



Olie og Gas i Danmark  
Efterforskning og Produktion

1990

energistyrelsen

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

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

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

Energistyrelsen har et omfattende samarbejde med lokale, regionale og statslige myndigheder, med energiforsyningselskaber, 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 april 1991**  
**Trykkeri Schultz Print**  
**ISBN 87-89 072-39-1**  
**Eftertryk tilladt med kildeangivelse**

For femte gang udsender Energistyrelsen sin beretning om udviklingen i efterforskning og produktion af olie og naturgas i Danmark.

Årsrapporten for 1990 indeholder som tidligere bl.a. Energistyrelsens seneste 5- og 20 års prognoser for den danske olie- og gasproduktion og opgørelsen pr. 1. januar 1991 over de danske olie- og naturgasreserver.

Den danske olie- og naturgasproduktion har nu nået et sådant omfang, at den i høj grad bidrager til landets forsynings-sikkerhed. Alene den danske olieproduktion kunne i 1990 dække 69% af olieforbruget, og selvforsyningsgraden for olie og naturgas tilsammen nåede 85%.

Betydningen heraf understreges af den dramatiske udvikling i Den Persiske Golf, hvor Danmark var blandt de OECD-lande, der ville blive ramt mindst af et forsyningssvigt.

Inden for de nærmeste år forventes produktionen at nå et stade, der gør Danmark selvforsynende med kulbrinter. Danmark er således nået særdeles langt i opfyldelsen af målsætningerne i den 10 år gamle Energiplan 81 om reduktion af sårbarheden over for forsyningssvigt og om reduktion af de negative virkninger på betalingsbalancen af importeret brændsel.

Efterforskningsområdet var i 1990 præget af høj aktivitet for seismiske undersøgelser, hvorimod der kun blev påbegyndt to efterforskningsboringer. Imidlertid blev der for første gang siden 1986 gjort et nyt fund, og igangværende efterforskning tegner lovende.

I 1990 er der tildelt 3 nye licenser til efterforskning og produktion.

Udbygningsaktiviteten har været stor. Ud over arbejderne på de to nye oliefelter, Kraka og Dagmar, som kommer i produktion i 1991, og på Valdemar feltet, er der foretaget eller forberedt yderligere udbygninger på de producerende felter. Indsatsen retter sig især mod vandrette boringer og vandinjektionsprojekter.

Som en konsekvens af forventningerne til en stigende olieproduktion er det besluttet at forøge olierørets årlige kapacitet til knap 10 mio. m<sup>3</sup>.

København, april 1991



Ib Larsen  
direktør

# Omregningsfaktorer

---

## Omregningsfaktorer

1 m<sup>3</sup> råolie = 0,857 ton ≈ 35,9 GJ

1 m<sup>3</sup> motorbenzin = 0,75 ton ≈ 43,8 GJ

1 m<sup>3</sup> gas-/dieselolie = 0,84 ton ≈ 42,7 GJ

1 m<sup>3</sup> fuelolie = 0,98 ton ≈ 40,4 GJ

1 tønde olie (barrel) = 0,159 m<sup>3</sup>

1.000 Nm<sup>3</sup> naturgas = 37.239 scf ≈ 39,0 GJ

1.000 Sm<sup>3</sup> naturgas ≈ 1 t.o.e. (tons olieækvivalent)

1 Nm<sup>3</sup> naturgas = 1,057 Sm<sup>3</sup>

1 ton kul (elværker) ≈ 25,2 GJ

1 ton kul (øvrige) ≈ 26,2 GJ

1 ton koks ≈ 28,8 GJ

1 ton brænde ≈ 12,6 GJ

1 ton træaffald ≈ 14,5 GJ

1 ton halm ≈ 15,0 GJ

Nm<sup>3</sup> (normalkubikmeter),  
angives ved 0°C, 101,325 kPa

Sm<sup>3</sup> (standardkubikmeter),  
angives ved 15°C, 101,325 kPa

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

<b>Organisation</b>	<b>5</b>	<b>Bilag:</b>	<b>45</b>
<b>Efterforskning</b>	<b>7</b>	<b>A</b> Rettighedshavere på dansk område	47
Seismiske undersøgelser	7	<b>B</b> Efterforsknings- og vurderingsboringer	49
Boreaktivitet	7	<b>C</b> Forundersøgelser i 1990	50
Efterforskningsboringer	8	<b>D</b> Olie og gasproduktion	51
Vurderingsaktivitet	9	Årlig produktion 1972-1990	51
Nye tilladelser	9	Månedlig produktion 1990	52
Tilbageleverede arealer	9	Forbrugs- og forsyningsdata	53
Frigivelse af boredata	9	<b>E</b> Felldata	54
<b>Produktion</b>	<b>11</b>	<b>F</b> Energiforskningsprojekter	59
Producerede mængder	11	<b>G</b> Koncessionskort	
Indvindingsforholdene i 1990	12		
De producerende felter	13		
Felter under udbygning	17		
Kommende udbygninger	19		
<b>Reserveopgørelse</b>	<b>21</b>		
Metode og definitioner	21		
Reservegrundlag pr. 1. januar 1991	23		
<b>Prognoser</b>	<b>27</b>		
5 års prognose	27		
20 års prognose	29		
Statens indtægter	32		
Betalingsbalance effekt	33		
<b>Økonomi</b>	<b>35</b>		
<b>Sikkerhed og arbejdsmiljø</b>	<b>39</b>		
Nye regler	39		
Sikkerhed og arbejdsmiljø	40		
Ulykkesstatistik	41		
<b>Forskning</b>	<b>43</b>		
Koncessionsaftaler	43		
Energiforskningsprogram 1991	43		
EF's forsknings- og udviklingsprogrammer	43		

---

Energistyrelsen gennemførte i november 1990 en intern strukturændring som en yderligere opfølgning på den ændrede opgavefordeling mellem Energiministeriets departement og styrelsen, der blev besluttet i 1989.

Den nye struktur skal sikre, at styrelsen er bedre rustet til de kommende års opgaver inden for energiområdet. Det forventes bl.a., at opgaverne vedrørende energiforbrug, energibesparelser, samproduktion af el og varme, olie/gas-området og det internationale område vil få en relativt større betydning.

I den nye struktur er der 11 kontorer og direktion med et ledelsessekretariat som illustreret i fig. 1.1. Ved indgangen til 1991 beskæftigede Energistyrelsen medarbejdere svarende til 172 årsværk.

Primo 1991 er kontorerne, der tidligere havde til huse på Gammel Kongevej, overflyttet til Landemærket. Energistyrelsen er herefter samlet på én adresse.

De kontorer, der især beskæftiger sig med aktiviteterne vedrørende efterforskning og indvinding af olie og gas, er 3., 4. og 10. 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 m.v.

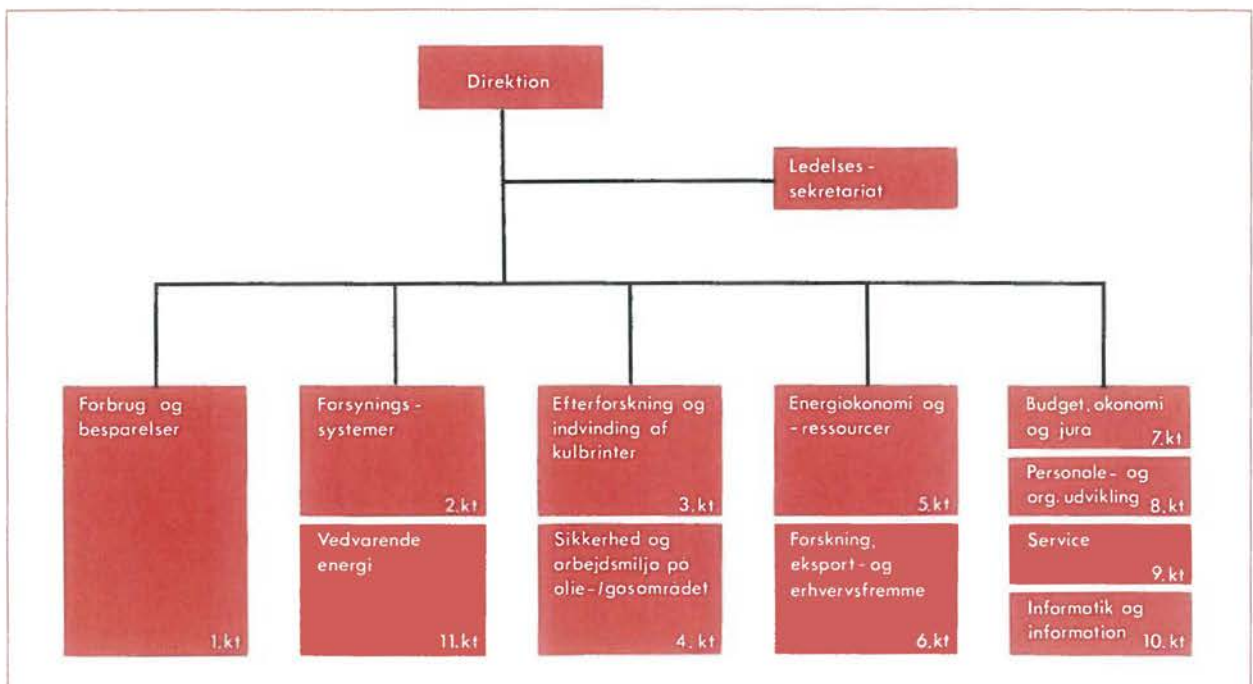
### 4. Kontor. Sikkerhed og arbejdsmiljø på olie/gas-området

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

### 10. Kontor. Informatik og information

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

Fig. 1.1 Energistyrelsens organisation







I 1990 blev der påbegyndt 2 efterforskningsboringer. Dette er det laveste antal boringer i mange år. Der blev gjort fund i Alma-1 boringen udført af DUC, hvilket er det første nye fund af kulbrinter siden 1986. Resultaterne fra Statoil-gruppens Amalie-1 boring forelå ikke ved redaktionens afslutning.

Der blev i 1990 tildelt 3 nye licenser til efterforskning og indvinding af olie og gas.

En oversigt over de 18 grupper, der ved udgangen af 1990 havde tilladelser til efterforskning og indvinding på dansk område, findes i bilag A. Koncessionskortet bagest i rapporten viser den geografiske fordeling af tilladelser ved udgangen af 1990.

## Seismiske undersøgelser og forundersøgelser

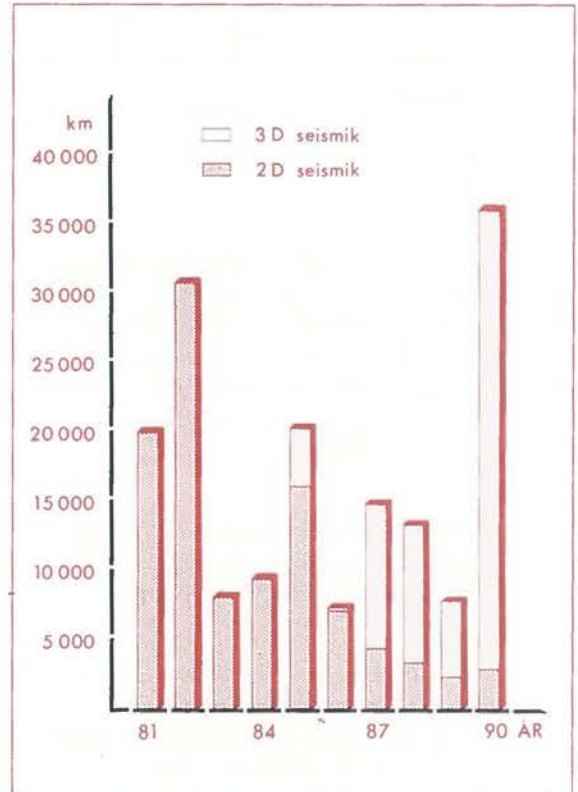
I 1990 blev der på dansk område udført sammenlagt 36.011 km seismiske undersøgelser. De 3D (tre dimensionale) programmer udgjorde 32.974 liniekilometre, og de resterende 3.037 km bestod af 2D programmer. De tre dimensionale undersøgelser giver betydeligt bedre muligheder for at foretage en mere korrekt kortlægning af lagene i undergrunden. Næsten al den udførte seismik er udført af danske rettighedshavere. Kun 785 km er udført på grænseoverskridende strukturer af norske rettighedshavere.

Som det fremgår af fig. 2.1 er der sket en væsentlig forøgelse af aktiviteten i forhold til 1989. Dette skyldes først og fremmest de af DUC udførte 3D undersøgelser. Desuden er de fleste seismiske arbejdsforpligtelser i 3. runde blevet gennemført i 1990 og er nu stort set opfyldt. I 1991 forventes en fortsat høj undersøgelsesaktivitet fra DUC's side.

På land er der i Midtjylland udført 51 km seismik på den såkaldte Give-licens (9/89). Undersøgelsen er udført af DANOP som operatør for Jordan-gruppen.

Energistyrelsen har i 1990 godkendt, at der udføres et større geokemisk program i danske farvande. Programmet består i indsamling af ca. 500 havbundsprøver og udføres af Hoff International Offshore Team Inc. i løbet af en 2 måneders

Fig. 2.1 Årlig seismik 1981-1990



periode i 1991. Programmet er led i en global geokemisk undersøgelse, der har til formål at forøge kendskabet til mulige kulbrintepotentialer.

Efter henvendelse fra Fiskeriministeriet har Energistyrelsen i samråd med fiskerimyndighederne taget spørgsmålet om seismiske undersøgelser mulige skadevirkninger på fiskeribestanden op til fornyet vurdering. På baggrund af nyere udenlandske undersøgelsesresultater har sådanne virkninger ikke kunnet bekræftes.

I bilag C findes en oversigt over seismiske undersøgelser i 1990.

## Boreaktivitet

I 1990 blev der påbegyndt 2 boringer til efterforskning af olie og gas. Boringerne omtales nærmere i afsnittet om efterforskningsboringer.

## Efterforskning

Der blev påbegyndt ialt 15 boringer i forbindelse med produktion fra felterne i Nordsøen. I forbindelse med etablering af produktion fra Dagmar feltet blev der udført to produktionsboringer på feltet. På Dan feltet blev der påbegyndt 4 boringer, på Gorm feltet påbegyndtes 5 boringer, på Tyra feltet 2 boringer, og på Skjold og Valdemar felterne blev der begge steder udført én boring.

Som det fremgår af fig. 2.3 er der tale om en øget aktivitet i sammenligning med 1989, og der er tale om det højeste aktivitetsniveau siden 1985. For 1991 forventes et tilsvarende stort antal boringer udført på de producerende felter. Produktionsboringerne er i øvrigt omtalt i årsrapportens afsnit *produktion*.

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 5 forskellige boreplatforme med et samlet tidsforbrug på ca. 49 rigmåneder. De anvendte boreplatforme var Shelf Driller, Mærsk Endeavour, West

Fig. 2.2 Efterforsknings- og vurderingsboringer 1981-1990

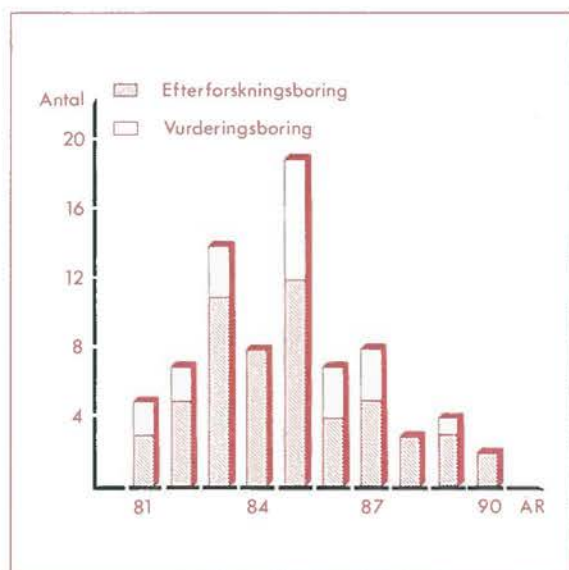
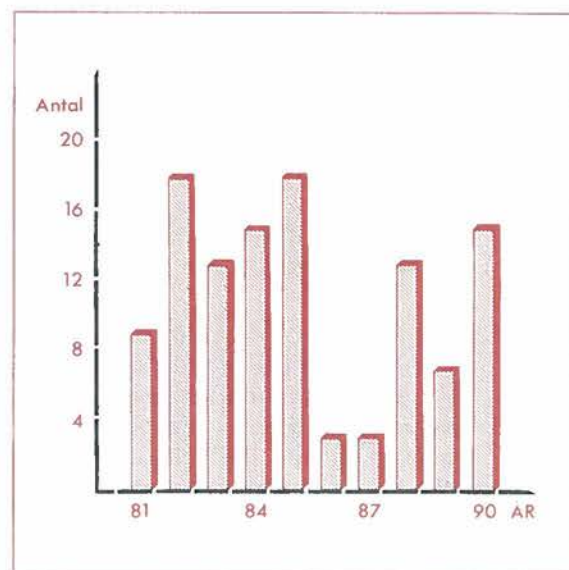


Fig. 2.3 Produktionsboringer 1981-1990



Sigma, Mærsk Giant og Neddrill Trigon. Til boringen ved Stenlille anvendtes landboreplatformen Kenting 31.

### Efterforskningsboringer

Følgende efterforskningsboringer blev påbegyndt i 1990:

#### Alma-1 5505/17-10

Boringen blev udført i DUC's Sammenhængende Område på en position ca. 5 km øst for Dan feltet. Alma-1 blev boret i perioden marts til august med Mærsk Olie og Gas AS som operatør. Ved udførelse af en prøveproduktion blev der påvist kulbrinter. Fundet bliver for tiden vurderet. Et vurderingsprogram for det gjorte fund er fremsendt til Energistyrelsen i februar 1991.

#### Amalie-1 5604/26-2

Boringen bliver udført i et område af Nordsøen, der blev tildelt Statoil-gruppen som led i 2. udbudsrunde. Med Statoil som operatør blev borearbejdet indledt i august 1990 og var ved redaktionens afslutning endnu ikke afsluttet.

## Vurderingsaktiviteter

Amoco-gruppen var alene om at have fund under vurdering i 1990.

### Ravn 5504/1,2,5 og 6

Amoco-gruppen har udført 3 boringer i området. Fundet blev gjort i Ravn-1 boringen, som blev udført i 1986. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie fra jurassisk sandsten. De to næste boringer, Ravn-2 og Falk-1 blev udført i 1987 og 1989. Efterforskningsstilladelsen er forlænget med 2 år og udløber således i 1992. Amoco-gruppen arbejder fortsat med efterforskning i området og evaluering af det gjorde fund.

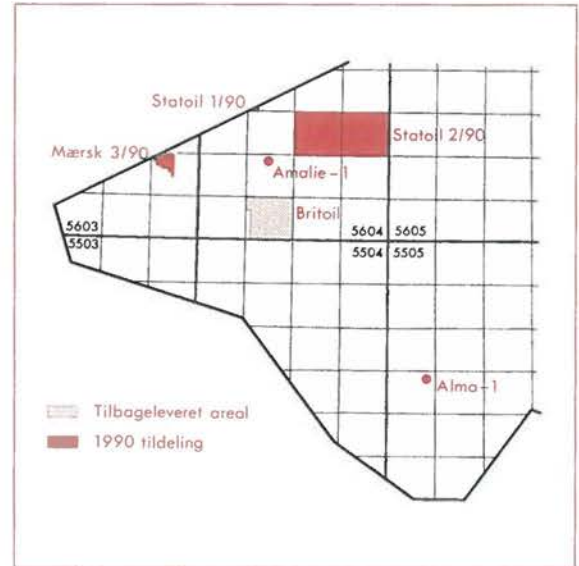
## Nye tilladelser

Der blev i 1990 udstedt 3 nye tilladelser til efterforskning efter olie og gas. Licenserne blev tildelt efter afholdelse af en ekstraordinær og kortvarig udbudsrunde.

Til to grupper med Statoil som operatør er der udstedt to nye tilladelser, 1/90 og 2/90. Gruppernes sammensætning fremgår af bilag A. Begge tilladelser gælder områder i Nordsøen. Områderne fremgår af fig. 2.4 samt af koncessionskortet bagest i årsrapporten. Tilladelse 1/90 omfatter et område, der forventes at rumme en del af en struktur, hvori der på den tilstødende norske blok er gjort et fund af gas og kondensat. Tilladelse 2/90 omfatter to delblokke øst for Statoil-gruppens tilladelse 7/86 fra anden runde.

Til Mærsk-gruppen, som omfatter samarbejdspartnerne i DUC samt DOPAS, er der udstedt en tilladelse, 3/90, omfattende det område, som ikke tidligere var licensbelagt i blok 5603/28, umiddelbart grænsende op til Gert feltet. I forbindelse med afgrænsning af Gert feltet havde DUC rejst en voldgiftssag mod staten. Ved forhandling med A.P. Møller blev der siden opnået enighed om koncessionsvilkår for området.

Fig. 2.4 Efterforskningsboringer, tilbageleveret areal og nye tildelinger af licenser i Central Graven



## Tilbageleverede arealer

Der er i 1990 tilbageleveret nogle af de arealer, som blev tildelt selskabsgrupper i 1. udbudsrunde i 1984.

Amoco-gruppen har tilbageleveret arealer i Kattegat i blokkene 5611/22 og 23, som var tilknyttet licens 4/84. Under denne licens er der blandt andet udført boringen Terne-1.

Britoil-gruppen har tilbageleveret arealet i blok 5604/30, der ligger i Centralgraven, og som var tilknyttet licens 8/84. I blokken har gruppen blandt andet udført boringen Iris-1.

## 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.

## Efterforskning

---

I 1990 er data fra følgende efterforsknings- og vurderingsboringer blevet offentligt tilgængelige:

### Offshore:

Iris-1	5604/30-1	Britoil
Dyb Adda-1	5504/08-4	DUC
Vest Lulu-2	5604/21-4	DUC
Gert-2	5603/28-1	DUC
Elna-1	5604/19-1	DUC
Terne-1	5611/23-1	Amoco
John Flanke-1	5504/20-2	DUC
Lone-1	5603/27-3	DUC
Nord Jens-1	5504/07-5	DUC
Nord Jens-2	5504/07-6	DUC
Vest Lulu-3	5604/21-5	DUC
Kim-1	5603/30-1	DUC

### Onshore:

Kværs-1	5409/02-1	DUC
---------	-----------	-----

Danmarks Geologiske Undersøgelse (DGU) formidler disse informationer.

Den dansk olie- og gasproduktion kom i 1990 fra 5 felter: Dan, Gorm, Skjold, Rolf og Tyra, hvor Dansk Undergrundskonsortium, DUC, forestår indvindingen med Mærsk Olie og Gas AS som operatør.

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

## Producerede mængder

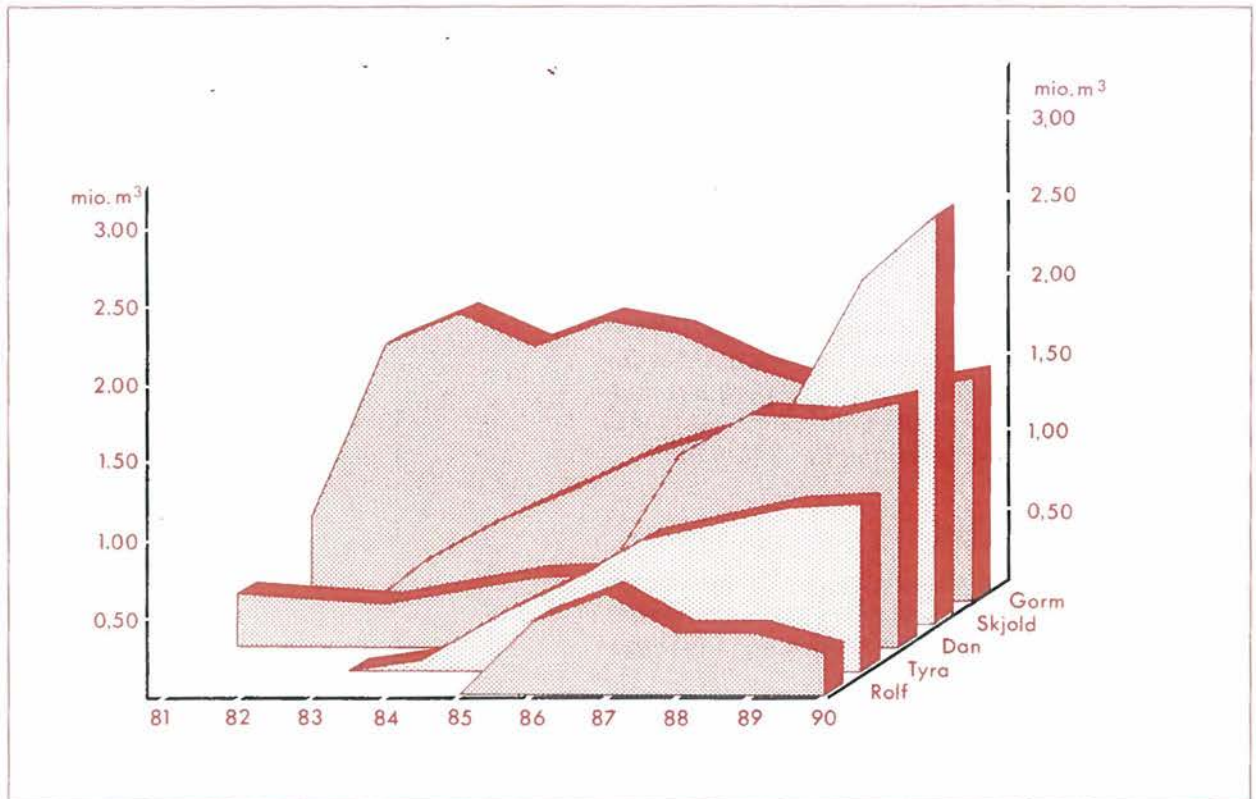
Den samlede produktion af olie og kondensat udgjorde i 1990 7,0 mio. m<sup>3</sup> svarende til 6,0 mio. tons, hvilket er 8% mere end i 1989.

Gas produktionen udgjorde 5,1 mia. Nm<sup>3</sup> (normal-kubikmeter), hvilket er 3,5% mindre end i 1989. Heraf blev 3,3 mia. Nm<sup>3</sup> indvundet fra gasfeltet Tyra, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olie indvindingen fra de øvrige felter. Af den producerede gas blev 2,8 mia. Nm<sup>3</sup> (54%) leveret til Dansk Naturgas A/S, mens 2,1 mia. Nm<sup>3</sup> (40%) blev pumpet tilbage i undergrunden på Gorm og Tyra.

Den ilandførte olie- og gasproduktion i året 1990 kan opgøres til 8,9 mio. t.o.e. (tons olieækvivalenter), hvilket er 6% mere end i 1989.

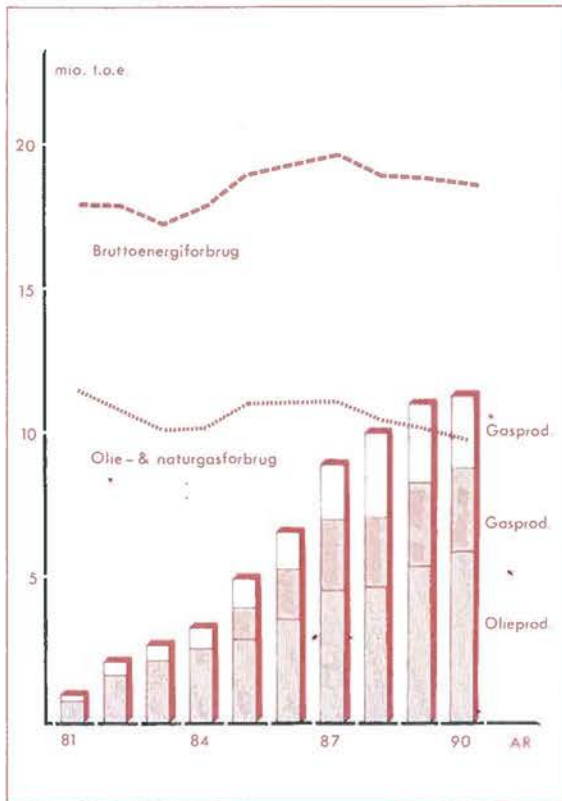
Det samlede danske energiforbrug i 1990 udgjorde 18,7 mio. t.o.e., mens forbruget af olieprodukter og naturgas udgjorde 10,0 mio. t.o.e. Selvforsyningsgraden for kulbrinte produkter (olie + gas) var i 1990 således 85% mod 78% i 1989.

Fig. 3.1 Årlig olieproduktion 1981-1990



# Produktion

Fig. 3.2 Produktion og forbrug af olie og naturgas 1981-1990



\* Ikke ilandført gasproduktion

Samtidig er selvforsyningsgraden for olie steget fra 60% i 1989 til 69% i 1990.

Olie- og gasproduktionen fra 1972 til 1990 er anført i bilag D sammen med en oversigt over den månedlige produktion for 1990. I bilag D er endvidere anført en oversigt over sammensætningen af det danske energiforbrug fra 1972 til 1990.

## Afbrænding af gas

En del af den producerede gas (4%) benyttes til energiforsyning på platformene i Nordsøen, mens en mindre del afbrændes uden nyttiggørelse.

Til brug som brændstof blev der i 1990 benyttet 0,23 mia. Nm<sup>3</sup> gas.

Gasafbrændingen, som i 1990 udgjorde 0,11 mia. Nm<sup>3</sup>, overvåges nøje. I henhold til gældende retningslinier for gasafbrænding er det tilladt at afbrænde op til 0,35 mio. Nm<sup>3</sup> pr. dag.

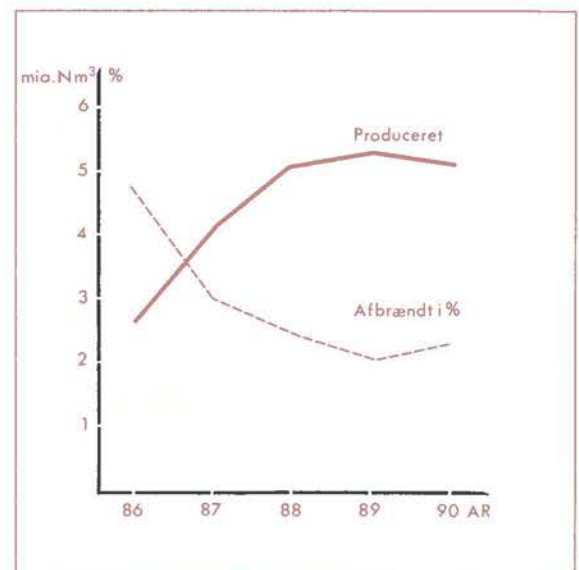
## Indvindingsforholdene i 1990

Udviklingen i olieindvindingen på dansk område er i 1990 forløbet ifølge de planer, der blev godkendt i løbet af året samt de nærmest foregående.

I 1990 har Energiministeriet meddelt principtilfaldelse til udbygning af felterne Harald, Roar, Igor, Nord Arne og Adda. I afgørelsen fastlægges de overordnede rammer og principper for tilrettelæggelsen af felternes udbygning og produktion samt for koordineringen med øvrige felter.

Forbedrede indvindingsmetoder baseret på vand- og gasinjektion har fået voksende betydning. Vandinjektionsprojektet på Gorm feltet er blevet udvidet, og erfaringerne herfra er under vurdering, inden der tages stilling til en eventuel yderligere udvidelse.

Fig. 3.3 Gasafbrænding 1986-1990



På Skjold feltet er vandinjektionsprojektet ligeledes blevet udvidet.

De øvrige projekter med indvinding vha. indvindingsforbedrende metoder, herunder vandinjektionspilotforsøget på Dan og kondensatprojektet på Tyra er videreført gennem 1990. Bevillingshaverne har endvidere fremlagt planer for en udvidelse af pilotforsøget med vandinjektion på Dan feltet. Det nye forsøg omfatter produktion fra en vandret oliebrønd samt injektion af vand i 4 nærliggende brønde.

De gode resultater fra anvendelsen af vandrette brønde i danske kalkfelter er ligeledes blevet videreført.

Antallet af vandrette brønde på Dan er i 1990 blevet øget, så der nu er 8 brønde af denne type i produktion på feltet. Ifølge de godkendte planer vil antallet af vandrette brønde på Dan feltet blive mere end fordoblet inden for de nærmeste år.

Senest har bevillingshaverne i marts 1991 indsendt ansøgning om yderligere udbygning af Dan feltet.

På Tyra feltet er der i 1990 med succes blevet suppleret med 2 vandrette brønde i oliezone til den vandrette gasbrønd, der blev udført i 1989. Senest har Energistyrelsen i februar 1991 godkendt boring af yderligere 3 vandrette brønde i feltets oliezone.

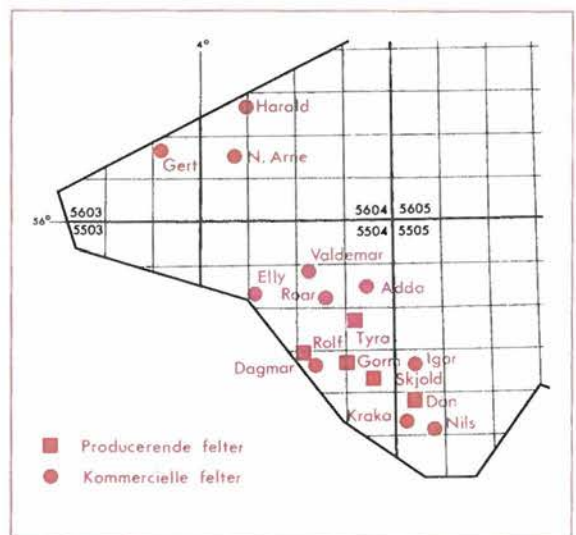
Indvinding fra 2 af de nye felter, som har været under udbygning i 1990, vil være baseret på vandrette brønde. Kraka feltet er således blevet sat i produktion med 2 vandrette brønde i marts/april 1991, mens den igangværende udbygning på Valdemar feltet ligeledes er baseret på denne teknologi.

I 1990 har udbygningsaktiviteten på dansk område været stor. Ud over arbejderne på de 2 nye oliefelter, Kraka og Dagmar, som kommer i produktion i 1991, og på Valdemar feltet er der foretaget eller forberedt videreudbygning af samtlige producerende felter.

En planlagt udvidelse af transportkapaciteten for olierøret til Fredericia fra Gorm feltet er blevet fremskyndet til sikring af, at den forventede øgede olieproduktion fra dansk område kan ilandføres. Udvidelsen, som består af etablering af en pumpestation, hvor olierøret er ført iland ved Filsø, vil bringe den årlige transportkapacitet op på knap 10 mio. m<sup>3</sup> olie.

Pumpestationen forventes klar til ibrugtagning medio 1991.

Fig. 3.4 Danske olie- og gasfelter



## De producerende felter

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

### Dan

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

## Produktion

Feltet er blevet gradvist udbygget. Ved udgangen af 1990 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 yderligere brønde. Efter behandling på Dan ilandføres olien og gassen via henholdsvis Gorm og Tyra.

Den første vandrette boring blev udført i 1987 på Dan. Erfaringerne derfra dannede grundlag for den plan for den videre udbygning af Dan, som Energiministeriet godkendte i 1988. Planen indebærer en trinvis udbygning af feltet med ialt 18 vandrette brønde.

Første trin af udbygningen, som omfattede boring af 5 vandrette brønde, er blevet afsluttet i 1989.

Udbygningsplanens trin 2 og 3 omfatter boring af henholdsvis 7 og 6 vandrette brønde.

I 1990 er 2 af disse brønde blevet sat i produktion, således at der ultimo 1990 er ialt 8 vandrette brønde i produktion på Dan feltet.

Vandinjektionsforsøget, som blev indledt i 1988 med injektion af vand i en enkelt brønd, er blevet videreført.

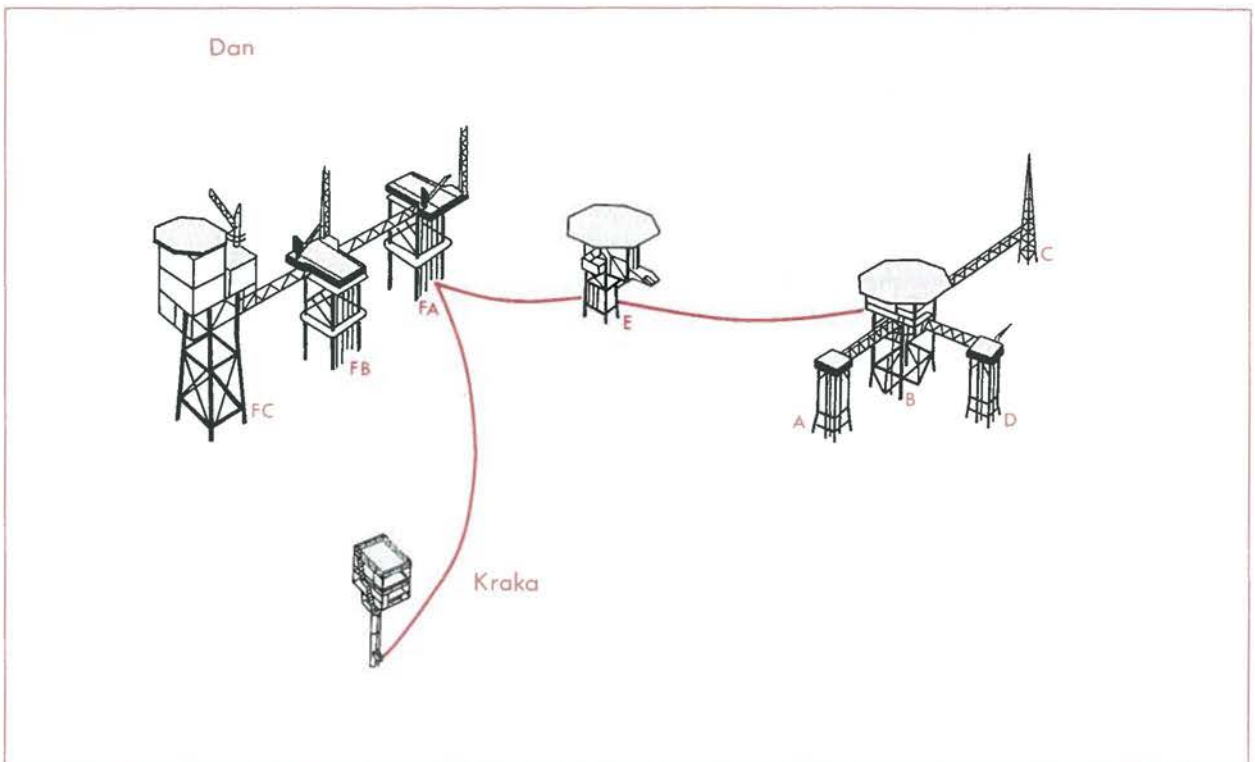
På baggrund af de gode erfaringer med dette projekt har DUC i november 1990 ansøgt om at supplere dette forsøg med et projekt, som omfatter injektion af vand i 4 brønde omkring en vandret produktionsbrønd.

Disse forsøg har til formål at tilvejebringe det tekniske grundlag for beslutning om en fremtidig feltudbygning med vandinjektion omfattende større dele af feltet.

Et sådant større projekt er netop i marts 1991 fremsendt af DUC til Energiministeriets godkendelse.

Som konsekvens af specielt den øgede produktion af gas fra felterne på Dan Centret har det vist sig nødvendigt at udvide kompressorkapaciteten på Dan F. Dette projekt blev indledt i 1990 og forventes afsluttet i 1991. Udvidelsen vil medføre en forøgelse af kompressorkapaciteten fra 2,7 mio. til 3,5 mio. Nm<sup>3</sup> pr.dag.

Fig. 3.5 Dan Centret





Dan har i 1990 produceret 1,58 mio. m<sup>3</sup> olie mod 1,47 mio. m<sup>3</sup> i 1989. Gasproduktionen udgjorde 0,80 mia. Nm<sup>3</sup>, hvoraf 0,74 mia. Nm<sup>3</sup> blev ilandført via Tyra. Resten er blevet benyttet som energi på platformene eller afbrændt.

### Gorm

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

Feltet er delt i to selvstændige reservoirer, som benævnes hhv. øst- og vestblokken.

Vandinjektionsprojektet, som blev igangsat i 1989 i få udvalgte områder af reservoiret, er i 1990 blevet udvidet på baggrund af de tilfredsstillende resultater.

Projektudvidelsen bestod på østblokken i at supplere vandinjektionen i reservoirets centrale del med vandinjektion på dets sydlige flanke. Indvindingen fra denne del af reservoiret er endvidere blevet suppleret med en produktionsbrønd.

I feltets vestblok er der ligeledes blevet placeret en vandinjektionsbrønd på reservoirets sydlige flanke.

Gennem den igangværende trinvis udbygning på Gorm feltet foregår indvindingen i stigende grad under opretholdelse af reservoirtrykket ved injektion af vand. Herudover fortsættes indtil videre gasinjektionen i 2 brønde på toppen af vestblokken.

Injektionsvand er også i 1990 blevet ført til Gorm fra et midlertidigt anlæg på Skjold feltet gennem en 6" rørledning.

Medio 1991, når den nye Gorm F platform tages i brug, vil vandbehandlingsanlægget her erstatte anlægget på Skjold. Samtidig vil procesanlægget på Gorm C blive aflastet, idet produktionen fra

Skjold feltet for fremtiden vil blive behandlet på et nyt procesanlæg ligeledes på Gorm F.

Gorm feltet har i 1990 produceret 1,44 mio. m<sup>3</sup> olie, hvilket er næsten 10% mere end i 1989.

### 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 foregår ved årsskiftet 1990/91 fra 3 produktionsbrønde under samtidig injektion af vand i 4 brønde. Den tredje produktionsbrønd er blevet sat i drift i 1990. I starten af året 1991 er der herudover blevet sat yderligere en produktionsbrønd i drift.

En brønd, der tidligere blev anvendt til overvågning af reservoirets frie olievandkontakt, er blevet konverteret til en fjerde injektionsbrønd.

Det tilstræbes gennem den igangværende udbygning af Skjold feltet at fortrænge olien i hele reservoiret gennem en gradvis "oversvømmning" af hele feltet op til toppen af reservoiret, hvorfra der produceres. Den fremtidige indvinding vil komme til at foregå fra et øget antal produktionsbrønde på toppen af strukturen, samtidig med at antallet af injektionsbrønde på feltets flanke øges tilsvarende.

Produktionen fra Skjold indeholder fortsat ikke vand.

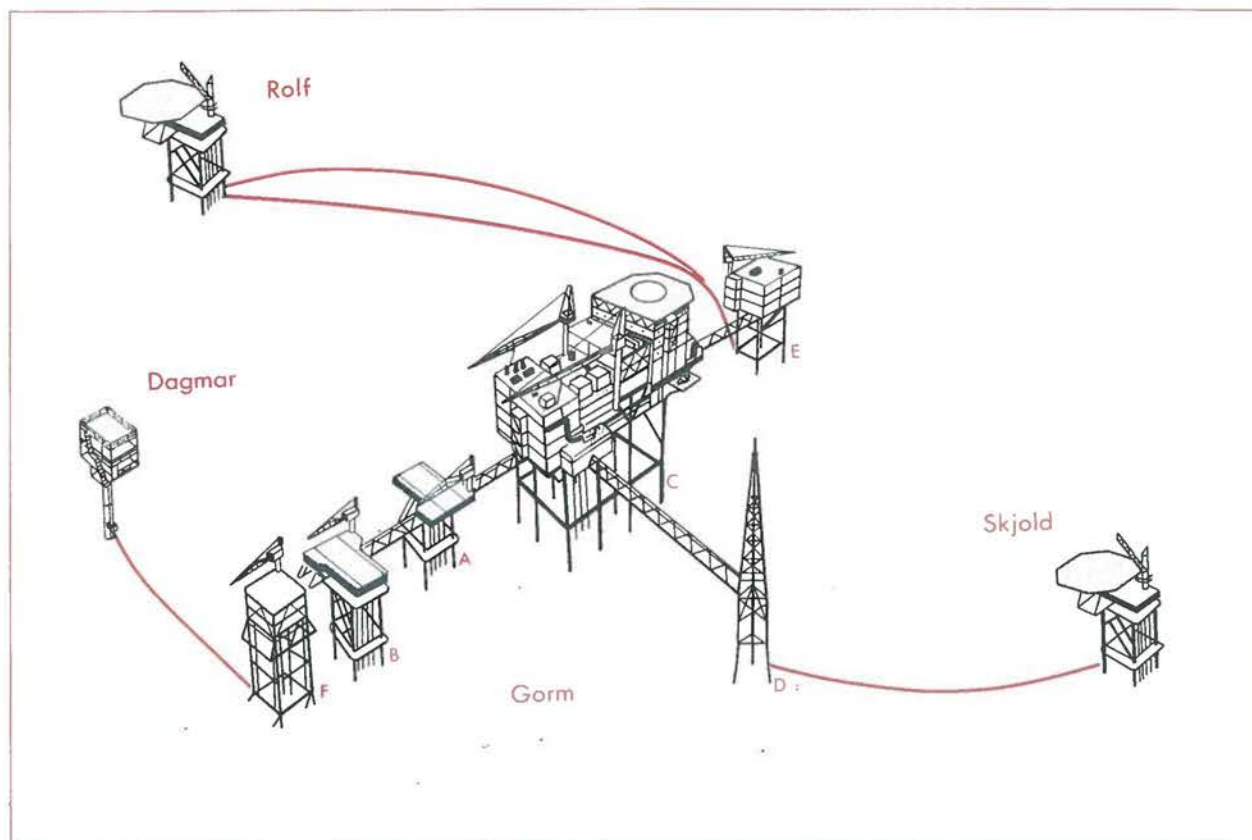
Som omtalt ovenfor vil produktionen fra Skjold feltet i 1991 ved ibrugtagningen af Gorm F platformen blive behandlet på et separat anlæg.

Den ombyggede borerig, som siden 1986 har været opstillet på Skjold feltet med udstyr til behandling og pumpning af injektionsvand til Skjold og Gorm, vil herefter blive erstattet af permanente anlæg ligeledes på Gorm F.

Skjold har i 1990 produceret 2,63 mio. m<sup>3</sup> olie. Det er en stigning på 19% sammenlignet med 1989, hvor feltet producerede 2,21 mio. m<sup>3</sup>.

# Produktion

Fig. 3.6 Gorm Centret



## Tyra

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

I 1990 er undersøgelsesprogrammet for feltets oliezone blevet videreført. Der er således blevet udført 2 vandrette brønde i den sydvestlige del af strukturen. De foreløbige erfaringer fra disse brønde har været meget opmuntrende og giver anledning til en øget forventning om, at indvinding af olie fra områder under feltets gaskappe med vandrette brønde er en realistisk mulighed.

Energistyrelsen har således i februar 1991 godkendt planer om en fremskyndelse af undersøgelsesprogrammet gennem boring af op til 3 vandrette brønde i områder af oliezone, som ligger

under Tyra feltets gaskappe. Erfaringerne fra disse brønde vil være afgørende for iværksættelse af en eventuel mere omfattende olieindvinding fra Tyra feltet. Samtidig vil olieproduktionen blive søgt øget gennem konvertering af 4 gasbrønde i feltets østlige del.

Tyra feltets afgrænsning mod sydøst er endvidere i begyndelsen af 1991 blevet søgt fastlagt gennem boring af en afgrænsningsbrønd ca. 8 km sydøst for Tyra Øst komplekset. Foreløbige resultater fra denne boring indikerer, at større dele af flankerne af Tyra strukturen end hidtil antaget er kulbrinteførende.

Der er i 1990 indvundet 3,30 mia. Nm<sup>3</sup> gas på Tyra, hvoraf 1,28 mia. Nm<sup>3</sup> er blevet reinjiceret, hvilket er henholdsvis 6% og 9% mindre end i 1989.

Den samlede kondensat- og olieproduktion udgjorde i 1990 1,08 mio. m<sup>3</sup> mod 1,05 mio. m<sup>3</sup> i 1989.

Som resultat af de nye oliebrønde på Tyra feltet er produktionen fra olieazonen blevet øget i 1990. Olieproduktionen i 1990 kan opgøres til 0,39 mio. m<sup>3</sup>, hvilket bringer den samlede indvinding fra olieazonen op på 1,15 mio. m<sup>3</sup>.

## Rolf

Rolf er et oliefelt, der ligger 15 km vest for Gorm feltet. Produktionen, der siden starten i 1986 er foregået fra én brønd, føres gennem en rørledning til Gorm C for behandling.

I februar 1991 godkendte Energiministeriet, at Rolf feltet udbygges med endnu en brønd, Rolf-5.

Godkendelsen omfatter også forsøg i begge produktionsbrønde på at indvinde olie fra Zechstein-reservoiret under kalken. Der er risiko for, at olien i dette reservoir, som består af dolomit, indeholder svovlbrinte, som det er tilfældet på Dagmar feltet.

Fra 1987 har produktionen i stigende omfang indeholdt vand, og i 1990 er vandindholdet i produktionen steget til godt 45%.

Den nye produktionsbrønd placeres i et område af reservoiret, hvor vandet formodentlig endnu ikke er trængt ind.

Feltet producerede i 1990 0,27 mio. m<sup>3</sup> olie, hvilket er 0,12 mio. m<sup>3</sup> mindre end i 1989.

## Felter under udbygning

### Dagmar

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

Forekomsten blev påvist i 1983. I marts 1989 godkendte Energiministeriet en indvindingsplan for Dagmar feltet.

Ifølge planen vil feltet blive udbygget trinvis som satellit til Gorm.

Produktionen fra Dagmar vil blive ført gennem en 8" rørledning til behandling på Gorm F platformen, som vil blive installeret i 1. kvartal 1991.

Som led i første trin er der i 1990 boret 2 brønde og installeret en ubemandet STAR platform. Denne blev installeret af boreriggen før borearbejdet blev indledt.

Det er første gang, at en platform i Nordsøen bliver installeret af en borerig.

Produktionen fra Dagmar forventes indledt i juli 1991.

Gassen fra Dagmar produktionen har et højt indhold af svovlbrinte. I den indledende produktionsperiode vil gassen delvist blive udnyttet som brændstof på Gorm F platformen, mens resten vil blive afbrændt.

Udbygningsplanens næste trin, som ventes sat i produktion i 1993, omfatter etablering af behandlingsanlæg for Dagmar gassen og udvidelse af antallet af produktionsbrønde.

### Kraka

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

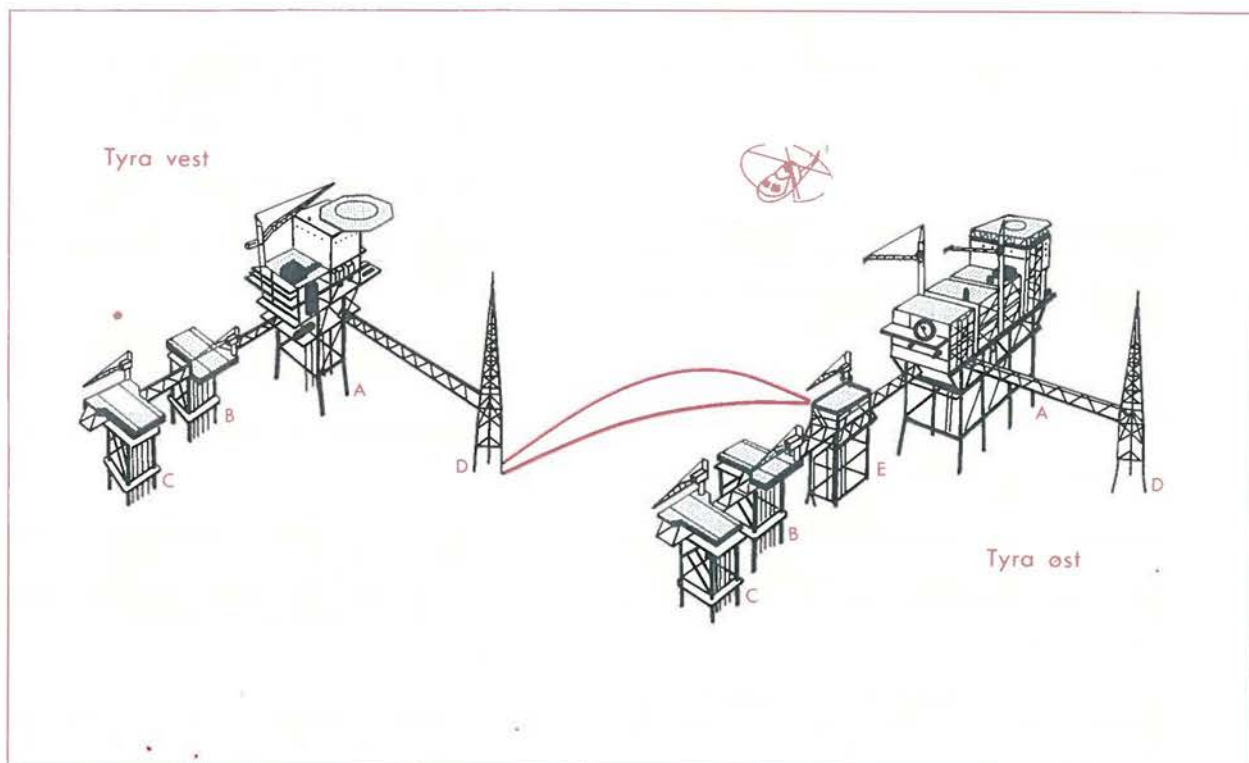
Forekomsten blev påvist i 1966. I 1988 godkendte Energiministeriet en indvindingsplan for Kraka baseret på en trinvis feltudbygning.

De 2 første produktionsbrønde boret gennem en styreramme på havbunden blev i begyndelsen af 1990 afsluttet som vandrette brønde. Efter produktionstest blev brøndene midlertidigt lukket ved havbunden.

I løbet af 1990 er feltudbygningen blevet fortsat med lægning af en 10" rørledning for transport af feltets produktion til Dan FC platformen samt med installation af en brøndhovedplatform af

# Produktion

Fig. 3.7 Tyra Centret



STAR typen over styrerammen. I de første måneder af 1991 er tilslutningsarbejderne for de 2 brønde og rørledningen blevet udført.

Kraka er efterfølgende blevet sat i produktion i marts 1991.

Efter afslutningen af en 6 måneders prøveproduktionsperiode vil der blive taget beslutning om fortsættelse af feltudbygningen. Denne omfatter udførelse af yderligere 2 brønde samt installation af udstyr til produktionstest af Kraka brøndene.

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 indvindingsplan. Dette trin omfatter etablering af flere brønde.

## Valdemar

Valdemar består af flere adskilte olie- og gasforekomster. Feltet er beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra i Det Sammenhængende Område.

Feltet dækker et areal på omkring 200 km<sup>2</sup> 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. Ifølge planen vil feltet blive udbygget trinvis som satellit til Tyra Øst.

Barremien reservoiret omkring Nord Jens boringen er målområde for de indledende etaper af indvindingsplanen.

I 1989 blev udbygningen af Valdemar indledt med installation af en styreramme på havbunden og boring af den første vandrette brønd Valdemar-1.

Resultatet af prøveproduktionen fra denne brønd var skuffende som følge af de vanskelige reservoirforhold.

Pilothullet til den følgende vandrette brønd Valdemar-2 blev derfor boret nærmere efterforskningsboringen Nord Jens-1/2. Prøveproduktionen af denne brønd var mere vellykket. Efter tilladelse fra Energiministeriet blev borearbejderne efterfølgende midlertidigt afbrudt for gennemførelse af en nøje analyse af datamaterialet.

Den 13. juli 1990 godkendte Energiministeriet en ændring af den oprindelige udbygningsplan fra 1988. Ændringen består fortrinsvis i en reduktion af antallet af produktionsbrønde til 3 under planens første etape samt en udsættelse af det seneste tidspunkt for produktionsstart til 1. januar 1993. Endvidere er tidsfristen for indgivelse af ansøgning om den videre udbygning af feltet udskudt til senest 1. januar 1994.

I august 1990 blev Valdemar-2 boringen genåbnet for udførelse af den vandrette del af brønden. Efter færdiggørelse af brønden er der blevet udført en omfattende prøveproduktion, som udviste et tilfredsstillende resultat.

Iværksættelsen af de videre udbygningsaktiviteter afventer en vurdering af de hidtil opnåede resultater.

## Kommende udbygninger

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

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

I det følgende er kun omtalt kommercielle felter, hvor der endnu ikke er fremsendt en indvindingsplan til Energiministeriet.

### Elly

Elly er en gasforekomst beliggende 40 km nordvest for Tyra i blok 5504/6, tæt ved den tyske sektorgrænse.

Feltet blev opdaget i 1984 og blev i 1988 erklæret kommercielt.

På grund af forekomstens komplicerede geologiske forhold har Energiministeriet godkendt en forlængelse af fristen for fremsendelse af en indvindingsplan for feltet indtil 6. december 1991.

### Gert

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

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

Fristen for fremsendelse af en indvindingsplan for Gert blev i efteråret 1990 udsat fra 30. december 1990 til 30. august 1991.

Resultaterne af 2 afsluttede afgrænsningsboringer i 1990, den ene på den danske og den anden på den norske del af strukturen, kan således indgå i grundlaget for udarbejdelsen af indvindingsplanen for Gert/Mjølner feltet.



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

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

Energistyrelsens nye opgørelse pr. 1. januar 1991 viser et svagt fald i oliereserverne på 2%. Dette skyldes, at olieproduktionen i 1990 har været større end opskrivningen af reservegrundlaget. En produktion på 1990 niveau vil kunne oprettholdes i de næste 20 år.

I reserveopgørelsen medregnes ligesom tidligere kun reserver i strukturer, 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 reservetal, bestående af tre værdier: Lav, forventet og høj, som udtrykker et interval for det pågældende felts olie- og gasreserver.

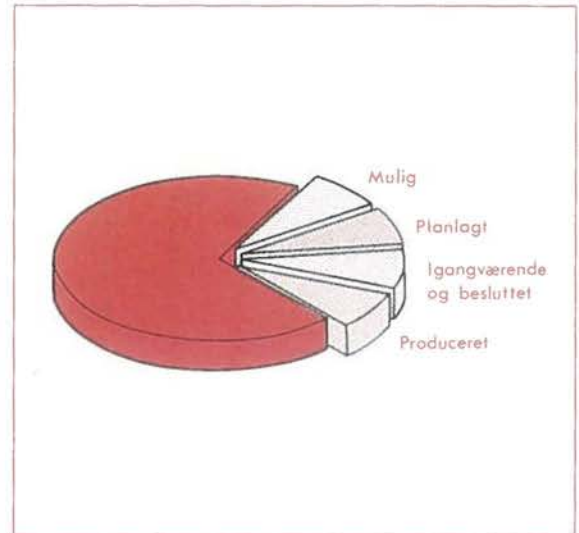
Kun en del af den olie og gas, som er tilstede i et reservoir, kan produceres. Den del af de tilstedeværende mængder, der kan produceres i hele feltets levetid, betegnes som den endelige indvinding. Forskellen mellem den endelige indvinding og den mængde, der er produceret på et givet tidspunkt, udgør således reserven. Kategoriseringen af reservegrundlaget er illustreret i fig. 4.1.

## Reserver

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

Energistyrelsen opgør herunder de indvindelige mængder for forventelige projekter, som operatøren endnu ikke har fremlagt planer for.

Fig. 4.1 Reservekategorier



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 kommerabilitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver også som planlagt indvinding.

# Reserveopgørelse

Tabel 4.1 Reserver pr. 1. januar 1991

	Olie og kondensat, mio. m <sup>3</sup>			
	Produceret	Lav	Forv.	Høj
<i>Igangværende og besluttet indvinding</i>				
Dan	11	23	30	40
Gorm	15	6	13	20
Skjold	10	11	20	33
Rolf	2	1	1	2
Tyra	5	5	7	9
Dagmar	-	1	2	3
Kraka	-	1	2	4
Valdemar	-	1	4	6
Adda	-	<1	1	2
Nord Arne	-	4	7	10
Harald	-	4	5	7
Igor	-	<1	<1	<1
Nils	-	<1	<1	1
Roar	-	2	2	3
<i>Sub total</i>	<i>43</i>		<i>94</i>	
Januar 1990	36		100	
<i>Planlagt indvinding</i>				
Dan	-	3	4	5
Rolf	-	<1	1	2
Tyra	-	1	2	3
Dagmar	-	1	1	2
Kraka	-	1	2	2
Valdemar	-	5	10	16
Gert	-	3	6	9
Elly	-	<1	<1	1
<i>Sub total</i>	<i>-</i>		<i>26</i>	
Januar 1990			27	
<i>Mulig indvinding</i>				
Prod. felter	-	26	35	46
Øvrige felter	-	2	6	11
Potentielle felter	-	9	18	28
<i>Sub total</i>	<i>-</i>		<i>59</i>	
Januar 1990			56	
<i>Total</i>	<i>43</i>		<i>179</i>	
Januar 1990	36		183	

	Gas, mia. Nm <sup>3</sup>			
	Netto-produceret	Lav	Forv.	Høj
<i>Igangværende og besluttet indvinding</i>				
Dan	4	9	12	15
Gorm	<1	5	6	8
Skjold	1	1	2	2
Rolf	<1	<1	<1	<1
Tyra	11	25	35	43
Dagmar	-	<1	<1	1
Kraka	-	<1	1	2
Valdemar	-	1	1	2
Adda	-	1	1	2
Nord Arne	-	1	2	3
Harald	-	20	25	31
Igor	-	1	2	3
Nils	-	<1	<1	<1
Roar	-	9	12	17
<i>Sub total</i>	<i>16</i>		<i>99</i>	
Januar	13		108	
<i>Planlagt indvinding</i>				
Dan	-	1	1	2
Rolf	-	<1	<1	<1
Tyra	-	<1	<1	<1
Dagmar	-	<1	<1	<1
Kraka	-	1	1	1
Valdemar	-	2	4	5
Gert	-	<1	1	1
Elly	-	1	3	5
<i>Sub total</i>	<i>-</i>		<i>10</i>	
Januar 1990			19	
<i>Mulig indvinding</i>				
Prod. felter	-	9	13	17
Øvrige felter	-	3	11	22
Potentielle felter	-	13	29	47
<i>Sub total</i>	<i>-</i>		<i>53</i>	
Januar 1990			49	
<i>Total</i>	<i>16</i>		<i>162</i>	
Januar 1990	13		176	



## Mulig indvinding

Mulig indvinding omfatter produktion under anvendelse af kendt teknologi, d.v.s. 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.

I denne kategori inddrages også produktion, som forudsætter et gunstigere prisniveau. Dette kan for eksempel være produktion fra små felter, som ikke er kommercielle med dagens oliepriser.

## Reservegrundlag pr. 1. januar 1991

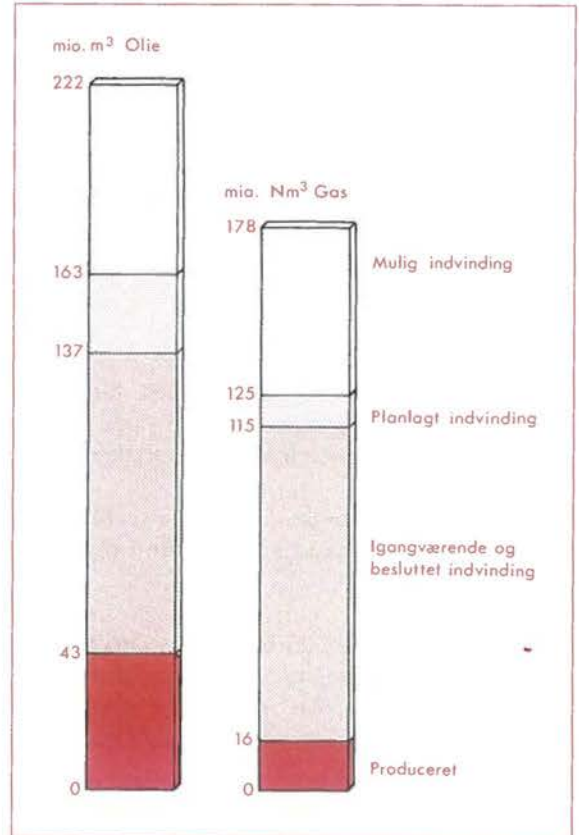
Tabel 4.1 viser Energistyrelsens reservetal for olie/kondensat og gas fordelt på felter og de nævnte kategorier.

For de enkelte felter er der angivet et lavt, forventet og højt reserveskøn for at illustrere den usikkerhed, som er forbundet med opgørelsen. Ved en vurdering af Danmarks samlede reserver er det ikke realistisk at forudsætte, at det lave henholdsvis det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det 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 163 og 222 mio. m<sup>3</sup>. 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 125 og 178 mia. Nm<sup>3</sup>. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas.

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse sidste år er der foretaget en række ændringer. Dette skyldes hovedsagelig, at der er godkendt eller planlagt yderligere udbygning på felterne Gorm, Rolf og Tyra; men også at der er indhentet nye informationer for eksempel i form af længere produktionserfaring og flere borer.

Fig. 4.2 Olie- og gasreserver



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

## Igangværende og besluttet indvinding

I 1990 er Gorm feltet blevet videreudbygget med 3 nye brønde, 1 til produktion og 2 til vandinjektion, hvilket har medført en forøgelse af de indvindelige mængder på 2 mio. m<sup>3</sup>.

Produktionserfaringerne på Skjold feltet er fortsat gode, og derfor er den forventede og høje værdi for den endelige olieindvinding opskrevet med henholdsvis 1 og 7 mio. m<sup>3</sup>.

For Tyra feltet er kondensatindvindingen blevet nedskrevet, mens olieindvindingen er blevet tilsvarende opskrevet, således at feltets samlede, endelige olie- og kondensatindvinding er uændret.

## Reserveopgørelse

---

Dagmar feltet forventes at blive sat i produktion i midten af 1991, mens Kraka feltet er begyndt at producere i marts måned i år.

Gasreserverne på Valdemar feltet er nedskrevet med 5 mia. Nm<sup>3</sup> på grundlag af resultater fra prøveproduktionen af brønden Valdemar-2.

Som følge af en ændring i opfattelsen af de forventede indvindingsforhold for Roar feltet er kondensatreserverne nedskrevet med 2 mio. m<sup>3</sup>.

### Planlagt indvinding

For Rolf feltet er der i 1991 blevet godkendt endnu en produktionsbrønd samt indvinding fra Zechstein-reservoiret under kalken.

Tilsvarende er der for Tyra feltet blevet godkendt boring af 3 vandrette brønde i oliezone under gaskappen.

For Valdemar feltet er oliereserverne opskrevet med 2 mio. m<sup>3</sup>, mens gasreserverne er nedskrevet med 9 mia. Nm<sup>3</sup> som følge af produktionsoplysninger fra brønden Valdemar-2.

En geologisk vurdering pågår for nærværende på Gert feltet; men på grundlag af foreløbige resultater er de forventede oliereserver vurderet til 6 mio. m<sup>3</sup>. De geologiske forhold i feltet er imidlertid meget komplicerede, hvorfor reserverne vurderes med stor usikkerhed.

### 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 kan indvindes yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i de producerende olieløfter, specielt Dan og Gorm.

Der er endvidere medtaget et bidrag for Tyra svarende til en forøget dræning af gassen i randzonen.

Et væsentligt bidrag til mulig indvinding fra kommercielle felter er yderligere reserver i den tætte Barremienkalk i Valdemar og Adda felterne. Der er også medregnet et bidrag svarende til en mulig videre udbygning af Dagmar feltet.

Endelig er der medtaget en række forekomster, som er under vurdering, eller som ikke er kommercielle med dagens oliepris, men forventes at blive produceret i fremtiden, dels fordi der løbende udvikles billigere udbygningskoncepter, og dels fordi der kan tænkes gunstigere prisforhold end i dag.

Ud over de anførte projekter under mulig indvinding er der yderligere indvindingspotentiale under denne kategori. Der foreligger dog ikke på nuværende tidspunkt nærmere analyser heraf.

### Indvinding ved EOR-metoder

Indvindingen af olie under de nævnte fire kategorier svarer til ca. 14% af de tilstedeværende oliemængder i de danske felter.

Flere af de danske olieløfter er kendetegnet ved vanskelige geologiske forhold, som indebærer, at hovedparten af olien er bundet af kapillære kræfter.

I årsrapporten for 1989 blev der redegjort for mulighederne med henblik på forbedring af indvindingen ved anvendelse af EOR-metoder (enhanced oil recovery).

Teknologien, der er under stadig udvikling, omfatter bl.a. tilsætning af kemikalier, som enten reducerer overfladespændingen mellem bjergart/olie/vand, eller som kan sikre en mere effektiv fortrængning af olien, når der injiceres vand i reservoiret.

På nuværende tidspunkt er det vanskeligt at estimere, hvor meget olie, der kan produceres yderligere ved anvendelse af disse metoder. Der er imidlertid et potentiale, hvis metoderne kan anvendes på kommercielle vilkår.

### Hypotetiske reserver

I tillæg til olie- og gasreserverne, der kun opgøres for anborede strukturer, forventes det, at de igangværende og planlagte efterforskningsaktiviteter vil resultere i nye fund og øgede reserver.

Energistyrelsen offentliggjorde i årsrapporten for 1989 et estimat af de hypotetiske reserver, som må forventes at ligge i endnu ikke anborede olie- og gasfælder i Central Graven.

I 1991-1993 vil bl.a. de olieselskaber, der i forbindelse med den 3. udbudsrunde i 1989 fik tilladelse til efterforskning, påbegynde en række undersøgelser af de kortlagte fælder og derved bidrage til en afklaring af efterforskningspotentialet. I øvrigt fortsætter efterforskningsaktiviteterne i Det Sammenhængende Område, aktiviteterne i forbindelse med 2. udbudsrunde og de tildelte licenser i 1990.

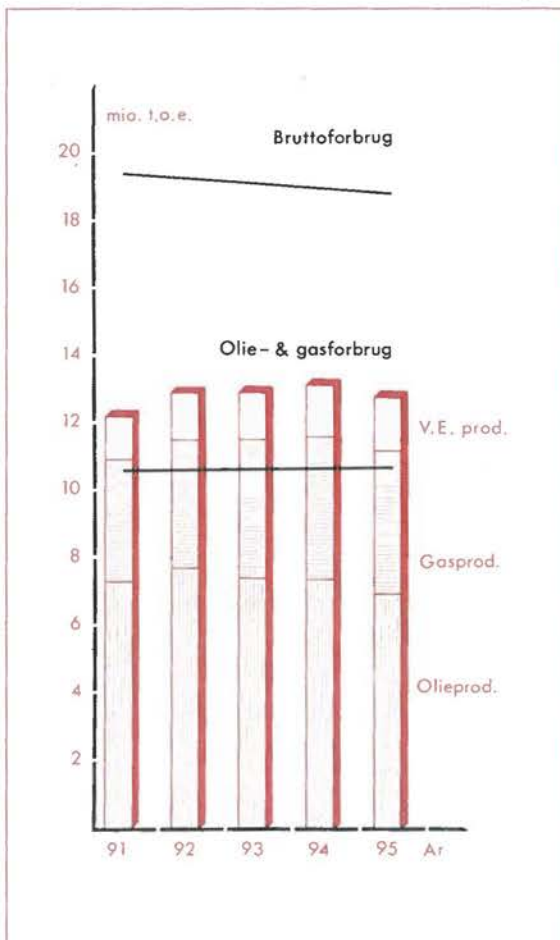


Energistyrelsen har på grundlag af reserveopgørelsen udarbejdet prognoser for produktion og indtægter/udgifter i forbindelse med den danske indvinding af olie og naturgas.

Den foreliggende 5 års prognose viser Energistyre-  
relsens forventninger til aktiviteterne i den kom-  
mende periode. Prognosen indeholder også en  
vurdering af dansk selvforsyning med energi og  
nettovalutaudgift til energiimport.

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

Fig. 5.1 Energiforbrug og produktion 1991-1995



Tabel 5.1 Olie- og kondensatproduktion, mio. m<sup>3</sup>

	1991	1992	1993	1994	1995
<i>Igangværende og besluttet indvinding</i>					
Dan	1,8	2,4	2,4	2,2	1,9
Gorm	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0
Skjold	2,9	2,5	2,2	1,9	1,5
Rolf	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Tyra	1,3	1,2	0,9	0,5	0,5
Dagmar	0,3	0,5	0,4	0,4	0,3
Kraka	0,1	0,3	0,2	0,3	0,2
Valdemar	-	-	0,4	0,3	0,3
Roar	-	-	0,1	0,3	0,3
Nils	-	-	-	0,4	0,1
<i>I alt</i>	<i>8,1</i>	<i>8,3</i>	<i>7,9</i>	<i>7,4</i>	<i>6,2</i>
Planlagt indvinding	0,2	0,8	0,8	1,3	2,0
<i>Forventet produktion</i>					
April 1990	7,8	7,4	7,0	7,1	8,2

## 5 års prognose

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

I prognosen er det forudsat, at produktionen skal kunne behandles på eksisterende anlæg eller planlagte udvidelser af disse. Endvidere skal produktionen kunne transporteres inden for de eksisterende rørlednings kapacitet.

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

I forhold til den prognose, der blev bragt i årsrapporten 1989, forventes olieproduktionen at blive større i prognoseperioden. Produktionen vil nå et maksimum i 1992, hvorefter den forventes at falde svagt.

Stigningen i olieproduktionen i prognoseperioden skyldes den øgede udbygningsaktivitet på felterne, samt at kapaciteten af behandlingsanlæggene og transportkapaciteten af olierøret vil blive udvidet.

## Prognose

De felter, hvor der er foretaget en signifikant ændring af produktionen i forhold til sidste års prognose, omtales i det følgende.

Produktionen fra Gorm feltet er øget som følge af udvidelsen af vandinjektionsprojektet i 1990.

På grund af positive produktionserfaringer er forventningerne til Skjold feltets produktion øget.

Der er sket ændringer for Tyra feltet, idet sidste års planlagte projekt bestående af 2 vandrette oliebrønde, nu kategoriseres som eksisterende indvinding. For at søge olieproduktionen øget yderligere er det besluttet at konvertere gasbrønde i feltets østlige del.

- Kraka feltet er blevet sat i produktion i marts måned i år, mens produktionen fra Valdemar feltet forventes påbegyndt senest 1. januar 1993.

Som følge af de nævnte ændringer er den forventede produktion svarende til igangværende og besluttet indvinding øget betydeligt i forhold til prognosen fra sidste år og afspejler således det stigende aktivitetsniveau på de danske felter.

Den forventede produktion i kategorien planlagt indvinding er ligeledes øget. Produktion fra denne kategori omfatter 3 vandrette brønde i oliezone under Tyra feltets gaskappe samt yderligere indvinding fra endnu ikke godkendte projekter for felterne Dan, Rolf, Dagmar og Valdemar. Den i marts 1991 fremsendte plan for videre udbygning af Dan er imidlertid ikke medregnet under denne kategori.

Tabel 5.2 Afsætning af naturgas, mia. Nm<sup>3</sup>

	1991	1992	1993	1994	1995
Dan center	0,9	1,1	1,0	1,2	1,0
Gorm center	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1
Tyra center	2,4	2,6	2,8	2,9	3,2
<i>Forventet afsætning</i>	<i>3,6</i>	<i>3,9</i>	<i>4,1</i>	<i>4,3</i>	<i>4,3</i>
Januar 1990	3,6	3,7	3,9	4,0	

Tabel 5.3 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr. (1991-priser)

	1991	1992	1993	1994	1995
<i>Igangværende og besluttet indvinding</i>					
Dan	0,5	0,6	0,0	-	-
Gorm	0,0	-	-	-	-
Skjold	0,2	-	-	-	-
Rolf	0,2	-	-	-	-
Tyra	0,0	-	-	-	-
Dagmar	0,3	0,0	-	-	-
Kraka	0,3	0,1	0,1	0,2	-
Valdemar	0,1	0,3	-	-	-
Roar	0,0	0,2	0,5	-	-
Nils	-	-	0,3	-	-
<i>I alt</i>	<i>1,7</i>	<i>1,2</i>	<i>0,9</i>	<i>0,2</i>	<i>0,0</i>
Planlagt indvinding	0,4	0,3	1,1	0,9	0,5
<i>Forventede investeringer</i>					
April 1990	1,5	1,6	2,2	1,0	-

For naturgasafsætningen medfører principaftalen mellem DUC og Dansk Naturgas A/S stigende forventninger til gasafsætningen. Denne er i tabel 5.2 fordelt på de tre behandlingscentre.

Tabel 5.4 Driftsomkostninger, mia. kr. (1991-priser)

	1991	1992	1993	1994	1995
<i>Igangværende og besluttet indvinding</i>					
Dan	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
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
Tyra	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Dagmar	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Kraka	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valdemar	-	-	0,0	0,0	0,0
Roar	-	-	0,0	0,0	0,0
Nils	-	-	-	0,0	0,0
<i>I alt</i>	<i>1,1</i>	<i>1,1</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
Planlagt indvinding	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
<i>Forventede omkostninger</i>					
April 1990	1,2	1,2	1,3	1,3	-

Tabel 5.5 Transportomkostninger, olierøret, mia. kr. (1991-priser)

	1991	1992	1993	1994	1995
Total	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8
April 1990	0,8	0,8	0,8	0,8	-

De forventede investeringer og driftsomkostninger fremgår af tabellerne 5.3 og 5.4. Det fremgår, at der for 1991 og i de nærmeste år må forventes større investeringer i feltudbygningen end forudset sidste år. Driftsomkostningerne forventes at forløbe mere jævnt.

Efterforsknings- og vurderingsomkostningerne i tabel 5.6 er opskrevet som følge af tildelingerne i 3. udbudsrunde.

Tabel 5.6 Efterforsknings- og vurderingsomkostninger, mia. kr. (1991-priser)

	1991	1992	1993	1994	1995
Total	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2
April 1990	0,2	0,4	0,3	0,1	-

### Selvforsyning og valutaudgift

Beregningen af selvforsyningsgrad og nettovalutaudgift fremgår af tabel 5.7.

Ved beregningen af tre forskellige opgørelser af selvforsyningsgraden er følgende metoder fulgt. Den forventede produktion af kulbrinter sammenholdes med det forventede indenlandske forbrug heraf (A) og i forhold til det samlede energiforbrug (B). Endelig beregnes også selvforsyningsgraden (C) for den samlede indenlandske energiproduktion - incl. vedvarende energi - i forhold til det samlede energiforbrug.

Beregningen af nettovalutaudgiften er baseret på de angivne forudsætninger om råolieprisen. Nettovalutaudgiften er beregnet som den umiddelbare effekt på energivaredele af handelsbalancen. Energivaredele omfatter samtlige energiformer. Der ses i denne beregning bort fra importdelen i forbindelse med produktionsanlæg-

Tabel 5.7 Selvforsyningsgrad og valutaudgift til energiumport 1991-1995

	1991	1992	1993	1994	1995
<b>Produktion</b>					
Råolie mio. m <sup>3</sup>	8,3	9,0	8,7	8,7	8,2
Naturgas mia. Nm <sup>3</sup>	3,6	3,9	4,1	4,3	4,3
<b>Energiforbrug</b>					
I alt PJ	807	801	794	788	784
<b>Selvforsyningsgrad i %</b>					
A)	103	111	110	111	106
B)	56	61	61	62	60
C)	62	68	68	70	68
<b>Nettovaluta-udgift til energiumport</b>					
mia. kr.	4,8	4,2	4,3	4,1	4,8
<b>Råoliepris</b>					
US\$/tønde f.o.b.	21	23	25	27	28
Dollarkurs kr./US\$	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
A) Produktion af olie og naturgas i forhold til forbrug 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.					

genes etablering samt overførsel af udbytter mv. til udlandet. Energiforbrug og -produktion fremgår af fig. 5.1, hvor enheden mio. t.o.e. anvendes for sammenlignelighedens skyld.

Det bemærkes, at selvforsyningsgraden for olie og naturgas i perioden er omkring 100%. For olie alene er selvforsyningsgraden nær 90%.

### 20 års prognose

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

# Prognose

## Råolie- og naturgasproduktion

Fig. 5.2 angiver tre forløb for råolie- og kondensatproduktionen.

Produktionen svarende til igangværende og besluttet indvinding falder jævnt frem mod århundredeskiftet, hvorefter der sker en markant stigning. Denne stigning skyldes især indfasning af Harald samt de mindre felter Nord Arne, Igor og Adda.

Den planlagte indvinding omfatter projekter på de allerede producerende felter Dan, Rolf og Tyra samt yderligere projekter på Dagmar, Kraka og Valdemar. Disse felter er for nærværende under udbygning. Endvidere er der medregnet planlagte projekter på Elly og Gert.

Den mulige indvinding omfatter vurderinger af yderligere produktionsmuligheder på felterne Dan, Gorm, Rolf, Dagmar og Adda.

Det fremgår af fig. 5.2, at den samlede olieproduktion ligger på omkring 9 mio. m<sup>3</sup> frem til midten 1990-erne, hvorefter produktionen falder.

Fig. 5.2 Olie- og kondensatproduktion 1991-2010

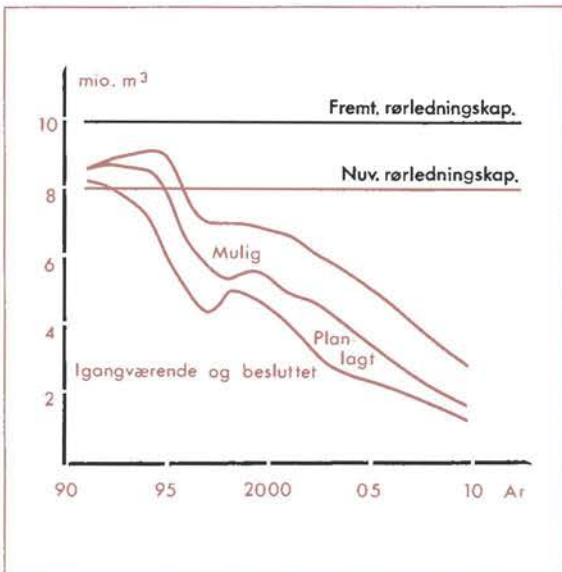
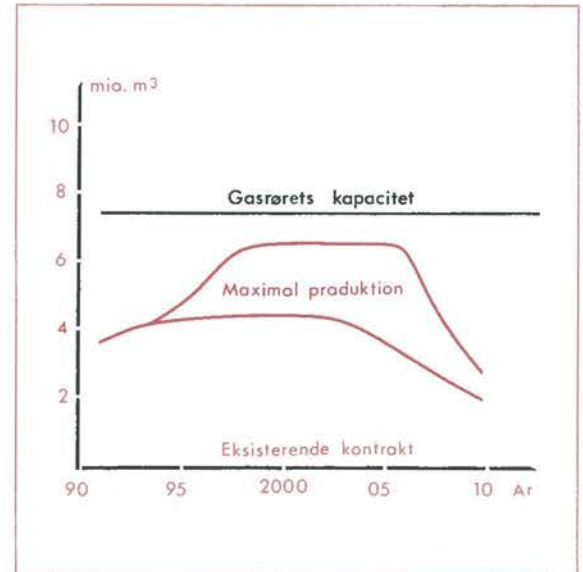


Fig. 5.3 Naturgasproduktion 1991-2010



De angivne forløb er baseret på kendt teknologi og forventede økonomiske forhold. Yderligere projekter som erfaringsmæssigt introduceres, mens feltet er i produktion, kan formentlig øge og forlænge plateauproduktionen ind i næste århundrede.

I fig. 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 mio. m<sup>3</sup>.

Det høje forløb illustrerer et maksimalt produktionsforløb, idet der tages hensyn til kapaciteten i den eksisterende gasrørledning til Nybro. Den samlede naturgasproduktion for det høje forløb andrager ca. 120 mio. m<sup>3</sup> i perioden fra naturgasprojektets start i 1984 til prognoseperiodens udløb i år 2010.



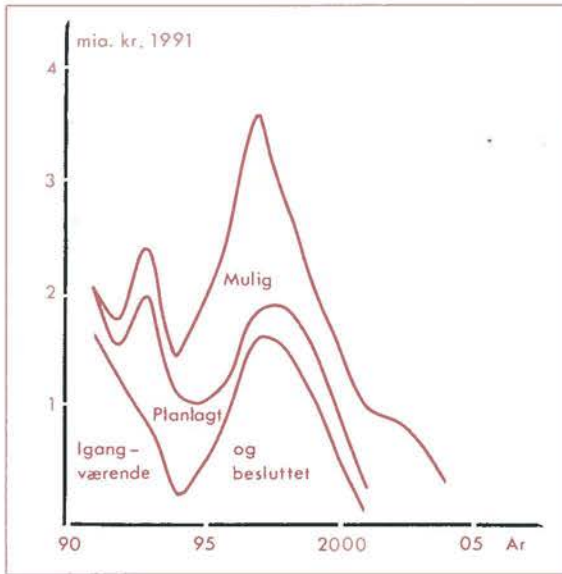
Produktionen vil kunne varieres betydeligt i forhold til de viste forløb, som angiver rammerne for naturgasproduktionen.

**Investeringer og driftsomkostninger**

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

For flere af udbygningsprojekterne er tidspunktet for afholdelse af investeringerne usikker. Investeringerne er derfor beregnet som glidende gennemsnit på sigt. For kategorien besluttet indvinding bemærkes de høje investeringer i sidste halvdel af 1990'erne. Dette skyldes primært udbygningen af det nordlige område.

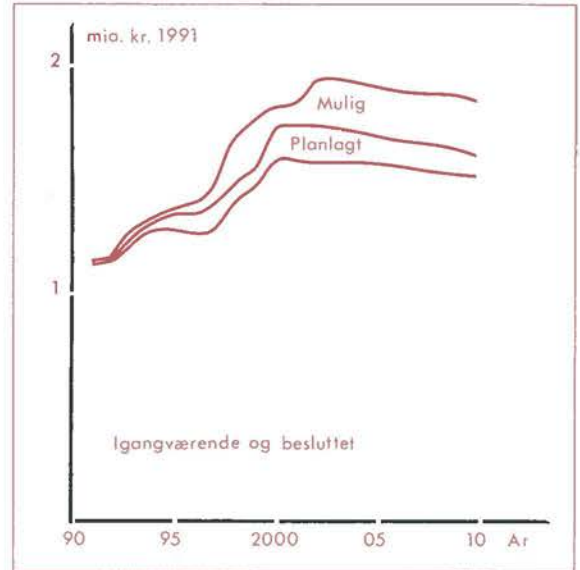
Fig. 5.4 Investeringer 1991-2010



De samlede besluttede investeringer andrager ca. 10 mia. kr. De planlagte investeringer andrager ca. 5 mia. kr. og de mulige yderligere 9 mia. kr. I forvejen er der investeret ca. 30 mia. kr. i udbygningerne.

Driftsomkostningerne vil udvikle sig mere jævnt end investeringerne og vurderes at ville nærme sig 2 mia. kr. om året omkring århundredeskiftet.

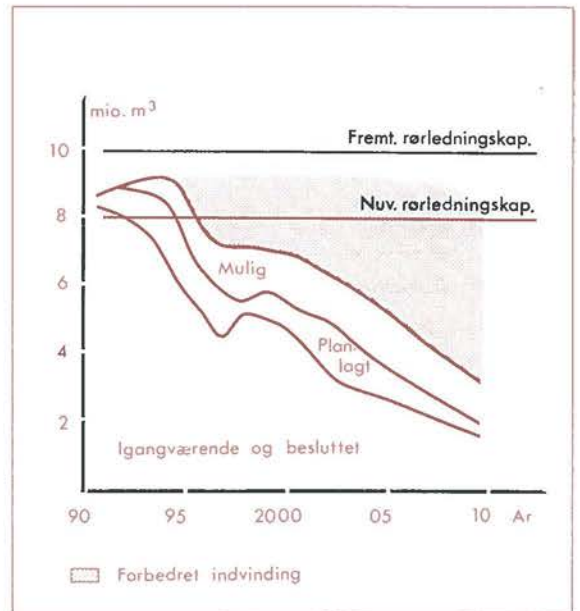
Fig. 5.5 Driftsomkostninger 1991-2010



**Indvindingsforbedrende metoder**

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

Fig. 5.6 Perspektiver for forbedret indvinding



## Prognose

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

Endelig må resultaterne af de igangværende efterforskningsaktiviteter forventes at resultere i yderligere produktionspotentiale.

På fig. 5.6 er antydnet et forløb med yderligere indvinding fra de allerede kendte felter.

### Statens indtægter

På grundlag af Energistyrelsens 5 års prognose er det forventede statslige provenu beregnet. Forudsætningerne for denne beregning fremgår af tabel 5.8.

De anvendte forudsætninger for olie- og gaspriserne er Energistyrelsens standardforudsætninger. Der opereres med et scenarie med stigende oliepriser fra \$ 21 pr. tønde i 1991 til \$ 39 i år 2010.

Tabel 5.8 Forudsætninger om produktion, investeringer og driftsudgifter for olie/gas-aktiviteterne 1991-1995, mia. 1991-kr.

	1991	1992	1993	1994	1995
Olieproduktion (mio. m <sup>3</sup> )	8,3	9,0	8,7	8,7	8,2
Naturgas-prod. (mia. Nm <sup>3</sup> )	3,6	3,9	4,1	4,3	4,3
Råoliepris \$/tønde	21	23	25	27	28
<i>Investeringer:</i>					
Efterforskning	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2
Feltudbygning	2,1	1,5	2,0	1,1	0,5
Naturgasnet	1,0	1,0	1,2	1,0	0,4
<i>Drift:</i>					
Felter	1,1	1,2	1,2	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

Tabel 5.9 Statens indtægter fra olie/gas-indvindingen 1991-1995, mia. 1991-kr.

	1991	1992	1993	1994	1995
Kulbrinteskat	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskat	2,2 (1,8)	2,8 (2,2)	3,0 (2,0)	3,5 (2,2)	3,4 (2,0)
Prod.afgift	0,8 (0,8)	1,0 (0,8)	1,0 (0,8)	1,1 (0,8)	1,1 (0,8)
Fortj.element	0,3 (0,3)	0,4 (0,3)	0,4 (0,3)	0,4 (0,3)	0,4 (0,3)
<i>I alt</i>	3,3 (2,8)	4,2 (3,3)	4,5 (3,2)	5,1 (3,3)	5,5 (3,0)

Olieprisens udvikling er en af de faktorer, der er vanskeligst at forudse. Beregningerne er derfor suppleret med et regneeksempel, hvori olieprisen konstant er \$ 20 pr. tønde.

På grundlag af tabel 5.8 er statens indtægter for den kommende 5 års periode estimeret. De angivne beløb er pålignede for de respektive indtægtsår. For selskabsskatten skal det understreges, at provenuet anføres med stor usikkerhed, da bl.a. valutakursjusteringer ikke er medregnet. Fra og med 1991 er der regnet med en selskabsskat på 38 %.

I afsnittet *Økonomi* er de historiske indtægter anført.

Statens indtægter på langt sigt er illustreret i fig. 5.7. Figuren illustrerer de forventede indtægter til staten baseret både på forudsætningen om oliepriser stigende til \$ 39 pr. tønde frem til år 2010 og regneeksemplet på \$ 20 pr. tønde.

Fremskrivningen af olieproduktionen er baseret på 20 års prognosens forløb for planlagt indvinding. Naturgasafsætningen er baseret på 5 års prognosen og de aftalte mængder mellem DUC og Dansk Naturgas A/S. Med hensyn til produktionsstørrelsen er der således tale om en moderat vurdering af den fremtidige produktion.

Det fremgår, at olieprisens udvikling er afgørende for omfanget af statens direkte indtægter fra olie-/gasindvindingen. Ligeledes illustreres det, at den særlige kulbrinteskate (angivet skra- veret) slår igennem ved stigende oliepriser og er af begrænset omfang 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, hvor investeringerne er holdt uændrede.

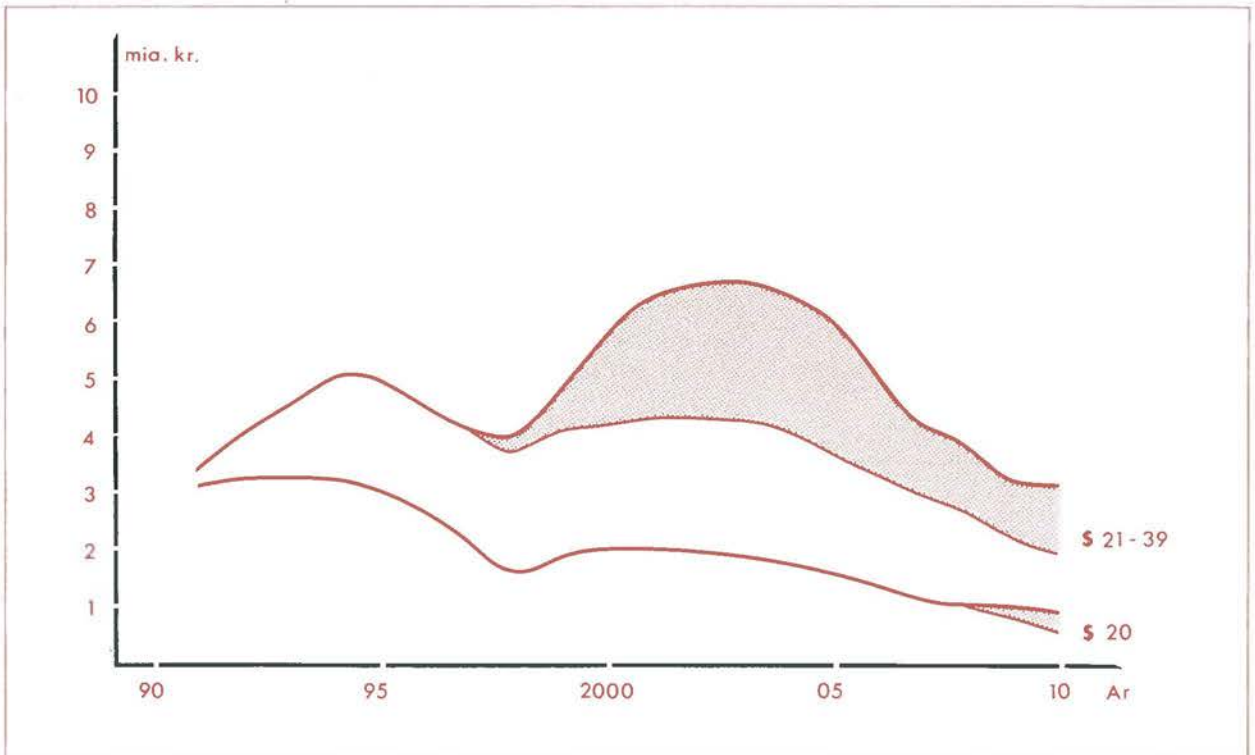
## Betalingsbalance effekt

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 erstatning af en ellers nødvendig energiimport. På denne baggrund er produktionens samfundsmæssige værdi beregnet for årene 1988 til 1995.

Herfra skal importindholdet i investeringer og drift fratrækkes, hvorefter virkningen for vare- og tjenestebalancen fremkommer. Endelig skal

Fig. 5.7 Skatter og afgifter 1991-2010, mia. kr. (1991-priser)



## Prognose

overførsel af renter og udbytter til udlandet fratrækkes, hvorefter den direkte virkning på betalingsbalancens løbende poster kan beregnes.

Tabel 5.10 viser som nævnt ikke direkte eksportindtægter, men er et udtryk for det bidrag, den danske energiproduktion forbedrer vare- og tjenestebalancen samt betalingsbalancen med.

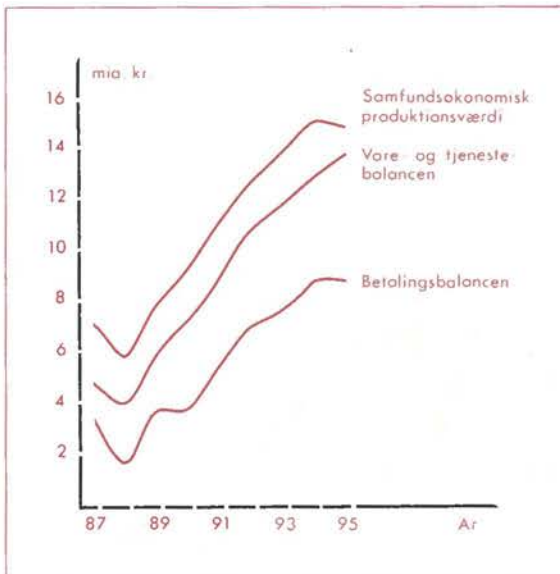
Virksomheden på vare- og tjenestebalancen og betalingsbalancens løbende poster er også illustreret i fig. 5.8.

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

Tabel 5.10 Olie/gas-aktiviteternes betalingsbalanceeffekt 1988-1995, mia. kr. 1991-priser

	88	89	90	91	92	93	94	95
Samfundsøkonomisk produktionsværdi	5,6	7,9	8,9	11,0	12,8	13,8	15,2	14,9
Importindhold	1,8	1,8	1,8	2,2	1,8	2,1	2,2	1,1
Vare- og tjenestebalancen	3,8	6,1	7,1	8,8	11,0	11,8	13,0	13,9
Renter og udbytter	2,6	3,1	4,1	4,5	5,1	5,3	5,5	6,5
Betalingsbalancens løbende poster	1,1	3,0	2,9	4,3	5,9	6,4	7,4	7,3

Fig. 5.8 Olie/gas-aktiviteternes betalingsbalanceeffekt 1987-1995 (mia. kr. 1991-priser)

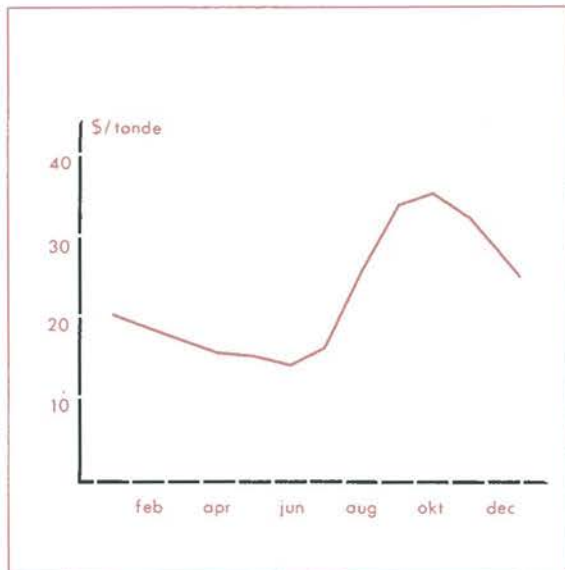


De internationale råoliepriser var i begyndelsen af 1990 fortsat præget af lokale kapacitetsproblemer som følge af koldt vejr i Nordamerika og tekniske vanskeligheder. Igennem foråret faldt råolieprisen dog jævnt fra omkring 20 \$ pr. tønde til et niveau omkring 15 \$ pr. tønde i juni og juli.

Iraks invasion af Kuwait i august og den deraf afledte handelsembargo mod de to lande medførte stærkt stigende priser. Prisstigningerne afspejlede dels bortfaldet af olieforsyninger fra de to lande dels nervøsiteten for en eskalation af konflikten. Spotpriserne for råolie nåede i kortere perioder op omkring 40 \$ pr. tønde. De manglende forsyninger blev igennem efteråret kompensert af lagertræk og yderligere produktion specielt i andre OPEC-lande.

Den internationale produktionskapacitet var herefter udnyttet næsten fuldt ud, og der var kun en minimal reserve til imødegåelse af tekniske problemer eller hårdt vintervejr. Priseniveauet forblev derfor højt gennem resten af 1990. Den gennemsnitlige råolie pris for 1990 blev 23,71 \$ pr. tønde, hvilket er en stigning på 31% i forhold til 1989. Noteringerne for den britiske råolie Brent er angivet i fig. 6.1.

Fig. 6.1 Notering for råolien Brent 1990



Tabel 6.1 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas

	1986	1987	1988	1989	1990*)
Salgsværdi mio. kr.					
Olie	3.270	4.270	3.500	5.360	6.400
Naturgas	2.440	1.660	1.355	1.410	1.610
<i>I alt</i>	<i>5.710</i>	<i>5.930</i>	<i>4.855</i>	<i>6.770</i>	<i>8.010</i>
Produktion					
Olie, mio. m <sup>3</sup>	4,29	5,41	5,57	6,47	7,00
Naturgas mia. Nm <sup>3</sup>	1,80	2,30	2,27	2,68	2,75
Int. råoliepris (Brent)					
\$/tønde	14,45	18,38	14,94	18,11	23,70
\$/kurs	8,09	6,84	6,74	7,32	6,19
Kr./m <sup>3</sup>	735	791	633	834	923
årets priser, *) skøn					

\$/kursen var faldende gennem 1990, hvor gennemsnitskursen blev 6,19 mod 7,32 i 1989. Der var tale om et fald på 16%. Råolieprisen regnet i danske kroner steg derfor kun med 11% fra 1989 til 834 kr/m<sup>3</sup> på grund af disse to modsatrettede tendenser.

Den ilandførte olie- og gasproduktion svarede i 1990 til 8,9 mio. t.o.e.

Selvforsyningsgraden for olie var i 1990 69% og for olie og gas 85%.

Den danske kulbrinteproduktion bidrog således i høj grad til forsyningssikkerheden i den spændte situation.

Salgsværdien af den danske olie- og gasproduktion udgjorde i 1990 8,0 mia. kr., hvilket er en stigning på 18% i forhold til 1989. Stigningen er både en følge af de stigende priser og af den øgede produktion.

**Efterforskning, udbygning og drift**

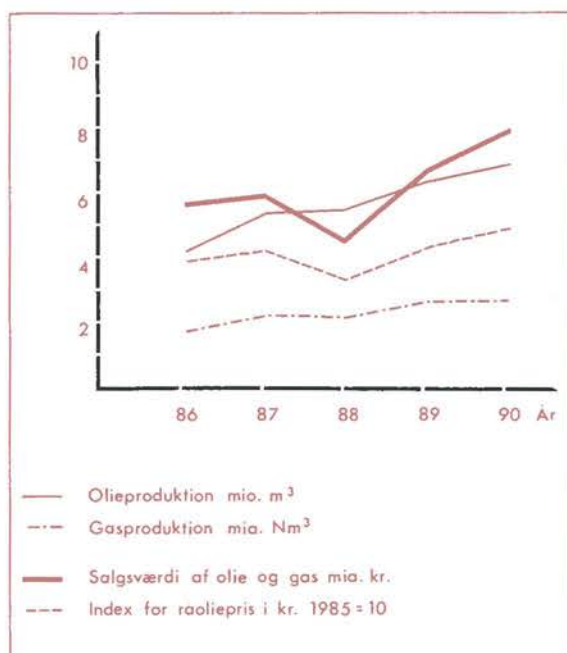
De samlede udgifter til efterforskning og indvinding af olie og gas fremgår af tabel 6.2. De samlede udgifter skønnes at have andraget 3,1 mia. kr. i 1990, hvilket er en stigning på 22% i forhold til 1989. Hertil kommer transportomkostningerne for olien på 0,7 mia. kr.

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

	1986	1987	1988	1989	1990*)
<i>Efterforskning og vurdering:</i>					
DUC	309	234	110	73	240
1. og 2. rundeselskaber	304	505	449	170	150
<i>I alt</i>	<i>613</i>	<i>739</i>	<i>559</i>	<i>243</i>	<i>390</i>
<i>Udbygning</i>					
(DUC)	1.764	914	897	1.145	1.720
Drift og adm. (DUC)	981	1.023	1.000	1.094	1.025
<i>Transportomkostninger</i>					
olierøret	617	632	604	727	725
årets priser, *)skøn					

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.

Fig. 6.2 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas 1986-1990



Olierørledningen ejes af Dansk Olierør A/S, som viderebetaler 90% af fortjenstelementet til staten. DUC betaler som eneste bruger de samlede transportomkostninger.

Investeringsomfanget har i 1990 været betydeligt. På de producerende felter Dan, Gorm, Skjold og Tyra er indvindingen intensiveret ved etablering af flere brønde. Samtidig har aktiviteten med udbygningerne af Dagmar, Kraka og Valdemar taget fart.

Udbygningsudgifterne fordelt på felter fremgår af tabel 6.3. Beløbene for 1990 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.

Tabel 6.3 Udbygningsinvesteringer afholdt af DUC, mio. kr.

	1986	1987	1988	1989	1990*)
Dan	1.303	641	223	362	300
Gorm	23	11	262	204	570
Skjold	44	62	236	44	105
Rolf	163	10	-	21	0
Tyra	134	188	107	85	120
Kraka	-	-	4	195	230
Dagmar	-	-	-	8	245
Valdemar	-	-	7	223	125
Diverse	99	2	58	3	25
<i>I alt</i>	<i>1.766</i>	<i>914</i>	<i>897</i>	<i>1.145</i>	<i>1.720</i>
årets priser, *)skøn					

De samlede udbygningsinvesteringer for DUC's aktiviteter andrager omregnet til 1991 priser omkring 30 mia. kr.

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 1989 er foreløbigt.

Tabel 6.4 DUC-selskabernes resultat før skat 1985-1989, mio. kr.

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

årets priser \*) skøn

Statens direkte indtægter for olie-/gasindvindingen fremgår af tabel 6.5.

Indtægterne er omregnet til 1991-priser. For 1990 er der endnu ikke indgivet regnskaber, hvorfor specielt beregningen af selskabsskatten er behæftet med stor usikkerhed, især da valutakursreguleringer vanskeligt lader sig forudsige.

De anførte indtægter er for hvert år angivet som pålignede. 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 6.5 Statens indtægter fra olie-/gasindvindingen 1986-1990, mio. 1991-kroner

	1986	1987	1988	1989	1990*)
Kulbrinteskat	0	0	0	0	0
Selskabsskat	820	845	0	491	1.500
Prod.afgift	531	505	398	553	656
Fortj.element	139	199	144	245	270
I alt	1.490	1.545	542	1.007	2.426

\*) skøn

Statens provenu fra produktionsstarten i 1972 til og med 1990 andrager omregnet til 1991-priser 11,8 mia. kr. Indtægterne er fordelt på 0,7 mia. kr. i kulbrinteskat, 4,2 mia. kr. i selskabsskat, 5,5 mia. kr. i produktionsafgift samt 1,5 mia. kr. i fortjenstelement.

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

---



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 platforme er styrelsens tilsynsområde arbejdsmiljø og sikkerhed. For flytbare anlæg varetages det arbejdsmiljømæssige tilsyn af Energistyrelsen, mens det sikkerhedsmæssige tilsyn varetages i samarbejde med Søfartsstyrelsen.

Energistyrelsens tilsyn er baseret på, at operatøren af faste havanlæg har etableret et egenkontrollsystem, der skal sikre, at virksomheden udøves i overensstemmelse med kravene i lovgivningen, samt at dette kan dokumenteres over for myndighederne. At egenkontrollsystemet er implementeret hos operatøren og dennes underleverandører, sikres ved udførelse af revisioner af systemet. I 1990 har styrelsen som et specielt indsatsområde for tilsynet koncentreret sig om anvendelse af midlertidigt udstyr på de faste platforme.

### Nye regler

#### Fastsættelse af tekniske forskrifter for havanlæg

Koordinationsudvalget har i 1990 færdigbehandlet et udkast til vejledning om ibrugtagningstilladelser for nye boreplatforme. Vejledningen forventes at træde i kraft 1. maj 1991.

#### Arbejdsmiljø

I 1990 er arbejdet med regulering af sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold i henhold til Havanlægsloven af 1981 fortsat i et nært samarbejde mellem myndigheder og arbejdsmarkedets parter i Koordinationsudvalget.

Koordinationsudvalget har i 1990 blandt andet færdigbehandlet udkast til bekendtgørelse om støjgrænser på faste havanlæg samt bekendtgørelse om stoffer og materialer, der anvendes på havanlæg.

Bekendtgørelserne forventes at træde i kraft primo 1991.

#### EF arbejde

I forbindelse med sikkerhedsreguleringsarbejdet inden for EF har myndighederne og Koordinationsudvalget i 1990 behandlet følgende direktivforslag af betydning for havanlæg:

- Ændring af maskindirektivet.
- Minimumsforskrifter for sikkerhed og sundhed i udvindingsindustrien.
- Ændring af asbestdirektivet.
- Visse aspekter i forbindelse med tilrettelæggelse af arbejdstid.
- Minimumsforskrifter for sikkerhed og sundhed på midlertidige eller mobile byggepladser.
- Emballering, etikettering og mærkning af farlige præparater (leverandørbrugsanvisninger).
- Beskyttelse af kvindelige arbejdstagere under graviditet og efter barsel.
- Atypisk beskæftigelse.

Endvidere har myndighederne i 1990 gennemgået foreliggende direktiver på arbejdsmiljøområdet med henblik på at vurdere behovet for gennemførelse på havanlægsområdet.

#### Kontrolordninger

Energistyrelsen har i 1990 afsluttet udarbejdelsen af en vejledning for kontrolordninger på flytbare havanlæg. Vejledningen er en uddybning af § 14, stk. 4 i Energiministeriets bekendtgørelse nr. 711 af 16. november 1987 om sikkerhed m.v. på havanlæg (Sikkerhedsbekendtgørelsen).

Der er ikke som for de faste havanlæg tale om et egentligt egenkontrollsystem men om, at der på havanlægget forefindes dokumentation for, at anlæggets indretning, konstruktion og drift er sikkerheds-, sundheds- og miljømæssigt i overensstemmelse med gældende lovgivning og standarder. En del af denne dokumentation findes i form af certifikater udstedt af anerkendte klassifikationsselskaber svarende til dem, der udstedes for

## Sikkerhed og arbejdsmiljø

---

skibe, mens resten skal foreligge i form af procedurer, f.eks. for vedligehold eller for arbejdets udførelse.

Som for faste anlæg har operatøren af det flytbare havanlæg det overordnede ansvar for, at kontrolsystemet forefindes og omfatter al aktivitet på anlægget.

Arbejdet med udarbejdelsen af en vejledning for kontrolordninger for faste havanlæg afsluttedes i 1990. Vejledningen omfatter egenkontrol i forbindelse med projektering, bygning og installation af faste havanlæg.

### Sikkerhed og arbejdsmiljø

I 1990 var som nævnt under *Efterforskning* følgende borerigge i operation på dansk sokkel:

- Neddrill Trigon, Mærsk Endeavour, Mærsk Giant, West Sigma og Shelf Driller.

Endvidere deltog nedenstående fartøjer i følgende installationsarbejder:

- Rørlægningsfartøjet "Stena Apache" fra Stena Offshore Ltd., Aberdeen, i forbindelse med nedlægning af rørforbindelserne Kraka-Dan FA, Skjold-Gorm F og Dagmar-Gorm F. Der blev anvendt en ny teknik, idet rørledningen blev svejset sammen til ét stykke på land, rullet op på en spole på fartøjet og derfra lagt ud på havbunden.
- Kranfartøjet "Hermod" fra HeereMac, Holland, i forbindelse med installationen af Kraka platformen og Gorm F jacket'en.

Energistyrelsens væsentligste indsatsområder, for så vidt angår sikkerhed og arbejdsmiljø på disse anlæg, har været støj, kemikalier, ventilation, beboelse samt boreudstyret for boreriggernes vedkommende og beboelsen og det primære udstyr (rørlægningsenhed og kran) på de øvrige anlæg. Inden for alle områderne har Energistyrelsen øget indsatsen over for procedurer og certifikater af sikkerheds- og sundhedsmæssig betydning (kontrolordninger).

Søfartsstyrelsen har ført tilsyn med de maritime forhold for disse anlæg (konstruktion, redningsmidler, brandsikring m.v.), og de væsentligste påtaler har drejet sig om brandbeskyttelse og redningsmidler.

### Piper Alfa

Ekspllosionen 6. juli 1988 på den britiske produktionsplatform Piper Alfa kostede 167 mennesker livet. Katastrofen gav anledning til en meget stor debat om sikkerheden på specielt de britiske olie/gas-installationer i Nordsøen.

Den officielle undersøgelseskommission, Lord Cullen kommissionen, der blev nedsat efter hændelsen, har i november afgivet sin rapport efter mere end to års analyse af ulykkens årsag og de heraf afledte følger for sikkerhedsberedskabet på de britiske olie/gas-installationer.

Rapporten kritiserer både det engelske energiministerium og operatøren, Occidental, for fejl og forsømmelser. Den anbefaler som en konsekvens heraf en række ændringer i de eksisterende sikkerhedsregler. Hvad angår det offentlige tilsyn med aktiviteterne, anbefaler rapporten en række omlægninger, så der opnås et mere effektivt tilsyn, og at der i forbindelse hermed tilføres området mere personale.

På baggrund af den foreløbige rapport, der forelå i efteråret 1988, tog Mærsk Olie og Gas AS efter aftale med Energistyrelsen initiativ til at gennemgå sikkerheden ombord på de faste installationer i Nordsøen. Selv om sikkerheden på de danske platforme må anses for at være væsentlig højere end på Piper Alfa, gav gennemgangen selskabet anledning til at foretage visse ændringer, f. eks. hvad angår trapper o. lign.

Energistyrelsen er i samarbejde med bl.a. Søfartsstyrelsen i færd med at gennemgå Lord Cullens rapport med henblik på at vurdere, hvorvidt anbefalingerne heri giver anledning til ændring af regler eller praksis for danske offshore installationer.

## Gaslager ved Stenlille

I maj 1989 blev der indgået en principaftale mellem på den ene side A.P. Møller og partnerne i DUC og på den anden side Dansk Naturgas A/S om leverance af yderligere naturgasmængder.

Dansk Naturgas A/S forventer på baggrund af aftalen at sælge 4.3 mia. Nm<sup>3</sup> naturgas i 1994.

Som følge af det større gassalg har Dansk Naturgas A/S i december 1990 ansøgt Energiministeriet om tilladelse til at etablere et naturgaslager i en vandfyldt struktur ved Stenlille med et arbejdsvolumen på op til 300 mio. Nm<sup>3</sup> i år 2000 til sikring af forsyningssikkerheden i det danske naturgastransmissionssystem. Efter de nugældende planer skal lageret være klar til ibrugtagning i september 1994 med et arbejdsvolumen på ca. 150 mio. Nm<sup>3</sup>.

Sammen med de ialt 6 kaverner i Ll. Torup vil Dansk Naturgas A/S således i 1994 kunne råde over en samlet lagerkapacitet på 450 mio. Nm<sup>3</sup>.

## Europipe

Det norske statsolieselskab Statoil har medio 1990 orienteret Energistyrelsen om et projekt for endnu en gasledning fra de norske felter til ilandføring i Nordtyskland. Rørledningen, der vil få en dimension på ca. 40", vil efter de nugældende planer passere øst om de danske olie og gasfelter i Nordsøen. Ledningen skal være klar til ibrugtagning i 1996.

## Ulykkesstatistik 1990

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

Energistyrelsen har i 1990 modtaget 23 anmeldelser om offshore arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 12 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer og 11 på mobile havanlæg.

Ingen af de anmeldte arbejdsulykker har medført død eller alvorlig personskade.

Sættes de 12 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg i relation til antallet af arbejdstimer (1.551.187) fås en ulykkesfrekvens på 7,9 pr. mio. arbejdstimer.

Tabel 7.1 viser ulykkesfrekvensen pr. mio. arbejdstimer i perioden 1984 til 1990 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 i perioden 1987 - 1989. I 1990 er der sket en mindre stigning i ulykkesfrekvensen.

Tabel 7.1 Ulykkesfrekvens for faste havanlæg

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Ulykkesantal pr. mio. arbejdstimer	36	34	40	40	10	3,4	7,9

Tabel 7.2 viser ulykkesfrekvensen for mobile havanlæg pr. mio. arbejdstimer i perioden 1988 - 1990, hvor Energistyrelsen har registreret og offentliggjort statistisk materiale vedrørende arbejdsulykkerne på mobile havanlæg. Det fremgår af tabellen, at der i perioden er sket et fald i ulykkesfrekvensen på mobile havanlæg.

Tabel 7.2 Ulykkesfrekvens for mobile havanlæg

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

## Sikkerhed og arbejdsmiljø

---

For såvel de faste anlæg som de mobile er ulykkesfrekvensen væsentlig lavere end for sammenlignelige virksomheder på land.

## Koncessionsaftaler

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

Disse forsknings- og udviklingsarbejder påbe-  
gyndtes i 1984, og der er med udgangen af 1990  
gennemført projekter for ca. 50 mio. kr., og der er  
projekter igang for ca. 20 mio. kr.

Midlerne er især anvendt til forskning og ud-  
vikling inden for områder som fokuserer på:

- øget kendskab til de geologiske og geofysiske  
forhold i undergrunden, der betinger dannelse  
og lokalisering af olie og naturgas
- reducerede udbygningsomkostninger og ud-  
vikling af installationer og platformstyper til  
brug på marginalfelter og i ekstremesituationer.
- begrænsning og forebyggelse af miljøpåvirk-  
ninger.

## Energiforskningsprogram 1991 (EFP 91)

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

Ved ansøgningsfristens udløb 1. august 1990  
havde Energistyrelsen modtaget 36 projektfors-  
slag med et samlet budget på 104 mio. kr.

Projekterne har været behandlet i Kulbrinteud-  
valget, som har indstillet 14 projekter til støtte.  
De indstillede projekter fremgår af bilag F.

## EF's forsknings- og udviklingsprogrammer

Energistyrelsen er medlem af den rådgivende ko-  
mite for EF-kommissionens Generaldirektorat  
XVII vedrørende det nye THERMIE program for  
fremme af europæisk energiteknologi. Program-  
met løber over 5 år fra 1990 til 1994 og har en  
budgetramme på 5,6 mia. kr. Programmet spiller  
en vigtig rolle for gennemførelsen af Fællesska-  
bets politik, især ved etableringen af det Indre  
Marked.

Programmet repræsenterer i store træk en videre-  
førsel af hovedlinierne i Det Teknologiske Ud-  
viklingsprogram for Kulbrinteområdet og  
Energi-Demonstrationsprogrammet.

Resultatet af den budgetmæssigt beskedne, før-  
ste runde af THERMIE programmet var generelt  
særligt tilfredsstillende for Danmark, med en  
totalandel på næsten 10% af det samlede budget.  
Imidlertid kom der ikke nogle kulbrinteprojekter  
til Danmark i denne første runde.

Energistyrelsen er endvidere medlem af den råd-  
givende komité for JOULE programmet til forsk-  
ning og udvikling af ikke-nuklear energi under  
EF-Kommissionens Generaldirektorat XII. Pro-  
grammet er et underprogram til det store ramme-  
program for forskning og teknologisk udvikling.

I 1990 var den samlede støtte fra JOULE pro-  
grammet på 950 mio. kr. Heraf har projekter med  
dansk deltagelse fået ca. 36 mio. kr. Af kulbrinte-  
projekter er der anført 5 med dansk deltagelse  
inden for områderne prospekterings- og efter-  
forskningsteknik, produktionsteknik og omdan-  
nelse af kulbrinter. Se endvidere i tabel 8.1.

Programområdets betydning i fællesskabssam-  
menhæng fremgår bl.a. af, at EF har besluttet at  
tilføre denne programdel yderligere 320 mio. kr.,  
for bedre at kunne opfylde hensigten med pro-  
grammet.

Programmet forventes efterfulgt af et nyt energi-  
forskningsprogram med en budgetramme på ca.  
1,3 mia. kr. Programmet forventes annonceret i  
1991 og vil formentlig også indeholde en kul-  
brintedel.

*Tabel 8.1 Dansk kulbrinteforskning støttet af EF gennem JOULE programmet*

Projekt	EF støtte, mio.kr.	Projektdeltager
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



---



## Rettighedshavere på dansk område

(Pr. 31. december 1990)

Selskab	Andel	Selskab	Andel
<b>Dansk Undergrunds Consortium (DUC):</b>		<b>Licens 7/86, blok 5604/22 og 26</b>	
<b>Eneretsbevillingen af 8. juli 1962,</b>		Statoil Efterforskning og	
blok 5603/27 og 28, 5604/21, 22 og 25,		Produktion A/S (operatør)	
5504/5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 14, 15 og 16,		BHP Petroleum Inc.	
5505/13, 17 og 18		Total Marine Danmark	
A.P. Møller (bevillingshaver)	39,00%	LD Energi A/S	7,50%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	46,00%	EAC Energy A/S	4,00%
Texaco Denmark Inc.	15,00%	DENERCO K/S	9,00%
Mærsk Olie og Gas A/S er operatør		DOPAS	20,00%
<b>1. Runde grupper:</b>		<b>3. Runde grupper:</b>	
<b>Licens 2/84, blok 5504/1, 2, 5 og 6</b>		<b>Licens 1/89, 2/89, blok 5603/26,</b>	
Amoco Denmark Exploration Co.		5504/6 og 10	
(operatør)	66,67%	Amoco Denmark Exploration Co.	
FLS-Energy A/S	10,00%	(operatør)	
DOPAS	23,33%	FLS-Energy A/S	
		DENERCO K/S	
		DOPAS	
<b>2. Runde grupper:</b>		<b>Licens 3/89, 4/89, blok 5606/13,</b>	
<b>Licens 1/86, blok 5503/4, 5604/29,</b>		14,15,17 og 18, 5514/30 og 31,	
5507/18, 21 og 22		5414/2, 3, 5, 6, 10, 11, 14 og 15	
Agip Danmark Olie- og Gasefter-		Amoco Denmark Exploration Co.	
forskning ApS (operatør)		(operatør)	
Fina Exploration Denmark S.A.	40,00%	FLS-Energy A/S	
ÖMV Erdöl-Aufsuchungsges. m.b.H.	28,80%	DENERCO K/S	
DOPAS	11,20%	DOPAS	
	20,00%	<b>Licens 5/89, blok 5503/8 og 5504/5</b>	
<b>Licens 2/86, blok 5414/7 og 11</b>		Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH	
Amoco Denmark Exploration Co.		Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH	
(operatør)	75,00%	C. Deilmann AG	
FLS-Energy A/S	5,00%	Deutsche Schachtbau- und	
DOPAS	20,00%	Tiefbohrgesellschaft GmbH	
		RWE-DEA AG	
<b>Licens 3/86, 4/86, 5/86,</b>		Elf Aquitaine Deutschland GmbH	
blok 5603/28 og 31, 5604/25, 5503/3 og 4,		Wintershall AG	
5514/29 og 30, 5414/1 og 2		Preussag AG	
Norsk Hydro Udforskning a.s.		DENERCO K/S	
(operatør)	19,50%	DOPAS	
Enterprise Petroleum Ltd.	19,50%	BEB er operatør,	
Gas Council (Exploration) Ltd.	13,70%	Danop er medoperatør	
Amerada Hess (Denmark) A/S	9,80%	<b>Licens 6/89, blok 5409/2 og 3,</b>	
Dansk Oliesøgning K/S	7,50%	5509/29 og 30	
Korn- og Foderstof Kompagniet A/S	2,50%	Cluff Oil plc. (operatør)	
DENERCO K/S	7,50%	Zenith Resources Ltd.	
DOPAS	20,00%	DOPAS	
DANOP er operatør i licens 4/86,			
(det vestligste af gruppens områder)			

## Bilag A

Selskab	Andel	Selskab	Andel
<b>Licens 7/89, 8/89, blok 5504/2, 5604/25, 29 og 30, 5603/32</b>		<b>Licenser tildelt i 1990:</b>	
Norsk Hydro Udforskning (operatør)	21,75%	<b>Licens 1/90, blok 5604/18</b>	
Du Pont E & P No. 6 B.V.	29,00%	Statoil Efterforskning og	
Gas Council Ltd.	18,13%	Produktion A/S (operatør)	33,54%
Danoil Exploration A/S	1,81%	Total Marine Danmark	15,19%
Korn- og Foderstof Kompagniet A/S	1,81%	LD Energi A/S	9,49%
DENERCO K/S	7,50%	EAC Energy A/S	5,06%
DOPAS	20,00%	DENERCO K/S	11,39%
Danop er operatør for licens 8/89 (det vestligste af gruppens områder)		DOPAS	25,32%
<b>Licens 9/89, blok 5509/5, 6, 9 og 10</b>		<b>Licens 2/90, blok 5604/23 og 24</b>	
Jordan Dansk Corporation	25,00%	Statoil Efterforskning og	
G.B.T. Northern Corporation	60,00%	Produktion A/S (operatør)	40,42%
DENERCO K/S	5,00%	Total Marine Danmark	18,31%
DOPAS	10,00%	LD Energi A/S	11,44%
Danop er operatør		EAC Energy A/S	6,10%
<b>Licens 10/89, blok 5603/27 og 31</b>		DENERCO K/S	13,73%
A.P. Møller	26,66%	DOPAS	10,00%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	26,66%	<b>Licens 3/90, blok 5603/28</b>	
Texaco Denmark Inc.	26,66%	A.P. Møller	31,20%
DOPAS	20,00%	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	36,80%
Mærsk Olie og Gas A/S er operatør		Texaco Denmark Inc.	12,00%
<b>Licens 11/89, blok 5504/3 og 4</b>		DOPAS	20,00%
RWE-DEA AG	36,25%	Mærsk Olie og Gas A/S er operatør	
Wintershall AG	36,25%		
DENERCO K/S	7,50%		
DOPAS	20,00%		
Danop er operatør			
<b>Licens 12/89, blok 5414/8</b>			
RWE-DEA AG	42,50%		
Wintershall AG	42,50%		
DENERCO K/S	5,00%		
DOPAS	10,00%		
Danop er operatør			

## Efterforsknings- og vurderingsboringer, 1985-1990

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted
Dyb Adda-1 5504/08-4	Chevron Dan Earl	55°48'13' 04°58'24'	3192 meter Ø.Jura	1985-01-01 1985-02-17	Mejrup-1 5608/19-1	Phillips Kenting 36	56°22'39' 08°40'36'	2532 meter Trias	1987-03-22 1987-04-29
Vest Lulu-2 5604/21-4	Chevron Dan Earl	56°19'48' 04°12'13'	4017 meter L.Trias	1985-02-21 1985-04-23	Felicia-1 5708/18-1	Statoil Mærsk Guardian	57°26'18' 08°18'41'	5321 meter Perm	1987-07-03 1987-12-03
Gert-2 5603/28-1	Chevron Mærsk Endeavour	56°11'50' 03°46'50'	5032 meter Carbon ?	1985-02-27 1985-07-29	Gert-3 5603/28-2	Mærskolie og Gas Mærsk Endeavour	56°12'43' 03°45'49'		1987-07-21 1987-10-28
Elna-1 5604/19-1	Chevron Dan Earl	56°26'55' 04°31'43'	3097 meter N.Perm	1985-05-01 1985-06-14	Stenlille-2 5511/15-2	Danop Kenting 36	55°32'17' 11°36'18'		1987-07-27 1987-08-28
Ugle-1 5505/09-2	BP Transocean 7	55°43'15' 05°12'10'	3057 meter Palæozoikum	1985-05-07 1985-06-24	Ibenholt-1 5605/20-1	Phillips Dyvi Sigma	56°23'26' 05°58'29'	2599 meter Prækambrium	1987-08-11 1987-09-24
Thisted-4 5708/31-2	Amoco Kenting 31	57°01'19' 08°42'07'	3418 meter Perm	1985-05-19 1985-07-18	Dyb Gorm-1 5504/16-5	Mærskolie og Gas Zapata Scotian	55°34'04' 04°45'50'		1987-08-18 1987-12-04
Terne-1 5611/23-1	Amoco Dyvi Epsilon	56°20'39' 11°30'20'	3361 meter Præ-/kamb.	1985-05-29 1985-08-16	Stenlille-3 5511/15-3	Danop Kenting 36	55°32'17' 11°36'18'		1987-08-30 1987-09-16
John Flanke-1 5504/20-2	Chevron Dan Earl	55°24'28' 04°50'10'	2417 meter Trias	1985-06-20 1985-07-19	Ravn-2 5504/05-1	Amoco Dan Earl	55°50'35' 04°13'41'	4507 meter Trias	1987-09-16 1987-11-17
Lone-1 5603/27-3	Chevron Mærsk Endeavour	56°08'35' 03°31'58'	3923 meter Trias/Perm	1985-06-30 1985-09-03	Tostrup-11 5609/10-11	Danop Kenting 36	56°37'55' 09°25'24'		1987-10-10 1987-11-07
Kværs-1 5409/02-1	Mærskolie og Gas Kenting 31	54°56'28' 09°28'49'	2691 meter N.Perm	1985-07-27 1985-09-09	Elly-2 5504/06-2	Mærskolie og Gas Neddrill Trigon	55°47'19' 04°19'05'		1987-11-15 1988-05-31
Nord Jens-1 5504/07-5	Chevron Mærsk Endeavour	55°49'59' 04°33'35'	3983 meter Ø.Jura	1985-08-07 1985-11-12	Jeppe-1 5603/28-3	Norsk Hydro Mærsk Guardian	56°11'04' 03°54'36'	5050 meter Perm	1987-12-10 1988-03-02
Sæby-1 5710/22-1	Dopas Boldon-41	57°21'24' 10°23'44'	1854 meter Palæozoikum	1985-08-07 1985-08-28	Borg-1 5508/32-2	Danop Kenting 34	55°02'57' 08°48'23'	3074 meter Palæozoikum	1988-04-18 1988-05-29
Kegnæs-1 5410/05-1	Texaco Dyvi Epsilon	54°50'51' 10°05'15'	2591 meter Ø.Perm	1985-08-21 1985-10-05	Gulnare-1 5604/26-1	Statoil Mærsk Endeavour	56°10'13' 04°26'41'	4735 meter Jura	1988-06-02 1988-09-19
Skive-2 5609/13-1	BP Boldon-41	56°35'37' 09°00'21'	1456 meter Ø.Trias	1985-09-02 1985-09-25	Stenlille-4 5511/15-4	Danop Kenting 36	55°31'06' 11°35'14'		1988-07-19 1988-08-09
Vest Lulu-3 5604/21-5	Chevron Mærsk Endeavour	56°20'58' 04°12'34'	3822 meter Trias	1985-09-12 1985-12-11	Stenlille-5 5511/15-5	Danop Kenting 36	55°32'08' 11°37'33'		1988-08-14 1988-09-03
Kim-1 5603/30-1	Chevron Glomar Labrador 1	56°07'02' 03°29'53'	4441 meter N.Perm ?	1985-10-03 1985-12-31	Stenlille-6 5511/15-6	Danop Kenting 36	55°33'29' 11°39'09'		1988-09-07 1988-09-27
Nord Jens-2 5504/07-6	Chevron Mærsk Endeavour	55°49'59' 04°33'36'	2350 meter N.Kridt	1985-11-16 1985-12-28	Tordenskjold-1 5503/03-2	Danop Neddrill Trigon	55°56'19' 03°32'31'	3703 meter N.Perm	1988-12-14 1989-02-04
Lulu-2 5604/22-2	Mærskolie og Gas Mærsk Endeavour	56°19'06' 04°17'31'		1985-12-15 1986-03-18	Pernille-1 5514/30-1	Norsk Hydro Glomar Moray Firth	55°00'54' 14°18'43'	3588 meter Palæozoikum	1989-04-07 1989-06-06
Diamant-1 5603/32-2	Phillips Glomar Labrador 1	56°00'23' 03°53'44'	4242 meter N.Perm	1986-01-10 1986-03-18	Stina-1 5414/7-1	Amoco Glomar Moray Firth	54°47'20' 14°37'44'	2482 meter Palæozoikum	1989-06-12 1989-07-11
Øst Rosa-3 5504/15-5	Mærskolie og Gas Dyvi Epsilon	55°35'36' 04°36'31'		1986-01-20 1986-03-10	Falk-1 5504/6-3	Amoco Glomar Moray Firth	55°50'01' 04°18'50'	4200 meter Trias	1989-07-23 1989-09-05
Ravn-1 5504/01-2	Amoco Dyvi Epsilon	55°52'35' 04°13'52'	5013 meter Perm	1986-03-24 1986-07-17	Gert-4 5603/27-4	Mærskolie og Gas Mærsk Endeavour	56°13'18' 03°43'48'		1989-11-02 1990-05-16
Øst Rosa Fl.-1 5504/15-6	Mærskolie og Gas Mærsk Endeavour	55°33'51' 04°37'50'		1986-03-24 1986-04-30	Alma-1 5505/17-10	Mærskolie og Gas Mærsk Giant	55°28'58' 05°12'33'		1990-03-18 1990-08-16
Midt Rosa Fl.-1 5504/15-7	Mærskolie og Gas Mærsk Endeavour	55°35'27' 04°31'33'		1986-05-04 1986-06-11	Amalie-1 5604/26-2	Statoil Neddrill Trigon	56°14'39' 04°22'02'		1990-08-01 1991-
Vest Lulu-4 5604/21-6	Mærskolie og Gas Mærsk Endeavour	56°19'05' 04°10'16'		1986-07-27 1986-09-12	Stenlille-7 5511/15-7	Danop Kenting 31	55°32'18' 11°36'27'		1990-09-10 1990-12-17
Gwen-2 5604/29-3	Mærskolie og Gas Mærsk Endeavour	56°06'52' 04°04'10'		1986-09-30 1986-12-15					

## Bilag C

### Forundersøgelser 1990

Undersøgelse	Operatør Kontraktør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet 1990
<b>Seismiske undersøgelser</b>					
AM90B	Amoco Denmark Teledyne Exploration	Offshore 2D	1990-08-23 1990-08-28	Bornholm	491 km
AM90C	Amoco Denmark Teledyne Exploration	Offshore 2D	1990-09-11 1990-09-12	Central Graven Elly	132 km
AM90C	Amoco Denmark Teledyne Exploration	Offshore 2D	1990-09-12 1990-09-16	Central Graven	370 km
AM90C	Amoco Denmark Teledyne Exploration	Offshore 3D	1990-09-30 1990-11-02	Central Graven Elly	656 km
AM90C	Amoco Norway Teledyne Exploration	Offshore 2D	1990-10-16 1990-10-16	Central Graven	7 km
DK90C	Mærsk Olie og Gas A/S CGG	Offshore 3D	1990-04-05 1990-10-19	Central Graven	1.493 km
DK90C	Mærsk Olie og Gas A/S CGG	Offshore 3D	1990-04-09 1990-05-31	Central Graven Elly	7.574 km
DK90C	Mærsk Olie og Gas A/S CGG	Offshore 3D	1990-06-02 1990-10-17	Central Graven Rita	11.359 km
DK90C	Mærsk Olie og Gas A/S CGG	Offshore 3D	1990-09-30	Central Graven Kraka	11.114 km
DN90D	Danop/Jordan Prakla-Seismos AG	Onshore	1990-06-11 1990-07-08	Jylland Give	51 km
DN90N	Danop/Statoil Western Geophysical	Offshore	1990-08-10 1990-08-23	Nordsøen Frida	628 km
DN90C	Danop/RWE-DEA Simon-Horizon Ltd.	Offshore	1990-08-27 1990-09-03	Central Graven Gefion	611 km
DN90B	Danop/RWE-DEA A/S Geoteam	Offshore	1990-09-17 1990-09-19	Østersøen Bornholm	263 km
NH90C	Norsk Hydro Geco	Offshore 2D	1990-02-13 1990-04-03	Central Graven Feda, Arne	484 km
NS90C*	Norske Shell Geco	Offshore 3D	1990-09-22 1990-11-13	Central Graven	778 km

\* Spec. seismik

**Dansk olieproduktion 1972-1990 mio. m<sup>3</sup>**

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Total
1972	0,11					0,11
1973	0,15					0,15
1974	0,10					0,10
1975	0,19					0,19
1976	0,23					0,23
1977	0,58					0,58
1978	0,49					0,49
1979	0,49					0,49
1980	0,34					0,34
1981	0,34	0,53				0,87
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	0,65	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
<i>I alt</i>	<i>10,66</i>	<i>14,79</i>	<i>10,41</i>	<i>4,91</i>	<i>2,16</i>	<i>42,93</i>

**Dansk gasproduktion 1972-1990 mia. Nm<sup>3</sup>**

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Total	Heraf solgt
1972	0,02					0,02	
1973	0,03					0,03	
1974	0,03					0,03	
1975	0,06					0,06	
1976	0,07					0,07	
1977	0,17					0,17	
1978	0,16					0,16	
1979	0,16					0,16	
1980	0,07					0,07	
1981	0,08	0,08				0,16	
1982	0,08	0,27	0,00			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
<i>I alt</i>	<i>4,14</i>	<i>6,27</i>	<i>0,89</i>	<i>15,83</i>	<i>0,10</i>	<i>27,23</i>	<i>13,06</i>

*En del af gassen er reinjiceret*

## Bilag D

### Månedlig produktion af olie og kondensat 1990 tusinde m<sup>3</sup>

	Jan	Feb	Marts	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1990
Dan	141	125	136	132	134	135	135	123	127	132	127	134	1580
Gorm	109	102	106	128	122	121	125	121	126	129	123	126	1439
Skjold	180	186	184	211	232	232	241	220	225	240	234	244	2630
Tyra	99	87	98	62	74	73	60	73	96	116	117	126	1080
Rolf	27	24	21	27	27	25	18	18	11	25	25	25	271
<i>I alt</i>	<i>556</i>	<i>524</i>	<i>544</i>	<i>560</i>	<i>588</i>	<i>586</i>	<i>578</i>	<i>555</i>	<i>586</i>	<i>641</i>	<i>626</i>	<i>655</i>	<i>6999</i>

### Månedlig produktion af gas 1990 mio. Nm<sup>3</sup>

	Jan	Feb	Marts	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1990
Dan	74	65	73	71	68	69	70	61	62	65	62	65	804
Gorm	83	74	58	67	73	63	68	61	62	68	63	64	805
Skjold	15	15	16	17	19	19	20	18	19	20	20	20	220
Tyra	356	298	346	201	254	246	155	185	243	322	321	367	3296
Rolf	1	1	1	1	1	1	1	1	<1	1	1	1	11
<i>I alt</i>	<i>529</i>	<i>454</i>	<i>494</i>	<i>358</i>	<i>416</i>	<i>399</i>	<i>314</i>	<i>326</i>	<i>386</i>	<i>476</i>	<i>467</i>	<i>518</i>	<i>5137</i>

### Danmarks energiforbrug 1972-1990 fordelt på brændsler samt energiproduktion og selvforsyningsgrad mio. t.o.e.

	Olie	Naturgas	Kul og koks	Vedv. energi mv.	<i>I alt</i>	Energiprod.	Selvforsyning
1972	17,7	-	1,2	0,2	19,1	0,3	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	-	2,1	0,3	17,6	0,4	2
1976	15,9	-	2,8	0,3	19,0	0,5	2
1977	16,0	-	3,2	0,3	19,5	0,8	4
1978	16,0	-	4,0	0,3	20,3	0,7	4
1979	15,9	-	4,7	0,4	21,0	0,8	4
1980	13,1	-	5,8	0,4	19,3	0,7	4
1981	11,6	0,0	6,0	0,5	18,0	1,3	7
1982	10,9	0,0	6,2	0,5	17,6	2,3	13
1983	10,2	0,0	6,6	0,6	17,4	2,9	16
1984	10,1	0,2	7,1	0,6	18,0	3,3	18
1985	10,5	0,6	7,3	0,7	19,1	4,7	25
1986	10,2	1,2	7,4	0,9	19,6	6,3	32
1987	9,6	1,5	7,7	1,0	19,8	7,9	39
1988	8,9	1,6	7,6	1,0	19,2	8,1	41
1989	8,6	1,8	7,5	1,1	18,9	9,3	49
1990*)	8,2	1,8	7,5	1,2	18,7	10,6	52

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

### Danmarks energiforbrug 1972-1990 fordelt på anvendelse mio. t.o.e.

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

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

Felt navn	Dan
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1971
I drift:	1972
Produktionsbrønde:	49
Vandinjektionsbrønde:	1
Vanddybde:	40 m
Areal:	30 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

### Reserver pr. 1. januar 1991

Forventet indvinding:	
Olie:	34 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	13 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion:	
Olie:	10,66 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	4,14 mia. Nm <sup>3</sup>

### 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 gastøringsanlæg samt et behandlings- og pumpeanlæg for injektionsvand. 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. På Dan FC er der indkvartering for 86 personer.

Felt navn	Gorm
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15,16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1971
I drift:	1981
Produktionsbrønde:	22
Gasinjektionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	5
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

### Reserver pr. 1. januar 1991

Forventet indvinding:	
Olie:	13 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	6 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion:	
Olie:	14,79 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	6,26 mia. Nm <sup>3</sup>
Gasinjektion:	5,99 mia. Nm <sup>3</sup>
Nettogasproduktion:	0,27 mia. Nm <sup>3</sup>

### Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning 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 og en stigrørs/pumpeplatform E. En ny behandlingsplatform F vil blive taget i brug medio 1991.

Procesanlægget på Gorm C består af et stabiliseringsanlæg samt et færdigbehandlingsanlæg for gas. Der er endvidere anlæg for reinjektion af gas. Den gas, der ikke injiceres, sendes til Tyra Øst via Gorm E. Den stabiliserede olie bliver ilandført via pumpeplatformen Gorm E. På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.



Felt navn	Skjold
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1977
I drift:	1982
Produktionsbrønde:	3
Vandinjektionsbrønde:	4
Observationsbrønde:	0
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

#### Reserver pr. 1. januar 1991

Forventet indvinding:	
Olie:	20 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2 mia. Nm <sup>3</sup>
Akkumuleret produktion:	
Olie:	10,43 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,89 mia. Nm <sup>3</sup>

#### Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene. Strukturen er på randen gennemskåret af en serie ringforkastninger. På toppen er den gennemsat af utallige og mere vilkårligt orienterede, mindre forkastninger. Reservoiret har på toppen af strukturen vist usædvanlig gode produktions-egenskaber.

#### Anlæg

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

Fra medio 1991 vil Skjolds produktion blive behandlet på et særskilt anlæg på Gorm F. Samtidig vil de midlertidige vandbehandlingsinstallationer blive afløst af et permanent anlæg, ligeledes på Gorm F.

Felt navn	Tyra
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11,12
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1968
I drift:	1984
Produktionsbrønde:	31
Injektionsbrønde:	8
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	52 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

#### Reserver pr. 1. januar 1991

Forventet indvinding:	
Olie:	5 mio. m <sup>3</sup>
Kondensat:	4 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	35 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion:	
Olie:	1,15 mio. m <sup>3</sup>
Kondensat:	3,76 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	15,83 mia. Nm <sup>3</sup>
Gasinjektion:	4,91 mia. Nm <sup>3</sup>
Netto gasproduktion:	10,92 mia. Nm <sup>3</sup>

#### Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophovning 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 ilandføres via pumpeplatformen Gorm E. På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer.

Felt navn	Rolf
Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14,15
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1981
I drift:	1986

Produktionsbrønde:	1
Observationsbrønde:	1
Vanddybde:	34 m
Areal:	5 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	1) Kalksten (Danien og Maastricht.) 2) Dolomit (Zechstein)

### Reserver pr. 1. januar 1991

Forventet indvinding:	
Olie:	2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	<1 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion:	
Olie:	2,16 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,10 mia. Nm <sup>3</sup>

### Geologisk karakteristik

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

### Anlæg

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Den producerede olie og gas sendes ubehandlet til Gorm C.

## Felter under udbygning

Felt navn	Dagmar
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1983
I drift:	1991 (planlagt)

Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	9 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	1) Kalksten (Maastricht.) 2) Dolomit (Zechstein)

### Reserver pr. 1. januar 1991

Forventet indvinding:	
Olie:	3 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	<1 mia. Nm <sup>3</sup>

### Geologisk karakteristik

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

### Anlæg

Dagmar feltet udbygges som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes ubehandlet til Gorm komplekset, hvor der på en ny platform Gorm F installeres behandlingsfaciliteter for Dagmar feltets produktion.

Felt navn	Kraka
Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1966
I drift:	1991

Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	45 m
Areal:	50 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

**Reserver pr. 1. januar 1991**

Forventet indvinding:

Olie: 4 mio. m<sup>3</sup>Gas: 2 mia. Nm<sup>3</sup>**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.

Felt navn	Valdemar
Tidligere navn:	Bo/Boje/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1977 (Bo), 1982 (Boje) og 1985 (Nord Jens)
I drift:	1993 (planlagt)
Produktionsbrønde:	3 (planlagt)
Vanddybde:	38 m
Areal:	16 km <sup>2</sup> (Øvre Kridt) 200 km <sup>2</sup> (Nedre Kridt)
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten

**Reserver pr. 1. januar 1991**

Forventet indvinding:

Olie: 14 mio. m<sup>3</sup>Gas: 5 mia. Nm<sup>3</sup>**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 sendes ubehandlet til Tyra Øst komplekset.

**Kommende feltudbygninger**

Felt navn	Roar
Tidligere navn:	Bent
Beliggenhed:	Blok 5505/7
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1968
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift:	1993 (planlagt)

Felt navn	Nils
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1979
Indvindingsplan godkendt:	1988
I drift:	1994 (planlagt)

## Bilag E

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

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

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

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

### Navngivning af felter

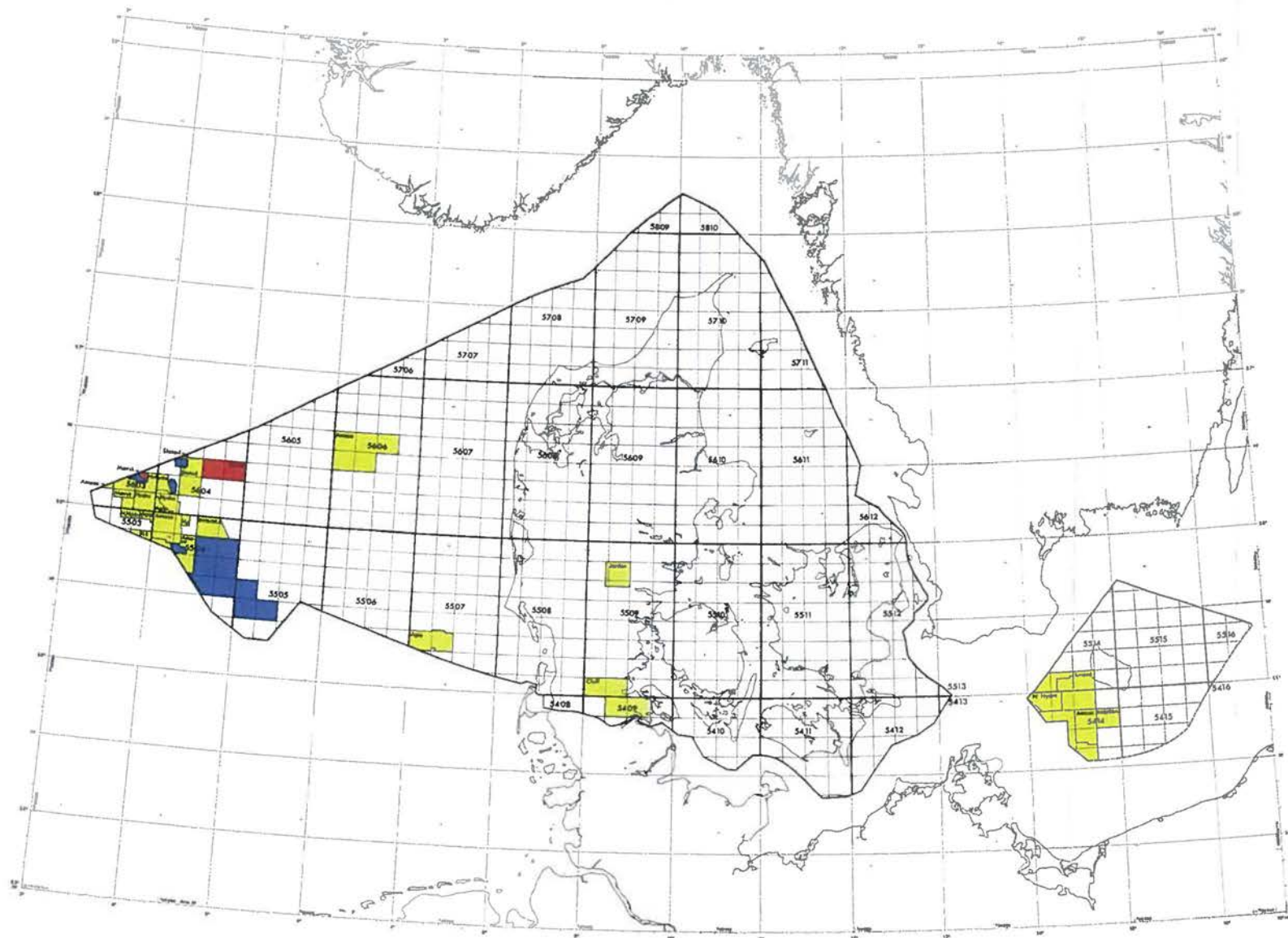
Oprindeligt navn	Feltnavn
Abby	Dan
Vern	Gorm
Cora	Tyra
Ruth	Skjold
Midt Rosa	Rolf
Bent	Roar
Anne	Kraka
Lulu/Vest Lulu	Harald
Øst Rosa	Dagmar
Boje/Nord Jens/Bo	Valdemar

## EFP-91 projektstøtte

Projekt	Projekt total i 1.000 kr.	Støtte i 1.000 kr.	Deltager
1. Seismisk modellering af sekvenser med potentielle, jurassiske sandstensreservoirier i Det Danske Central Trug	1.290	645	Danmarks Geologiske Undersøgelse
2. Opstilling af hastighedsmodeller til forbedret seismisk kortlægning af olie/gas-forekomster	1.260	535	Danmarks Geologiske Undersøgelse
3. Geokemiske korrelationsstudier i Central Truget	3.143	911	Danmarks Geologiske Undersøgelse
4. Randlementmetoden anvendt til seismisk modellering	1.890	700	Ødegaard & Danneskiold-Samsøe ApS
5. Nedre kridt karbonatreservoirier i Central Truget	2.644	1.322	Danmarks Geologiske Undersøgelse
6. Avanceret reservoirsimulering med relevans for danske olie- og gasfelter	4.155	800	COWIconsult AS
7 Mikroskalamodellering af fortrængningsprocesser ved hjælp af modificeret perkolationssteori	932	400	Institut for Kemiteknik, Danmarks Tekniske Højskole
8. Beregning af dissociationstryk for gashydrater og hydratinhibition	1.285	535	Institut for Kemiteknik, Danmarks Tekniske Højskole
9. Udvikling af en "Free span/burial instrumentation" til inspektion af marine pipelines	7.015	667	Isotopcentralen, D.O.N.G. A/S, H. Rosen Engineering GmbH
10. Fuldskalalast på slanke konstruktioner	8.948	3.000	LICengineering A/S, Dansk Hydraulisk Institut, Skibsteknisk Laboratorium
11. Udvikling af arktiske offshore oliefelter	1.180	800	Arctic Consulting Group A/S, Dansk Hydraulisk Institut
12. Bassinanalyse: Wandel Sea Bassinet, Østlige Nordgrønland	2.580	500	Geologisk Centralinstitut, Københavns Universitet
13. Koncepter for offshore olieeftersøgning i drivsområder, fase 2	10.000	1.000	COWIconsult AS
14. Sekvensstratigrafisk analyse af kridtsedimenter i Vestgrønland	7.780	835	Grønlands Geologiske Undersøgelse
<i>I alt</i>	<i>54.102</i>	<i>12.650</i>	



# Dansk koncessionsområde 1. januar 1991



■ DUC Koncessionsområde

■ 1., 2. & 3. Runde Koncessioner

■ 1990 Tildelinger









energistyrelsen