	1,1
I alt	*1,3*	*2,3*	*1,7*	*0,4*	*1,2*
Planlagt indvinding	0,6	1,1	0,8	1,1	0,9
Forventede investeringer	*1,9*	*3,4*	*2,6*	*1,5*	*2,1*

Tabel 5.4 Driftsomkostninger, mia. kr. (1992-priser)

	1992	1993	1994	1995	1996
Igangværende og besluttet indvinding					
Dan	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
Kraka	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nils	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gorm	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Skjold	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Rolf	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tyra	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Valdemar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Roar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
I alt	*1,1*	*1,2*	*1,3*	*1,3*	*1,3*
Planlagt indvinding	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Forventede driftsomk.	*1,2*	*1,3*	*1,3*	*1,3*	*1,3*

Efterforsknings- og vurderingsomkostningerne, der er anført i tabel 5.6, er justeret op bl.a. som følge af den vellykkede efterforskningsindsats i 1990-1991, der vil medføre et øget antal vurderingsboringer.

Selvforsyning og valutaudgift

Beregningen af selvforsyningsgrad og nettovalutaudgift fremgår af tabel 5.7.

Tabel 5.5 Transportomkostninger, olierøret, mia. kr. (1992-priser)

	1992	1993	1994	1995	1996
$ 23-29/ tønde	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9
$ 20/tønde	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7

Tabel 5.6 Efterforsknings- og vurderingsomkostninger, mia. kr. (1992-priser)

	1992	1993	1994	1995	1996
Total	0,9	0,4	0,3	0,2	0,2

Tabel 5.7 Selvforsyningsgrad og valutaudgift til energiimport 1992-1996

	1992	1993	1994	1995	1996
Produktion					
Råolie mio. m^3	9.1	9.0	9.5	8.2	8.2
Naturgas mio. Nm^3	3.5	3.8	4.1	4.5	4.7
Energiforbrug I alt PJ	811	802	793	784	778
Selvforsyningsgrad i %					
A)	108	109	115	107	109
B)	59	61	65	62	63
C)	66	68	73	69	72
Nettovaluta-udgift til energiimport, mia. kr.					
($ 23-29)	5.1	5.1	4.3	5.6	5.4
($ 20)	4.5	4.3	3.5	4.3	4.1
Råoliepris US$/tønde f.o.b.					
$ 23-29	23	26	28	29	29
$ 20	20	20	20	20	20
Dollarkurs kr./US$	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00

A) Produktion af olie og naturgas i forhold til forbruget af olie og naturgas
B) Produktion af olie og naturgas i forhold til det samlede energiforbrug
C) Produktion af olie og naturgas samt vedvarende energi i forhold til det samlede energiforbrug

Det bemærkes, at selvforsyningsgraden for olie- og naturgas under ét vil være over 100% i den kommende periode, og at selvforsyningsgraden for al energi vil ligge omkring 70%. Ved beregningen af de tre forskellige opgørelser af selvforsyningsgraden er følgende metoder fulgt. Den forventede produktion af kulbrinter sammenholdes med det forventede indenlandske forbrug heraf (A) og med det samlede energiforbrug (B). Endelig beregnes også selvforsyningsgraden (C) for den samlede indenlandske energiproduktion - incl. vedvarende energi - i forhold til det samlede energiforbrug. Beregningen af nettovalutaudgiften er baseret på de angivne forudsætninger om råolieprisen. Nettovalutaudgiften er beregnet med to sæt prisforudsætninger for at illustrere følsomheden i forhold til denne kritiske parameter.

Nettovalutaudgiften er beregnet som den umiddelbare efffekt på energivaredelen af handelsbalancen. Energivaredelen omfatter samtlige energiformer. Der ses i denne beregning bort fra importdelen i forbindelse med produktionsanlæggenes etablering samt overførsel af udbytter mv. til udlandet.

Energiforbrug og -produktion fremgår af figur 5.1, hvor enheden mio. t.o.e. anvendes for sammenligneligheds skyld.

20 års prognose

20 års prognosen er baseret på 5 årsprognosens systematik og er således også udarbejdet på grundlag af reserveopgørelsen. I forhold til 5 årsprognosen medregnes også produktionen under kategorien mulig indvinding.

Råolie- og naturgasproduktion

Figur 5.2 angiver tre forløb for råolie- og kondensatproduktionen.

Produktionen svarende til igangværende og besluttet indvinding falder frem mod slutningen af 1990'erne for derefter at stige. Denne stigning skyldes især indfasningen af felterne Harald og Svend i det nordlige område.

Den planlagte indvinding omfatter projekter på Kraka, Gorm, Dagmar og Valdemar, samt Elly og Gert.

Fig. 5.2 Olie- og kondensatproduktion 1992-2011

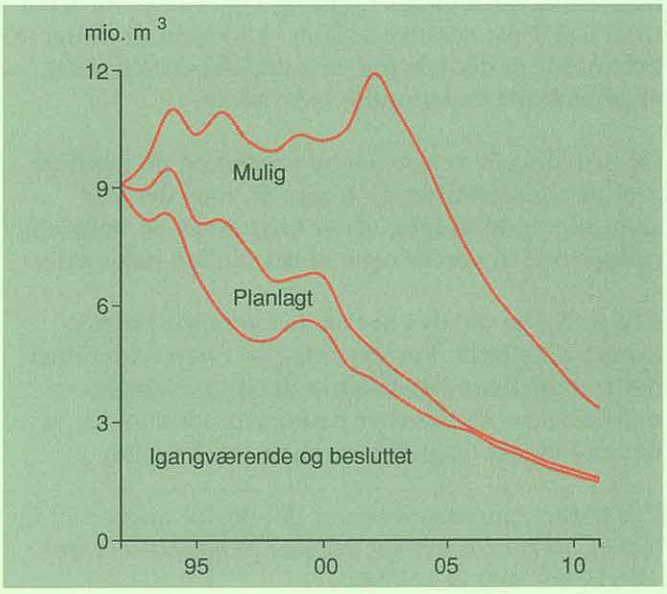


Fig. 5.3 Naturgasproduktion 1992-2011

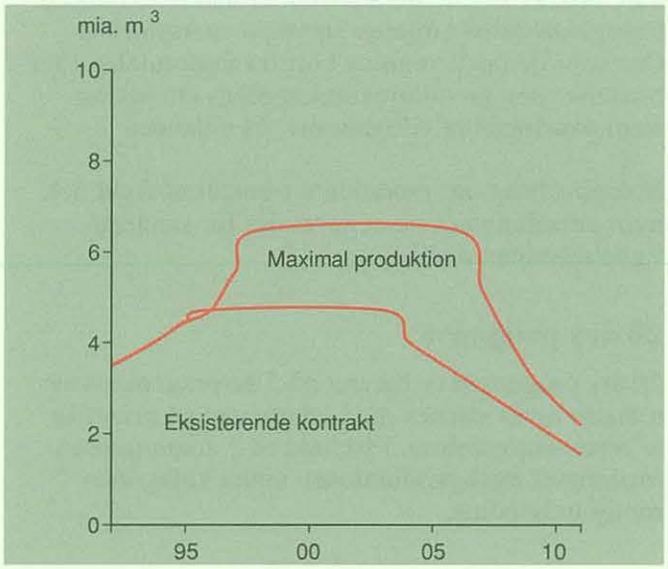
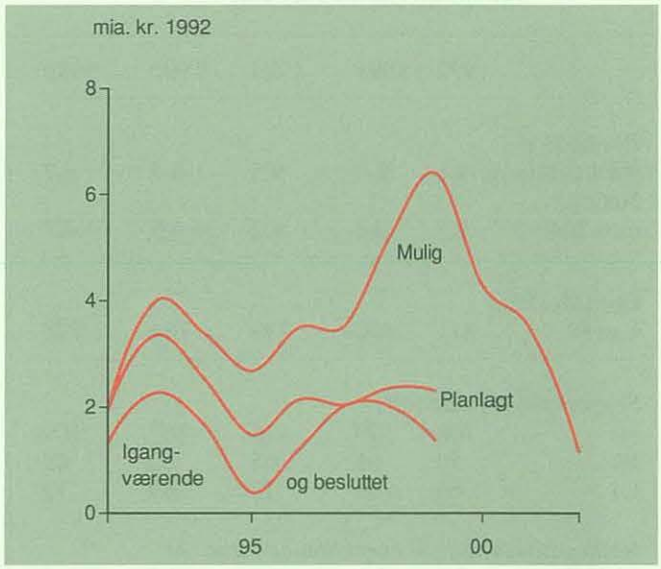


Fig. 5.4 Investeringer 1992-2011



For indvindingen under kategorien mulig indvinding er der tale om en betydelig opskrivning af reserverne og dermed produktionsmulighederne i forhold til tidligere år. Produktionspotentialet under denne kategori er baseret på Energistyrelsens vurdering af mulighederne for yderligere produktion, som ikke er baseret på fremlagte indvindingsplaner.

Energistyrelsen har vurderet, at der er et yderligere potentiale for indvinding ved anvendelse af vandinjektion i de producerende felter bl.a. Dan og Gorm, og at der er et yderligere potentiale for udvidelse af indvindingen fra Tyra feltets oliezone. Herudover omfatter prognosen yderligere produktionspotentialer fra Valdemar og Adda felterne samt fra en række fund, som er under vurdering.

Det fremgår af figur 5.2, at den samlede olieproduktion vil kunne andrage omkring 10-11 mio. m^3 frem til år 2003 for derefter at falde. I forhold til tidligere prognoser er der tale om en betydelig opskrivning af potentialet under mulig indvinding.

Opskrivningen er som nævnt baseret på de gunstige produktionsresultater de senere år, men det skal samtidig understreges, at der knytter sig en betydelig usikkerhed til vurderingen af det mulige potentiale.

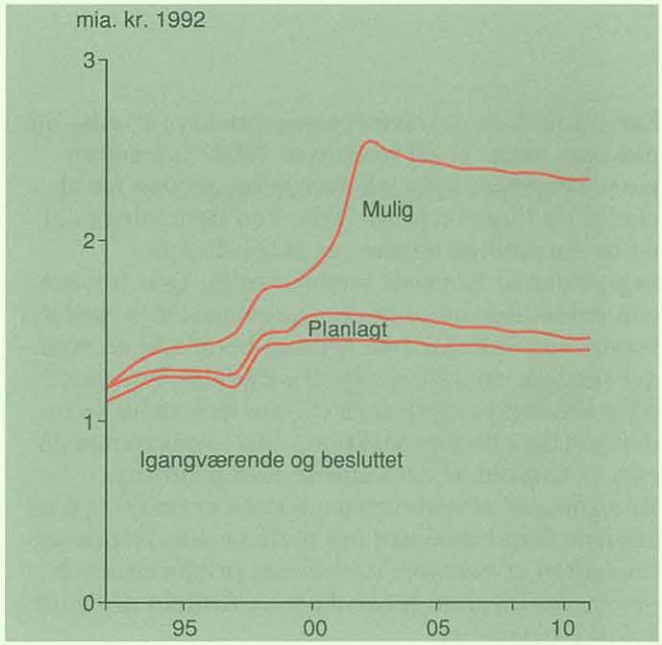
I figur 5.3 er perspektiverne for naturgasproduktionen illustreret. I modsætning til olieproduktionen, der umiddelbart kan afsættes til den gældende markedspris, forudsætter naturgasproduktionen, at der er indgået langtidskontrakter om levering.

For naturgasproduktionen er der derfor angivet et interval, inden for hvilket der kan indgås aftaler om yderligere salg af naturgas.

Det lave forløb omfatter de to aftaler, der er indgået mellem DUC og Dansk Naturgas A/S. Den samlede kontraktmængde omfatter 93 mia. Nm^3.

Det høje forløb illustrerer et maksimalt produktionsforløb, idet der tages hensyn til kapaciteten i den eksisterende gasrørledning til Nybro. Produktionsforløbet vil kunne varieres betydeligt i forhold til det viste eksempel, som angiver inden for hvilke rammer naturgasproduktionen kan finde sted. Den samlede naturgasproduktion for det høje forløb andrager ca. 120 mia. Nm^3 i perioden fra naturgasprojektets start i 1984 til prognoseperiodens udløb i år 2011.

Fig. 5.5 Driftsomkostninger 1992-2011



Tabel 5.8 Forudsætninger om produktion, investeringer og driftsudgifter for olie-/gasaktiviteterne 1992-1996, mia. 1992-kr.

	1992	1993	1994	1995	1996
Olieproduktion (mio.m³)	9,1	9,0	9,5	8,2	8,2
Naturgasprod. (mia. Nm³)	3,5	3,8	4,1	4,5	4,7
Råoliepris $/tønde					
$ 23-29	23	26	28	29	29
$ 20	20	20	20	20	20
Investeringer:					
Efterforskning	0,9	0,4	0,3	0,2	0,2
Feltudbygning	1,9	3,4	2,6	1,5	2,1
Naturgasnet	1,1	0,8	1,4	1,5	0,3
Drift:					
Felter	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
Naturgasnet	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Olierøret	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Investeringer og driftsomkostninger

De investeringer og driftsomkostninger, der er knyttet til de angivne produktionsforløb, fremgår af figur 5.4 og 5.5.

For kategorien besluttet indvinding bemærkes det høje investeringsomfang i sidste halvdel af 1990'erne. Dette skyldes primært udbygningen af det nordlige område. De samlede investeringer inden for kategorierne igangværende, besluttet og planlagt udbygning andrager ca. 18 mia. kr. i prognoseperioden. Medregnes kategorien mulig indvinding stiger investeringsomfanget til 40 mia. kr. Det er således kostbart at realisere produktionspotentialet under mulig indvinding.

Frem til og med 1991 er der investeret ca. 33 mia. kr. (1992-kr.) i udbygningsprojekterne.

Driftsomkostningerne forventes at nærme sig 2,5 mia. kr. om året omkring århundredeskiftet for det mulige forløb.

Indvindingsforbedrende metoder.

Det angivne forløb for olieproduktionen skal ikke opfattes som en øvre grænse for den mulige danske produktion.

Der er potentiale for en yderligere produktion, hvis igangværende bestræbelser for udvikling af indvindingsforbedrende metoder og udstyr fastholdes og intensiveres. Endvidere må erfaringerne fra den løbende udvikling af felterne forventes at medføre, at nye perspektiver for indvindingen opstår.

Endelige må resultaterne af de igangværende efterforskningsaktiviteter forventes at resultere i yderligere produktionspotentiale. På figur 5.6 er antydet et forløb med yderligere indvinding fra de allerede kendte felter.

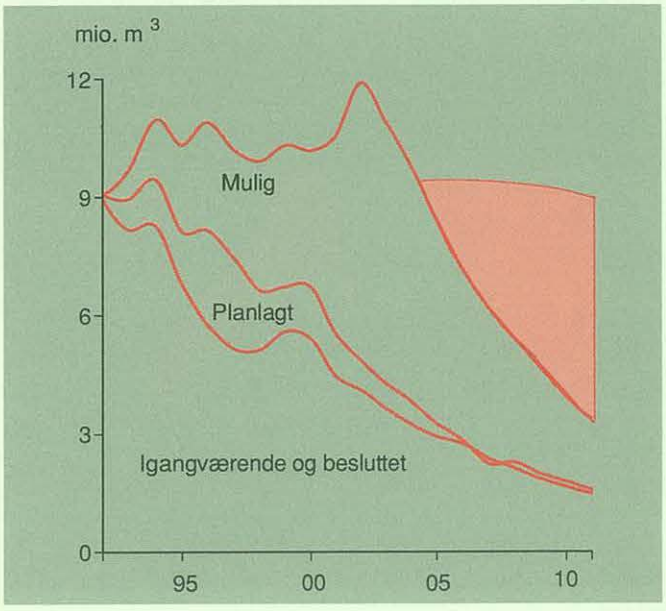
Statens indtægter

På grundlag af tabel 5.8 er statens indtægter for den kommende 5 års periode estimeret i tabel 5.9. De angivne beløb er pålignede for indtægtsårene. For selskabsskatten skal det understreges, at provenuet anføres med stor usikkerhed, da bl.a. valutakursjusteringer ikke er medregnet.

Bemærk, at der er anvendt to forløb for udviklingen i olie- og gaspriserne for at vise følsomheden over for variationer i disse kritiske forudsætninger. I scenariet med de stigende priser kan der i den kommende 5 års periode forventes statslige indtægter på omkring 21 mia. kr, mens anvendelse af en konstant oliepris på $ 20 pr. tønde vil medføre statslige indtægter omkring 14 mia. kr.

Statens indtægter på langt sigt er illustreret i figur 5.7. Figuren illustrerer de forventede indtægter til staten baseret både på forudsætningen om stigende oliepriser og eksemplet med konstant $ 20 pr. tønde.

Fig. 5.6 Perspektiver for forbedret indvinding



Tabel 5.9 Statens indtægter fra olie-/gasindvindingen 1992-1996, mia. kr.

	1992	1992	1994	1995	1996
Kulbrinteskat	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskat	2,1 (1,6)	2,3 (1,5)	2,8 (1,6)	2,7 (1,5)	3,1 (1,7)
Prod.afgift	0,9 (0,8)	1,0 (0,8)	1,2 (0,9)	1,1 (0,8)	1,2 (0,8)
Fortj.element	0,4 (0,4)	0,5 (0,4)	0,5 (0,4)	0,5 (0,3)	0,5 (0,3)
I alt	*3,4 (2,8)*	*3,8 (2,7)*	*4,5 (2,8)*	*4,3 (2,6)*	*4,7 (2,8)*

Fremskrivningen af olieproduktionen er baseret på 20 års prognosens forløb for planlagt indvinding. Naturgasafsætningen er baseret på 5 års prognosen og principaftalens aftalte mængder mellem DUC og Dansk Naturgas A/S.

Det er således en moderat vurdering af størrelsen af den fremtidige produktion, der ligger til grund for den økonomiske beregning.

Det fremgår, at olieprisens udvikling er afgørende for omfanget af statens direkte indtægter fra olie- og gasindvindingen. Ligeledes illustreres det, at den særlige kulbrinteskat (angivet skraveret) slår igennem ved stigende oliepriser og ikke indtræder ved forholdsvis lave oliepriser.

Det skal tilføjes, at varierende oliepriser også vil have indvirkning på investeringsomfanget m.v. Dette forhold indgår imidlertid ikke i beregningerne.

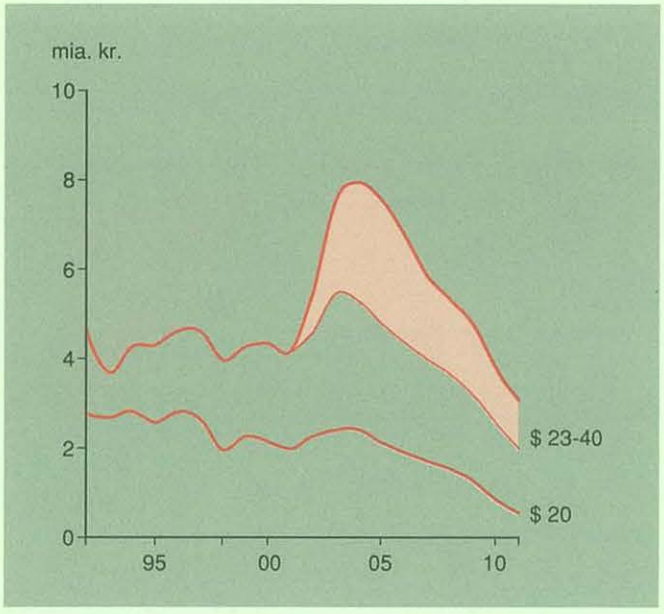
I afsnittet *Økonomi* er de historiske indtægter anført.

Betalingsbalance effekt

På grundlag af forudsætningerne i tabel 5.8 er det i tabel 5.10 beregnet, i hvilket omfang den danske indvinding af olie og naturgas påvirker handelsbalancen og betalingsbalancen. Produktionen af olie og naturgas forbedrer betalingsbalancen over for udlandet ved, at der dels indtjenes direkte eksportindtægter fra den del af produktionen, som eksporteres, dels spares valutaudgifter for den del af produktionen, som anvendes i Danmark, gennem fortrængning af en ellers nødvendig energiimport. På denne baggrund er produktionens samfundsmæssige værdi beregnet for årene 1991 til 1996.

Herfra skal importindholdet i investeringer og driftsomkostninger fratrækkes, hvorefter virkningen for vare- og tjenestebalancen fremkommer. Endelig skal overførsel af renter og udbytter til udlandet fratrækkes, hvorefter den direkte virkning på betalingsbalancens løbende poster kan beregnes.

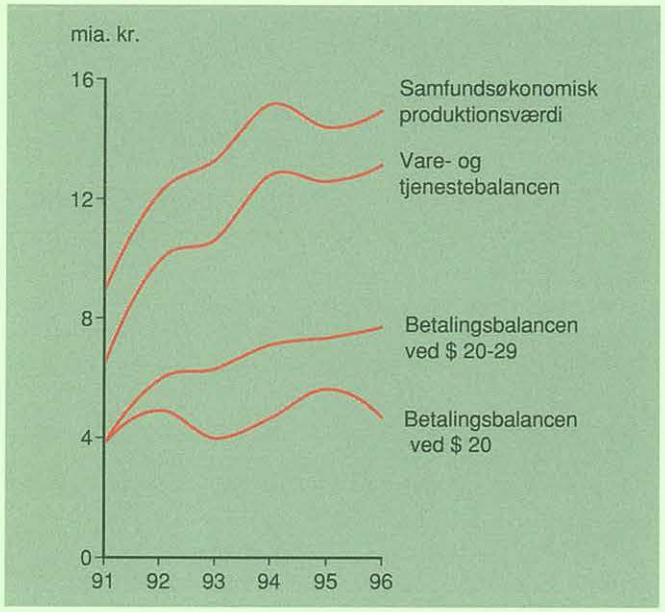
Fig. 5.7 Skatter og afgifter 1992-2011, mia. kr. (1992-priser)



Tabel 5.10 Olie-/gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt 1991-1996 (mia. kr., 1992-priser)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Samfundsøkonomisk produktionsværdi	8,9	12,2	13,3	15,2	14,4	15,0
Importindhold	2,5	2,3	2,7	2,4	1,8	1,8
Vare- og tjeneste balancen	6,5	9,9	10,6	12,8	12,6	13,1
Renter og udbytter	2,8	4,0	4,8	5,7	5,2	5,4
Betalingsbalancens løbende poster	3,6	5,9	5,8	7,1	7,3	7,7
($ 20/tønde)	(3,6)	(4,9)	(4,0)	(4,6)	(4,6,)	(4,6)

Fig. 5.8 Olie-/gasaktiviteternes betalingsbalance-effekt 1991-1996 (mia. kr. 1992-priser)



Tabel 5.10 viser som nævnt ikke direkte eksportindtægter, men er et udtryk for det bidrag, hvormed den danske energiproduktion forbedrer vare- og tjenestebalancen samt betalingsbalancen. Oversigten er baseret på forudsætningen om stigende oliepriser og er tillige suppleret med resultaterne ved en konstant oliepris på $ 20 pr. tønde.

Virkningen på betalingsbalancen er størst ved stigende oliepriser. Dette er netop udtryk for, hvor gavnlig den danske egenproduktion er for samfundsøkonomien ved stigende energipriser, idet der ellers ville have været en betydelig import til store omkostninger. Virkningen på vare- og tjenestebalancen og betalingsbalancens løbende poster er også illustreret i fig. 5.8.

Det skal understreges, at beregningerne i tabel 5.10 og figur 5.8 er baseret på modelberegninger med indlagte standardforudsætninger om importindhold mv. Der ligger således ikke egentlige regnskabstal til grund for resultaterne. Dette ændrer dog ikke det forhold, at den danske produktion af olie og naturgas har en særdeles gavnlig effekt på betalingsbalancen.

Ved indgangen til 1991 var det internationale råoliemarked præget af usikkerhed omkring den fortsatte udvikling i Golfkrisen. I starten af januar 1991 lå den internationale råoliepris således omkring 25 - 30 $ pr. tønde.

Ved krigshandlingernes udbrud den 17. janaur 1991 faldt oliepriserne. Samtidig opretholdt Det Internationale Energiagentur en international beredskabsplan om at frigive op til 2,5 mio. tønder olie om dagen til markedet. Dette var medvirkende til, at den internationale råoliepris faldt til 19 $ pr. tønde.

Den internationale råoliepris stabiliseredes herefter på et niveau på mellem 18 $ og 21 $ pr. tønde frem til august. Herefter steg oliepriserne i 3. kvartal på baggrund af kupforsøget i det daværende Sovjetunionen og den deraf følgende usikkerhed omkring udviklingen i olieeksporten herfra.

Råoliepriserne bevægede sig op på et niveau omkring 22 $ pr. tønde i oktober 1991, da overskudskapaciteten var begrænset, hvorfor normalt vejrlig og efterspørgsel kunne medføre en presset forsyningssituation gennem vinteren.

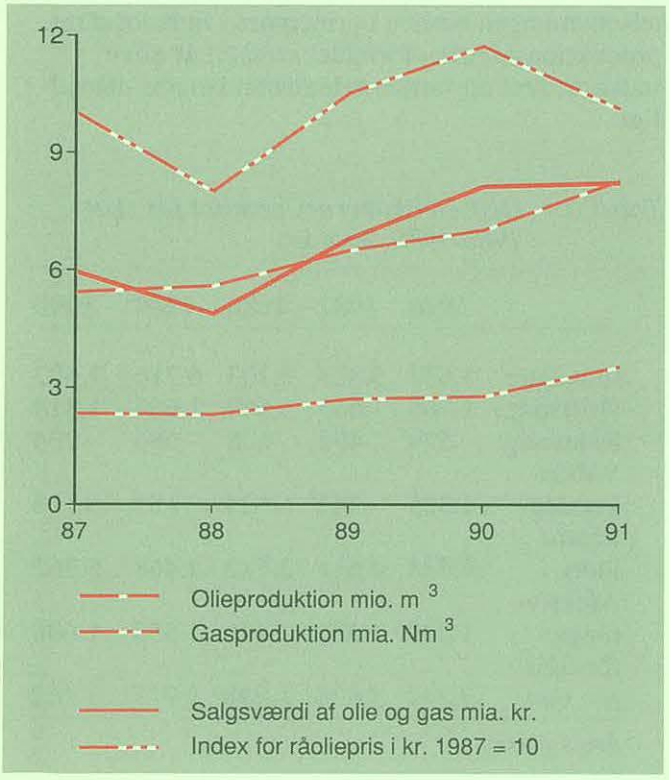
Siden november 1991 har råolieprisen imidlertid været fortsat faldende på grund af en lavere efterspørgsel end forventet i bl.a. OECD-landene på grund af fortsat lavkonjunktur og en mild vinter samtidig med, at olieudbuddet på verdensmarkedet har været rigeligt, bl.a. på grund af OPEC's fortsatte høje produktionsniveau. Den internationale råoliepris var således ved indgangen til 1992 knap 18 $ pr. tønde, hvilket svarer til niveauet i de to første måneder i 1992.

Tabel 6.1 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas

	1987	1988	1989	1990	1991*)
Salgsværdi mio. kr.					
Olie	4.270	3.500	5.360	6.394	6.600
Naturgas	1.660	1.355	1.410	1.713	1.600
I alt	*5.930*	*4.855*	*6.770*	*8.107*	*8.200*
Produktion					
Olie, mio. m^3	5,1	5,57	6,47	7.00	8.26
Naturgas, mia. Nm^3	2,30	2,27	2,68	2,75	3,51
Int. råoliepris (Brent)					
$/tønde	18,38	14,94	18,11	23,70	20,15
$-kurs	6,84	6,74	7,32	6,19	6,38
Kr./m^3	791	633	834	923	809

årets priser *) skøn

Fig. 6.1 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas 1987-1991



Udviklingen i $-kursen var i første halvår 1991 præget af en stigning fra under 6 kr. pr. $ til knap 7 kr. pr. $ midt på året. Herefter faldt $-kursen jævnt i efteråret og var ved udgangen af året godt 6 kr. pr. $.

Dansk olie- og gasproduktion

Den danske olie- og gasproduktion svarede i 1991 til i alt 10,7 mio. t.o.e. Selvforsyningsgraden for olie var i 1991 86% og for olie og gas under ét 103%.

Den danske kulbrinteproduktion bidrager således i stadig højere grad til forsyningssikkerheden for kulbrinteprodukter.

Salgsværdien af den danske olie- og naturgasproduktion udgjorde i 1991 8,2 mia. kr., hvilket kun er en stigning på 1% i forhold til 1990. Den begrænsede værdistigning er en følge af de lavere priser på olie og gas på trods af produktionsfremgangen.

Efterforskning, udbygning og drift

De samlede udgifter til efterforskning og indvinding af olie og gas fremgår af tabel 6.2. De samlede udgifter skønnes at have andraget 4,4 mia. kr. i 1991, hvilket er en stigning på 17% i forhold til 1990. Hertil kommer transportomkostninger for olien på 0,8 mia. kr.

De samlede transportomkostninger for råolien omfatter driftsomkostninger, finansieringsomkostninger og kapitalafdrag i forbindelse med investeringen i olierørledningen med tilknyttede faciliteter. Hertil kommer et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. Olierørledningen ejes af Dansk Olierør A/S, som viderebetaler 90% af fortjenstelementet til staten. DUC betaler i dag som eneste bruger de samlede transportomkostninger.

Investeringsomfanget har i 1991 været betydeligt i både efterforskning og udbygning. På de producerende felter Dan, Gorm, Skjold, Rolf og Tyra er indvindingen intensiveret ved etablering af flere brønde. Samtidig er felterne Kraka og Dagmar sat i produktion.

Udbygningsudgifterne fordelt på felter fremgår af tabel 6.3. Beløbene for 1991 er foreløbige. Under posten diverse indgår de udgifter, der vedrører flere felter, visse posteringer i forbindelse med regnskabsafslutningen samt de udgifter, de enkelte selskaber afholder hver for sig. De samlede udbygningsinvesteringer for DUC's aktiviteter andrager frem til og med 1991 omregnet til 1992 priser omkring 33 mia. kr. De tilsvarende driftsudgifter andrager omkring 13 mia. kr.

Tabel 6.2 Udgifter til efterforskning, udbygning og drift, mio. kr.

	1987	1988	1989	1990	1991*)
Efterforskning og vurdering					
DUC	234	110	73	298	360
Andre selskaber	524	450	427	519	600
I alt	*758*	*560*	*500*	*817*	*960*
Udbygning					
(DUC)	914	897	1.145	1.736	2.315
Drift og adm. (DUC)	1.023	1.000	1.094	1.226	1.150
Transportomkostninger olierøret	632	604	727	698	775

årets priser *) skøn

Tabel 6.3 Udbygningsinvesteringer afholdt af DUC, mio. kr.

	1987	1988	1989	1990	1991
Dan	641	223	362	306	915
Gorm	11	262	204	580	410
Skjold	62	236	44	108	300
Rolf	10	-	21	1	50
Tyra	188	107	85	125	275
Kraka	-	4	195	234	90
Dagmar	-	-	8	254	75
Valdemar	-	7	223	127	0
Diverse	2	58	3	1	200
I alt	*914*	*897*	*1.145*	*1.736*	*2.315*

årets priser

DUC-selskabernes resultat før skat fremgår af tabel 6.4. Det skal bemærkes, at transportomkostningerne her er indregnet i driftsomkostningerne, men ikke 5%-elementet. Resultatet for 1991 foreligger endnu ikke.

Statens direkte indtægter for olie-/gasindvindingen fremgår af tabel 6.5. For 1991 er der endnu ikke indgivet regnskaber, hvorfor specielt beregningen af selskabsskatten er behæftet med stor usikkerhed.

De anførte indtægter er for hvert år angivet som pålignede i indkomstårene. Betalingen af selskabsskatten sker 10 måneder efter indkomståret. Kulbrintebeskatningen betales i princippet i indkomståret, produktionsafgiften forfalder et halvt år efter indkomståret og fortjenstelementet betales månedligt.

Tabel 6.4 DUC-selskabernes resultat før skat 1986-1990, mio. kr.

	1986	1987	1988	1989	1990
Indtægter	5.633	5.823	5.103	6.716	7.692
Driftsudg.	1.706	1.663	1.569	1.654	1.814
Renteudg.	529	492	628	680	234
Valutakursreg.	+1.385	+943	-324	+85	+118
Bruttoindtj.	4.783	4.611	2.582	4.468	5.762
Afskrivninger	1.539	1.586	1.495	1.553	1.600
Resultat før skat	*3.244*	*3.025*	*1.088*	*2.915*	*4.162*

årets priser

Målingen af solgte oliemængder sker på Gorm E platformen og på tankanlægget i Fredericia. Målingen af de solgte gasmængder foretages på Tyra Øst. Målingerne indgår i beregningerne af produktionsafgift og fortjenstelement.

Statens provenu fra produktionsstarten i 1972 til og med 1991 andrager omregnet til 1992-priser 14,2 mia. kr. Indtægterne er fordelt på 0,7 mia. kr. i kulbrinteskat, 5,2 mia. kr. i selskabsskat, 6,3 mia. kr. i produktionsafgift samt 2,0 mia. kr. i fortjenstelement.

De økonomiske analyser i forbindelse med 5 og 20 års produktionsprognoserne er bragt under *Prognoser*.

Tabel 6.5 Statens indtægter fra olie-/gas-indvindingen 1987-1991, mio. kr.

	1987	1988	1989	1990	1991*)
Kulbrinteskat	0	0	0	0	0
Selskabsskat	732	0	464	1.314	1.100
Prod.afgift	437	360	523	633	631
Fortjenst element	189	145	232	285	297
Ialt	*1.358*	*505*	*1.219*	*2.232*	*2.028*

årets priser *) skøn

Sikkerhed og arbejdsmiljø

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerhed og arbejdsmiljø i forbindelse med efterforskning og produktion af olie og gas i den danske del af Nordsøen.

For de faste havanlægs vedkommende fører Energistyrelsen tilsyn med såvel sikkerhed, arbejdsmiljø som miljømæssige forhold, og der reguleres primært gennem parallellisering til reglerne på land.

For mobile anlæg er de sikkerhedsmæssige forhold derimod i vid udstrækning reguleret gennem internationale konventioner. Endvidere er arbejdsområdet her delt med Søfartsstyrelsen, således at hovedparten af forholdene omkring anlæggenes sikkerhedsmæssige tilstand håndteres af Søfartsstyrelsen, mens Energistyrelsen vurderer de arbejdsmiljømæssige forhold.

Som konsekvens af sikkerhedsbekendtgørelsens krav til operatørselskaberne om etablering af systematiske kontrolordninger for varetagelse af myndighedernes krav, har sikkerhedskontorets tilsyn gennem de senere år undergået forandringer med henblik på at tilvejebringe et mere overordnet og mindre detailregulerende og -kontrollerende tilsyn.

Det er således intentionen, at tilsynet så vidt muligt skal rettes mod kontrolordningerne og udøves efter ensartede forudsætninger og principper med hensyn til f.eks. form, metode og detaljeringsgrad på alle kontorets tilsynsområder. Denne omlægning af tilsynet søges gennemført i nært samarbejde med operatørselskaberne, bl.a. for at give disse mulighed for selv at etablere hensigtsmæssige kontrolordninger, der giver styrelsen det nødvendige grundlag for tilsynet. På enkelte områder er der således udarbejdet vejledninger for kontrolordningerne, mens det overordnede tilsyn på enkelte andre områder fungerer, uden at der er udarbejdet retningslinier herfor.

Sikkerhedsredegørelser som konsekvens af Piper-Alpha ulykken

Lord Cullen undersøgelseskommisionen, der nedsattes efter eksplosionen den 6. juli 1988 på den britiske produktionsplatform Piper Alpha, udgav i november 1990 en rapport om katastrofen.

Energistyrelsen har i samarbejde med Søfartsstyrelsen gennemgået rapporten med henblik på en vurdering af, om dens anbefalinger giver anledning til ændring af regler eller praksis for danske offshore installationer. De to styrelser fremkom primo 1991 med en indstilling, som den 17. april 1991 tiltrådtes af Koordinationsudvalget.

Hovedkonklusionen i indstillingen er, at der ikke er grundlag for større ændringer på dansk område. Dette skyldes i det væsentligste, at der gennem danske regler og etableret praksis allerede er skabt fornøden sikkerhed mod ulykker af denne art. Med baggrund i rapporten blev det dog besluttet at systematisere og udvide de allerede gældende krav om sikkerhedsmæssige vurderinger, således at der også tages højde for proceduremæssige forhold, røgudvikling, evakuering mm. Endvidere skal risikovurdering og -styring indarbejdes som en integreret del af operatørselskabernes kontrolordninger og beskrives i en sikkerhedsredegørelse for hvert enkelt anlæg.

Disse sikkerhedsredegørelser vil sammen med kontrolordningerne i fremtiden være det væsentligste grundlag for Energistyrelsens sikkerhedsmæssige tilsyn.

En vejledning, der præciserer det nærmere indhold af en sikkerhedsredegørelse, er under udarbejdelse og forventes færdig medio 1992.

For mobile anlæg vil kravene til sikkerhedsredegørelsen først blive fastsat efter koordination med de øvrige Nordsø-lande, så der opnås en standard, der har bred accept.

Internationalt samarbejde

Der er i disse år stigende tendens til, at sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige forhold reguleres gennem multinationalt samarbejde. Dette sker dels som EF-regelfastsættelse og dels i andre internationale organer.

I denne forbindelse deltager Energistyrelsen i udarbejdelsen af regelforslag, som har særlig betydning for den danske offshore industri. Blandt disse arbejder kan nævnes EF's direktivforslag for Sikkerhed og Sundhed i Udvindingsindustrien samt revisionen af Paris og Oslo konventionen vedrørende miljømæssig beskyttelse af Nordatlanten inklusive Nordsøen og Kattegat.

Endvidere er der direkte kontakter til nabolandenes myndigheder med henblik på at sikre bedst mulig koordination mellem nyudviklede regler i området omkring Nordsøen.

Nye regler

Fastsættelse af tekniske forskrifter for boreplatforme

Energistyrelsen har i samarbejde med Søfartsstyrelsen som supplement til de internationale maritime

regler for boreplatforme afsluttet arbejdet med en vejledning om konstruktion og udstyr for nye boreplatforme. Udarbejdelse af en tilsvarende vejledning for eksisterende boreplatforme er herefter igangsat.

Sikkerhedsorganisationen på mobile havanlæg

I 1991 er arbejdet med regulering af sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold i henhold til Havanlægsloven fortsat i et nært samarbejde mellem myndigheder og arbejdsmarkedets parter i Koordinationsudvalget.

Blandt andet er en bekendtgørelse om sikkerheds- og sundhedsarbejdet på mobile havanlæg under udarbejdelse. Bekendtgørelsen forventes udstedt i 1992. Det vil herefter blive vurderet, om et tilsvarende regelsæt for faste havanlæg skal udarbejdes.

Vurdering og implementering af EF-direktiver

I forbindelse med sikkerhedsreguleringsarbejdet inden for EF har myndighederne og Koordinationsudvalget i 1991 behandlet følgende direktivforslag af betydning for havanlæg:

- Ændring af maskindirektivet.
- Minimumsforskrifter for sikkerhed og sundhed i udvindingsindustrien.
- Arbejdstidens tilrettelæggelse.
- Beskyttelse af kvindelige arbejdstagere under graviditet og efter barsel.
- Minimumsforskrifter for sikkerhed og sundhed på midlertidige eller mobile byggepladser.

Endvidere har Energistyrelsen i 1991 påbegyndt udarbejdelse af regler til implementering af en række direktiver på arbejdsmiljøområdet.

Sikkerhed og arbejdsmiljø på mobile havanlæg

Energistyrelsen har i 1991 i samarbejde med Søfartsstyrelsen givet ibrugtagningstilladelse til og foretaget inspektioner på 3 boreplatforme, 2 beboelsesplatforme, 3 kranfartøjer og 1 rørlægningsfartøj. Ligeledes har Energistyrelsen ført tilsyn med ny- og ombygning af 2 boreplatforme.

Indsatsområderne for Energistyrelsens tilsyn har været støj, sundhedsskadelige stoffer og materialer, indkvarteringsforhold samt det system af procedurer og certifikater, der skal dokumentere, at driften af anlægget forløber sikkerheds-, sundheds- og miljømæssigt forsvarligt (kontrolordningen). Tilsynet hermed har især koncentreret sig om procedurer for forebyggende vedligehold og mandskabets sikkerhedsmæssige uddannelse.

Sikkerhed og arbejdsmiljø på faste havanlæg

Arbejdsmiljøtilsynet på faste havanlæg har i 1991 været koncentreret om at styrke kontakten til sikkerhedsorganisationen. Arbejdstilsynets regler for sikkerhedsorganisationens opbygning og funktion på land er for tiden også gældende på faste havanlæg. Som nævnt under regelarbejdet overvejes det, om der er behov for udstedelse af særlige regler for sikkerheds- og sundhedsarbejdet på faste havanlæg for at tilgodese de særlige forhold, f. eks. for entreprenøransatte, som arbejder offshore.

Beskyttelse af havmiljøet

Bestræbelserne for sikring af havmiljøet sker i samarbejde mellem Energistyrelsen og Miljøstyrelsen.

Anvendelsen af sundheds- og miljøskadelige stoffer og materialer søges begrænset mest muligt gennem udskiftning til mindre sundheds- og miljøskadelige stoffer og materialer. Det kan i den forbindelse nævnes, at brugen af oliebaseret borevæske, som kan udgøre et havmiljømæssigt og et arbejdsmiljømæssigt problem, i praksis er ophørt på dansk område, idet der er udviklet borevæsker på vandbasis, der opfylder de boretekniske krav, der tidligere har nødvendiggjort brugen af oliebaseret borevæske.

Bemandingskriterier for ubemandede platforme

I forbindelse med ibrugtagningen af Dagmar og Kraka platformene, der er ubemandede og af en meget enkel type, hvor al adgang sker med båd, har Energistyrelsen fastlagt vejrkriterier for, hvornår bemanding må finde sted. I fortsættelse af dette arbejde blev der gennemført en analyse af evakueringsmulighederne med redningsbådene på de ubemandede platforme Dan E, Skjold og Rolf. Disse analyser påviste, at evakuering med redningsbåd under visse vejrforhold var forbundet med en vis risiko. Der blev derfor også indført vejrkriterier for bemandingen af disse anlæg.

Svovlbrinte beredskab

Udbygningen af Dagmar, hvor den producerede gas har et højt indhold af svovlbrinte, har medført, at det har været nødvendigt at etablere et svovlbrinte-

beredskab på Gorm F, hvor Dagmar produktionen behandles.

Svovlbrinte er en meget giftig gas, der selv i meget lave koncentrationer kan være livstruende.

Energistyrelsen har vurderet behovet for særligt udstyr, procedurer og sikkerhedsuddannelse således at den svovlbrinteholdige gas kan håndteres på en sikkerhedsmæssigt forsvarlig måde. På baggrund heraf har Energistyrelsen godkendt svovlbrinteberedskabet på Gorm F og Dagmar, hvori bl.a. indgår detektionsudstyr, personligt beskyttelsesudstyr, alarmprocedurer og en særlig sikkerhedsuddannelse til alle, der skal arbejde på anlæggene.

Ulykkesstatistik 1991

Kriteriet for, om en arbejdsulykke skal registreres og indberettes til Energistyrelsen, er at ulykken medfører mindst 1 dags uarbejdsdygtighed ud over tilskadekomstdagen.

Energistyrelsen har i 1991 modtaget 30 anmeldelser om offshore arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 17 arbejdsulykker på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer og 13 på øvrige mobile havanlæg. Ingen af de anmeldte arbejdsulykker har medført død eller alvorlig personskade.

Sættes de 17 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg i relation til antallet af arbejdstimer (1.896.849) fås en ulykkesfrekvens på 9,0 pr. mio. arbejdstimer.

Arbejdstimerne er beregnet på baggrund af oplysninger fra selskaberne og "Person-on-Board"-lister, idet der kalkuleres med en gennemsnitlig arbejdsdag på 13 timer.

Tabel 7.1 viser ulykkesfrekvensen pr. mio. arbejdstimer i perioden 1987 til 1991 for faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer. Opgørelsen omfatter såvel drift som installation og udbygning af anlæg.

Det fremgår af tabellen, at ulykkesfrekvensen på faste havanlæg faldt kraftigt i perioden 1987 - 1989 for igen at stige svagt i 1990 og 1991.

Tabel 7.1 Ulykkesfrekvens for mobile havanlæg

	1988	1989	1990	1991
Ulykkesantal pr. mio. arbejdstimer	31,0	12,7	9,9	7,4

Tabel 7.2 viser ulykkesfrekvensen for mobile anlæg pr. mio. arbejdstimer i perioden 1988 - 1991. Som det fremgår af tabellen, er der i perioden sket et fald i ulykkesfrekvensen på mobile havanlæg.

Sættes de 13 anmeldte arbejdsulykker i 1991 på mobile havanlæg excl. indkvarteringsfartøjer i relation til antal arbejdstimer (1.747.772) på disse havanlæg, fås en ulykkesfrekvens på 7,4 pr. mio. arbejdstimer.

Tabel 7.2 Ulykkesfrekvens for faste havanlæg med tilhørende indkvarteringsfartøjer

	1987	1988	1989	1990	1991
Ulykkesantal pr. mio. arbejdstimer	40	10	3,4	7,9	9,0

Koncessionsaftaler

I koncessionsaftalerne for 1., 2. og 3. udbudsrunde indgår der aftaler om midler til forskning og udvikling inden for aktiviteter, der knytter sig til efterforskning, produktion og udbygning.

Disse forsknings- og udviklingsarbejder påbegyndtes i 1984, og der er med udgangen af 1991 gennemført projekter for ca. 60 mio. kr., og der er projekter igang for ca. 12 mio. kr.

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

- øget kendskab til de geologiske og geofysiske forhold i undergrunden, der betinger dannelse og lokalisering af olie og naturgas.
- reducerede udbygningsomkostninger og udvikling af installationer og platformstyper til brug på marginalfelter og i ekstremsituationer.
- begrænsning og forebyggelse af miljøpåvirkninger.

Energiforskningsprogram 1992 (EFP 92)

Energistyrelsen har det faglige ansvar for vurderingen af projektansøgninger vedrørende olie- og naturgasområdet.

Ved ansøgningsfristens udløb 1. september 1991 havde Energistyrelsen modtaget 30 projektforslag med et samlet budget på 93 mio. kr.

Projekterne har været behandlet i områdets forskningsudvalg, som har indstillet 8 projekter til støtte. De indstillede projekter fremgår af bilag F.

EFP 92 og EF's forsknings- og udviklingsprogrammer

Igennem de seneste år er det lykkedes at få etableret en stærk forbindelse mellem danske energiforsknings- og udviklingsprojekter i EFP-regi og relevant international forskning, herunder i særdeleshed til EF's energiforsknings- og udviklingsprogrammer.

For EFP-92 er det således gældende, at ca. 50% af alle godkendte EFP-projekter har tilknytning til internationale projekter. Energistyrelsen har bevidst søgt denne forbindelse styrket, specielt med baggrund i det Indre Markeds virkeliggørelse, men også set i lyset af den nye, meget åbne internationale situation, specielt i relation til demokratiseringsbestræbelserne i Østeuropa og i det tidligere Sovjet Unionen.

EF's forsknings- og udviklingsprogrammer

Energistyrelsen er medlem af den rådgivende komité for EF-kommissionens Generaldirektorat XVII vedrørende det nye THERMIE-program for fremme af europæisk energiteknologi. Programmet er opdelt i 2 faser, hver med et budget på 2,8 mia. kr. for perioderne 1990-92 samt 1993-94. Programmet spiller en vigtig rolle for gennemførelsen af Fællesskabets politik, især ved etableringen af det Indre Marked, og er på det seneste tilføjet en østeuropæisk dimension, idet der er vedtaget oprettelse af THERMIE-promotioncentre i Rusland, Hvide Rusland, de 3 baltiske republikker, Polen, Czeckoslovakiet, Ungarn og Bulgarien. Centeraktiviteterne vil bl.a. omfatte en mere effektiv udnyttelse af olie- og naturgasforkomsterne.

Resultatet af THERMIE-runderne for 1990 og 1991 er nu kendt, og behandlingen af første fases sidste runde for 1992 er indledt. I den budgetmæssigt beskedne første runde af THERMIE i 1990 kom der ingen kulbrinteprojekter til Danmark, uanset resultatet for danske ansøgere generelt var meget tilfredsstillende. 1991-resultatet var generelt endnu mere tilfredsstillende, med en dansk andel på næsten 12% og med 3 kulbrinteprojekter vedtaget af 12 godkendte danske projekter. Se tabel 8.1.

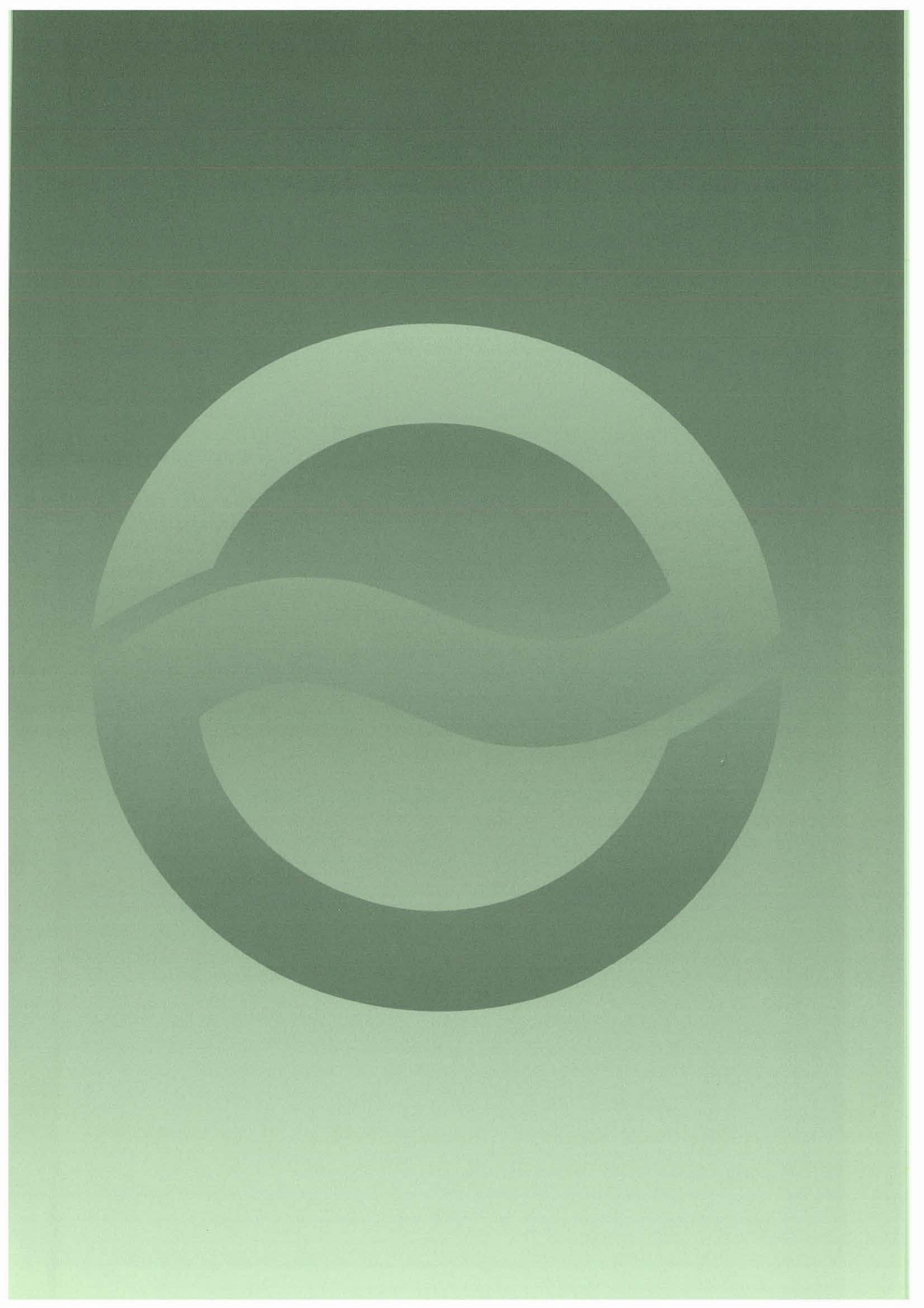
Energistyrelsen er endvidere medlem af den rådgivende komité for JOULE-programmet til forskning og udvikling af ikke-nuklear energi under EF-Kommisionens Generaldirektorat XII. Programmet er et underprogram til det store rammeprogram for forskning- og teknologisk udvikling.

I 1990 var den samlede støtte fra JOULE-programmet på 950 mio. kr. Heraf har projekter med dansk deltagelse fået ca. 36 mio. kr. Af kulbrinteprojekter er der anført 5 med dansk deltagelse inden for områderne prospekterings- og efterforskningsteknik, produktionsteknik og omdannelse af kulbrinter. Se tabel 8.1.

Ultimo 1991 blev det nye JOULE II program annonceret med indleveringsfrist for programmets største områder den 14. februar 1992. Programmet omfatter også projekter inden for kulbrintesektoren. Et endeligt resultat af projektevalueringen vil først være kendt i slutningen af 1992, bl.a. fordi kontraktforhandlingerne er vanskelige i relation til de typisk meget tværnationale projekter. Budgetsummen for JOULE II er på 1,3 mia. kr. over 3 år.

Tabel 8.1 Danske kulbrinte-teknologiprojekter støttet af EF

Projekt	EF-støtte mio. kr.	Projektdeltager
THERMIE-programmet 1991:		
1. Efterforskning & produktion.	1,8	Cool Sorption A/S
2. Efterforskning & produktion.	2,5	Danmarks tekniske Højskole
3. Efterforskning & produktion.	2,1	Danmarks Geologiske Undersøgelse
I alt	*6,4*	
JOULE-programmet:		
1. Prospekterings- og efterforskningsteknikker.	3,5	Danmarks tekniske Højskole
2. Produktionsteknik	1,5	Århus Universitet
3. Produktionsteknik	1,0	Danmarks Geologiske Undersøgelse
4. Produktionsteknik	1,6	Københavns Universitet
5. Omdannelse af kulbrinter	1,9	Haldor Topsøe A/S
I alt	*9,5*	



Rettighedshavere på dansk område

(pr. 31. december 1991)

Selskab	Andel
Dansk Undergrunds Consortium (DUC): Eneretsbevillingen af 8. juli 1962	
blok 5603/27 og 28, 5604/21, 22 og 25 5504/5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 14, 15 og 16, 5505/13, 17 og 18	
A.P. Møller (bevillingshaver)	39,00%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	46,00%
Texaco Denmark Inc.	15,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
1. Runde grupper:	
Licens 2/84, blok 5504/1, 2, 5 og 6	
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	66,67%
FLS-Energy A/S	10,00%
DOPAS	23,33%
2. Runde grupper:	
Licens 1/86, blok 5503/4, 5604/29, 5507/18, 21 og 22	
Agip Danmark Olie- og Gasefterforskning AS (operatør)	40,00%
Fina Exploration Denmark S.A.	28,80%
ÖMV Erdöl-Aufsuchungsges. m.b.H.	11,20%
DOPAS	20,00%
Licens 2/86, blok 5414/7 og 11	
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	75,00%
FLS-Energy A/S	5,00%
DOPAS	20,00%
Licens 3/86, 4/86	
blok 5603/28 og 31, 5604/25, 5503/3 og 4	
Norsk Hydro Udforskning a.s. (operatør)	19,50%
Entreprise Petroleum Ltd.	19,50%
British Gas Expl. & Prod. Ltd.	13,70%
Amerada Hess (Denmark) A/S	9,80%
Dansk Oliesøgning K/S	7,50%
Korn- og Foderstof Kompagniet A/S	2,50%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
DANOP er operatør i licens 4/86 (det vestligste af gruppens områder)	

Selskab	Andel
Licens 7/86, blok 5604/22 og 26	
Statoil Efterforskning og Produktion A/S (operatør)	26,50%
BHP Petroleum Inc. v/Hamilton Brothers	21,00%
Total Marine Danmark	12,00%
LD Energi A/S	7,50%
EAC Energy A/S	4,00%
DENERCO K/S	9,00%
DOPAS	20,00%
DANOP vil blive operatør i en udbygningsfase	
3. Runde grupper:	
Licens 1/89, 2/89	
blok 5603/26, 5504/6 og 10	
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	70,00%
FLS-Energy A/S	5,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	20,00%
Licens 3/89, 4/89	
blok 5606/13, 14, 15, 17 og 18, 5514/30 og 31, 5414/2, 3, 5, 6, 10, 11, 14 og 15	
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	80,00%
FLS-Energy A/S	5,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	10,00%
Licens 5/89, blok 5503/8 og 5504/5	
Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH	14,17%
Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH	15,15%
C. Deilmann AG	6,60%
Deutsche Schachtbau- und Tiefbohrgesellschaft GmbH	7,58%
RWE-DEA Denmark Oil GmbH	5,15%
Elf Aquitaine Deutschland GmbH	8,70%
Wintershall Danmark Expl. A/S	7,58%
Preussag AG	7,58%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
BEB er operatør	
DANOP er medoperatør	

Bilag A

Selskab	Andel
Licens 6/89, blok 5409/3 og 5509/29	
Cluff Oil plc. (operatør)	63,00%
Zenith Resources Ltd.	27,00%
DOPAS	10,00%
DANOP vil blive operatør i en udbygningsfase	
Licens 7/89, 8/89, blok 5504/2, 5604/25, 29 og 30, 5603/32	
Norsk Hydro Udforskning a.s. (operatør)	21,75%
Du Pont E & P No. 6 B.V.	29,00%
British Gas Expl. & Prod. Ltd.	18,13%
Danoil Exploration A/S	1,81%
Korn- og Foderstof Kompagniet A/S	1,81%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
DANOP er operatør for licens 8/89 (det vestligste af gruppens områder)	
Licens 9/89, blok 5509/5, 6, 9 og 10	
Jordan Dansk Corporation	25,00%
G.B.T. Northern Corporation	15,00%
Maxus Denmark, Inc.	45,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	10,00%
DANOP er operatør	
Licens 10/89, blok 5603/27 og 31	
A.P. Møller	26,66%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	26,66%
Texaco Denmark Inc.	26,66%
DOPAS	20,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
Licens 11/89, blok 5504/3 og 4	
RWE-DEA Denmark Oil GmbH	36,25%
Wintershall Danmark A/S	36,25%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
DANOP er operatør	
Licens 12/89, blok 5414/8	
RWE-DEA Denmark Oil GmbH	42,50%
Wintershall Danmark Østersøen A/S	42,50%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	10,00%
DANOP er operatør	

Licenser tildelt i 1990:

Licens 1/90, blok 5604/18	
Statoil Efterforskning og Produktion A/S (operatør)	33,54%
Total Marine Danmark	15,19%
LD Energi A/S	9,49%
EAC Energy A/S	5,06%
DENERCO K/S	11,39%
DOPAS	25,32%
DANOP er medoperatør	
Licens 2/90, blok 5604/23 og 24	
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	40,42%
Total Marine Danmark	18,31%
LD Energi A/S	11,44%
EAC Energy A/S	6,10%
DENERCO K/S	13,73%
DOPAS	10,00%
DANOP er operatør	
Licens 3/90, blok 5603/28	
A.P. Møller	31,20%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	36,80%
Texaco Denmark Inc.	12,00%
DOPAS	20,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	

Efterforsknings- og vurderingsboringer, 1986-1991

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Lulu-2	Mærsk Olie og Gas	56°19'60"	3605 meter	1985-12-15
5604/22-2	Mærsk Endeavour	04°17'31"	Ø.Perm	1986-03-18
Diamant-1	Phillips	56°00'23"	4242 meter	1986-01-10
5603/32-2	Glomar Labrador 1	03°53'44"	N.Perm	1986-03-18
Øst Rosa-3	Mærsk Olie og Gas	55°35'36"	1569 meter	1986-01-20
5504/15-5	Dyvi Epsilon	04°36'31"	Ø.Perm	1986-03-10
Ravn-1	Amoco	55°52'35"	5013 meter	1986-03-24
5504/01-2	Dyvi Epsilon	04°13'52"	Perm	1986-07-17
Øst Rosa Fl.-1	Mærsk Olie og Gas	55°33'51"	3045 meter	1986-03-24
5504/15-6	Mærsk Endeavour	04°37'50"	Ø.Jura	1986-04-30
Midt Rosa Fl.-1	Mærsk Olie og Gas	55°35'27"	3039 meter	1986-05-04
5504/15-7	Mærsk Endeavour	04°31'33"	N.Kridt	1986-06-11
Vest Lulu-4	Mærsk Olie og Gas	56°19'05"	3919 meter	1986-07-27
5604/21-6	Mærsk Endeavour	04°10'16"	N.Trias	1986-09-12
Gwen-2	Mærsk Olie og Gas	56°06'52"	4368 meter	1986-09-30
5604/29-3	Mærsk Endeavour	04°04'10"	N.Trias	1986-12-15
Mejrup-1	Philips	56°22'39"	2532 meter	1987-03-22
5608/19-1	Kenting 36	08°40'36"	Trias	1987-04-29
Felicia-1	Statoil	57°26'18"	5321 meter	1987-07-03
5708-18-1	Mærsk Guardian	08°18'41"	Perm	1987-12-03
Gert-3	Mærsk Olie og Gas	56°12'43"		1987-07-21
5603/28-2	Mærsk Endeavour	03°45'49"		1987-10-28
Stenlille-2	Danop	55°32'17"		1987-07-27
5511/15-2	Kenting 36	11°36'18"		1987-08-28
Ibenholt-1	Phillips	56°23'26"	2599 meter	1987-08-11
5605/20-1	Dyvi Sigma	05°58'29"	Prækambrium	1987-09-24
Dyb Gorm-1	Mærsk Olie og Gas	55°34'04"		1987-08-18
5504/16-5	Zapata Scotian	04°45'50"		1987-12-04
Stenlille-3	Danop	55°32'17"		1987-08-30
5511/15-3	Kenting 36	11°36'18"		1987-09-16
Ravn-2	Amoco	55°50'35"	4507 meter	1987-09-16
5504/05-1	Dan Earl	04°13'41"	Trias	1987-11-17
Tostrup-11	Danop	56°37'55"		1987-10-10
5609/10-11	Kenting 36	09°25'24"		1987-11-07
Elly-2	Mærsk Olie og Gas	55°47'19"		1987-11-15
5504/06-2	Neddrill Trigon	04°19'05"		1988-05-31
Jeppe-1	Norsk Hydro	56°11'04"	5050 meter	1987-12-10
5603/28-3	Mærsk Guardian	03°54'36"	Perm	1988-03-02
Borg-1	Danop	55°02'57"	Palæozoikum	1988-05-29
5508/32-2	Kenting 34	08°48'23"	3074 meter	1988-04-18

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Gulnare-1	Statoil	56°10'13"	4735 meter	1988-06-02
5604/26-1	Mærsk Endevour	04°26'41"	Jura	1988-09-19
Stenlille-4	Danop	55°31'06"		1988-07-19
5511/15-4	Kenting 36	11°35'14"		1988-08-09
Stenlille-5	Danop	55°32'08"		1988-08-14
5511/15-5	Kenting	11°37'33"		1988-09-03
Stenlille-6	Danop	55°33'29"		1988-09-07
5511/15-6	Kenting 36	11°39'09"		1988-09-27
Tordenskjold-1	Danop	55°56'19"	3703 meter	1988-12-14
5503/03-2	Neddrill Trigon	03°32'31"	N.Perm	1989-02-04
Pernille-1	Norsk Hydro	55°00'54"	3588 meter	1989-04-07
5514/30-1	Glomer Moray Firth	14°18'43"	Palæozoikum	1989-06-06
Stina-1	Amoco	54°47'20"	2482 meter	1989-06-12
5414/7-1	Glomar Moray Firth	14°37'44"	Palæozoikum	1989-07-11
Falk-1	Amoco	55°50'01"	4200 meter	1989-07-23
5504/6-3	Glomar Moray Firth	04°18'50"	Trias	1989-09-05
Gert-4	Mærsk Olie og Gas	56°13'18"		1989-11-02
5603/27-4	Mærsk Endeavour	03°43'48"		1990-05-16
Alma-1	Mærsk Olie og Gas	55°28'58"		1990-03-18
5505/17-10	Mærsk Giant	05°12'33"		1990-08-16
Amalie-1/1A	Statoil	56°14'39"	5320 meter	1990-08-01
5604/26-2	Neddrill Trigon	04°22'02"	Jura	1991-06-17
Stenlille-7	Danop	55°32'18"		1990-09-10
5511/15-7	Kenting 31	11°36'27"		1990-12-17
E-5	Mærsk Olie og Gas	55°40'25"		1991-02-05
5504/12-4	West Sigma	04°53'10"		1991-05-11
Skjold Fl.-1	Mærsk Olie og Gas	55°33'24"		1991-05-10
5504/16-6	West Kappa	04°53'51"		1991-09-22
Eg-1	Agip	55°57'09"	4500 meter	1991-06-24
5503/4-2	Neddrill Trigon	03°58'25"	Perm ?	1991-09-23
Baron-1	Norsk Hydro	56°01'44"	999 meter	1991-07-25
5604/30-2	Mærsk Jutlander	04°15'30"		1991-08-01
Baron-2/2A	Norsk Hydro	56°01'44"	5100 meter	1991-08-01
5604/30-3	Mærsk Jutlander	04°15'30"	Øvre Jura	1992-01-13
Tyra TWC-3P	Mærsk Olie og Gas	55°42'56"		1991-09-14
5504/11-3	Mærsk Giant	04°44'56"		1991-12-08
Elly-3	Mærsk Olie og Gas	55°47'19"		1991-09-12
5504/6-4	Mærsk Endeavour	04°22'02"		1992-02-12
Stenlille-8	Danop	55°32'19"		1991-11-08
5511/15-8	Kenting 21	11°36'26"		1992-01-16

Forundersøgelser 1991

Undersøgelse	Operatør Kontraktor	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet i 1991
Seismiske undersøgelser					
AM91C	Amoco Norway Teledyne Exploration	Offshore 2D	1991-03-15 1991-03-16	Central Graven	43 km
AM91C	Amoco Denmark Teledyne Exploration	Offshore 3D	1991-05-24 1991-06-17	Central Graven Elly 1/89	1.783 km
AM91C	Amoco Denmark Teledyne Exploration	Offshore 2D	1991-06-15 1991-06-15	Central Graven 2/84	83 km
AM91N	Amoco Denmark Teledyne Exploration	Offshore 2D	1991-06-20 1991-06-27	Nordsøen 3/89	449 km
DK91C	Mærsk Olie og Gas AS Simon-Horizon Ltd.	Offshore 2D	1991-05-19 1991-05-20	Central Graven Emma	64 km
DK91C	Mærsk Olie og Gas AS Simon-Horizon Ltd.	Offshore 3D	1991-05-26 1991-07-25	Central Graven Alma	11.306 km
DK91C	Mærsk Olie og Gas AS Simon-Horizon Ltd.	Offshore 3D	1991-07-18 1991-10-25	Central Graven Nord Arne	13.713 km
DK91C	Mærsk Olie og Gas AS Simon-Horizon Ltd.	Offshore 3D	1991-07-29 1991-10-26	Central Graven Syd Roar	3.214 km
DK91C	Mærsk Olie og Gas AS Simon-Horizon Ltd.	Offshore 3D	1991-07-30 1991-10-26	Central Graven Syd Øst Tyra	7.410 km
DN91D	Danop/Jordan CGG	Onshore	1991-09-10 1991-09-20	Jylland Give	78 km
Geokemiske undersøgelser					
HO91A	Hoff Int. Off. Serv. Team	Offshore	1991-06-22	Østersøen	214 prøver
	Petroleum Geology Invest.	Offshore	1991-09-09	Indre farvande	

Dansk olieproduktion 1972-1991, mio. m^3

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	*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						*0,87*
1982	0,31	1,64	0,02					*1,97*
1983	0,27	1,84	0,40					*2,51*
1984	0,36	1,62	0,65	0,07				*2,70*
1985	0,45	1,80	0,85	0,35				*3,45*
1986	0,47	1,72	1,07	0,57	0,47			*4,30*
1987	1,23	1,50	1,21	0,84	0,63			*5,41*
1988	1,50	1,35	1,37	0,95	0,40			5,57
1989	1,47	1,35	2,21	1,05	0,39			*6,47*
1990	1,58	1,44	2,63	1,08	0,27			*7,00*
1991	1,72	1,50	2,73	1,39	0,29	0,14	0,48	*8,25*
I alt	*12,38*	*16,29*	*13,14*	*6,30*	*2,45*	*0,14*	*0,48*	*51,18*

Dansk gasproduktion 1972-1991, mia. Nm^3

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	*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	0,00					*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	0,64	0,07	1,11				*2,03*	*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*
1989	0,71	0,89	0,19	3,52	0,02			*5,33*	*2,68*
1990	0,80	0,81	0,22	3,30	0,01			*5,14*	*2,75*
1991	0,88	0,84	0,23	3,67	0,01	0,06	0,07	*5,76*	*3,51*
I alt	*5,02*	*7,11*	*1,12*	*19,50*	*0,11*	*0,06*	*0,07*	*32,99*	*16,57*

En stor del af gassen er reinjiceret

Månedlig produktion af olie og kondensat 1991, tusinde m³

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	*1991*
Dan	141	126	136	114	142	143	152	152	151	151	155	162	*1723*
Gorm	132	113	140	114	122	115	125	126	118	131	130	135	*1501*
Skjold	231	217	239	225	236	236	231	228	222	227	219	222	*2734*
Tyra	132	121	129	115	114	111	84	105	101	118	128	128	*1386*
Rolf	25	23	17	7	30	34	26	25	26	26	25	29	*293*
Kraka			3	19	22	18	16	15	13	14	9	16	*144*
Dagmar						7	64	84	82	91	76	70	*475*
I alt	*661*	*600*	*663*	*593*	*665*	*664*	*697*	*735*	*714*	*759*	*742*	*762*	*8256*

Månedlig produktion af gas 1991, mio. Nm³

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	*1991*
Dan	68	63	7	47	66	70	84	84	83	83	83	81	*879*
Gorm	69	65	71	72	73	69	69	71	65	69	70	80	*843*
Skjold	19	18	20	19	20	21	19	17	20	22	20	18	*233*
Tyra	375	343	368	307	294	303	169	219	238	320	371	363	*3672*
Rolf	1	1	1	<1	1	2	1	1	1	1	1	1	*12*
Kraka			1	5	7	7	7	7	6	7	4	7	*56*
Dagmar						1	8	10	10	14	12	11	*65*
I alt	*533*	*490*	*527*	*450*	*462*	*472*	*357*	*409*	*422*	*516*	*561*	*562*	*5760*

Danmarks energiforbrug 1972-1991 fordelt på brændsler samt energiproduktion og selvforsyningsgrad mio. t.o.e.

	Olie	Naturgas	Kul og koks	Vedv. energi mv.	*I alt*	Energiprod.	Selvforsyning
1972	17,9	-	1,1	0,3	*19,4*	0,4	2
1973*)	17,4	-	1,9	0,2	*19,5*	0,3	2
1974*)	15,9	-	1,7	0,2	*17,8*	0,3	2
1975	15,2	-	2,0	0,3	*17,6*	0,5	3
1976	16,0	-	2,8	0,4	*19,2*	0,6	3
1977	16,0	-	3,2	0,4	*19,6*	0,9	4
1978	16,0	-	4,0	0,3	*20,4*	0,7	4
1979	15,9	-	4,8	0,5	*21,2*	0,9	4
1980	13,2	-	5,7	0,5	*19,4*	0,8	4
1981	11,6	0,0	5,9	0,6	*18,2*	1,4	8
1982	10,8	0,0	6,2	0,7	*17,7*	2,4	14
1983	10,2	0,0	6,6	0,7	*17,6*	3,0	17
1984	10,1	0,2	7,1	0,8	*18,2*	3,4	19
1985	10,4	0,7	7,4	0,8	*19,2*	4,8	25
1986	10,2	1,2	7,4	0,9	*19,6*	6,4	33
1987	9,7	1,5	7,7	1,0	*19,9*	8,0	40
1988	9,0	1,6	7,7	1,0	*19,3*	8,1	42
1989	8,6	1,8	7,6	1,1	*19,1*	9,4	49
1990	8,2	1,8	7,6	1,1	*18,8*	10,0	53
1991*)	8,4	2,1	7,8	1,2	*19,4*	11,8	61

I modsætning til andre forbrugsoversigter er der ikke foretaget klimakorrektion.
Energiforbruget er angivet brutto, dvs. incl. konverteringstab. *) Skøn

Danmarks energiforbrug 1972-1991 fordelt på anvendelse mio. t.o.e.

	Rumopvarmning	Proces	Transport	Elapparater mv.	ikke-energi formål	*I alt*
1972	7,4	4,8	3,4	2,8	1,0	*19,4*
1973*)	7,5	5,2	3,3	2,6	0,9	*19,5*
1974*)	6,3	4,9	3,1	2,6	0,9	*17,8*
1975	6,4	4,5	3,2	2,6	0,9	*17,6*
1976	7,1	4,8	3,4	2,9	0,9	*19,2*
1977	7,0	5,1	3,5	3,1	0,9	*19,6*
1978	7,2	5,4	3,8	3,3	0,8	*20,4*
1979	7,5	5,6	3,8	3,4	0,9	*21,2*
1980	6,4	5,4	3,5	3,4	0,8	*19,4*
1981	5,8	4,9	3,3	3,4	0,7	*18,2*
1982	5,6	4,6	3,5	3,4	0,7	*17,7*
1983	5,4	4,6	3,6	3,4	0,7	*17,6*
1984	5,3	4,8	3,7	3,6	0,8	*18,2*
1985	6,1	5,0	3,8	3,6	0,8	*19,2*
1986	5,8	5,3	3,9	3,7	0,9	*19,6*
1987	6,0	5,2	4,0	3,8	1,0	*19,9*
1988	5,3	5,1	4,0	3,9	1,0	*19,3*
1989	4,9	5,2	4,1	3,9	1,0	*19,1*
1990	4,8	5,2	4,1	3,8	0,9	*18,8*
1991*)	5,1	5,3	4,2	3,9	0,9	*19,4*

Forbrugstallene er incl. konverteringstab og er ikke klimakorrigerede. *) Skøn

Økonomiske nøgletal

	Investeringer i feltudbygning mio.kr.	Driftsomk. for felter mio. kr.	Efterforskningsomk. mio. kr. 1)	Råoliepris $/tønde 2)	$-kurs kr./US$	Inflation % 3)	Nettovalutaudgift til energi import mia. kr.
1972	105	19	28	3,0	7,0	6,57	3,3
1973	9	21	83	4,6	6,1	9,30	4,3
1974	38	51	76	11,6	6,1	15,18	9,8
1975	139	51	118	12,3	5,8	19,62	9,4
1976	372	58	114	12,3	6,1	9,02	10,3
1977	64	66	176	14,0	6,0	11,18	11,4
1978	71	98	55	14,0	5,5	9,99	10,9
1979	387	121	78	20,4	5,3	9,63	15,5
1980	956	148	201	37,5	5,6	12,34	21,2
1981	1651	327	257	37,4	7,1	11,68	25,9
1982	3948	556	266	34,0	8,4	10,15	25,9
1983	3528	505	1264	30,5	9,1	6,92	21,9
1984	1596	721	1211	28,2	10,4	6,28	22,8
1985	1956	756	1373	27,2	10,6	4,74	23,4
1986	1694	981	721	14,7	8,1	3,62	11,2
1987	914	1023	758	18,4	6,8	4,02	8,7
1988	897	1000	560	14,8	6,7	4,56	6,7
1989	1145	1094	500	18,0	7,3	4,79	7,4
1990	1736	1226	817	23,5	6,2	2,60	5,7
1991	2315	1150	960	20,0	6,4	2,40	5,1

Årets priser 1) alle rettighedshavere 2) dansk råolie 3) forbrugerpriser

Dan Centret

Feltnavn	**Dan**
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift:	1972
Produktionsbrønde:	49
heraf vandrette:	14
Vandinjektionsbrønde:	6
Vanddybde:	40 m
Areal:	30 km^2
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastrichtien)

Reserver pr. 1. januar 1992

Forventet indvinding:	
Olie:	42 mio. m^3
Gas:	18 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	12,38 mio. m^3
Gas:	5,02 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 høj porøsitet, men 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 i 1987 blevet taget ud af drift, således at kun anlægget for periodevis måling af produktionen for enkeltbrønde er i brug. Efter ændringen er der indkvartering til 5 personer.

Procesanlægget på Dan FC, som behandler den samlede produktion fra feltet, består af et stabiliseringsanlæg og et gastørringsanlæg. Olien færdigbehandles til et passende lavt damptryk og sendes til Gorm E og herfra til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst for endelig behandling.

Anlæg for behandling og pumpning af vand til injektion er placeret på broen mellem FB og FC platformene.

I 1991 er der godkendt en omfattende anlægsudvidelse på Dan feltet bestående af to ny platforme af STAR typen, den ene platform, FD skal anvendes til et nyt afbrændingstårn, mens den anden, FE skal give plads til 7 nye brønde og endvidere understøtte et bromodul med et nyt vandinjektionsanlæg.

Installationerne på Dan feltet modtager endvidere produktionen fra Kraka feltet.

På Dan FC er der indkvartering for 86 personer.

Feltnavn	**Kraka**
Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1966
I drift:	marts 1991
Produktionsbrønde:	2
heraf vandrette:	2
Vanddybde:	45 m
Areal:	6 km^2
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastrichtien)

Reserver pr. 1. januar 1992

Forventet indvinding:	
Olie:	3 mio. m^3
Gas:	2 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	0,14 mio. m^3
Gas:	0,06 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af lagene, hvorved der er fremkommet en opsprækning af reservoiret. Kalkstenen har en rimelig porøsitet, men lav permeabilitet. Oliezonen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe på feltet.

Anlæg

Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes ubehandlet til Dan FC platformen.

Gorm Centret

Feltnavn	Gorm
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15,16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift:	1981
Produktionsbrønde:	21
Gasinjektionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	5
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km^2
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastrichtien)

Reserver pr. 1. januar 1992

Forventet indvinding:	
Olie:	24 mio. m^3
Gas:	6 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	16,30 mio. m^3
Gas:	7,10 mia. Nm^3
Gasinjektion:	6,72 mia. Nm^3
Nettogasproduktion:	0,38 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælving af lagene. 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, en stigrørs/pumpeplatform E samt en behandlings- og pumpeplatform F.

Procesanlægget på Gorm C består af et stabiliseringsanlæg for olie samt et færdigbehandlingsanlæg for gas. Der er endvidere anlæg for reinjektion af gas.

Anlæggene på Gorm F består af to stabiliseringsanlæg for olie, hvoraf det ene modtager den svovlbrinteholdige produktion fra Dagmar feltet, mens det andet aflaster anlægget på Gorm C. Et anlæg for behandling og pumpning af vand til injektion på såvel Gorm som Skjold feltet er endvidere placeret på Gorm F.

Den gas, der ikke injiceres, sendes til Tyra Øst via Gorm E. Den stabiliserede olie fra behandlingsanlæggene på henholdsvis Dan, Tyra og Gorm Centrene bliver ilandført via pumpeplatformen Gorm E.

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

Feltnavn	Skjold
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift:	1982
Produktionsbrønde:	4
Vandinjektionsbrønde:	6
Observationsbrønde:	0
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km^2
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastrichtien)

Reserver pr. 1. januar 1992

Forventet indvinding:	
Olie:	15 mio. m^3
Gas:	1 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	13,14 mio. m^3
Gas:	1,12 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene. Strukturen er på randen gennemskåret af en serie ringforkastninger. På toppen er den gennemsat af talrige 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 på Skjold feltet, og produktionen føres til et særskilt anlæg på Gorm F, hvor der endvidere er et anlæg, som forsyner Skjold feltet med injektionsvand. Der er i 1991 blevet opsat en testseparator på Skjold platformen for måling af produktionen fra de individuelle brønde.

Feltnavn	**Rolf**
Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14,15
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1981
I drift:	1986
Produktionsbrønde:	2
Observationsbrønde:	1
Vanddybde:	34 m
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	1) Kalksten (Danien og Maastrichtien) 2) Dolomit

Reserver pr. 1. januar 1992

Forventet indvinding:	
Olie:	2 mio. m^3
Gas:	<1 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	2,45 mio. m^3
Gas:	0,11 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene. Reservoirerne er i lighed med Skjold feltet stærkt opsprækkede og fremviser usædvanligt gode produktionsegenskaber.

Anlæg

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Den producerede olie og gas sendes ubehandlet til Gorm F, hvor stabilisering foretages sammen med produktionen fra Skjold feltet.

Feltnavn	**Dagmar**
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1983
I drift:	juni 1991
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	9 km^2
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	1) Kalksten (Maastrichtien) 2) Dolomit

Reserver pr. 1. januar 1992

Forventet indvinding:	
Olie:	3 mio. m^3
Gas:	<1 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	0,47 mio. m^3
Gas:	0,07 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene. Reservoirerne er i lighed med Skjold feltet stærkt opsprækkede og fremviser usædvanligt gode produktionsegenskaber.

Anlæg

Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes ubehandlet til Gorm F, hvor der er installeret behandlingsfaciliteter for Dagmar feltets produktion.

Tyra Centret

Feltnavn	**Tyra**
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11,12
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift:	1984
Produktionsbrønde:	34
heraf vandrette:	6
Injektionsbrønde:	8
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	52 km^2
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastrichtien)

Reserver pr. 1. januar 1992

Forventet indvinding:	
Olie:	3 mio. m^3
Kondensat:	4 mio. m^3
Gas:	33 mia. Nm^3

Akkumuleret produktion:	
Olie:	1,73 mio. m^3
Kondensat:	4,57 mio. m^3
Gas:	19,50 mia. Nm^3
Gasinjektion:	5,98 mia. Nm^3
Netto gasproduktion:	13,52 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af lagene. En markant permeabilitetsbarriere 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.

På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af produktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret et gasinjektionsanlæg.

Olie og kondensat samt gas, der ikke reinjiceres, sendes til færdigbehandling på Tyra Øst. På Tyra Vest er der indkvartering til 80 personer.

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas som olie og kondensat.

Gasanlægget omfatter installationer for tørring, dugpunktsregulering samt kompression til rørledningstryk. Kondensat og olie sendes til Gorm feltet for ilandføring.

På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer. Installationerne på Tyra Øst er planlagt udvidet for modtagelse af produktionen fra felter, der udbygges inden for de nærmeste år, herunder Valdemar og Roar.

Felter under udbygning

Feltnavn	**Valdemar**
Tidligere navne:	Bo/Boje/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo), 1982 (Boje) og 1985 (Nord Jens)
I drift (planlagt):	1993/94
Produktionsbrønde:	3 (planlagt)
Vanddybde:	38 m
Areal:	16 km^2 (Øvre Kridt) 200 km^2 (Nedre Kridt)
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten

Ressourcer pr. 1. januar 1992

Forventet indvinding:	
Olie:	2 mio. m^3
Gas:	2 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer.

I Nedre Tertiær/Øvre Kridt er der påvist olie og gas i Danien/ Maastrichtien og Campanien kalksten. I Nedre Kridt er der påvist olie i Aptien samt i Barremien kalksten (Tuxen formation). Medens reservoirforholdene i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, har de nedre reservoirer i Aptien og Barremien kalkstenen meget vanskelige produktionsegenskaber. Der er i visse områder af reservoiret konstateret en vis naturlig opsprækning af kalkstenen, hvilket forbedrer produktionsegenskaberne.

Anlæg

Valdemar feltet udbygges som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen vil blive sendt ubehandlet til Tyra Øst.

Kommende feltudbygninger

Feltnavn	**Nils**
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1979
Indvindingsplan godkendt:	1988
I drift (planlagt):	1993/94

Feltnavn	**Roar**
Tidligere navn:	Bent
Beliggenhed:	Blok 5504/7
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1994

Feltnavn	**Harald**
Tidligere navne:	Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed:	Blok 5604/21 og 22
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1980 (Lulu) og 1983 (Vest Lulu)
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1998

Feltnavn	**Svend**
Tidligere navne:	Nord Arne/ Otto
Beliggenhed:	Blok 5604/25
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1975 (Nord Arne) og 1982 (Otto)
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1999/2000

Feltnavn	**Adda**
Beliggenhed:	Blok 5504/8
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1999

Feltnavn	**Igor**
Beliggenhed:	Blok 5505/13
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1999

Feltnavn	**Gert**
Beliggenhed:	Blok 5603/27,28
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indvindingsplan fremsendt:	1991

Feltnavn	**Elly**
Beliggenhed:	Blok 5504/6
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indvindingsplan fremsendt:	1992

Navngivning af felter

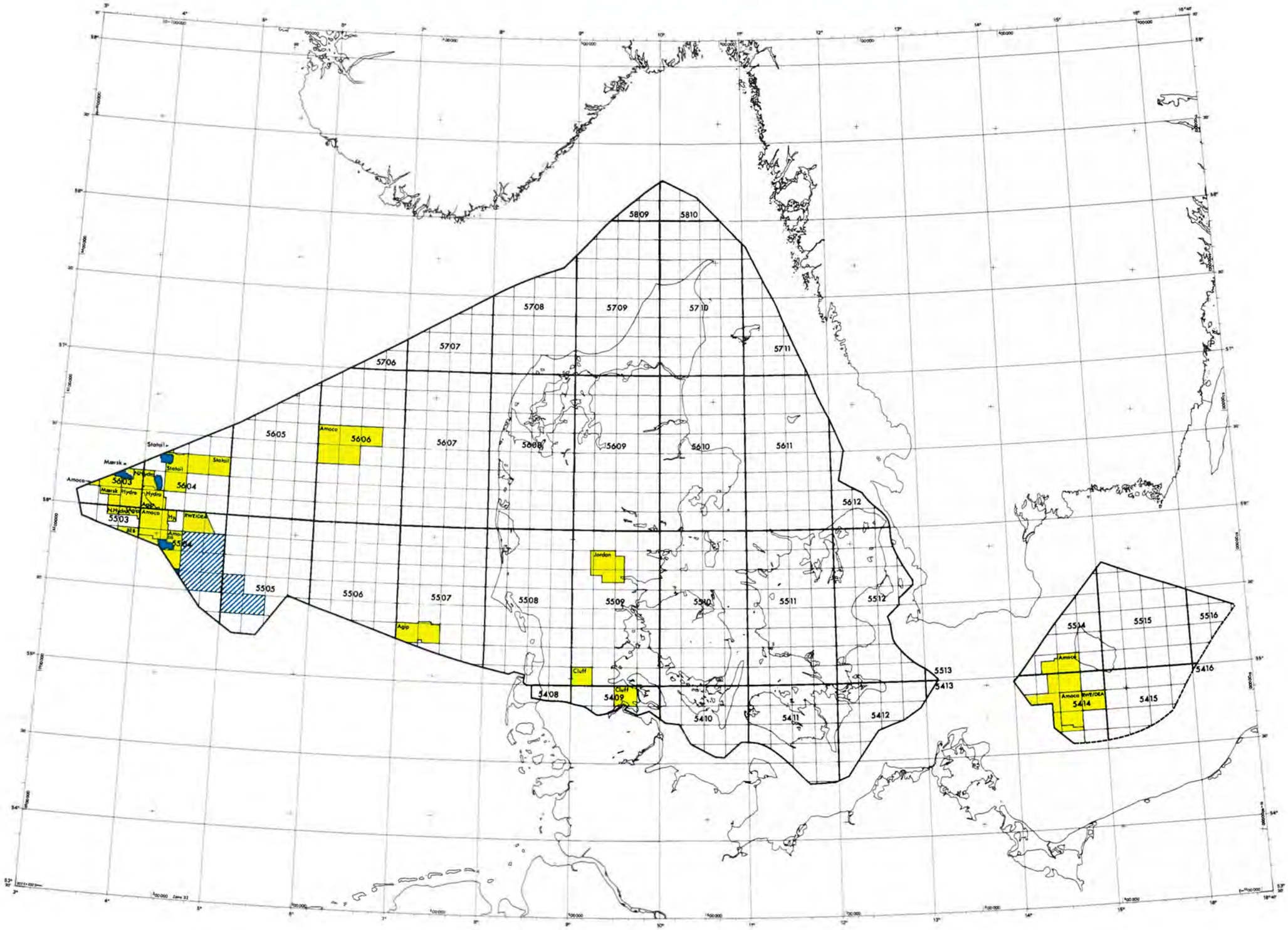
Oprindeligt navn	**Feltnavn**
Abby	Dan
Vern	Gorm
Cora	Tyra
Ruth	Skjold
Midt Rosa	Rolf
Bent	Roar
Anne	Kraka
Lulu/Vest Lulu	Harald
Øst Rosa	Dagmar
Boje/Nord Jens/Bo	Valdemar
Nord Arne/Otto	Svend

Bilag F

EFP-92 projektstøtte

Projekt	Projekt budget i 1.000 kr.	Støtte i 1.000 kr.	Deltager
1. Inversion af ikke-stakkede seismiske data	2.523	1.600	Ødegaard & Danneskiold-Samsøe Aps
2. Jurassisk sekvens stratigrafi i Det danske Central Trug	10.816	2.500	Danmarks Geologiske Undersøgelse
3. Tertiær bassinudvikling i Central Truget, med særlig vægt på mulige reservoir forekomster	8.842	2.500	Aarhus Universitet
4. Modellering af imbibitions-fortrængningsprocesser	1.315	850	COWIconsult AS
5. Anvendelse af elektro-osmose til forbedret olieindvinding	1.160	950	Danmarks tekniske Højskole
6. Stokastisk modellering af kalkfelters petrofysiske egenskaber under anvendelse af analoge sekvenser og Markow feltteori	4.000	2.000	Danmarks Geologiske Undersøgelse
7. Ekstrembølgers opståen og deres last på offshore konstruktioner	2.400	1.500	Dansk Hydraulisk Institut
8. Bassinmodellering, offshore Vestgrønland	3.060	1.590	Grønlands Geologiske Undersøgelse
I alt	*34.116*	*13.490*	

Dansk koncessionsområde 1. januar 1992



DUC 1962 koncessionsområde

Det sammenhængende Område (DUC 1962)

Koncessionsområder tildelt efter 1981

energistyrelsen