



Olie og Gas i Danmark

Efterforskning og Produktion

1989

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 energiforsyningsselskaber, rettighedshavere og brugere af energi. Styrelsen deltager i internationalt samarbejde.

Energistyrelsen
Landemærket 11
1119 København K

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

Udgivet april 1990
Trykkeri Schultz Grafisk
ISBN 87-89072-23-5
Eftertryk tilladt med kildeangivelse

Energistyrelsens rapport om udviklingen i efterforskning og produktion af olie og gas i Danmark udsendes hermed for fjerde gang.

Rapporten indeholder bl.a. Energistyrelsens seneste 5- og 20-års prognoser for den danske olie- og gasproduktion og opgørelsen pr. 1. januar 1990 over de danske olie- og gasreserver.

I tilknytning til reserveopgørelsen belyses perspektiverne for indvinding af yderligere mængder fra de danske oliefelter, der er kendetegnet ved vanskelige geologiske forhold.

Efterforskningsområdet har i 1989 været præget af forhandlingerne under 3. udbudsrunde, der resulterede i tildelingen af 12 efterforskningstiladelser.

Principaftalen mellem Dansk Undergrunds Consortium og Dansk Naturgas A/S om levering af yderligere naturgasmængder blev undertegnet i foråret 1989. Aftalen danner bl.a. baggrund for den nærmere tilrettelæggelse af indvindingen fra gasfelterne Harald og Roar.

Udbygningen af felterne Dagmar, Kraka og Valdemar tog for alvor fart i 1989, hvor flere produktionsbrønde blev udført. På de producerende felter er aktiviteten også stor. På Dan feltet fortsætter boringen af vandrette brønde, på Gorm er et vandinjektionsprojekt gennemført, på Tyra er der boret en vandret gasbrønd. På Skjold er yderligere vandinjektion under gennemførelse.

Både olie- og gasproduktionen steg i forhold til sidste år. Danmark har nu nået en selvforsyningsgrad på 82% for olie og gas og på 49% i forhold til det samlede energiforbrug. I 1973, året for den første oliekrise, var selvforsyningsgraden 2%. Der er udsigt til, at produktionen og dermed selvforsyningsgraden vil stige yderligere i de kommende år. Den danske olie- og gassektor bidrager således afgørende til forsyningsikkerheden og ikke mindst til forbedringen af betalingsbalancen.

København, april 1990



Erik Lindegaard
direktør

Omregningsfaktorer

Omregningsfaktorer

1 m³ råolie = 0,85 ton ≈ 35,9 GJ

1 m³ motorbenzin = 0,71 ton ≈ 43,8 GJ

1 m³ gas-/dieselolie = 0,84 ton ≈ 42,7 GJ

1 m³ fuelolie = 0,98 ton ≈ 40,4 GJ

1 tønde olie (barrel) = 0,159 m³

1.000 Nm³ naturgas = 37.239 scf ≈ 39,0 GJ

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

1 Nm³ = 1,055 Sm³

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

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

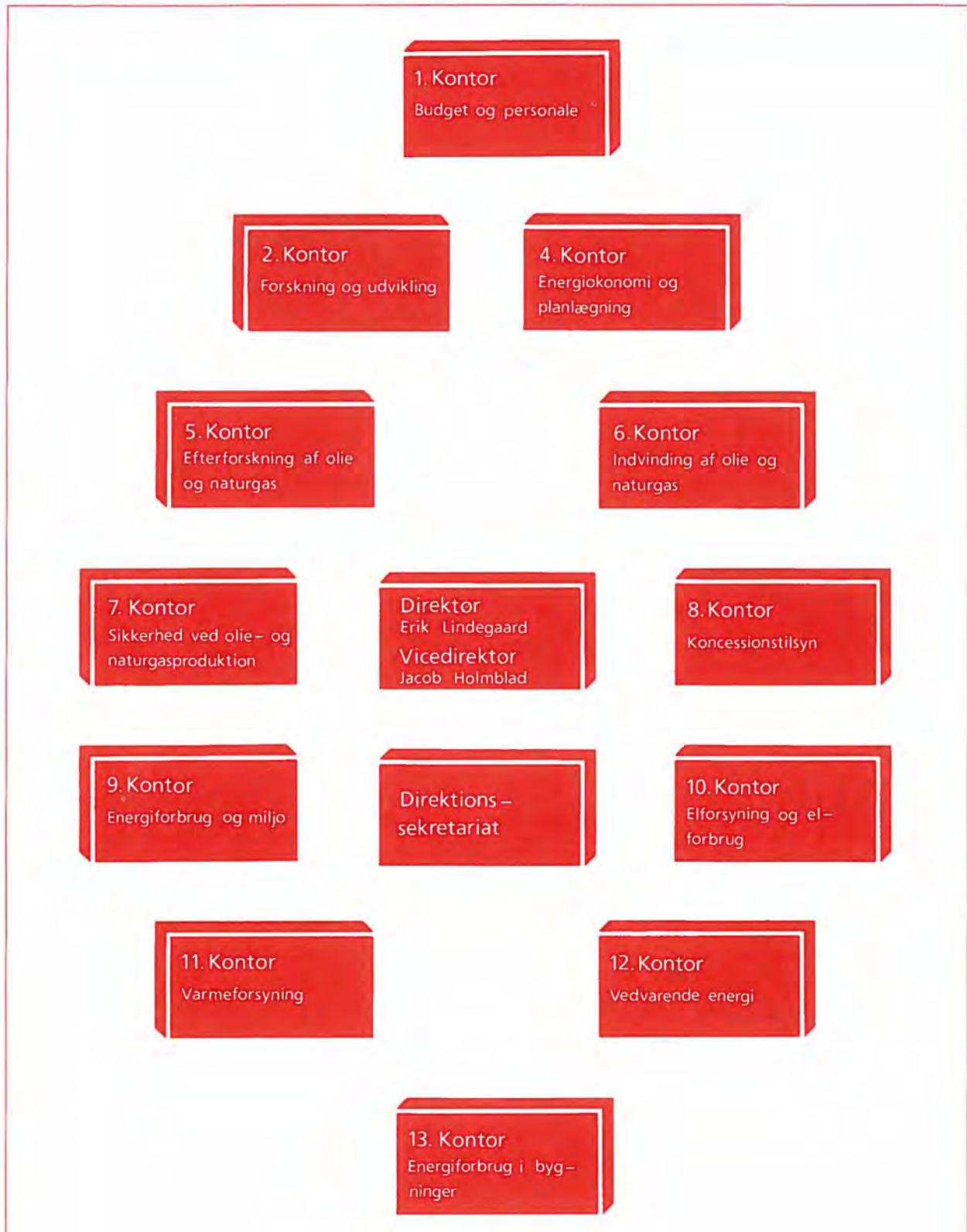
Sm³ (standardkubikmeter),
angives ved 15°C, 101,325 kPa

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

Organisation	4	Bilag:	47
Efterforskning	7	A Rettighedshavere på dansk område	49
Seismiske undersøgelser	7	B Efterforsknings- og vurderingsboringer	51
Boreaktivitet	8	C Forundersøgelser i 1989	53
Efterforskningsboringer	8	D Olie og gasproduktion	54
Vurderingsaktivitet	9	Årlig produktion 1972-1989	54
Grænsedragning	9	Månedlig produktion 1989	55
Tilbageleverede arealer	10	Forbrugs- og forsyningsdata	56
3. udbudsrunde	10	E Felldata	57
Frigivelse af boredata	12	F Energiforskningsprojekter	61
Produktion	13	G Koncessionskort	
Producerede mængder	13		
Indvindingsforholdene i 1989	14		
De producerende felter	15		
Felter under udbygning	19		
Kommende felter	21		
Reserveopgørelse	23		
Metode og definitioner	23		
Reservegrundlag pr. 1. jan. 1990	24		
Potentiel indvinding	25		
Efterforskningspotentiale i Central Graven	27		
Prognoser	29		
5 års prognose	29		
20 års prognose	31		
Økonomi	35		
Statens indtægter	37		
Betalingsbalanceeffekt	38		
Sikkerhed og arbejdsmiljø	41		
Nye regler	41		
Faste havanlæg	42		
Flytbare havanlæg	42		
Ulykkesstatistik	43		
Uddannelse og forskning	45		
Uddannelse	45		
Forskning	45		

Organisation

Fig. 1.1 Energistyrelsens organisation



Energistyrelsen gennemgik ved indgangen til 1989 en omstrukturering, som bl.a. medførte en ændret opgavefordeling mellem Energiministeriets departement og styrelsen.

Den ændrede arbejdsfordeling har medført, at en række opgaver er overført til Energistyrelsen. Dette gælder f.eks. forsknings- og udviklingsområdet, og styrelsen har fået ansvaret for den samlede faglige behandling af sager om udbygning mv. af olie- og gasfelter. Endvidere er den konkrete administration af varmeplanlægningen i sin helhed overført til styrelsen. Styrelsen har fået hovedansvaret for opgaverne i forbindelse med erhvervs- og eksportfremme, energibesparelser og miljø, herunder forberedelse af Energihandlingsplanen 1990.

Den ændrede arbejdsfordeling er fastsat i Energiministeriets bekendtgørelse nr. 420 af 15. juni 1989 om Energistyrelsens opgaver.

I maj 1989 overførtes opgaver vedrørende energiforbrug i bygninger samt de tilknyttede medarbejdere fra Byggestyrelsen til Energistyrelsen. Opgaverne varetages nu af Energistyrelsens 13. kontor.

Som led i styrelsens fortsatte rationaliseringsbestræbelser og besparelser på styrelsens budget er det daværende 3. kontor blevet nedlagt i efteråret 1989. Kontorets opgaver vedrørende erhvervs- og eksportfremme er overført til 2. kontor. Information og dokumentation er overført til 13. kontor og administration af uddannelsesaftalerne i forbindelse med koncessionstildelinger er overgået til 2. kontor.

Energistyrelsen består således nu af 12 kontorer, som angivet i organisationsdiagrammet.

Ved indgangen til 1990 beskæftigede styrelsen medarbejdere svarende til 200 årsværk.

Denne rapport retter sig mod aktiviteterne vedrørende efterforskning og indvinding af olie og gas. De kontorer, der især beskæftiger sig med dette område, er 2. kontor samt 4. til 8. kontor.

Opgavefordelingen mellem disse 6 kontorer er kort beskrevet i det følgende.

2. kontor. Forskning og udvikling

Planlægning og administration af energiforskningsprogrammet og støtteordning for udvikling af nye energiteknologier.

Sekretariatsbetjening af *Kulbrinteudvalget* og *Det Rådgivende Energiforskningsudvalg*, samt en række administrative og internationale aktiviteter i forbindelse med disse opgaver. Eksport- og erhvervsfremme.

4. kontor. Energiøkonomi og planlægning

Generelle økonomiske spørgsmål, herunder økonomiske redegørelser og beregningsforudsætninger, investeringsredegørelser og perspektivanalyser.

Økonomiske og administrative opgaver i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og gas.

5. kontor. Efterforskning af olie og naturgas

Forundersøgelser, koncessionsrunder, herunder udarbejdelse af forslag til udbuds- og tildelingsstrategi, deltagelse i koncessionsforhandlinger, opfølgning af tildelte koncessioner og boretilsyn med godkendelse af boreprogrammer samt opfølgning af boreaktiviteter.

6. kontor. Indvinding af olie og naturgas

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

7. kontor. Sikkerhed og arbejdsmiljø

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

8. kontor. Koncessionstilsyn

Juridiske og administrative opgaver primært på undergrundsområdet. Opgaverne omfatter bl.a.

Organisation

regel- og vejledningsarbejde, administration af rettighedshavernes garantistillelser, sager efter betalingsbekendtgørelsen for brug af olierørssystemet, behandling af royalty- og afgiftsregnskaber samt sekretariat for *Koordinationsudvalget*, *Aktionskomiteen* og *Havarikommissionen*.

Efterforskningsaktiviteten var i 1989 noget højere end i 1988.

I 1989 åbnede Energiministeren 3. udbudsrunde. Runden førte til, at der i december 1989 tildeltes 12 nye tilladelser til efterforskning og indvinding.

Rettigheder til at søge efter og indvinde kulbrinter på dansk område opnås ved tilladelse fra Energiministeren i medfør af *Lov om anvendelse af Danmarks undergrund*. Rettighederne gælder et afgrænset geografisk område og kan gives samlet for alle aktiviteter spændende fra forundersøgelser til indvinding, eller de kan gives for et nærmere angivet undersøgelsesprogram.

En oversigt over de grupper, der ved udgangen af 1989 havde tilladelser til efterforskning og indvinding på dansk område, findes i bilag A. Koncessionskortet bagest i rapporten viser den geografiske placering af tilladelsesområderne ved udgangen af 1989.

Seismiske undersøgelser

I 1989 blev der på dansk område udført sammenlagt 3.188 km seismiske undersøgelser. Af disse udgjorde to 3D (tredimensionelle) programmer udført af BEB og Amoco 1.431 km. Bortset fra en videnskabeligt begrundet undersøgelse i Kattegat blev alle programmer udført i Central Graven i Nordsøen. Nopec udførte en spekulativ seismisk undersøgelse på 390 km, mens de øvrige undersøgelser blev udført i forbindelse med igangværende efterforskning og produktion.

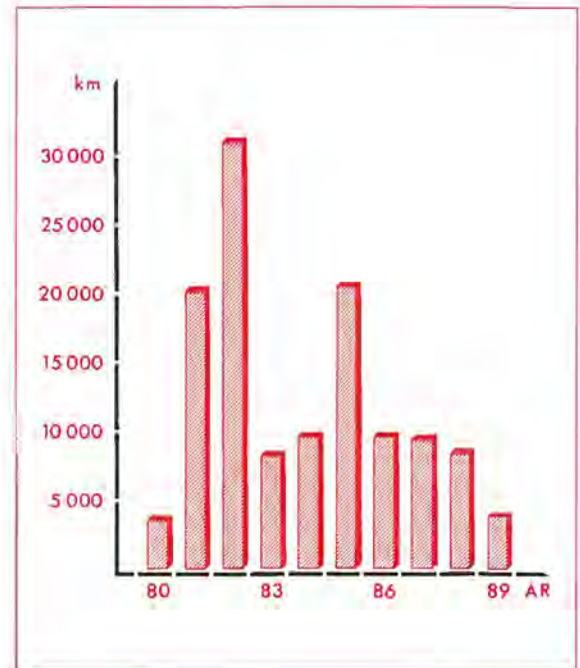
Den seismiske undersøgelsesaktivitet har i 1989 været faldende vurderet i antal udførte liniekilometer. Årsagerne hertil skal bl.a. søges i, at de seismiske arbejdsprogrammer i 2. runde er afsluttet i 1988, og at de tilsvarende undersøgelser i 3. runde først vil blive udført i 1990.

Der forventes en væsentlig stigning i aktiviteten i 1990 dels som følge af 3. runde, dels fra fortsatte aktiviteter fra DUC's side. De seismiske arbejdsprogrammer i 3. runde udgør alene 2.260 km 2D og 197 km² 3D seismik.

De seismiske undersøgelser i 1989 har ikke givet anledning til problemer i forhold til fiskerierhvervet.

I bilag C findes en oversigt over seismiske undersøgelser i 1989.

Fig. 2.1 Årlig seismik 1980-1989



Gaslagring ved Stenlille

I Energistyrelsens årsrapport for 1988 blev det omtalt, at Dansk Naturgas A/S med Dansk Operatørselskab I/S (DANOP) som operatør var igang med at undersøge, om der kan etableres et stort naturgaslager ca. 1.500 m nede i undergrunden ved Stenlille.

Disse undersøgelser gik i 1989 ind i deres afsluttende fase. Tætheden af de lag, der skal virke som forsegling af gaslageret, samt mulighederne for at injicere i og producere fra de sandlag, der i givet fald skal bruges som reservoir ved lagring af gas, afprøves i denne fase.

I forbindelse med disse undersøgelser blev der i 1989 først injiceret kvælstof og efterfølgende naturgas i reservoirlagene.

Efter gennemførelse af et produktionsforsøg forventes de tekniske undersøgelser afsluttet i april 1990. Videre arbejde vil afhænge af, om det besluttet at etablere naturgaslageret.

Efterforskning

Boreaktivitet

I 1989 blev der påbegyndt 3 boringer til efterforskning af olie og gas. Boringerne omtales nærmere i afsnittet om efterforskningsboringer. På Gert feltet påbegyndte DUC en vurderingsboring, som senere vil kunne anvendes i forbindelse med en eventuelt kommende produktion fra feltet.

I forbindelse med etablering af produktion fra felterne Valdemar og Kraka blev der på hvert af disse påbegyndt 2 produktionsboringer i 1989. På Dan feltet blev 3 vandrette produktionsboringer udført, mens 6 boringer på Gorm, som blev påbegyndt i 1988, blev afsluttet i 1989. Tilsvarende blev der afsluttet én boring på Tyra feltet. Sidst i december 1989 blev en boreplatform bragt til Skjold feltet for udførelse af 2 boringer.

Ved ovennævnte arbejder blev der anvendt 7 forskellige boreplatforme med et samlet tidsforbrug på ca. 42 rigmåneder. De anvendte boreplatforme var Mærsk Endeavour, Mærsk Guardian, Glomar Baltic, Glomar Moray Firth, Neddrill Trigon, Shelf Driller og West Sigma.

Fig. 2.2 Efterforsknings- og vurderingsboringer 1980-1989

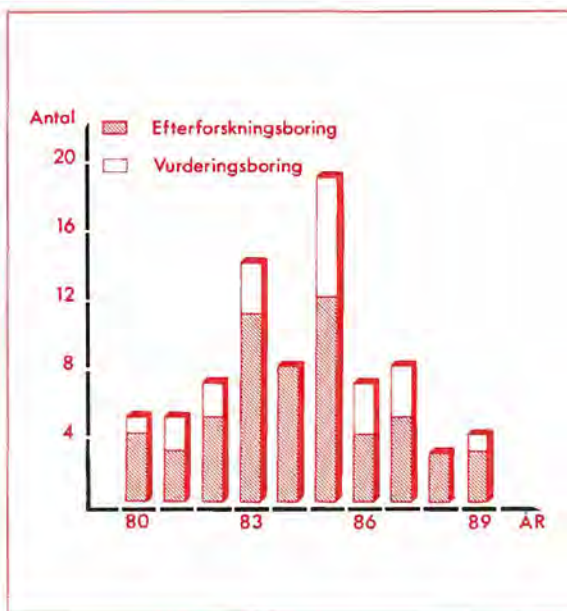
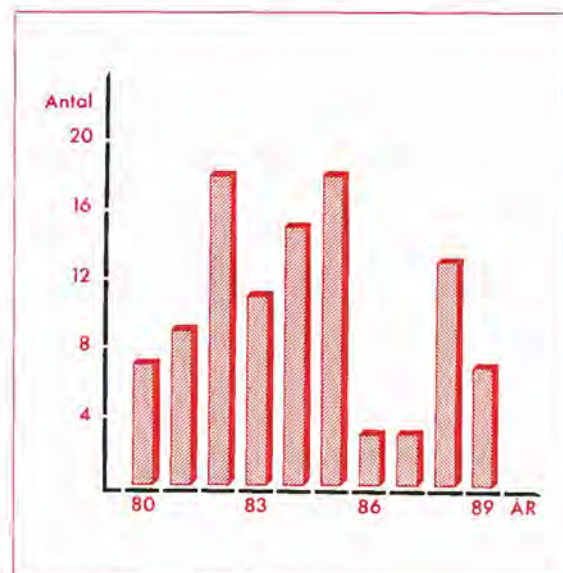


Fig. 2.3 Produktionsboringer 1980-1989



Produktionsboringerne er i øvrigt omtalt i årsrapportens afsnit om produktion.

Efterforskningsboringer

Følgende efterforskningsboringer blev afsluttet i 1989:

Stina-1 5414/7-1

Boringen blev udført syd for Bornholm i et område, der blev tildelt Amoco-gruppen som led i 2. udbudsrunde. Stina-1 blev boret i juni og juli 1989 med Amoco som operatør. Slutdybden var 2.482 m under havniveau i nedre palæozoiske lag. Boringen blev lukket uden prøveproduktion.

Pernille-1 5514/30-1

Boringen blev udført vest for Bornholm i et område, der blev tildelt Norsk Hydro-gruppen som led i 2. udbudsrunde. Pernille-1 blev boret fra april til juni 1989 med Norsk Hydro som operatør. Pernille-1 var den første danske boring i Østersøen nær Bornholm. Slutdybden var 3.588 m under havniveau i nedre palæozoiske lag. Boringen blev lukket uden prøveproduktion.

Falk-1 5504/6-3

Boringen blev udført i et område af Nordsøen, der blev tildelt Amoco-gruppen, som led i 1. udbudsrunde. Slutdybden var 4.200 m under havniveau i triassiske lag. Falk-1 påviste tilstedeværelsen af kulbrinter, men blev lukket uden prøveproduktion.

Tordenskjold-1 5503/3-2

Boringen blev omtalt i Energistyrelsens årsrapport for 1988.

Vurderingsaktivitet

Amoco-gruppen var alene om at have fund under vurdering i 1989.

Ravn 5504/1,2,5 og 6

Amoco-gruppen har udført 3 borer i licensområdet. Ravn-1 boringen blev udført i 1986. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie fra jurassisk sandsten. I 1987 blev Ravn-2 boringen udført. Den bekræftede tilstedeværelsen af kul-

Fig. 2.4 Borer, antal aktive 1989

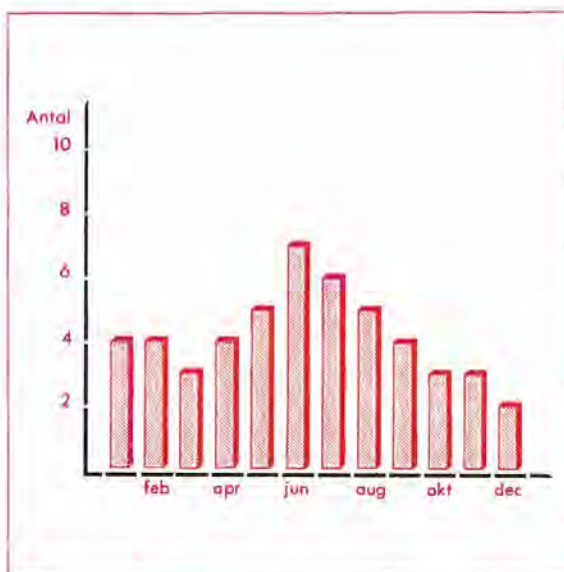
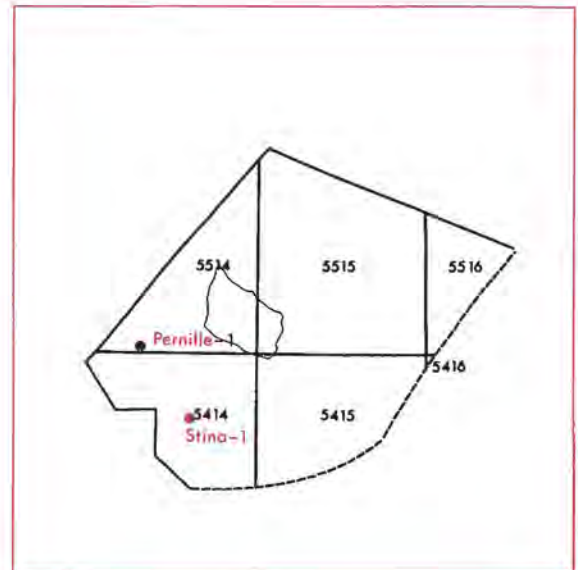


Fig. 2.5 Efterforskningsboringer ved Bornholm



brinter, men blev ikke prøveproduceret. Amoco-gruppen arbejder videre med evaluering af det gjorte fund, og der arbejdes fortsat med efterforskning i licensområdet. I denne sammenhæng udførte Amoco i 1989 efterforskningsboringen Falk-1 ca. 5 km øst for Ravn fundet. Gruppen ansøgte sidst i 1989 om 2 års forlængelse af efterforskningsstilladelsen. Dette er efterfølgende godkendt af Energiministeriet.

Grænsedragning

I maj 1989 ratificerede Danmark afgrænsningstraktaten af 14. september 1988 mellem Danmark og Den Tyske Demokratiske Republik (DDR). DDR ratificerede traktaten i efteråret 1988. Afgrænsningen består af følgende to grænselinier: en vestlig grænselinie i farvandet syd for Lolland, Falster og Møn og en østlig grænselinie sydvest for Bornholm.

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

Efterforskning

Tilbageleverede arealer

Der er i 1989 tilbageleveret nogle af de arealer, som blev tildelt selskabsgrupper i 1. udbudsrunde i 1984 og i 2. udbudsrunde i 1986.

Amoco-gruppen har tilbageleveret arealer i Nord- og Midtjylland i blokkene 5708/30 og 31, 5608/3,7,11,12,27 og 28, 5609/25 samt 5610/17 og 21.

Norsk Hydro-gruppen har tilbageleveret den sydvestlige del af gruppens tilladelse 4/86, der ligger vestligst i Central Graven. De tilbageleverede arealer ligger i blokkene 5603/31, 5503/3 og 4.

Norsk Hydro-gruppen har desuden i marts 1990 tilbageleveret tilladelse 6/86 blok 5514/26 ved Bornholm med virkning fra december 1989.

Statoil-gruppen har tilbageleveret blokkene 5707/20 og 5708/17 og 18 i Skagerrak samt gruppens arealer i blokkene 5508/31 og 32 i Sønderjylland.

Texaco-gruppen har tilbageleveret gruppens tilladelse i Østersøen. Det er arealer i blokkene 5410/5,6,7,10,14 og 15.

Fig. 2.6 Efterforskningsboringer og tilbageleveret areal i Central Graven

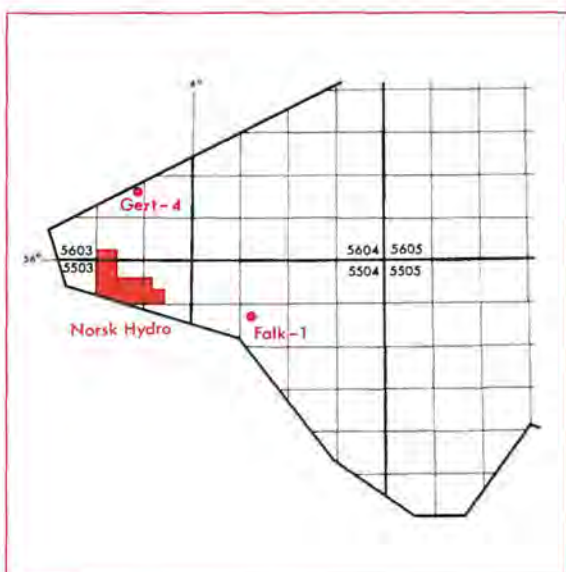
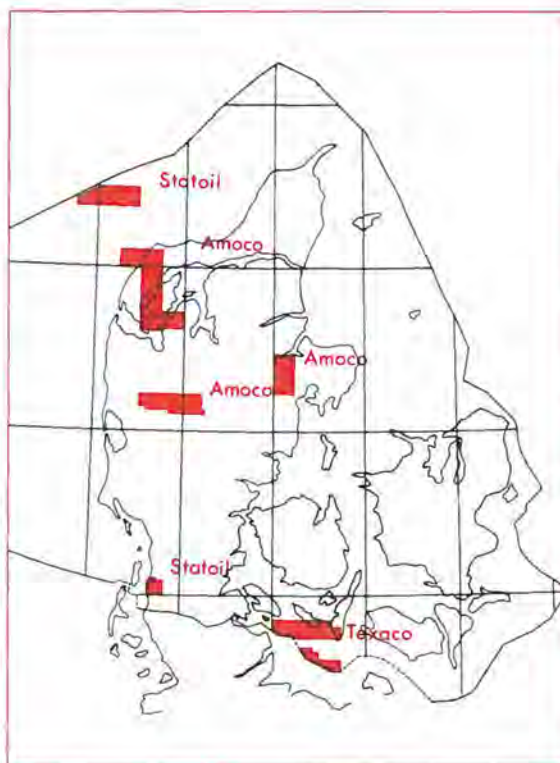


Fig. 2.7 Tilbageleverede arealer uden for Central Graven



Betingelser og forpligtelser i de enkelte tilladelser er resultat af forhandlinger mellem Energiministeriet og de ansøgende selskaber.

3. Udbudsrunde

Energiministeren udstedte den 20. december 1989 12 nye tilladelser til efterforskning af olie og naturgas. Tilladelserne er fordelt på 7 af de 10 grupper af selskaber, der i marts 1989 indsendte ansøgning til Energiministeriet. Det er Amoco-gruppen, BEB-gruppen, Cluff-gruppen, Hydro-gruppen, Jordan-gruppen, Mærsk-gruppen og RWE-DEA-gruppen.

Ændrede udbudsbetingelser

Siden 2. udbudsrunde har en række lande, herunder andre Nordsølande gennemført betydelige lempelser i koncessionsvilkårene. For at fastholde interessen for efterforskning i Danmark er de økonomiske vilkår derfor også blevet lempet for det danske område i forbindelse med 3. udbudsrunde.

De vigtigste lempelser omfatter:

- Ophævelse af produktionsafgift (royalty)
- Reduceret statsdeltagelse
- Fjernelse af fortjenstelementet i rørledningstariiffen uden for Central Graven (tidligere var dette 5% af værdien af det transporterede).
- DOPAS betaler helt eller delvis sin andel af udgifterne i tilladelser hvor DANOP har operatørogaver.

Fordeling af tilladelserne

De 12 udstedte tilladelser vedrører 38 blokke af de i alt 743 blokke, der var udbudt i 3. runde.

Sammensætningen af de grupper der har fået tilladelser fremgår af bilag A, mens den geografiske placering af tilladelsesområderne findes på licenskortet bagest i årsrapporten.

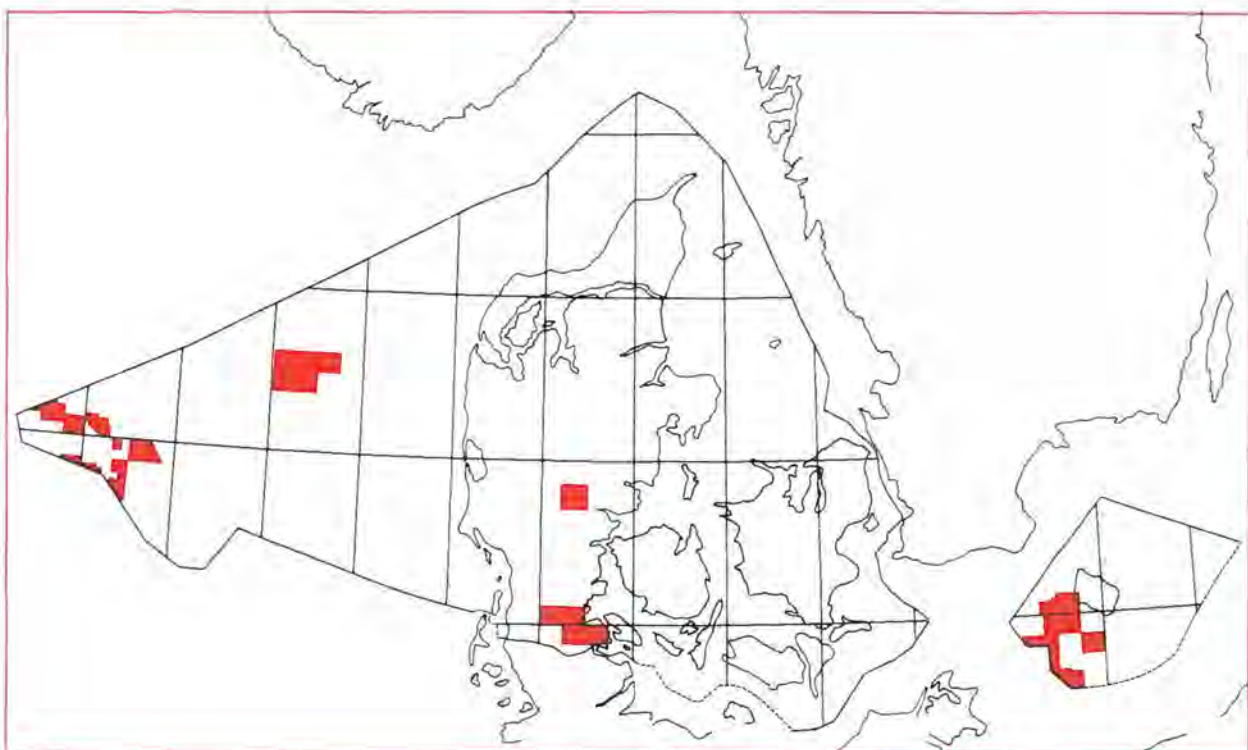
Amoco-gruppen, har fået tildelt 4 nye tilladelser, 2 i Central Graven, 1 i Bornholmsområdet og 1 i Nordsøen nordøst for Central Graven i det nordlige koblingsområde. Sidstnævnte tilladelse omfatter blokke, der blev tilbageleveret af Phillips-gruppen for et par år siden.

Hydro-gruppen, har fået tildelt 2 tilladelser i Central Graven. Gruppen har siden 2. runde ændret sammensætning, idet Du Pont E & P, som ejer Conoco, er trådt ind i stedet for Enterprise Petroleum og Amerada Hess. Den ene tilladelse omfatter en blok, der blev tilbageleveret af Phillips-gruppen for et par år siden, og den anden omfatter delblokke med fund, der er tilbageleveret af DUC, nemlig Gwen, Syd Arne og Nora.

Mærsk-gruppen, hvori 3 af deltagerne inden for rammerne af DUC, har været aktive i efterforskning i Danmark i mange år, har fået tildelt 1 tilladelse i Central Graven.

BEB-gruppen, ny gruppe i Danmark, har fået tildelt 1 tilladelse i Central Graven i et område, hvor der på den tyske side af grænsen er gjort et fund, kendt som A/6-B/4 fundet. Operatøren for gruppen, BEB, er også operatør for Deutsche Nordsee Gruppe, der er aktiv på vesttysk sokkel. BEB ejes af selskaberne Brigitta og Elwerath, der begge ejes ligeligt af Exxon og Shell.

Fig. 2.8 Tildelinger i 3. udbudsrunde



Efterforskning

Cluff-gruppen, ny gruppe i Danmark, har fået tildelt 1 tilladelse bestående af 4 blokke i Sønderjylland i koblingsområdet syd for Ringkøbing-Fyn Højderyggen. Operatøren Cluff Oil and Gas er operatør på flere koncessioner i Storbritannien, både on- og offshore.

Jordan-gruppen, ny gruppe i Danmark, har fået tildelt 1 tilladelse i Midtjylland i koblingsområdet nord for Ringkøbing-Fyn Højderyggen. Operatøren for gruppen, Jordan Corporation, har især deltaget i efterforskning på land i USA, men også i det Fjerne Østen.

RWE-DEA, ny gruppe i Danmark, har fået 2 tilladelser, en i Central Graven og en syd for Bornholm. Operatøren har for nyligt skiftet navn fra Deutsche Texaco, som tidligere endnu hed Deutsche Erdöl. Under dette navn søgtes koncession i Danmark i 1962, en koncession, som A.P. Møller i stedet for fik tildelt.

Arbejdsprogrammer

Det samlede arbejdsprogram i 3. udbudsrunde omfatter 17 borer, heraf 6 ubetingede og 11 betingede. Til sammenligning indeholdt arbejdsprogrammerne for 2. runde 13 borer, heraf 8 ubetingede og 5 betingede. Ud over boreforpligtelserne er selskaberne forpligtet til at udføre seismiske undersøgelser. I flere tilladelser skal der indsamles 3D seismik.

Efterforskningsmål

Resultatet af 3. runde indebærer en tilfredsstillende fordeling af efterforskningen mellem de geologiske provinser, så ikke kun Central Graven, men også det nordlige og det sydlige koblingsområde fortsat vil blive efterforsket. Endvidere er der sikret en fortsat efterforskning i Bornholmsområdet.

Frigivelse af boredata

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

I 1989 er data fra følgende efterforskningsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Offshore:

Adda-3	5504/08/3	DUC
Cleo-1	5604/18-1	DUC
Elly-1	5504/06-1	DUC
Gert-1	5603/27-2	DUC
Ibenholt-1	5605/20-1	Phillips
Kraka A-3	5505/17-8	DUC
Liva-1	5503/04-1	DUC
Nils-2	5505/17-9	DUC
Nora-1	5504/02-2	DUC
Vest Lulu-1	5604/21-3	DUC
Øst Rosa-2	5504/15-4	DUC

Onshore:

Mejrup-1	5608/19-1	Phillips
----------	-----------	----------

Danmarks Geologiske Undersøgelse (DGU) formidler disse informationer.

Olie- og gasproduktionen på dansk område kom i 1989 fra 5 felter: Dan, Gorm, Skjold, Rolf og Tyra, hvor Dansk Undergrunds Konsortium, DUC, forestår indvindingen med Mærsk Olie og Gas A/S 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 1989 6,5 mio. m³ svarende til 5,5 mio. tons, hvilket er 16% mere end i 1988.

Gas produktionen udgjorde 5,3 mia. Nm³ (normalkubikmeter), hvilket er 5% mere end i 1988. Heraf blev 3,52 mia. Nm³ indvundet fra gasfeltet Tyra, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieindvindingen fra de

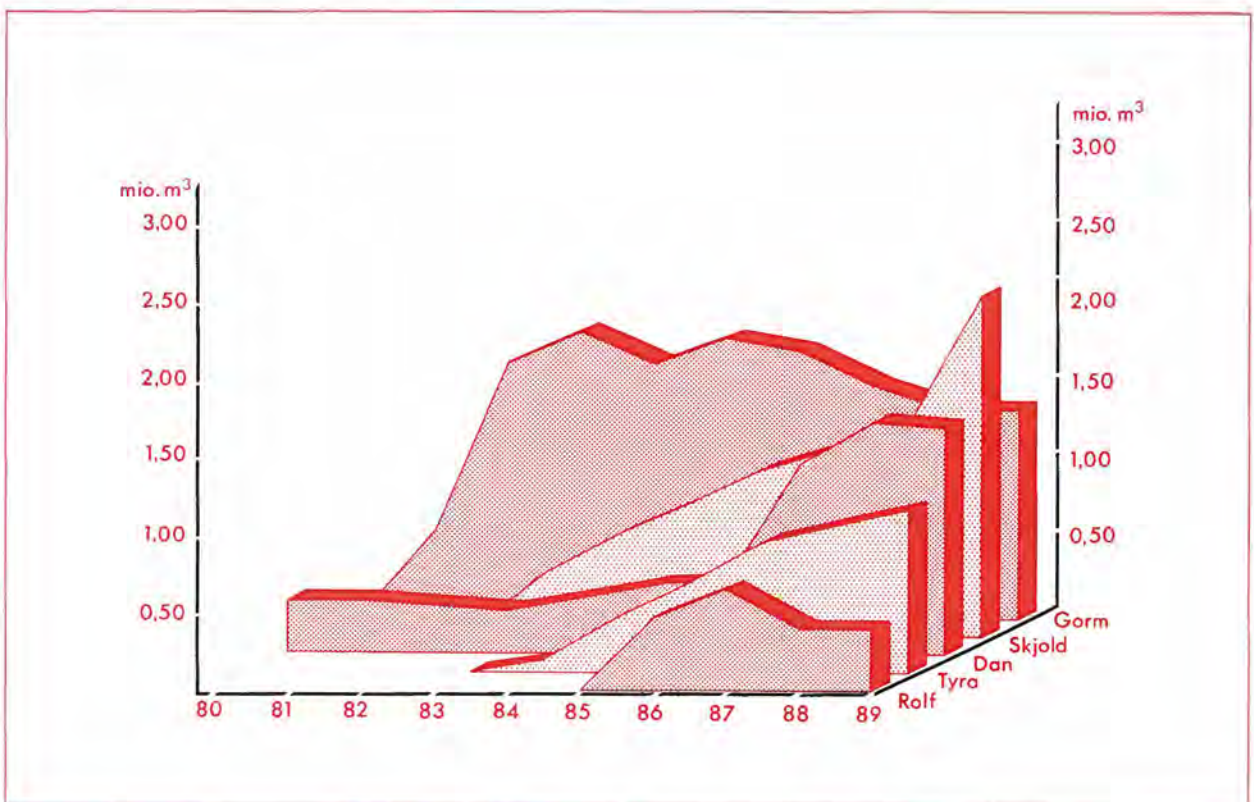
øvrige felter. Af den producerede gas blev 2,7 mia. Nm³ (50%) leveret til Dansk Naturgas A/S, mens 2,3 mia. Nm³ (43%) blev pumpet tilbage i undergrunden på Gorm og Tyra.

Den ilandførte olie- og gasproduktion i året 1989 kan opgøres til 8,4 mio. t.o.e. (tons olieækvivalenter), hvilket er 11% mere end i 1988.

Det samlede danske energiforbrug i 1989 udgjorde 18,9 mio. t.o.e., hvoraf olie og naturgas udgjorde 10,3 mio. t.o.e. Selvforsyningsgraden for kulbrinteprodukter var i 1989 således 82% mod 67% i 1988.

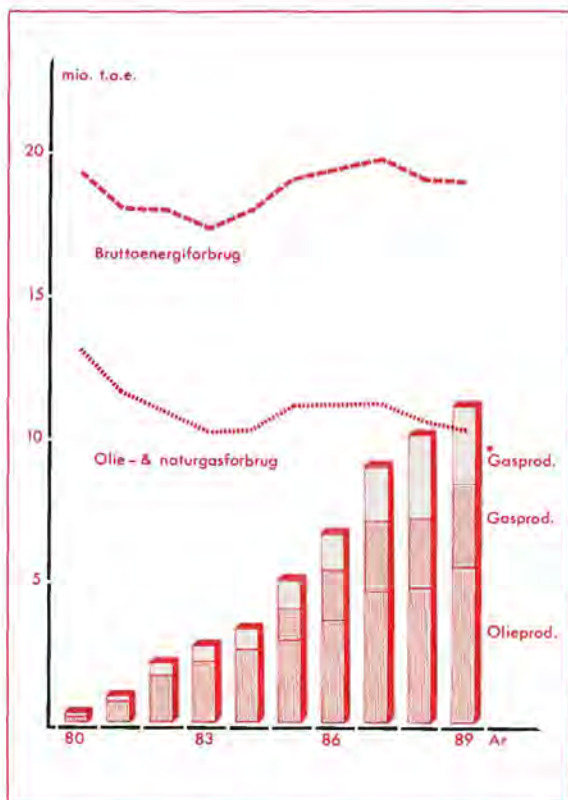
Olie- og gasproduktionen fra 1972 til 1989 er anført i bilag D sammen med en oversigt over den månedlige produktion for 1989. I bilag D er endvidere en oversigt over sammensætningen af det danske energiforbrug fra 1972 til 1989.

Fig. 3.1 Årlig olieproduktion 1980-1989



Produktion

Fig. 3.2 Produktion og forbrug af olie og naturgas 1980-1989



* Ikke ilandført gasproduktion

Afbrænding af gas

En del af den producerede gas (4,4%) benyttes til energiforsyning på platformene i Nordsøen, mens en mindre del (2,1%) afbrændes uden nyttiggørelse.

Til brug som brændstof blev der i 1989 benyttet 0,23 mia. Nm³ gas.

Gasafbrændingen, som i 1989 udgjorde 0,11 mia. Nm³, overvåges nøje. Der er således i samarbejde med bevillingshaverne fastsat retningslinier for at begrænse afbrændingen. Det er tilladt at afbrænde op til 0,35 mio. Nm³ gas pr. dag.

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

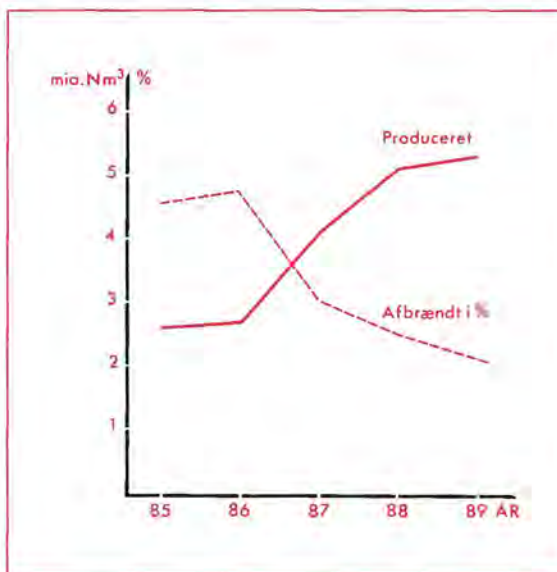
Indvindingsforholdene i 1989

Olieindvindingen på dansk område er i 1989 forløbet i overensstemmelse med de planer, der blev godkendt i de foregående år. Forbedrede indvindingsmetoder baseret på vand- og gasinjektion har fået voksende betydning. Vandinjektionsprojektet på Gorm feltet er blevet igangsat, og erfaringerne herfra vurderes af styrelsen inden stillingtagen til en eventuel senere udvidelse.

Erfaringerne med vandinjektion på Skjold feltet er så gunstige, at Energiministeriet i februar 1990 har godkendt en yderligere udbygning af feltet baseret på denne teknik. De øvrige projekter indeholdende indvindingsforbedrende metoder, dvs. vandinjektionspilotforsøget på Dan samt kondensatprojektet på Tyra er videreført gennem 1989.

Boringen af vandrette brønde i de danske felter er ligeledes blevet videreført. Antallet af vandrette brønde på Dan feltet er i 1989 blevet fordoblet, så der nu er 6 brønde af denne type i produktion på feltet. Samtidig har Energiministeriet godkendt en yderligere udbygning af feltet, som i løbet af 1990 og 1991 vil bringe antallet af vandrette brønde på Dan op på i alt 13. Denne teknik er af voksende betydning for olieindvindingen i Danmark, og en række af de igangværende feltudbygninger vil blive baseret på denne teknologi.

Fig. 3.3 Gasafbrænding 1985-1989



I 1989 har 3 nye olie-felter på dansk område været under udbygning, nemlig Dagmar, Kraka og Valdemar. Ifølge de godkendte planer vil indvindingen herfra blive indledt i 1991.

Ny gasaftale

Siden indvielsen af naturgasprojektet i oktober 1984 er leverancerne af naturgas sket i henhold til gassalgsaftalen af 9. marts 1979 (79-aftalen). Den 17. 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 (principaftalen). En mere detaljeret aftale til udfyldelse af de i principaftalen fastlagte rammer skal være indgået senest 1. april 1990.

79-aftalen omfatter leverancer af i alt 55 mia. Nm³ naturgas fra felterne Tyra, Roar, Dan og Gorm. Principaftalen omfatter yderligere op til i alt 38 mia. Nm³ naturgas, fordelt på 20 mia. Nm³ fra Harald, op til 8 mia. Nm³ fra de fire felter omfattet af 79-aftalen, samt op til 10 mia. Nm³ fra DUC's øvrige felter. Der er således i princippet indgået aftale om levering af gas fra samtlige 16 felter, som er erklæret kommercielle af DUC.

DUC's leverancer af op til 93 mia. Nm³ naturgas til Dansk Naturgas A/S frem til år 2011 vil ske på de betingelser, der er fastlagt i de to aftaler. Allerede fra 1990 vil de årlige leverancer ifølge aftalen blive forøget ud over 79-aftalens 2,5 mia. Nm³, og de vil i de følgende år blive øget op til et plateau på 4,4 mia. Nm³. Plateauet kan efter ønske fra Dansk Naturgas A/S hæves til 4,7 mia. Nm³ pr. år.

Det er aftalt, at gasreserverne revurderes parterne imellem hvert 3. år, første gang i 1993. Forøgelse af naturgasleverancerne som resultat af revurderingerne kan ske ved forhøjelse af plateauet, ved forlængelse af samme eller ved en kombination heraf.

Energistyrelsen har pr. 1. januar 1990 opgjort de forventede gasreserver (endelig indvinding) til 140 mia. Nm³. Der er således efter Energistyrelsens vurdering gode muligheder for at forøge naturgasleverancerne yderligere fra de danske felter.

Med den ny gasaftale er grundlaget tilvejebragt for den nærmere tilrettelæggelse og godkendelse især af de store gasfelter Harald og Roar, som er beskrevet under *kommende felter*.

De producerende felter

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

Fig. 3.4 Danske olie- og gasfelter



Dan

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

Feltet er blevet gradvist udbygget. Ved udgangen af 1989 produceredes fra 5 indvindingsplatforme, A, D og E med hver 6 brønde, samt FA og FB med oprindelig 12 brønde hver. FA og FB er blevet udvidet til at kunne rumme yderligere brønde. Olien og gassen færdigbehandles på Dan og ilandføres 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 omfattede boring af 5 vandrette brønde, hvoraf de første 2 brønde blev sat i produktion i 1988, mens de 3 øvrige er blevet boret og sat i produktion i 1989. Produktions-erfaringerne fra disse 5 brønde er foreløbig gode og bekræfter de tidligere erfaringer om, at der med vandrette brønde kan opnås en produktivi-

Produktion

tet, der er 2-4 gange større end for konventionelle brønde.

Udbygningsplanens trin 2 og 3 omfatter boring af henholdsvis 7 og 6 vandrette brønde. De 7 brønde vil blive udført fra de eksisterende indvindingsplatforme, som vil blive udvidet til at understøtte de nye brønde. Disse brønde vil blive udført i løbet af 1990 og 1991.

Når der er opnået produktionserfaring med disse brønde, vil udbygningens trin 3 blive iværksat. De hertil hørende brønde vil blive udført fra en ny platform med broforbindelse til Dan komplekset. Dette forventes at foregå fra slutningen af 1992.

Et vandinjektionsforsøg, som blev indledt i 1988, har til formål at tilvejebringe et grundlag til at afgøre, om vandinjektion med fordel kan etableres over en større del af feltet. De foreløbige resultater vurderes at være positive.

Dan har i 1989 produceret 1,47 mio. m³ olie mod 1,50 mio. m³ i 1988. Gasproduktionen udgjorde 0,71 mia. Nm³.

Gorm

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

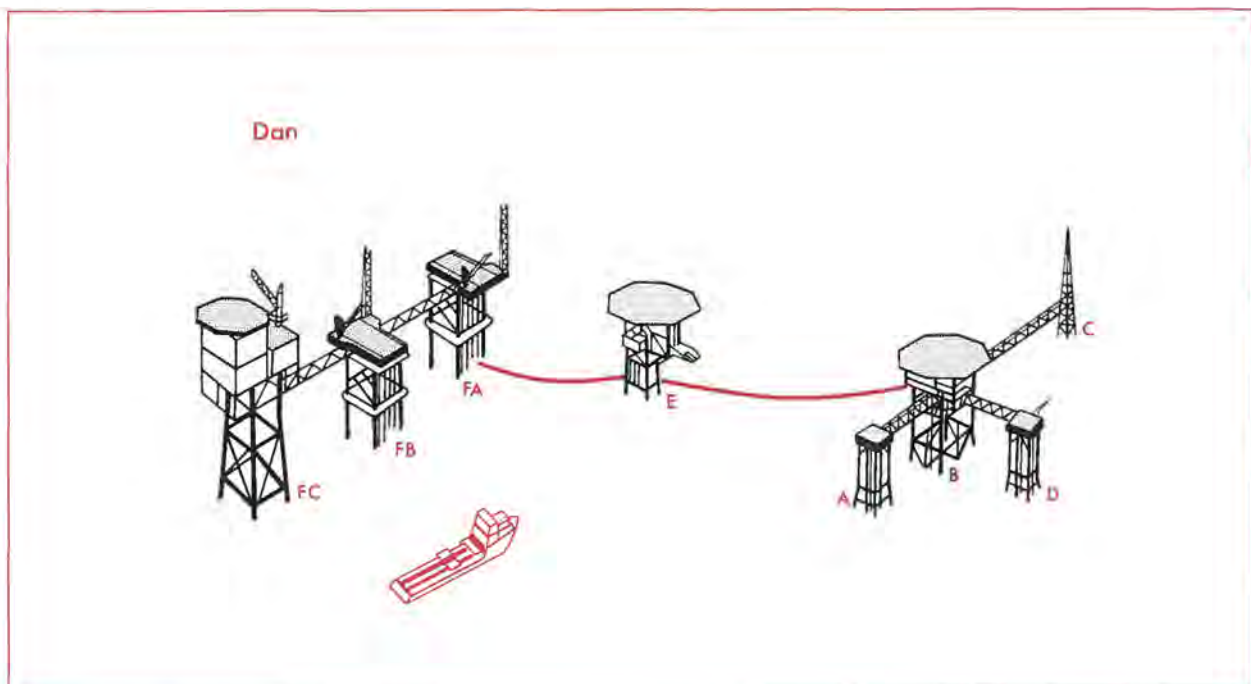
Reservoiret er delt i to selvstændige reservoirer, kaldet øst- og vestblokken.

I 1988 etableredes 2 nye produktionsbrønde, og i 1989 blev yderligere 6 nye brønde taget i brug i forbindelse med gennemførelsen af et nyt vandinjektionsprojekt.

Indledningsvis er alle 6 nye brønde på Gorm blevet udnyttet til olieproduktion, men fra midten af 1989 er 3 af brøndene blevet benyttet til injektion af vand.

Injektionsvand føres til Gorm fra et midlertidigt anlæg på Skjold gennem en 6" rørledning.

Fig. 3.5 Dan komplekset



Størstedelen af vandet injiceres i østblokken. I vestblokken fortsætter gasinjektionen i 2 brønde, hvilket stadig giver det største bidrag til trykvedligeholdelse i reservoiret.

Vandinjektionen er hidtil forløbet planmæssigt, og der vil i 1990 blive gennemført en nærmere vurdering af de foreliggende resultater med henblik på en eventuel udvidelse af projektet.

I 1989 er der givet byggetilladelse til en ny platform, Gorm F, ved Gorm kompleksets sydlige ende forbundet til Gorm B med en kort bro.

På Gorm F vil der blive opført behandlingsanlæg for produktionen fra Dagmar feltet, som pga. et forventet højt H_2S -indhold skal behandles separat. Der vil endvidere blive installeret permanente faciliteter for vandinjektion på Gorm og Skjold til afløsning af det midlertidige anlæg på Skjold feltet.

Platformen udformes, så den senere kan udbygges til at dække fremtidige behov for faciliteter til håndtering af H_2S -holdig produktion fra Gorm og Skjold samt de forventede øgede krav til håndtering af produktionsvand.

Der er endvidere plads til 16 nye brønde, som kan tænkes udført i forbindelse med fremtidige projekter på Gorm.

Gorm F ventes taget i brug i midten af 1991.

Transportkapaciteten i olierørledningen mellem Gorm E og olieterminalen i Fredericia er i 1989 blevet øget til 23.000 m^3 pr. dag. Kapacitetsforøgelsen er opnået ved at forøge antallet af pumper på Gorm E fra 4 til 6. I forbindelse med anlægsudvidelsen er der endvidere blevet installeret en elgenerator på Gorm E, hvorved olietransporten herfra er blevet uafhængig af kraftforsyning fra Gorm C.

Gorm feltet har i 1989 produceret 1,35 mio. m^3 olie, hvilket er uændret fra 1988.

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 fra 2 produktionsbrønde under samtidig injektion af vand i 3 brønde. Den tredje injektionsbrønd er sat i drift i løbet af 1989.

Energiministeriet har i februar 1990 godkendt en udvidelse af indvindingsplanen for Skjold. Planen indebærer en udbygning af vandinjektionsprojektet, som i løbet af 1990 vil muliggøre en forøgelse af olieproduktionen til 8.000 m^3 pr. dag. Til dette formål vil der blive boret endnu en produktionsbrønd og en injektionsbrønd.

Der er i løbet af 1989 konstateret et voksende indhold af svovlbrinte (H_2S) i den producerede gas, hvilket har givet anledning til nærmere overvågning.

Projektet indeholder endvidere anlæg af en ny 12" rørledning mellem den projekterede platform, Gorm F, og Skjold til forsyning af Skjold med injektionsvand.

Det indgår endvidere i den nye plan for Skjold, at der i 1991 vil blive boret en fjerde produktionsbrønd med henblik på at øge indvindingen fra den nordvestlige del af feltet.

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

Skjold har i 1989 produceret 2,21 mio. m^3 olie. Til sammenligning producerede feltet i 1988 1,37 m^3 . Hermed yder Skjold det største bidrag til den danske olieproduktion.

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.

Interessen for Tyra feltets oliezone er i 1989 blevet øget betydeligt på baggrund af opmuntrende resultater fra den første brønd boret med henblik på olieproduktion. I december 1988 blev brønden sat i produktion med en olierate på ca. 240 m^3 pr. dag.

Produktion

DUC har i juli 1989 fremsendt et undersøgelsesprogram til Energistyrelsen for videreudvikling af olieindvindingen. Der vil herefter i første halvår af 1990 blive boret 2 vandrette oliebrønde.

Olieindvinding fra den tynde oliezone på Tyra er en teknisk vanskelig opgave. Videreudviklingen af den vandrette boreteknik åbner imidlertid nye muligheder for produktion af olie fra reservoirer, hvor olielagets tykkelse er så ringe, at afstanden fra indvindingszonen til den overliggende gas-kappe og den underliggende vandzone umuliggør indvinding fra traditionelle brønde.

I Tyra feltets randzone er der i 1989 blevet boret en vandret gasbrønd for at afprøve produktionspotentialer i disse områder af feltet. Det er første gang, at denne teknik finder anvendelse ved indvinding af gas i Danmark. Erfaringerne fra denne brønd kan få stor betydning for udformningen af den fremtidige indvinding fra de kommende gas-

felter i Danmark.

Der er i 1989 indvundet 3,52 mia. Nm³ gas på Tyra, hvoraf 1,41 mia. Nm³ er blevet reinjiceret. Den samlede kondensat- og olieproduktion udgjorde i 1989 1,05 mio. m³.

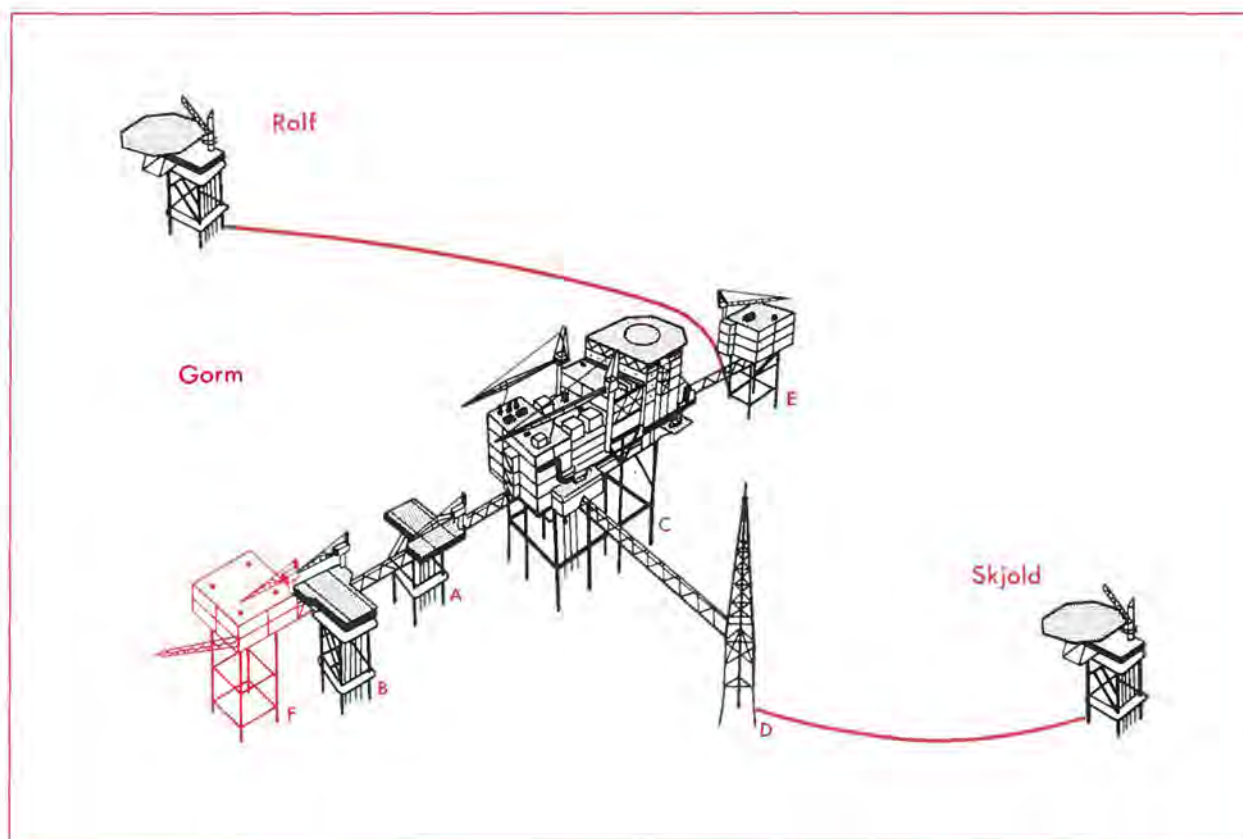
Som resultat af den nye oliebrønd på Tyra feltet er produktionen fra oliezone blevet øget i 1989. Der er i 1989 produceret ca. 0,23 mio. m³ olie, hvilket bringer den samlede indvinding fra oliezone op på 0,70 mio. m³.

Rolf

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

Produktionen, der finder sted fra en enkelt brønd, føres ubehandlet gennem en flerfaserledning til Gorm for behandling.

Fig. 3.6 Gorm komplekset



Rolf feltets særlige karakter betyder, at en nøje overvågning af reservoiret er nødvendig. I november 1986 blev der i observationsbrønden målt en stigning af reservoirets frie vandspejl, og fra februar 1987 har produktionen fra brønden i stigende omfang indeholdt vand.

En restimulering af brønden med syre i foråret 1989 gav en forøgelse af brøndens produktivitet, hvorved faldet i feltets produktion blev dæmpet. De forbedrede indvindingsforhold har ført til en mere optimistisk vurdering af feltet.

Feltet producerede i 1989 0,39 mio. m³ olie, hvilket er uændret fra 1988.

Felter under udbygning

I de senere år har tendensen i de danske feltudbygninger gået mod mindre omkostningskrævende udbygninger.

Der er nu etableret 3 behandlingscentre for olie- og gasproduktionen. Flere af de kommende feltudbygninger vil blive udført som satellitter til disse anlæg.

I forbindelse med projekteringen af Dagmar-, Kraka- og Valdemarudbygningerne har Mærsk Olie og Gas A/S udviklet en enkel og billig platformtype til satellitudbygninger, STAR platformen. Den består af en rørsøjle med en diameter på 3 m. I rørsøjlen, som støttes af tre ben, er der plads til 6 brønde. STAR platformen indeholder endvidere en forenklet udformning af installationerne på selve platformen.

Feltudbygninger udført på grundlag af det nye platformskoncept billiggøres endvidere af, at STAR platformen kan installeres på feltet fra en borerig. Dette indebærer fordele i både tid og omkostninger, idet boreriggen alligevel skal benyttes i forbindelse med boring af produktionsbrøndene.

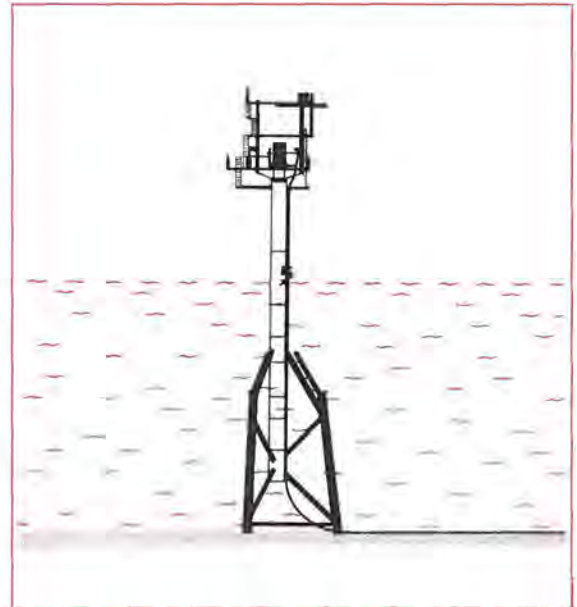
Rørsøjlen forankres til havbunden med stålspæle, som rammes ned gennem de tre støtteben. Dette arbejde lader sig ligeledes udføre fra boreriggen. Herved undgås indsats af kostbare kranfartøjer.

Den nye platform vejer ca. 500 tons og stålspælene ca. 400 tons.

Dagmar

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

Fig. 3.7 STAR platformen



Forekomsten blev opdaget i 1983. Den 20. marts 1989 godkendte Energiministeriet en indvindingsplan for Dagmar feltet.

Ifølge planen vil feltet blive udbygget trinvis som satellit til Gorm. 1. trin indebærer indvinding fra 2 brønde placeret på en ubemandet platform, hvorfra produktionen gennem en 8" flerfaserledning føres til den nye platform, Gorm F, på Gorm feltet for behandling.

Platformen på Dagmar feltet vil blive af den nye STAR type.

Det nye behandlingsanlæg på Gorm F er nødvendiggjort af den H₂S-holdige gas fra Dagmar reservoiret, som kræver, at produktionen behandles adskilt fra produktionen fra de øvrige felter i Gorm komplekset.

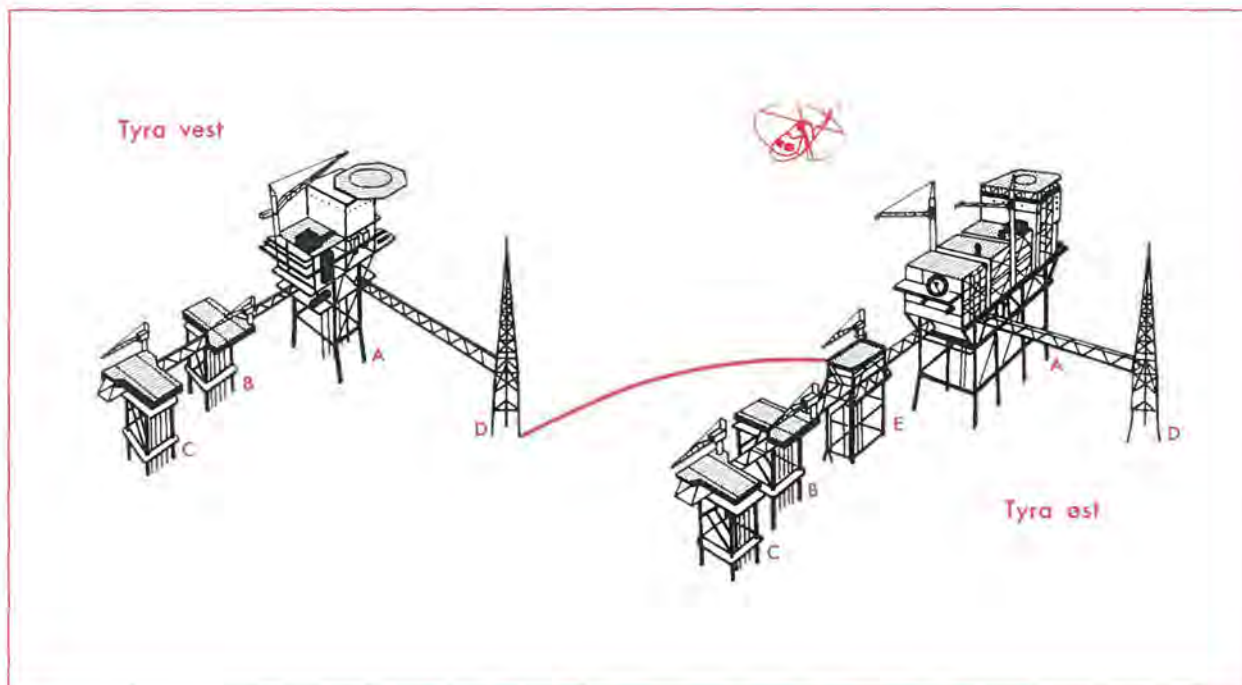
Den H₂S-holdige gas vil delvis blive udnyttet til brændstof på Gorm F, mens den overskydende gas vil blive afbrændt.

Under udbygningsplanens senere trin, som indebærer en forøgelse af produktionen fra Dagmar, vil der blive etableret behandlingsanlæg for gasen for at nyttiggøre denne.

Produktionen fra Dagmar forventes indledt 1. juli 1991.

Produktion

Fig. 3.8 Tyra komplekset



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 opdaget i 1966. I marts 1987 godkendte Energiministeriet en ramme for udbygningen af Dan feltet og omliggende felter. På baggrund heraf godkendte Energiministeriet i 1988 en indvindingsplan for Kraka.

Ifølge planen vil Kraka blive udbygget trinvis som ubemandet satellit til Dan. Platformen vil blive af den nye STAR type. Produktionen fra Kraka vil blive transporteret til behandling på Dan FC platformen via en 10" flerfaserledning.

I 1989 blev der boret 2 brønde som første trin af feltudbygningen. Da den første brønd blev prøveproduceret, begyndte brønden hurtigt at producere vand og gas. For at undgå hurtig indstrømning af vand og fri gas blev det besluttet at afslutte brøndene som vandrette brønde. Dette indebærer, at den første brønd, som oprindeligt var boret som en almindelig, lodret brønd, måtte ændres til en vandret brønd.

Ved årets slutning var borearbejdet på begge vandrette brønde afsluttet. Produktionen forventes indledt omkring årsskiftet 1990/91.

Valdemar

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

Valdemar feltet dækker et areal på omkring 200 km² er den største kulbrinteakkumulation på dansk område. På grund af de geologiske forhold er indvindingen imidlertid vanskelig.

Valdemar omfatter fundene Bo Boje samt Nord Jens opdaget i henholdsvis 1977, 1982 og 1985. I marts 1988 godkendte Energiministeriet en indvindingsplan for feltet. Ifølge planen vil feltet blive udbygget trinvist som satellit til Tyra Øst.

De indledende udbygningstrin omfatter boring af 2 vandrette brønde gennem en styreramme på havbunden, efterfulgt af en prøveproduktionsperiode.

På baggrund af erfaringerne herfra vil der blive udført 2 vandrette boreriger yderligere og installeret en STAR platform med de nødvendige tilslutninger til Tyra Øst, herunder en 8" flerfaserledning.

I 1989 er udbygningen af Valdemar feltet blevet indledt med installation af styrerammen på havbunden og boring af de 2 første brønde.

Den første brønd, Valdemar-1 blev afsluttet som en vandret boring. Resultaterne af prøveproduktionen var skuffende. Det viste sig vanskeligere end forventet at producere fra den tætte kalk.

Den følgende brønd, Valdemar-2 blev boret tættere på Nord Jens boringen end Valdemar-1. Efter at et omfattende prøveproduktionsprogram var gennemført for brøndens lodrette del, blev begge brønde midlertidigt lukket.

Pausen i borearbejdet vil blive anvendt til at gennemføre et analysearbejde, som vil muliggøre optimal placering af den vandrette del af Valdemar-2. Ændringerne af indvindingsplanens første trin kan indebære en forsinkelse af projektet. Ifølge planen skulle olieproduktionen fra de første 4 brønde indledes senest den 1. oktober 1991.

Kommende felter

I forlængelse af *principaftalen* af 17. maj 1989 mellem DUC og Dansk Naturgas A/S om levering af yderligere mængder naturgas meddelte Energiministeriet i foråret 1990 princip tilladelse 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.

Det er således lagt fast, at gasfelterne Roar, Harald og Igor udbygges i det omfang og den takt, det er nødvendigt af hensyn til gasleverancerne. Oliefelterne Nord Arne og Adda udbygges og sættes i produktion i den takt, der skabes mulighed herfor, bl.a. under hensyntagen til en optimal udnyttelse af bestående og planlagte behandlings- og transportsystemer.

Udbygningsaktiviteternes påbegyndelse ligger for de fleste felter flere år fremme. Der er derfor skabt mulighed for, at de godkendte udbygningskoncepter vil kunne justeres i lyset af ny viden, teknologiske forbedringer eller nyskabelser mv.

Der er med afgørelsen ikke taget stilling til udformningen af infrastrukturen i det nordlige Centralgravsområde. Beslutning herom vil blive truffet, når behov opstår af hensyn til påbegyndelse af udbygningsaktiviteterne i området.

De videre overvejelser om det nordlige områdes infrastruktur vil tage udgangspunkt i, at der bliver oprettet et behandlingscenter for felterne i det nordlige område på Harald feltet, og at ilandføring af olie- og gasproduktionen herfra vil ske via henholdsvis Gorm og Tyra.

Adda

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

Feltet blev opdaget i 1977. Energiministeriet har i foråret 1990 godkendt indvindingsplan og udbygningstidspunkt for Adda feltet.

Planen indebærer, at Adda udbygges som ubemandet satellit til Tyra Øst, hvortil produktionen vil blive ført via en flerfaserledning.

Produktionen ventes igangsat i 1999.

Nord Arne

Nord Arne består af 2 olieforekomster beliggende 60 km nordvest for Tyra i blok 5604/25; en nordlig, som blev påvist i 1975, og en sydlig, som blev påvist i 1982 under navnet Otto.

I foråret 1990 har Energiministeriet godkendt indvindingsplan og udbygningstidspunkt for Nord Arne.

Ifølge planen vil Nord Arne blive udbygget som satellit til det fremtidige behandlingsanlæg på Harald feltet, som ligger 20 km nordligere. Produktionen vil blive ført til Harald gennem en flerfaserledning.

Produktionen ventes senest igangsat i 2000.

Produktion

Elly

Elly er en gasforekomst beliggende 40 km nord-vest 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 efter ansøgning fra bevillingshaverne godkendt en forlængelse af fristen for fremsendelse af en indvindingsplan for feltet indtil 6. december 1991.

Gert

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

Feltet blev opdaget i 1984 og erklæret kommercielt i 1987.

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

I slutningen af 1989 er boring af en vurderingsbrønd Gert-4 blevet påbegyndt. Borearbejdet er tilrettelagt således, at brønden eventuelt senere vil kunne anvendes som produktionsbrønd.

Harald

Harald er en gasforekomst beliggende 80 km nord for Tyra i blokkene 5604/21 og 22, umiddelbart syd for den norske sektorgrænse. Harald feltet omfatter fundene Lulu opdaget i 1980 og Vest Lulu opdaget i 1983.

I foråret 1990 har Energiministeriet godkendt indvindingsplan og udbygningstidspunkt for Harald. Planen indebærer, at feltet udbygges med en integreret behandlings- og indkvarteringsplatform forbundet med bro til en indvindingsplatform. Produktionen ledes til henholdsvis Tyra og Gorm for ilandføring. Satellitfelterne i det nordlige Centralgravsområde forudses tilsluttet behandlingscentret på Harald.

Produktionen ventes igangsat 1. oktober 1998.

Igor

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

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

I foråret 1990 godkendte Energiministeriet nærmere indvindingsplan og udbygningstidspunkt for Igor. Produktionen føres til Dan FC via en flerfaserørledning.

Produktionen ventes tidligst igangsat i 1999.

Nils

Nils er en olieforekomst beliggende ca. 10 km sydøst for Dan i Det Sammenhængende Område.

Feltet blev opdaget i 1979. I 1988 godkendte Energiministeriet en indvindingsplan for Nils. Planen indebærer udbygning af feltet som ubemandet satellit til Dan. Produktionen føres til Dan FC via en flerfaserørledning.

Produktionen ventes igangsat i 1994.

Roar

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

Feltet blev opdaget i 1968. I forbindelse med Energiministeriets godkendelse af naturgasprojektet, blev det i 1980 fastlagt, at bevillingshaverne senest i 1985 skulle indgive ansøgning om udbygning af feltet. Det var oprindeligt forudset, at gasleverancerne fra Roar skulle indledes i 1989.

Imidlertid førte manglende behov for gas fra feltet til en midlertidig udsættelse af projektet.

I foråret 1990 har Energiministeriet godkendt indvindingsplan og udbygningstidspunkt for Roar feltet.

Ifølge planen vil Roar blive udbygget som ubemandet satellit til Tyra Øst.

Produktionen vil blive indledt 1. oktober 1993.

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

Opgørelsen pr. 1. januar 1990 følger en anden systematik end de tidligere reserveopgørelser.

Hensigten med den nye opgørelse er at skelne mere klart mellem de kulbrintemængder, der med stor sandsynlighed vil blive produceret de kommende år i overensstemmelse med veldefinerede planer, og de betydelige kulbrintemængder, der yderligere forventes at kunne produceres, men som der ikke foreligger en egentlig indvindingsplan for.

I reserveopgørelsen medregnes ligesom tidligere kun reserver i ancorede strukturer, hvor der er påvist kulbrinter.

Indvindingen fra flere af de danske oliefelter er særdeles vanskelig. De tætte kalklag har en meget ringe permeabilitet, hvorfor olien strømmer trægt frem til produktionsbrøndene.

En betydelig del af disse vanskeligt indvindelige mængder er det teknisk muligt at producere, men til større omkostninger end der gælder i dag. I afsnittet *potentiel indvinding* omtales disse muligheder nærmere.

Som noget nyt er der foretaget en vurdering af efterforskningspotentialer i Central Graven. I de kommende år vil efterforskningspotentialer i andre danske områder også blive inddraget.

Metode og definitioner

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, betegnes som reserver. 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 og planlagt indvinding. Disse tre kategorier defineres i det følgende.

Igangværende indvinding

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

Besluttet indvinding

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

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

Planlagt indvinding

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

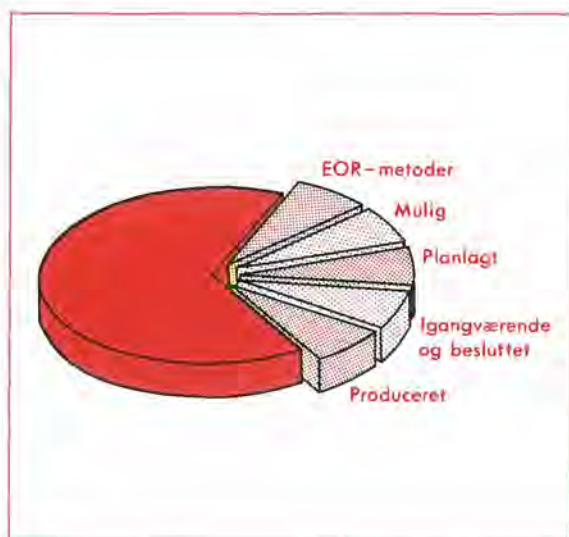
I forbindelse med strukturer, for hvilke der er afgivet en positiv kommerabilitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver også som planlagt indvinding.

Potentiel indvinding

Ud over reserverne opgør Energistyrelsen indvindingen for projekter, hvor operatøren ikke har fremlagt planer for myndighederne. Energistyrelsen vurderer, at der er yderligere muligheder for indvinding af kulbrinter både på kortere sigt (mulig indvinding) og på længere sigt (indvinding under anvendelse af EOR-metoder, *enhanced oil recovery*). Disse metoder retter sig specielt mod oliefelter.

Reserveopgørelse

Fig. 4.1 Ressourcekategorier



Mulig indvinding

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

Indvinding ved EOR-metoder

Der forskes meget i at udvikle nye metoder, der gør det muligt at indvinde en større del af den olie, som i dag efterlades i reservoiret. Disse metoder kaldes EOR-metoder. De nye metoder, som er relevante for danske forhold, omfatter primært injektion af kemikalier og blandbare gasser, som enten reducerer overfladepændingen mellem bjergart/vand/olie, eller som kan sikre en mere effektiv fortrængning af olien, når der injiceres vand i reservoiret.

Reservegrundlag pr. 1. januar 1990

Tabel 4.1 og 4.2 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 figur 4.2, at den samlede forventede olie- og kondensatindvinding udgør mellem 136 og 163 mio. m³. Reserverne for planlagt 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 121 og 140 mia. Nm³. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas.

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse sidste år er der foretaget en række justeringer. Dette skyldes hovedsagelig, at fem felters planlagte projekter er blevet godkendt af Energiministeriet; men også at der er indhentet nye informationer i form af længere produktionserfaring, flere borer mm.

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

Igangværende og besluttet indvinding

Dan feltets olie- og gasreserver er som følge af ny geologisk og petrofysisk tolkning blevet nedskrevet henholdsvis opskrevet med 1 mio. m³ olie og 2 mia. Nm³ gas.

I 1989 er det blevet besluttet at videreudbygge Skjold feltet med 2-3 nye brønde, hvilket har forøget reserverne med 5 mio. m³ olie og 1 mia. Nm³ gas. Det er ligeledes blevet besluttet at udbygge felterne Dagmar, Harald, Adda og Nord Arne.

Dagmar feltet udbygges som satellit til Gorm og forventes at blive sat i produktion i midten af 1991.

Harald feltet forventes at blive udbygget med selvstændige behandlingsfaciliteter, og produktionen forventes igangsat i 1998.

Felterne Adda og Nord Arne vil blive udbygget som satellit felter til henholdsvis Tyra og Harald. Produktion fra Adda og Nord Arne ventes senest igangsat i henholdsvis 1999 og 2000.

Planlagt indvinding

For Tyra feltet er der planlagt boret 2 horisontale brønde i oliezone. Desuden er der planlagt yderligere indvinding fra Dagmar feltet.

Reduktionen i den planlagte indvinding i forhold til sidste års opgørelse skyldes, at de planlagte projekter for Skjold, Harald, Adda og Nord Arne samt en del af Dagmar projektet er blevet godkendt af myndighederne og derfor fra 1990 er medtaget som besluttet indvinding. For Gert er der ikke foretaget opdatering siden 1. januar 1989, da resultaterne fra det igangværende vurderingsarbejde endnu ikke foreligger.

Potentiel indvinding

For den fremtidige danske produktion af olie og gas tegner der sig yderligere perspektiver. I det følgende gennemgås projekter med tilhørende olie- og gasreserver, der er kategoriseret som mulig indvinding og indvinding vha. EOR-metoder.

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.

Mulig indvinding fremgår af tabel 4.3.

På grundlag af reservoireberegninger og overordnede skøn for investeringer, driftsomkostninger og udvikling af olieprisen vurderes det, at der må forventes yderligere indvinding ved injektion af vand i de igangværende oliefelter, specielt Gorm og Dan.

Som noget nyt er der også medtaget et bidrag fra Tyra svarende til en forøget dræning af gassen i randzonen.

Det væsentligste 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 en række små forekomster, som ikke med dagens oliepris er kommercielle, men som forventes at blive produceret i fremtiden, dels fordi der løbende udvikles billigere udbygningskoncepter, og dels fordi der kan tænkes højere oliepriser end i dag.

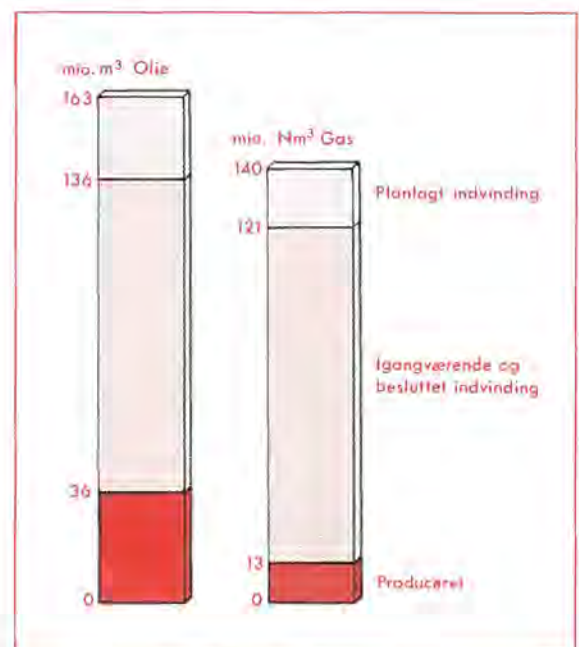
Ud over de anførte projekter under mulig indvinding vil der være yderligere indvindingspotentiale under denne kategori. Der foreligger dog ikke på nuværende tidspunkt nærmere analyser heraf.

For at kunne sammenligne med tidligere års reserveopgørelser, som havde inkluderet mulig indvinding, er reserver og mulig indvinding fra 1989 og 1990 vist i tabel 4.3. Som det fremgår, er der kun sket en mindre ændring af den totale olie- og gasindvinding.

Indvinding ved EOR-metoder

Som nævnt er det kun en begrænset del af olien i reservoiret, som kan produceres med konventionelle metoder. Hovedparten af olie vil fortsat være bundet af kapillære kræfter. Ved at bryde disse kræfter, for eksempel ved at injicere kemikalier eller en blandbar gas i reservoiret, kan en del af de tilbageblevne oliemængder produceres.

Fig. 4.2 Olie- og gasreserver



Reserveopgørelse

Tabel 4.1 Olie- og kondensatreserver pr. 1. januar 1990, mio. m³

	Endelig indv.			Prod.	Reserver		
	Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj
<i>Igangværende og besluttet indvinding:</i>							
Dan	34	41	50	9	25	32	41
Gorm	20	26	33	13	7	13	20
Skjold	22	29	36	8	14	21	28
Rolf	2	3	4	2	<1	1	2
Tyra	10	12	15	4	6	8	11
Dagmar	1	2	3	-	1	2	3
Kraka	1	2	4	-	1	2	4
Valdemar	1	4	9	-	1	4	9
Adda	<1	1	2	-	<1	1	2
Nord Arne	4	7	10	-	4	7	10
Harald	4	5	7	-	4	5	7
Igor	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Nils	<1	<1	1	-	<1	<1	1
Roar	3	4	5	-	3	4	5
<i>Sub total</i>	<i>136</i>		<i>36</i>	<i>100</i>			
	(116)		(30)	(86)			
<i>Planlagt indvinding:</i>							
Dan	3	4	5	-	3	4	5
Tyra	<1	1	1	-	<1	1	1
Valdemar	2	8	15	-	2	8	15
Kraka	1	2	2	-	1	2	2
Dagmar	1	1	2	-	1	1	2
Gert	6	11	17	-	6	11	17
Elly	<1	<1	1	-	<1	<1	1
<i>Sub total</i>	<i>27</i>			<i>27</i>			
	(49)			(49)			
<i>Total</i>	<i>163</i>		<i>36</i>	<i>127</i>			
	(165)		(30)	(135)			

Tabel 4.2 Gasreserver pr. 1. januar 1990, mio Nm³

	Endelig indv.			Prod.	Reserver		
	Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj
<i>Igangværende og besluttet indvinding:</i>							
Dan	14	16	20	3	11	13	17
Gorm	5	6	8	<1	5	6	8
Skjold	2	3	3	1	1	2	2
Rolf	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Tyra	36	46	54	9	27	37	45
Dagmar	<1	<1	1	-	<1	<1	1
Kraka	<1	1	2	-	<1	1	2
Valdemar	2	6	12	-	2	6	12
Adda	1	1	2	-	1	1	2
Nord Arne	1	2	3	-	1	2	3
Harald	20	25	31	-	20	25	31
Igor	1	2	3	-	1	2	3
Nils	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Roar	9	13	17	-	9	13	17
<i>Sub total</i>	<i>121</i>		<i>13</i>	<i>108</i>			
	(89)		(10)	(79)			
<i>Planlagt indvinding:</i>							
Dan	1	1	2	-	1	1	2
Tyra	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Valdemar	5	13	24	-	5	13	24
Kraka	1	1	1	-	1	1	1
Dagmar	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Gert	1	1	2	-	1	1	2
Elly	1	3	5	-	1	3	5
<i>Sub total</i>	<i>19</i>			<i>19</i>			
	(47)			(47)			
<i>Total</i>	<i>140</i>		<i>13</i>	<i>127</i>			
	(136)		(10)	(126)			

I udlandet, specielt i USA, er der projekter igang, hvor der injiceres kemikalier eller gasser som for eksempel kuldioxid (CO₂) og nitrogen (N₂) i en række olieletter på land. Således kan op mod 1,5% af den olie, der i dag produceres i USA, tilskrives injektion af kemikalier og kuldioxid mm.

De kemikalier, der anvendes i USA, kan ikke umiddelbart bruges på felterne i Nordsøen, på grund af andre tryk og temperatur forhold. Også forskelle i formationsvandets saltindhold og forskelle i bjergarterne bevirker, at der må findes nye kemikalier, før metoderne kan anvendes i felterne i Nordsøen.

Der forskes både i Danmark og i udlandet for at udvikle de nye metoder til forbedring af indvindingen, så de også kan anvendes under forhold svarende til Nordsøen.

Fra det tidspunkt, hvor de nye metoder fungerer under kontrollerede forhold i laboratoriet, til de kan anvendes i fuld skala på et felt, er der stadig en række udviklingstrin, som må gennemgås, før de kan anvendes på felterne.

På nuværende tidspunkt er det vanskeligt at vurdere, hvor meget indvindingsgraden kan forøges ved at tilsætte kemikalier til injektionsvandet eller ved at injicere en blandbar luftart. Under kontrollerede laboratorieforhold kan der opnås meget høje indvindingsgrader ved forsøg på kerneprøver fra felter i Nordsøen, for eksempel 50% eller mere.

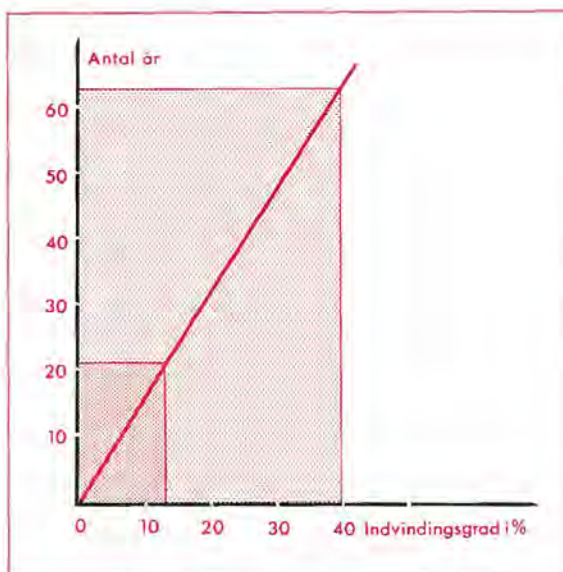
På nuværende tidspunkt er der således ikke basis for at estimere præcis hvor meget olie, der kan produceres som følge af tilsætning af kemikalier til injektionsvandet eller ved at injicere en blandbar gas. Men der er ingen tvivl om, at der er et stort potentiale, hvis disse metoder kan anvendes på kommercielle vilkår.

For eksempel vil en forbedring af indvindingsgraden med 1% for samtlige danske felter, betyde en yderligere olieindvinding på 16 mio. m³, svarende til 1,6 års dansk forbrug af olie.

Dette forhold er illustreret i fig. 4.3.

Indvindingen svarende til igangværende, besluttet, planlagt og mulig produktion udgør ca. 14% af de tilstedeværende oliemængder i samtlige danske felter. Det fremgår af figuren, at dette svarer til ca. 22 års dansk forbrug af olie. Det kan

Fig. 4.3 Indvindingsgrad og antal års olieforbrug



Tabel 4.3 Mulig indvinding pr. 1. januar 1990

	1989		1990	
	olie mio.m ³	gas mia. Nm ³	olie mio.m ³	gas mia. Nm ³
Producerende felter	33	8	35	13
Øvrige felter	8	12	5	12
Potentielle felter	17	24	16	24
<i>Mulig indvinding i alt</i>	<i>58</i>	<i>44</i>	<i>56</i>	<i>49</i>
Reserver samt mulig indvinding	223	180	219	189

også læses af figuren, at hvis der f.eks. i fremtiden opnås indvindingsgrader på op til f. eks. 40% for samtlige danske felter, vil det betyde en ekstra oliemængde, der svarer til yderligere 42 års dansk forbrug af olie.

Gennemførelse af de nævnte EOR-projekter vil indebære aktiviteter på de enkelte felter i en længere periode, dvs. et stykke ind i næste århundrede. En række forhold kan således blive af betydning, såsom prisudvikling, ændrede koncessionsvilkår, konstruktionernes levetid med mere.

Efterforskningspotentiale i Central Graven

Som noget nyt har Energistyrelsen i tillæg til den egentlige reserveopgørelse foretaget en analyse af potentialet i endnu ikke ancorede olie- og gasprospekter inden for såvel licensbelagte som åbne områder i Central Graven. Dette område betragtes fortsat som det mest lovende med hensyn til mulighederne for at gøre nye fund af kulbrinter. For at undgå sammenblanding med reserver i kendte forekomster, hvor tilstedeværelsen af olie og gas er påvist, betegnes dette potentiale i det følgende som *hypotetiske ressourcer*.

Formålet med denne opgørelse er at tilvejebringe realistiske skøn over de olie- og gasressourcer, som den fremtidige efterforskning vil kunne påvise.

Opgørelsen pr. 1. januar 1990 omfatter udelukkende kortlagte prospekter i Central Graven.

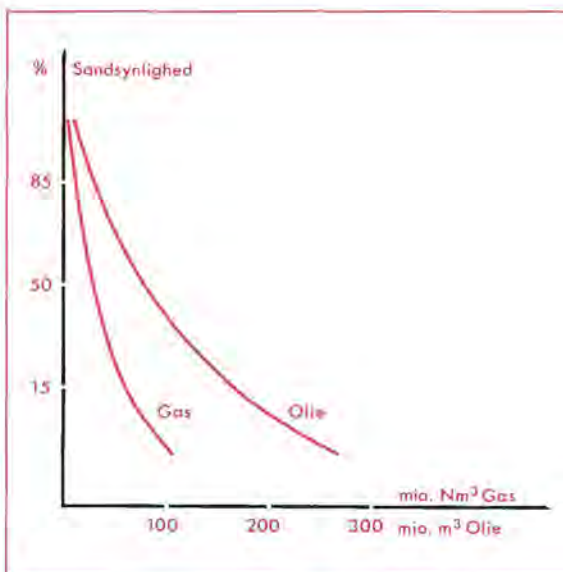
Reserveopgørelse

Hypotetiske ressourcer

Ved hypotetiske ressourcer forstås i denne forbindelse olie- og gasmængder, der i givet fald vil kunne produceres fra kortlagte, men endnu ikke ancorede prospekter. De hypotetiske ressourcer adskiller sig derfor fra reserver, ved at tilstedeværelsen af ressourcer ikke er påvist med borer. I opgørelsen af hypotetiske ressourcer er kun inkluderet prospekter, der er seismisk veldokumenterede, og for hvilke der findes informationer fra nærliggende borer.

For hver struktur er der gennemført detaljerede vurderinger af, hvor meget olie og gas der kan forventes at være akkumuleret, samt hvor stor en del heraf, der vil kunne produceres. Samtidig er der til hver struktur knyttet en fundchance, der udtrykker den erfaringsmæssige chance for, at der er akkumuleret kulbrinter i strukturen.

Fig. 4.4 Sandsynlighed for reserver



Med udgangspunkt i disse vurderinger er derfor foretaget en statistisk beregning af det samlede potentiale i strukturerne.

Energistyrelsens analyse viser, at der ved en fortsat efterforskning i Central Graven vil være mulighed for at påvise nye reserver på henholdsvis 95 mio. m³ olie og 40 mio. Nm³ gas (fig. 4.4). Usikkerheden i beregningerne af disse kulbrintemængder kan illustreres ved, at oliepotentialet

forventes at ligge mellem 30 og 170 mio. m³ og gaspotentialet mellem 15 og 70 mio. Nm³, såfremt der anvendes en tilsvarende sandsynlighedsfordeling som ved opgørelsen af reserver for kendte forekomster.

Som det fremgår viser analysen også, at oliepotentialet er større end gaspotentialet, idet 1 mio. Nm³ gas svarer til ca. 1 mio. tons olieækvivalenter.

Hvis den nuværende efterforskningsaktivitet i Central Graven videreføres i de kommende 15 til 20 år, vil der være mulighed for, at olieselskabernes fremtidige efterforskning inden for dette tidsrum forøger de kendte olie- og gasreserver med henholdsvis 60 og 30%.

Herudover findes et endnu ikke opgjort potentiale i mindre veldefinerede prospekter i Central Graven, ligesom der i denne opgørelse ikke er medtaget potentialet i områder uden for Central Graven.

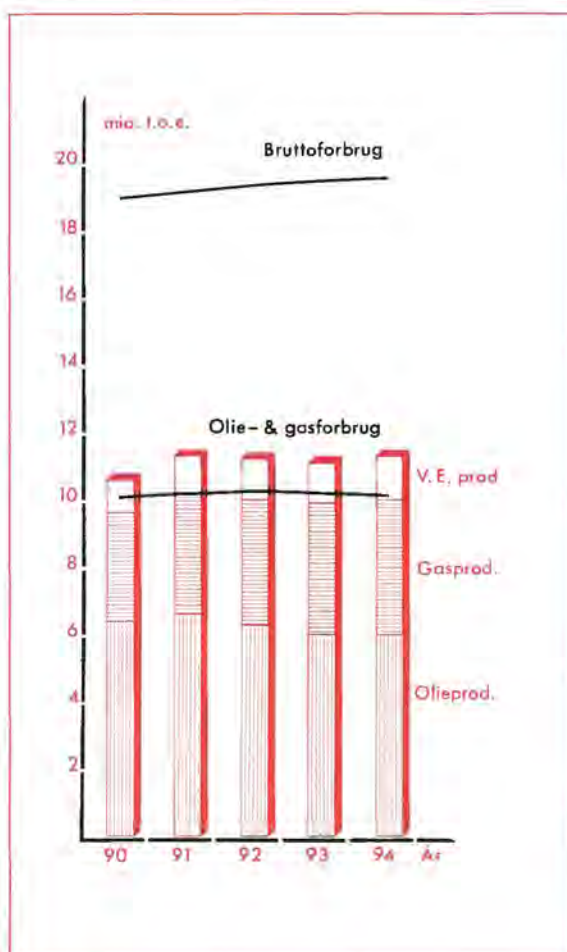
Energistyrelsen har på grundlag af reserveopgørelsen udarbejdet prognoser for produktion og udgifter i forbindelse med den danske indvinding af olie og naturgas.

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

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

En beskrivelse af de samfundsøkonomiske konsekvenser af 5-års prognosen findes under økonomi.

Fig. 5.1 Energiforbrug og produktion 1990-1994



Tabel 5.1 Olie- og kondensatproduktion, mio. m³

	1990	1991	1992	1993	1994
<i>Igangværende og besluttet indvinding</i>					
Dan	1,8	2,1	2,1	2,2	2,3
Gorm	1,3	1,2	1,0	1,0	0,8
Skjold	3,0	2,7	2,3	1,9	1,5
Rolf	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Tyra	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2
Dagmar	–	0,3	0,5	0,4	0,4
Kraka	0,1	0,3	0,2	0,2	0,3
Valdemar	–	–	0,4	0,4	0,4
Roar	–	–	–	0,1	0,3
Nils	–	–	–	–	0,4
<i>I alt</i>	<i>7,3</i>	<i>7,5</i>	<i>7,2</i>	<i>6,6</i>	<i>6,7</i>
Planlagt indvinding	0,2	0,3	0,2	0,4	0,4
<i>Forventet produktion</i>					
April 1989	7,5	7,8	7,4	7,0	7,1
April 1989	6,4	7,8	7,5	6,6	

5-års prognose

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

I prognosen er det forudsat, at produktionen skal kunne behandles på eksisterende behandlingsanlæg samt 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 Energistyrelsens forrige årsrapport, forventes olieproduktionen at blive noget større i 1990, mens produktionen de følgende år ligger på stort set samme niveau. Der er kun i begrænset omfang sket justeringer i reservevurderingen. Derimod er der med godkendelse af en række projekter i 1989 sket ændringer i kategoriseringen af reserveerne, og for enkelte projekter forudsættes nu en hurtig

Prognose

Tabel 5.2 Afsætning af naturgas, mia. Nm³

	1990	1991	1992	1993	1994
<i>Igangværende og besluttet indvinding</i>					
Dan center	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0
Gorm center	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3
Tyra center	2,2	2,5	2,6	2,6	2,7
<i>I alt</i>	<i>3,2</i>	<i>3,6</i>	<i>3,7</i>	<i>3,9</i>	<i>4,0</i>
Planlagt indvinding	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Forventet afsætning</i>					
April 1989	2,8	3,1	3,2	3,4	

Først og fremmest er der sket en ændring for Skjold feltet, idet sidste års planlagte projekt bestående af tre nye borer, nu kategoriseres som besluttet indvinding. Samtidig forventes dette projekt iværksat allerede i indeværende år, mens der tidligere blev regnet med produktionsstart i 1991.

Tabel 5.3 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr. (1990-priser)

	1990	1991	1992	1993	1994
<i>Igangværende og besluttet indvinding</i>					
Dan	0,4	0,4	0,5	0,5	-
Gorm	0,2	-	-	-	-
Skjold	0,8	-	-	-	-
Rolf	-	-	-	-	-
Tyra	-	-	-	-	-
Dagmar	0,2	0,3	0,3	0,1	-
Kraka	0,5	0,2	-	-	-
Valdemar	0,4	0,4	-	-	-
Roar	0,2	0,6	0,6	-	-
Nils	-	-	-	0,3	-
<i>I alt</i>	<i>2,6</i>	<i>1,4</i>	<i>1,4</i>	<i>1,5</i>	<i>0,0</i>
Planlagt indvinding	0,1	0,1	0,2	0,7	1,0
<i>Forventede investeringer</i>					
April 1989	1,1	1,8	2,0	0,5	

Indvinding fra felterne Roar og Dagmar har ændret kategori fra planlagt til besluttet indvinding.

Nils feltet er med for første gang med forventet produktionsstart i 1994.

Som følge af de ændrede kategoriseringer er den forventede produktion svarende til igangværende og besluttet indvinding forøget i forhold til prognosen fra sidste år. Af samme grund er den forventede produktion i kategorien planlagt indvinding formindsket. Den forventede produktion fra denne kategori omfatter nu to horisontale brønde i oliezone på Tyra samt yderligere indvinding fra Dagmar.

For naturgasafsætningen har principaftalen mellem DUC og Dansk Naturgas A/S, som omtalt under *produktion*, medført stigende forventninger til gasafsætningen. Denne er i tabel 5.2 fordelt på de tre behandlingscentre.

De forventede investeringer og driftsomkostninger fremgår af tabellerne 5.3 og 5.4. Det fremgår, at der for 1990 og i de nærmeste år må forventes

Tabel 5.4 Driftsomkostninger, mia. kr. (1990-priser)

	1990	1991	1992	1993	1994
<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	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Dagmar	-	0,0	0,0	0,1	0,1
Kraka	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valdemar	-	-	0,0	0,0	0,0
Roar	-	-	-	0,1	0,1
Nils	-	-	-	-	0,0
<i>I alt</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>	<i>1,2</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>
Planlagt indvinding	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Forventede omkostninger</i>					
April 1989	1,2	1,2	1,3	1,3	

Tabel 5.5 Transportomkostninger, olierøret, mia. kr. (1990-priser)

	1990	1991	1992	1993	1994
Total	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
April 1989	0,7	0,7	0,7	0,7	

investeringer i feltudbygningen på et højere niveau end forudset sidste år. Driftsomkostningerne forventes at forløbe mere jævnt.

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

Tabel 5.6. Efterforsknings- og vurderingsomkostninger, mia. kr. (1990-priser)

	1990	1991	1992	1993	1994
Total	0,4	0,2	0,4	0,3	0,1
April 1989	0,5	0,3	0,2	0,2	

Selvforsyning og valutaudgift

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

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

20-års prognose

20-års prognosen er baseret på 5-års prognosens systematik og er således også udarbejdet på grundlag af reserveopgørelsen. I modsætning til 5-års prognosen medregnes for kommercielle feltet produktion under kategorien mulig indvindning, som er beskrevet nærmere i reserveopgørelsen.

Råolie- og naturgasproduktion

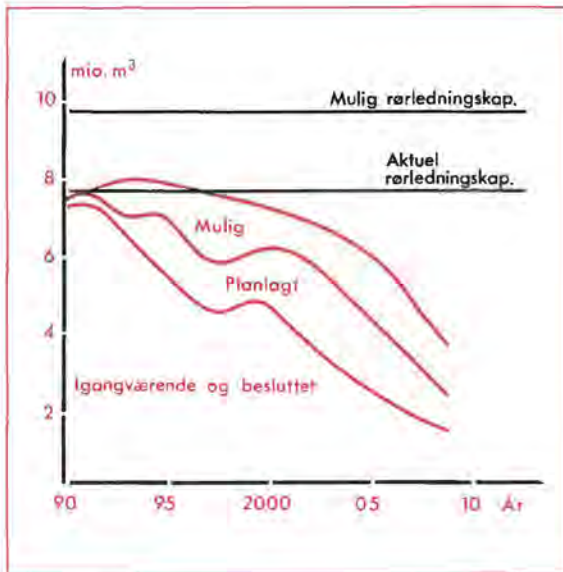
Fig. 5.2 angiver tre forløb for råolie- og kondensatproduktionen.

Tabel 5.7 Selvforsyningsgrad og valutaudgift til energiimport 1990-1994

	1990	1991	1992	1993	1994
Produktion					
Råolie mio. m ³	7,5	7,8	7,4	7,0	7,1
Naturgas mia. Nm ³	3,2	3,6	3,7	3,9	4,0
Energiforbrug					
I alt PJ	809	822	830	835	838
Selvforsyningsgrad i %					
A)	92	97	94	93	95
B)	49	51	50	49	50
C)	54	57	56	55	56
Nettovaluta-udgift til energiimport					
mia. kr.	5,9	6,2	6,8	7,4	7,5
Råoliepris					
US\$/tønde					
f.o.b.	19	21	23	25	27
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.					

Prognose

Fig. 5.2 Olie- og kondensatproduktion 1990-2009



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

Den planlagte indvinding omfatter projekter på de producerende felter Dan og Tyra, samt projekter på en række af de felter, som sættes i produktion de nærmeste år. Endvidere er der her indregnet produktion fra felterne Gert og Elly.

Den mulige indvinding omfatter først og fremmest yderligere produktion fra vandinjektionsprojekter på Dan og Gorm. Desuden forventes en øget indvinding fra felterne Rolf, Dagmar, Valdemar og Adda.

Det fremgår af fig. 5.2, at den forventede produktion inklusive planlagt indvinding ligger på 7-8 mio. m³ olie og kondensat pr. år frem til midten af 1990-erne. Inddrages den mulige indvinding, kan dette niveau opretholdes nogle år ind i næste århundrede.

De angivne forløb er baseret på kendt teknologi og forventede økonomiske forhold. Brug af EOR-metoder kan formentlig øge og forlænge plateau-perioden ind i næste århundrede.

I forhold til 20-års prognosen for olie og kondensat angivet i Energistyrelsens årsrapport for 1988 forventes der et mere jævnt forløb, men det samlede reservegrundlag er stort set uændret. Det ændrede forløb skyldes hovedsageligt, at der konkret er aftalt tidspunkter for igangsætning af en række felter, hvor der tidligere var usikkerhed om, hvornår indfasning ville finde sted.

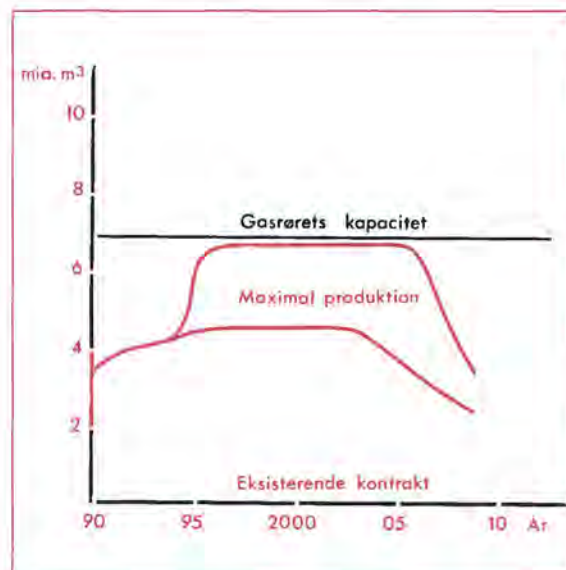
I fig. 5.3 er perspektiverne for naturgasproduktionen illustreret. I modsætning til olieproduktionen, der umiddelbart kan afsættes til den gældende markedspris, forudsætter naturgasproduktionen, at der er indgået langtidskontrakter om levering.

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

Det lave forløb omfatter de to aftaler, som nu er indgået mellem DUC og Dansk Naturgas A/S. Den samlede kontraktmængde udgør 93 mia. Nm³.

Det høje forløb betegner et maksimalt produktionsforløb, idet der er taget hensyn til kapaciteten i den nuværende gasrørledning til Nybro. Produktionsforløbet vil kunne varieres betydeligt i forhold til det viste eksempel, som angiver inden for hvilke rammer naturgasproduktionen kan

Fig. 5.3 Naturgasproduktion 1990-2009



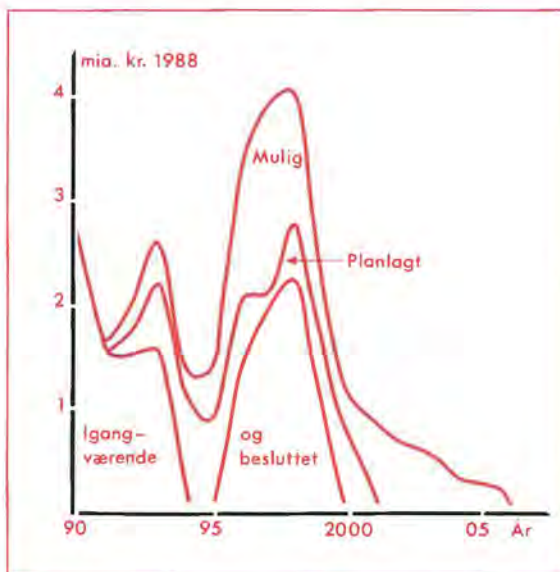
finde sted. Den samlede naturgasproduktion fra det høje forløb andrager ca. 120 mia. Nm³ i perioden fra naturgasprojektets start i 1984 til prognoseperiodens udløb i år 2009.

Investeringer og driftsomkostninger

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

For planlagte og mulige udbygningsprojekter er tidspunktet for afholdelse af investeringerne usikker. Investeringerne for disse to kategorier er derfor udjævnet på det lange sigt.

Fig. 5.4 Investeringer 1990-2009

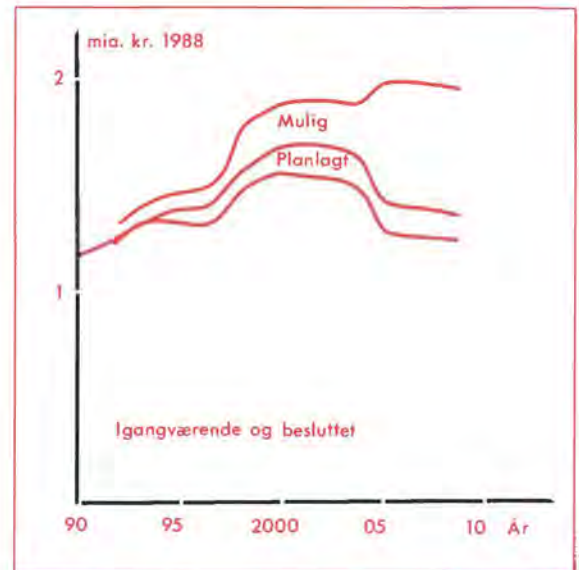


For kategorien besluttet indvinding bemærkes det høje investeringsomfang i anden halvdel af 1990'erne. Dette skyldes primært udbygningen af det nordlige område.

For planlagte udbygninger er investeringerne betydelige lavere end angivet i tidligere prognoser. Dette skyldes, at flere projekter nu er overgået til kategorien besluttet indvinding.

For mulig indvinding er angivet et forholdsvist stort investeringsomfang sidst i 1990'erne. Disse

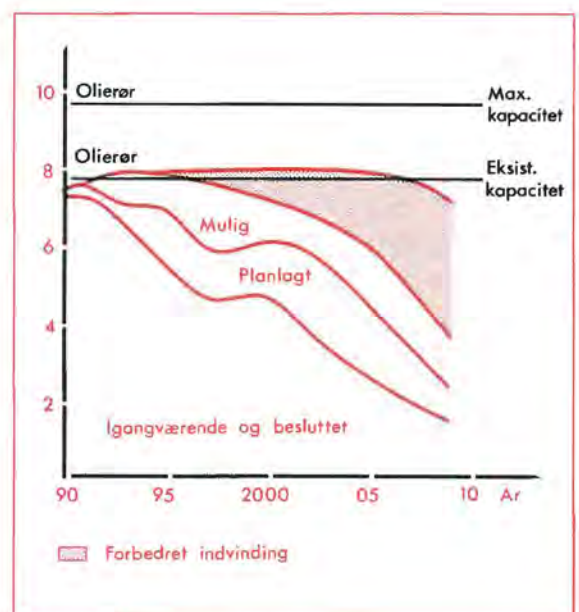
Fig. 5.5 Driftsomkostninger 1990-2009



investeringer vedrører primært vandinjektionsprojekter. Tidspunktet for disse investeringers afholdelse er som for andre projekter under mulig indvinding særdeles usikker.

De samlede besluttede investeringer andrager ca. 13 mia. kr. De planlagte investeringer andrager ca. 6 mia. kr. og de mulige yderligere ca. 9 mia. kr.

Fig. 5.6 Perspektiver for forbedret indvinding



Prognose

Driftsomkostningerne vil udvikle sig mere jævnt end investeringer og vurderes at ville nærme sig 2 mia. kr. årligt mod slutningen af prognoseperioden.

Indvindingsforbedrende metoder

De angivne forløb for olieproduktionen skal ikke opfattes som en absolut overgrænse for den mulige danske produktion.

Der er potentiale for en øget produktion, hvis igangværende bestræbelser for udvikling af indvindingsmetoder og -udstyr fastholdes og intensiveres. Billigere udbygningsløsninger, yderligere anvendelse af vandrette borer og anden ny teknologi kan også forøge produktionsmulighederne.

De nuværende moderate oliepriser er hæmmende for udvikling og ibrugtagning af avancerede indvindingsmetoder. På figur 5.6 er imidlertid antydnet et forløb med forøget indvinding under mere gunstige tekniske og økonomiske forudsætninger end de nuværende.

De internationale oliepriser har i 1989 været præget af en stigende tendens i forhold til de foregående års meget lave priser. Den gennemsnitlige salgsværdi for råolien Brent (Storbritannien) androg i 1989 godt 18 \$ pr. tønde. Dette er den højeste notering siden det voldsomme fald i oliepriserne i vinteren 1985/86.

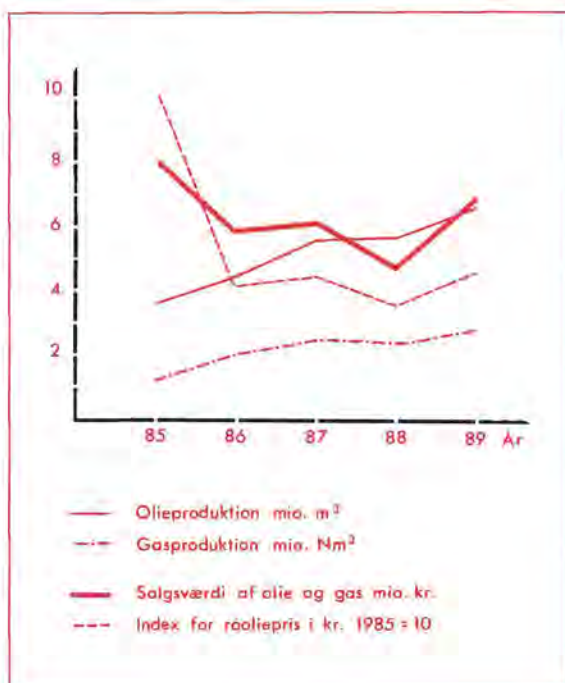
Denne udvikling skyldes, at olieforbruget på verdensplan er steget, og at den betydelige overkapacitet i produktionsleddet ikke er tilstede som i 1986.

I forhold til 1988 er råoliepriserne steget med 28%, mens den gennemsnitlige \$-kurs steg med 9%.

Den ilandførte danske produktion af olie og naturgas svarede i 1989 til 8,4 mio. t.o.e., hvilket er 11% mere end i 1988.

Værdien af den danske olie- og naturgasproduktion er knyttet til den internationale prisfastsættelse for olie, som sker i \$. Salgsværdien af produktionen var derfor både på grund af produktionsstigningen og de stigende priser betydeligt større 1989 end i 1988. Salgsværdien udgjorde i 1989 6,8 mia. kr. mod 4,9 mia. kr. året før.

Fig. 6.1 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas 1985-1989



Tabel 6.1 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas

	1985	1986	1987	1988	1989*)
Salgsværdi mio. kr.					
Olie	6.280	3.270	4.270	3.500	5.350
Naturgas	1.680	2.440	1.660	1.355	1.410
<i>I alt</i>	<i>7.960</i>	<i>5.710</i>	<i>5.930</i>	<i>4.855</i>	<i>6.760</i>
Produktion					
Olie, mio. m ³	3,46	4,29	5,42	5,57	6,48
Naturgas mia. Nm ³	1,04	1,80	2,30	2,27	2,69
Int. råoliepris(Brent)					
\$/tønde	27,61	14,45	18,38	14,94	18,11
\$/kurs	10,60	8,09	6,84	6,74	7,32
Kr./m ³	1.841	735	791	633	834
årets priser, *) skøn					

Efterforskning, udbygning og drift

De samlede udgifter til efterforskning og indvinding af olie og gas fremgår af tabel 6.2 og skønnes at have andraget 2,7 mia. kr. i 1989. Hertil kommer transportomkostninger i forbindelse med olieproduktionen på 0,8 mia. kr.

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

Investeringerne i 1989 har primært været koncentreret om borearbejder. Der er udført 3 efterforskningsboringer og 14 produktionsboringer. Efterforskningsaktiviteten har været lavere end i 1988, mens aktiviteterne i forbindelse med udbygning har været stigende.

I forbindelse med 3. udbudsrunde, der blev gennemført i 1989, vil efterforskningsaktiviteten igen stige i de nærmeste år.

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

	1985	1986	1987	1988	1989*)
<i>Efterforskning og vurdering:</i>					
DUC	873	309	234	110	80
1. og 2. rundeselskaber	500	304	505	449	220
<i>I alt</i>	<i>1.373</i>	<i>613</i>	<i>739</i>	<i>559</i>	<i>300</i>
<i>Udbygning (DUC)</i>					
Drift og adm. (DUC)	756	981	995	1.000	1.100
Transportomkostninger olierøret	884	617	650	604	765
årets priser, *)skøn					

Udbygningsudgifterne fordelt på felter fremgår af tabel 6.3. Beløbene for 1989 er skønnede. 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.

	1985	1986	1987	1988	1989*)
Dan	1.266	1.303	641	223	365
Gorm	21	23	11	262	200
Skjold	92	44	62	236	45
Rolf	366	163	10	-	20
Tyra	137	134	188	107	150
Kraka	-	-	-	4	195
Valdemar	-	-	-	7	225
Diverse	143	99	2	58	85
<i>I alt</i>	<i>2.025</i>	<i>1.766</i>	<i>914</i>	<i>897</i>	<i>1.285</i>
årets priser, *)skøn					

De samlede udbygningsinvesteringer for DUC's aktiviteter andrager omregnet til 1990-priser omkring 28 mia. kr. for perioden 1971 til 1989.

DUC-selskabernes resultat før skat fremgår af tabel 6.4.

Det ses, at det har væsentlig betydning for driftsresultatet i hvilken retning valutakurserne bevæger sig. Det skal bemærkes, at transportomkostninger her er indregnet i driftsomkostninger.

Statens direkte indtægter fra olie-/gasindvindingen fremgår af tabel 6.5. Indtægterne er omregnet til 1990-priser. For 1989 er der endnu ikke indgivet regnskaber, hvorfor specielt beregningen af selskabsskatten er behæftet med stor usikkerhed, især da valutakursreguleringerne vanskeligt lader sig forudsige.

Tabel 6.4 DUC-selskabernes resultat før skat 1985-1988, mio. kr.

	1985	1986	1987	1988
Indtægter	8.022	5.633	5.823	5.103
Driftsudg.	2.028	1.706	1.663	1.591
Renteudg.	991	529	492	628
Valutakursreg.	+1.861	+1.385	+943	-324
Bruttoindtj.	6.864	4.723	4.611	2.560
Afskrivninger	1.775	1.539	1.586	1.495
<i>Resultat før skat</i>	<i>3.629</i>	<i>1.951</i>	<i>1.650</i>	<i>551</i>
årets priser *) skøn				

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

Statens provenu fra produktionsstarten i 1972 til og med 1989 andrager omregnet til 1990-priser i alt 8,8 mia. kr. Indtægterne er fordelt på 2,3 mia. kr. i selskabsskat, 0,7 mia. kr. i kulbrinteskate, 4,6 mia. kr. i produktionsafgift og 1,3 mia. kr. i fortjenstelement. Den særlige kulbrinteskate, der træder i kraft ved stor rentabilitet f.eks. ved høje oliepriser har ikke siden 1985 givet provenu.

Tabel 6.5 Statens indtægter fra olie-/gasindvindingen 1985-1989, mio. 1990-kroner

	1985	1986	1987	1988	1989*)
Kulbrinteskat	578	0	0	0	0
Selskabsskat	153	802	827	0	259
Prod.afgift	735	520	494	389	527
Fortj.element	287	136	191	141	221
<i>I alt</i>	<i>1.753</i>	<i>1.458</i>	<i>1.512</i>	<i>530</i>	<i>1.007</i>

*) skøn

Statens indtægter

På grundlag af Energistyrelsens 5-års prognose omtalt under prognoser er det forventede statslige provenu beregnet. Forudsætningerne for denne beregning fremgår af tabel 6.6.

Tabel 6.6 Forudsætninger om produktion, investeringer og driftsudgifter for olie-/gasaktiviteterne 1990-1994, mia. 1990-kr.

	1990	1991	1992	1993	1994
Olieproduktion (mio. m ³)	7,5	7,8	7,4	7,0	7,1
Naturgas-prod. (mia. Nm ³)	3,2	3,6	3,7	3,9	4,0
Råoliepris \$/tønde	19,0	21,0	23,0	25,0	27,0
<i>Investeringer:</i>					
Efterforskning	0,4	0,2	0,4	0,3	0,1
Feltudbygning	2,7	1,5	1,6	2,2	1,0
Naturgasnet	0,7	0,8	1,1	1,0	0,4
<i>Drift:</i>					
Felter	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
Naturgasnet	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Olierøret	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>I alt</i>	<i>6,0</i>	<i>4,7</i>	<i>5,2</i>	<i>5,6</i>	<i>3,6</i>

Tabel 6.7 Statens indtægter fra olie-/gasindvindingen 1990-1994, mia. 1990-kr.

	1990	1991	1992	1993	1994
Kulbrinteskat	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskat	1,5 (1,5)	2,0 (1,7)	2,2 (1,7)	2,3 (1,5)	2,7 (1,7)
Prod.afgift	0,6 (0,7)	0,8 (0,7)	0,8 (0,7)	0,8 (0,7)	0,9 (0,7)
Fortj.element	0,3 (0,3)	0,3 (0,3)	0,3 (0,3)	0,3 (0,3)	0,4 (0,3)
<i>I alt</i>	<i>2,4 (2,5)</i>	<i>3,0 (2,6)</i>	<i>3,3 (2,6)</i>	<i>3,4 (2,4)</i>	<i>4,0 (2,6)</i>

De indlagte olie- og gasprisforudsætninger er de samme som anvendes i Energiministeriets handlingsplan *Energi 2000*. Der opereres med et scenarie med stigende oliepriser fra \$ 19 pr. tønde i 1990 til \$ 38 pr. tønde i 2010.

Da olieprisens udvikling er en af de faktorer, der er vanskeligst at forudse, er beregningerne suppleret med et regneeksempel, hvor olieprisen er konstant \$ 20 pr. tønde i den beskrevne periode. Prisen på \$ 20 pr. tønde er anvendt, fordi den omtrent svarer til den aktuelle oliepris.

På grundlag af tabel 6.6 er statens indtægter for de kommende år estimeret. Der er som i tabel 6.4 tale om pålignede beløb.

I parantes angives statens indtægter ved en konstant oliepris på \$ 20 pr. tønde i perioden.

Det bemærkes, at selv med indlagte forudsætninger om stigende oliepriser træder kulbrinteskatten ikke i kraft inden for den betragtede periode. For selskabsskatten skal det understreges, at provenuet anføres med meget stor usikkerhed, da bl.a. valutakursjusteringer ikke er medregnet.

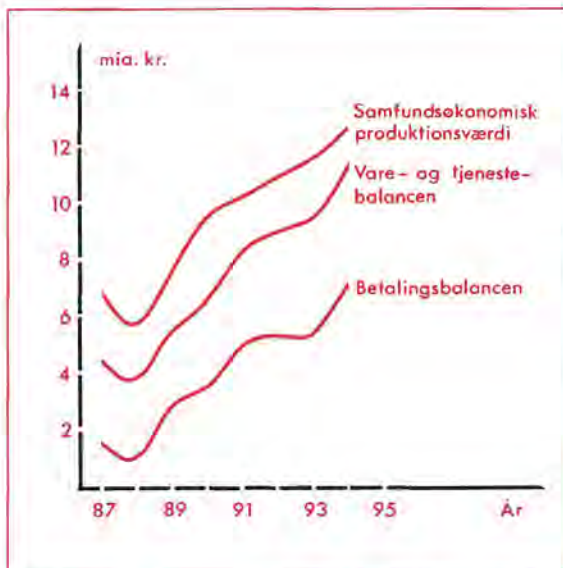
Betalingsbalance effekt

På grundlag af forudsætningerne i tabel 6.6 er det i tabel 6.8 vist, 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 og dels spares valutaudgifter for den del af produktionen, som anvendes i Danmark gennem fortrængning af en ellers nødvendig energiimport. På denne baggrund er produktionens samfundsmæssige værdi beregnet for årene 1987 til 1994. Herfra skal importindholdet i investeringer og drift fratrækkes, hvorefter virkningen for vare- og tjenestebalancen fremkommer.

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

Fig. 6.2 Olie-/gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt 1987-1994, mia. kr. 1990-priser



Tabel 6.8 viser som nævnt ikke direkte eksportindtægter, men er et udtryk for det bidrag, den danske energiproduktion forbedrer vare- og tjenestebalancen samt betalingsbalancen med.

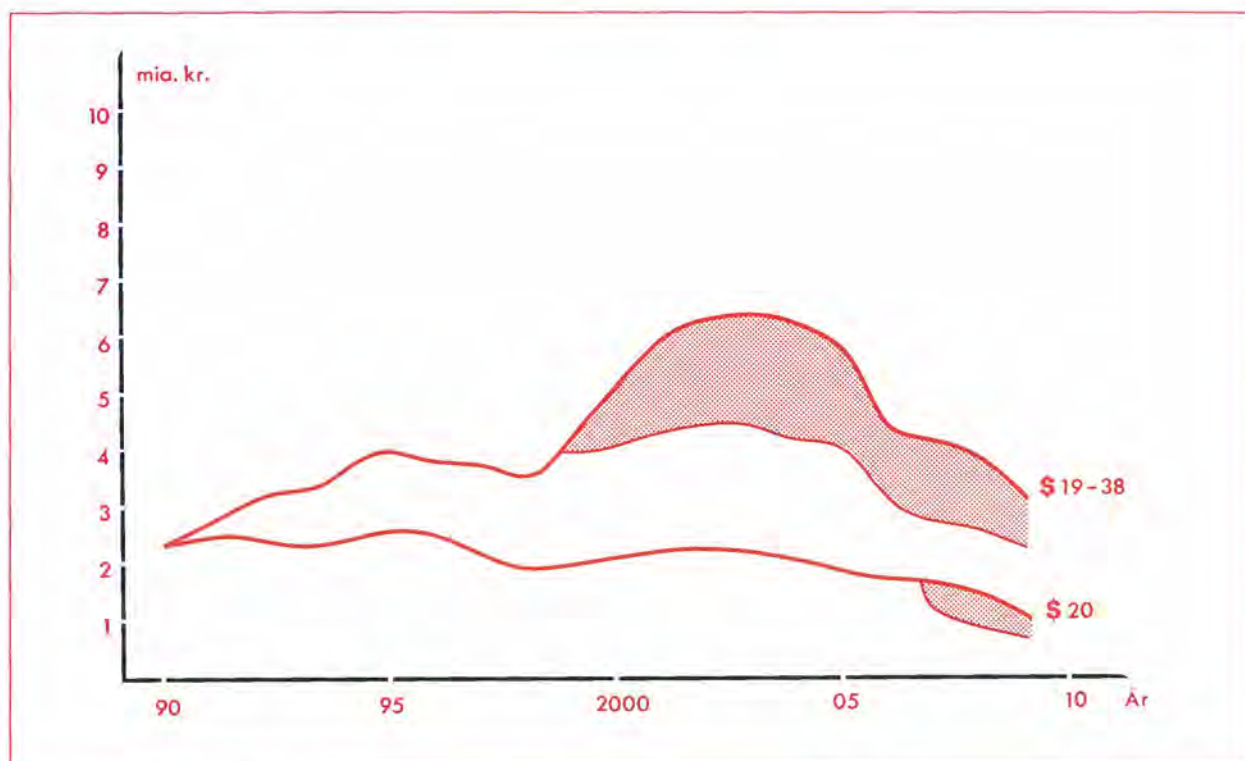
Virkningen på vare- og tjenestebalancen og betalingsbalancens løbende poster er også illustreret i figur 6.2.

Det skal understreges, at beregningerne i tabel 6.8 og fig. 6.2 er baseret på modelberegninger med indlagte standardforudsætninger om importindhold mv. Der ligger således ikke egentlige regnskabstal til grund for resultaterne. Dette ændrer dog ikke det forhold, at den danske produktion af olie og naturgas har haft en særdeles gavnlige effekt på betalingsbalancen. Det skal bemærkes, at investeringerne i naturgasnettet er medregnet. Betalingsbalanceeffekten af produktionen isoleret set er således mere positiv. Statens indtægter på langt sigt er illustreret i fig. 6.3.

Tabel 6.8 Olie-/gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt 1987-1994, mia. kr. 1990-priser

	87	88	89	90	91	92	93	94
Samfundsøkonomisk produktionsværdi	6,8	5,5	7,6	8,8	10,2	11,0	11,6	12,7
Importindhold	2,1	1,9	1,8	2,3	1,6	1,9	2,1	1,3
Vare- og tjenestebalancen	4,7	3,6	5,8	6,5	8,6	9,1	9,5	11,4
Renter og udbytter	3,0	2,7	2,6	3,0	3,4	3,6	4,3	4,1
Betalingsbalancens løbende poster	1,7	0,9	3,2	3,5	5,2	5,5	5,2	7,3

Fig. 6.3 Skatter og afgifter 1990-2009, mia. kr. 1990-priser



Figuren illustrerer de forventede indtægter til staten baseret både på forudsætningen om oliepriser stigende til \$ 38 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 principaftalens 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 skraveret) 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 mv. Dette forhold indgår imidlertid ikke i beregningerne.

C

C

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerhed og arbejdsmiljø i forbindelse med offshore efterforskning og produktion af olie og gas. For de faste platforme er styrelsens ansvarsområde arbejdsmiljø og sikkerhed. For flytbare anlæg varetages det arbejdsmiljømæssige tilsyn af Energistyrelsen, mens det sikkerhedsmæssige tilsyn varetages i samarbejde med Søfartsstyrelsen.

Energistyrelsens tilsyn baseres stadig mere på princippet om operatørens kontrolordninger. Tilsynet består dels af en systemafprøvning, hvor det vurderes, om der er proceduredækning for kritiske operationer, og dels af tekniske stikprøver, der skal kontrollere om systemet fungerer i praksis på alle niveauer. Styrelsens kontrolindsats søges rettet mod områder, hvor der kan være interessekonflikter, eller hvor der endnu ikke er etableret et fuldt fungerende kontrolsystem. I 1989 har styrelsen påbegyndt kampagner, hvor bestemte områder tages ud til en grundigere gennemgang, bl.a. operationer med samtidig boring og produktion.

Nye regler

Retningslinier for design af ubemandede platforme

De kommende års udbygninger af små forekomster i den danske del af Nordsøen vil omfatte ubemandede platforme, som vil blive tilsluttet eksisterende behandlingsanlæg. Da det vil være u hensigtsmæssigt at konstruere disse indvindingsplatforme efter de eksisterende retningslinier, der er udformet til store, bemandede anlæg, var der et behov for udarbejdelse af nye retningslinier specielt for design af ubemandede platforme.

I oktober 1989 udstedte Energistyrelsen "Retningslinier for design af ubemandede produktionsplatforme". Retningslinierne er blevet til i samarbejde med Mærsk Olie og Gas A/S og efter høring af de certificerende selskaber og de involverede arbejdstagerorganisationer.

Retningslinierne er de første af sin art i nordsoområdet.

En grundlæggende tanke ved udviklingen af reglerne har været at minimere behovet for besøg på platformene. Dette er gjort ved udeladelse af

mest muligt udstyr, hvorved behovet for vedligehold samt mulighederne for fejl på platformen minimeres.

Arbejdsmiljø

I 1989 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 1989 bl.a. færdigbehandlet *forslag til bekendtgørelse om sundhedspersonale på havanlæg* samt *bekendtgørelse om opholdsrum m.v. på flytbare havanlæg*.

Bekendtgørelserne træder i kraft henholdsvis 1. april 1990 og 15. januar 1990.

EF-arbejde

I forbindelse med sikkerhedsreguleringsarbejdet inden for EF har myndighederne og Koordinationsudvalget i 1989 behandlet følgende direktivforslag af betydning for havanlæg:

- Minimumsforskrifter for sikkerhed og sundhed på arbejdspladsen.
- Minimumsforskrifter for sikkerhed og sundhed for arbejdstagernes brug af maskiner, apparater og installationer.
- Minimumsforskrifter for arbejdstagernes brug af personlige værnemidler på arbejdspladsen.
- Konstruktion af personlige værnemidler.

Kontrolordning for flytbare havanlæg

Energistyrelsen har i 1989 påbegyndt udarbejdelsen af en vejledning for kontrolordninger på flytbare havanlæg. Vejledningen, der forventes færdigudarbejdet i løbet af 1990 er en uddybning af § 14, stk. 4 i Energiministeriets bekendtgørelse nr. 711 af 16. november 1987 om sikkerhed mv. på havanlæg (*sikkerhedsbekendtgørelsen*).

Der er ikke som for de faste havanlæg, tale om et egentligt egenkontrolsystem, men om, at der på havanlægget forefindes dokumentation for, at anlæggets indretning, konstruktion og drift er sikkerheds-, sundheds- og miljømæssigt i overens-

Sikkerhed og arbejdsmiljø

stemmelse 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 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. Også for denne type kontrolordning skal der gennemføres systematiske revisioner af ordningen.

Kontrolordninger for faste havanlæg

Arbejdet med udarbejdelsen af en vejledning for kontrolordninger for faste havanlæg blev påbegyndt i 1988. Vejledningen, der omfatter egenkontrol i forbindelse med projektering, bygning og installation af faste havanlæg, forventes færdig i 1990.

Sikkerhed og arbejdsmiljø

Energistyrelsen har besøgt alle de faste anlæg med henblik på sikkerhed og driftsforhold, og har, bl.a. som følge af Piper Alpha ulykken i 1988, specielt koncentreret sig om aktiv og passiv brandbeskyttelse af anlæggene.

Mærsk Olie og Gas A/S har valgt at lade offshore-anlæggene certificere, og certificeringsaktiviteterne indgår som en integreret del af Energistyrelsens kontrolsystem. Styrelsen har i den forbindelse udført revision af Det norske Veritas og Lloyds Registers kontrol- og inspektionsaktiviteter i forbindelse med platformenes drift.

Styrelsen har i forbindelse med det generelle arbejdsmiljøtilsyn udført inspektion på Dan F og Dan B.

Opbygningen og virkemåden af sikkerhedsorganisationerne på de faste havanlæg følger de samme regler som på land. På hvert af anlæggene er oprettet et sikkerhedsudvalg og en række sikkerhedsgrupper dækkende de enkelte arbejdsområder.

Godkendelsesprocedurer for flytbare havanlæg

Et flytbart havanlæg (boreplatforme, hotelplatforme, rørledningsfartøjer, kranfartøjer mv.) skal for at kunne operere på dansk sokkel, have en ibrugtagningstilladelse af Energistyrelsen.

Udenlandsk registrerede anlæg besigtiges som regel inden ankomst til dansk sokkelområde.

For at opnå ibrugtagningstilladelse skal anlægget leve op til de krav, der stilles i henhold til dansk lovgivning vedrørende arbejdsmiljø og sikkerhed (primært arbejdsstedernes indretning og beboelsen), samt maritime forhold som varetages af Søfartsstyrelsen.

Ibrugtagningstilladelsen følges normalt op med en besigtigelse efter at anlægget har påbegyndt operation på dansk sokkel. Ved denne besigtigelse vurderes især, om arbejdets udførelse lever op til de danske krav.

Energistyrelsen har i 1989 udstedt ibrugtagningstilladelser og godkendt bemandings- og organisationsplaner for:

- Boreriggen Neddrill Trigon fra Neddrill (Nederland) B.V. i forbindelse med efterforskning for Dansk Operatørselskab I/S.
- Boreriggen Mærsk Endeavour fra A.P. Møller i forbindelse med efterforsknings- og produktionsboringer for Mærsk Olie og Gas A/S.
- Boreriggen Mærsk Guardian fra A.P. Møller i forbindelse med produktionsboringer for Mærsk Olie og Gas A/S.
- Boreriggen Glomar Baltic I fra Global Marine Drilling Company, Texas, USA, i forbindelse med produktionsboringer for Mærsk Olie og Gas A/S.
- Boreriggen Glomar Moray Firth I, fra Global Marine Drilling Company, Texas, USA, i forbindelse med produktionsboringer for Mærsk Olie og Gas A/S. Boreplatformen har endvidere arbejdet for Norsk Hydro og Amoco i forbindelse med efterforskningsboringer.

- Boreriggen Shelf Driller fra Houlder Offshore Ltd. Storbritannien i forbindelse med produktionsboringer for Mærsk Olie og Gas A/S.
- Boreriggen West Sigma fra Smedvig Ltd. Norge, i forbindelse med boringer for Mærsk Olie og Gas A/S.

Zeepipe

Det norske statsolieselskab Statoil, har i 1989 fået tilladelse til at etablere en gasledning over dansk sokkelområde. Ledningen, som er på 40", skal gå fra de norske Troll og Sleipner felter til Zeebrugge i Belgien. Den vil krydse det danske sokkelområde over en 20 km lang strækning nær sokkelgrænsen til England. Ledningen forventes installeret på dansk område medio 1991 og taget i brug i sommeren 1993.

Gaslager ved Lille Thorup

Ved Lille Thorup har Dansk Naturgas A/S etableret et underjordisk naturgaslager i udskyllede salthorste. Lageret virker som stødpudelager i spidsbelastningssituationer og i forbindelse med eventuelle gasleverancesvigt fra Nordsøen. 5 af de ialt 6 kaverne er nu klar til at levere gas. Den sidste kaverne forventes driftsklar til vinteren 91/92. Kavernernes samlede kapacitet er planlagt til 300 mio. Nm³ med en udtrækskapacitet på 7,2 mio. Nm³/døgn.

Ulykkesstatistik 1989

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 1989 modtaget 16 anmeldelser om offshore arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 5 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 5 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg i relation til antallet af arbejdstimer (1,45 mio.) fås en ulykkesfrekvens på 3,4 pr. mio. arbejdstimer.

Tabel 7.1 viser ulykkesfrekvensen pr. mio. arbejdstimer i perioden 1984 til 1989 for faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer. Opgørelsen omfatter såvel drift som installation og udbygning af anlæg.

Som det fremgår af diagrammet er ulykkesfrekvensen på faste havanlæg faldet kraftigt siden 1987.

Tabel 7.1 Ulykkesfrekvens for faste havanlæg

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

Sættes de 11 anmeldte arbejdsulykker på mobile havanlæg i relation til antal arbejdstimer (0,87 mio.) på mobile havanlæg, fås en ulykkesfrekvens på 12,7 pr. mio. arbejdstimer, hvilket er et fald på 60% i forhold til 1988, hvor der blev anmeldt 22 ulykker svarende til en ulykkesfrekvens på 31,0 pr. mio. arbejdstimer.

Den fortsatte faldende ulykkesfrekvens skal ses på baggrund af den målbevidste indsats, Mærsk Olie og Gas A/S har videreført i 1989 ved bl.a. omfattende undervisnings- og oplysningsaktiviteter.

C

C

Uddannelse

I forbindelse med tildeling af tilladelser i 1., 2. og 3. udbudsrunde er der indgået aftaler med rettighedshaverne om forskningsprojekter og uddannelsesstilbud.

Udnyttelsen af uddannelsesstilbud hos olieselskaberne er forløbet planmæssigt. Forpligtelserne fra 1. runde er praktisk taget opfyldt af olieselskaberne, og af 2. runde resterer kun forpligtelser hos 3 koncessionshavere.

Uddannelsesstilbuddene omfatter kurser i Danmark, deltagelse i rettighedshavernes interne kurser samt træningsophold hos olieselskaberne. Endvidere muliggør uddannelsesaftalerne tildeling af stipendier til olierelaterede specialstudier ved universiteter og organisationer i udlandet, og gæsteprofessorater i Danmark.

Forskning

Koncessionsaftaler

De samlede midler til forskning og udvikling inden for kulbrinteområdet fra de olieselskaber, som har opnået efterforskningsrettigheder i 1., 2. og 3. runde, udgør ca. 80 mio. kr.

Med udgangen af 1989 er der gennemført projekter eller projekter er sat igang for 56 mio. kr. Midlerne er hovedsageligt anvendt til forskning og udvikling inden for områderne:

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

Energiministeriets forskningsprogram 1990

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

Ved ansøgningsfristens udløb 1. august 1989 for midler fra EFP 90 havde Energistyrelsen modta-

get 65 projektforslag med et samlet budget på 159 mio. kr.

Et eksternt fagligt panel med bruger- og forsker-ekspertise inden for de enkelte områder har gennemgået og kommenteret projekterne. Prioriteringen er derefter godkendt af *Kulbrinteudvalget*, som over for Energiministeriet har anbefalet støtte til 16 projekter svarende til ca. 14 mio. kr. Tildelingen af midler fremgår af bilag F.

EF-forsknings samarbejdet

Energistyrelsen er medlem af den rådgivende komité for EF-kommissionens Generaldirektorat XVII vedrørende Det Teknologiske Udviklingsprogram for Kulbrinteområdet. Rådgivet af det faglige panel har Energistyrelsen behandlet 88 projekter fra medlemslandene i 1989, heriblandt 6 projekter med dansk deltagelse. Den samlede værdi af projektansøgningerne udgjorde ca. 1,7 mia. kr.

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

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

De 4 projekter med dansk deltagelse, som har opnået støtte, er anført i tabel 8.1.

Programmet er afsluttet med udgangen af 1989. Et nyt program *THERMIE* til fremme af europæisk energiteknologi omfatter også en kulbrintedel, som repræsenterer en videreførelse af hovedlinierne i Det Teknologiske Udviklingsprogram for kulbrinteområdet. *THERMIE* vil forløbe fra 1990 til 1994 og har en budgettramme på 5,6 mia. kr.

Energistyrelsen er også medlem af den rådgivende komité for *CAN-JOULE* programmet til forskning og udvikling af ikke-nuklear energi og rationel energiudnyttelse under EF-kommissionens Generaldirektorat XII.

I 1990 vil den samlede støtte fra *CAN-JOULE* programmet være ca. 130 mio. kr. Heraf har projekter med dansk deltagelse fået ca. 19 mio. kr. Af projekter med geologisk/geofysisk indhold er der anført 2 med dansk deltagelse i tabel 8.1.

Uddannelse og forskning

Table 8.1. Projekter med dansk deltagelse støttet af EF

Projekt	EF støtte, mio.kr.	Projektdeltagere
Det Teknologiske Udviklingsprogram for Kulbrinteområdet:		
Koncepter for offshore olieeftersforskning i drivsområder, fase II	3,5	COWIconsult
Udvikling af retningslinier for design af frie spænd på marine rørledninger	3,2	Snamprogetti, Italien og Dansk Hydraulisk Institut
Funderingsdesign ved cyklisk belastning af tensionleg-plattformer	1,5	Aronis-Drettos-Karlaftis E O S, Grækenland.
Evaluerings af ydelsen fra et flydende produktionsanlæg, fase I	4,7	BHRA (UK), Amarada Hess (UK), LIC-consult
CAN-JOULE:		
NMR billeddannelse og spektroskopi anvendt til reservoir-karakterisering	4,8	Universite Catholique de Lovain, Belgien, Københavns Universitet, Danmarks Geologiske Undersøgelse
Undersøgelsen af den tektoniske struktur i den sydvestlige Østersø ved hjælp af dyb refleksionsseismisk studie	2,8	Universiteterne i Kiel, Cambridge, og Royal Holloway i London samt Århus og København
<i>I alt</i>	<i>20,5</i>	

Rettighedshavere på dansk område

(Pr. 31. december 1989)

Selskab	Andel	Selskab	Andel
Dansk Undergrunds Consortium (DUC):		Norsk Hydro Udforskning a.s.	
A.P. Møller (bevillingshaver)	39,00%	(operatør)	19,50%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	46,00%	Enterprise Petroleum Ltd.	19,50%
Texaco Denmark Inc.	15,00%	Gas Council (Exploration) Ltd.	13,70%
Mærsk Olie og Gas A/S er operatør		Amerada Hess (Denmark) A/S	9,80%
		Dansk Oliesøgning K/S	7,50%
		Korn- og Foderstof Kompagniet A/S	2,50%
		DENERCO K/S	7,50%
		DOPAS	20,00%
		DANOP er operatør i licens (det vestligste af gruppens områder)	4/86,
1. Runde selskaber:		Statoil Efterforskning og Produktion A/S (operatør)	26,50%
Amoco Denmark Exploration Co.		BHP Petroleum Inc.	21,00%
Blok 5504 (operatør)	66,67%	Total Marine Danmark	12,00%
FLS-Energy A/S	10,00%	LD Energi A/S	7,50%
DOPAS	23,33%	EAC Energy A/S	4,00%
		DENERCO K/S	9,00%
Amoco Denmark Exploration Co.		DOPAS	20,00%
Blok 5611 (operatør)	75,00%		
FLS-Energy A/S	10,00%	3. Runde selskaber:	
DOPAS	15,00%	A.P. Møller	26,66%
Britoil Danmark (operatør)	38,75%	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	26,66%
Amerada Hess (Denmark) A/S	38,75%	Texaco Denmark Inc.	26,66%
Dansk Landbrugs Grovvarer- selskab a.m.b.a.	1,25%	DOPAS	20,00%
Danoil Exploration A/S	1,19%	Mærsk Olie og Gas A/S er operatør	
Olieselskabet Danmark a.m.b.a.	0,06%		
DOPAS	20,00%	Amoco Denmark Exploration Co.	
		(operatør) Blok 5603, 5504	70,00%
2. Runde selskaber:		FLS-Energy A/S	5,00%
Agip Danmark Olie- og Gasefter- forskning ApS (operatør)	40,00%	DENERCO K/S	5,00%
Fina Exploration Denmark S.A.	28,80%	DOPAS	20,00%
ÖMV Erdöl-Aufsuchungsges. m.b.H.	11,20%		
DOPAS	20,00%	Amoco Denmark Exploration Co.	
		(operatør) Blok 5606, 5514, 5414	80,00%
Amoco Denmark Exploration Co.		FLS-Energy A/S	5,00%
(operatør)	75,00%	DENERCO K/S	5,00%
FLS-Energy A/S	5,00%	DOPAS	10,00%
DOPAS	20,00%		

Bilag A

Selskab	Andel
Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH	14,17%
Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH	15,15%
C. Deilmann AG	6,60%
Deutsche Schachtbau- und Tiefbohrgesellschaft GmbH	7,58%
RWE-DEA AG	5,15%
Elf Aquitaine Deutschland GmbH	8,70%
Wintershall AG	7,58%
Preussag AG	7,58%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
BEB er operatør	
Danop er medoperatør	
Cluff Oil plc. (operatør)	63,00%
Zenith Resources Ltd.	27,00%
DOPAS	10,00%
Norsk Hydro Udforskning (operatør)	21,75%
Du Pont E & P No. 6 B.V.	29,00%
Gas Council Ltd.	18,31%
Danoil Exploration A/S	1,81%
Korn- og Foderstof Kompagniet A/S	1,81%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
Danop er operatør for licens 8/89 (det vestligste af gruppens områder)	
Jordan Dansk Corporation	25,00%
G.B.T. Northern Corporation	60,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	10,00%
Danop er operatør	
RWE-DEA AG Blok 5504	36,25%
Wintershall AG	36,25%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
Danop er operatør	
RWE-DEA AG Blok 5414	42,50%
Wintershall AG	42,50%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	10,00%
Danop er operatør	

Efterforsknings- og vurderingsboringer, 1978-1989

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

Bilag B

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted
Gert-1 5603/27-2	Chevron Dyvi Epsilon	56°13'09" 03°43'57"		1984-05-01 1984-07-29	Øst Rosa Fl.-1 5504/15-6	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	55°33'51" 04°37'50"		1986-03-24 1986-04-30
Elly-1 5504/06-1	Chevron Mærsk Endeavour	55°47'15" 04°17'40"		1984-06-08 1984-08-15	Midt Rosa Fl.-1 5504/15-7	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	55°35'27" 04°31'33"		1986-05-04 1986-06-11
Liva-1 5503/04-1	Chevron Dyvi Epsilon	55°55'32" 03°49'31"		1984-08-02 1984-09-30	Vest Lulu-4 5604/21-6	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°19'05" 04°10'16"		1986-07-27 1986-09-12
Adda-3 5504/08-3	Chevron Dan Earl	55°47'50" 04°53'26"		1984-08-31 1984-10-25	Gwen-2 5604/29-3	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°06'52" 04°04'10"		1986-09-30 1986-12-15
Nils-2 5505/17-9	Chevron Dan Earl	55°23'10" 05°13'41"		1984-10-31 1984-12-29	Mejrup-1 5608/19-1	Phillips Kenting 36	56°22'39" 08°40'36"	2532 meter Trias	1987-03-22 1987-04-29
Iris-1 5604/30-1	Britoil Dan King	56°06'45" 04°18'21"	Jura	1984-11-05 1985-02-24	Felicia-1 5708/18-1	Statoil Mærsk Guardian	57°26'18" 08°18'41"	5321 meter Perm	1987-07-03 1987-12-03
Dyb Adda-1 5504/08-4	Chevron Dan Earl	55°48'13" 04°58'24"		1985-01-01 1985-02-17	Gert-3 5603/28-2	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°12'43" 03°45'49"		1987-07-21 1987-10-28
Vest Lulu-2 5604/21-4	Chevron Dan Earl	56°19'48" 04°12'13"		1985-02-21 1985-04-23	Stenlille-2 5511/15-2	Danop Kenting 36	55°32'17" 11°36'18"		1987-07-27 1987-08-28
Gert-2 5603/28-1	Chevron Mærsk Endeavour	56°11'50" 03°46'50"		1985-02-27 1985-07-29	Ibenholt-1 5605/20-1	Phillips Dyvi Sigma	56°23'26" 05°58'29"	2599 meter Prækambrium	1987-08-11 1987-09-24
Elna-1 5604/19-1	Chevron Dan Earl	56°26'55" 04°31'43"		1985-05-01 1985-06-14	Dyb Gorm-1 5504/16-5	Mærsk Olie og Gas Zapata Scotian	55°34'04" 04°45'50"		1987-08-18 1987-12-04
Ugle-1 5505/09-2	BP Transocean 7	55°43'15" 05°12'10"	3057 meter Palæozoikum	1985-05-07 1985-06-24	Stenlille-3 5511/15-3	Danop Kenting 36	55°32'17" 11°36'18"		1987-08-30 1987-09-16
Thisted-4 5708/31-2	Amoco Kenting 31	57°01'19" 08°42'07"	3418 meter Perm	1985-05-19 1985-07-18	Ravn-2 5504/05-1	Amoco Dan Earl	55°50'35" 04°13'41"	4507 meter Trias	1987-09-16 1987-11-17
Terne-1 5611/23-1	Amoco Dyvi Epsilon	56°20'39" 11°30'20"	3361 meter Præ-/Kambium	1985-05-29 1985-08-16	Tostrup-11 5609/10-11	Danop Kenting 36	56°37'55" 09°25'24"		1987-10-10 1987-11-07
John Flanke-1 5504/20-2	Chevron Dan Earl	55°24'28" 04°50'10"		1985-06-20 1985-07-19	Edly-2 5504/06-2	Mærsk Olie og Gas Neddrill Trigon	55°47'19" 04°19'05"		1987-11-15 1988-05-31
Lone-1 5603/27-3	Chevron Mærsk Endeavour	56°08'35" 03°31'58"		1985-06-30 1985-09-03	Jeppe-1 5603/28-3	Norsk Hydro Mærsk Guardian	56°11'04" 03°54'36"	5050 meter Perm	1987-12-10 1988-03-02
Kværs-1 5409/02-1	Mærsk Olie og Gas Kenting 31	54°56'28" 09°28'49"		1985-07-27 1985-09-09	Borg-1 5508/32-2	Danop Kenting 34	55°02'57" 08°48'23"	3074 meter Palæozoikum	1988-04-18 1988-05-29
Nord Jens-1 5504/07-5	Chevron Mærsk Endeavour	55°49'59" 04°33'35"		1985-08-07 1985-11-12	Gulnare-1 5604/26-1	Statoil Mærsk Endeavour	56°10'13" 04°26'41"	4735 meter Jura	1988-06-02 1988-09-19
Sæby-1 5710/22-1	Dopas Boldon-41	57°21'24" 10°23'44"	1854 meter Palæozoikum	1985-08-07 1985-08-28	Stenlille-4 5511/15-4	Danop Kenting 36	55°31'06" 11°35'14"		1988-07-19 1988-08-09
Kegnæs-1 5410/05-1	Texaco Dyvi Epsilon	54°50'51" 10°05'15"	2591 meter Ø.Perm	1985-08-21 1985-10-05	Stenlille-5 5511/15-5	Danop Kenting 36	55°32'08" 11°37'33"		1988-08-14 1988-09-03
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-6 5511/15-6	Danop Kenting 36	55°33'29" 11°39'09"		1988-09-07 1988-09-27
Vest Lulu-3 5604/21-5	Chevron Mærsk Endeavour	56°20'58" 04°12'34"		1985-09-12 1985-12-11	Tordenskjold-1 5503/03-2	Danop Neddrill Trigon	55°56'19" 03°32'31"	3703 meter N.Perm	1988-12-14 1989-02-04
Kim-1 5603/30-1	Chevron Glomar Labrador 1	56°07'02" 03°29'53"		1985-10-03 1985-12-31	Pernille-1 5514/30-1	Norsk Hydro Glomar Moray Firth	55°00'54" 14°18'43"		1989-04-07 1989-06-06
Nord Jens-2 5504/07-6	Chevron Mærsk Endeavour	55°49'59" 04°33'36"		1985-11-16 1985-12-28	Stina-1 5414/7-1	Amoco Glomar Moray Firth	54°47'20" 14°37'44"		1989-06-12 1989-07-11
Lulu-2 5604/22-2	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°19'06" 04°17'31"		1985-12-15 1986-03-18	Falk-1 5504/6-3	Amoco Glomar Moray Firth	55°50'01" 04°18'50"		1989-07-23 1989-09-05
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	Gert-4 5603/27-4	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°13'18" 03°43'48"		1989-11-02
Øst Rosa-3 5504/15-5	Mærsk Olie og Gas Dyvi Epsilon	55°35'36" 04°36'31"		1986-01-20 1986-03-10					
Ravn-1 5504/01-2	Amoco Dyvi Epsilon	55°52'35" 04°13'52"	5013 meter Perm	1986-03-24 1986-07-17					

Forundersøgelser 1989

Undersøgelse	Operatør Kontraktor	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet 1989
Seismiske undersøgelser					
AM89C	Amoco Denmark Teledyne Exploration	Offshore 3D	1989-03-22 1989-04-20	Central Graven	798 km
AM89C	Amoco Norway	Offshore	1989-09-27	Central Graven	30 km
BE89C	BEB Erdöl u. Erdgas Prakla Seismos AG	Offshore 3D	1989-05-27 1989-06-16	Central Graven	633 km
DK89C	Mærsk Olie og Gas A/S Western Geophysical	Offshore	1989-03-18 1989-04-09	Central Graven	1.267 km
LG89K	Lab. f. Geofysik	Offshore	1989-09-09 1989-09-14	Kattegat	760 km
NP89C	Nopec A/S (spekulativ) CGG	Offshore	1989-12-02	Central Graven	390 km

Bilag D

Dansk olieproduktion 1972-1989 mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Total
1972	0,11					0,11
1973	0,15					0,15
1974	0,10					0,10
1975	0,19					0,19
1976	0,23					0,23
1977	0,58					0,58
1978	0,49					0,49
1979	0,49					0,49
1980	0,34					0,34
1981	0,34	0,53				0,88
1982	0,31	1,64	0,02			1,97
1983	0,28	1,84	0,40			2,52
1984	0,36	1,63	0,65	0,07		2,71
1985	0,45	1,80	0,85	0,35		3,46
1986	0,47	1,72	1,07	0,57	0,47	4,29
1987	1,23	1,50	1,21	0,84	0,65	5,41
1988	1,50	1,35	1,37	0,95	0,40	5,57
1989	1,47	1,35	2,21	1,05	0,40	6,48
<i>I alt</i>	<i>9,10</i>	<i>13,36</i>	<i>7,79</i>	<i>3,83</i>	<i>1,90</i>	<i>35,98</i>

Dansk gasproduktion 1972-1989 mia. Nm³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Total	Heraf solgt
1972	0,02					0,02	
1973	0,03					0,03	
1974	0,03					0,03	
1975	0,06					0,06	
1976	0,07					0,07	
1977	0,17					0,17	
1978	0,16					0,16	
1979	0,16					0,16	
1980	0,07					0,07	
1981	0,08	0,08				0,16	
1982	0,08	0,27				0,35	
1983	0,08	0,43	0,04			0,55	
1984	0,13	0,51	0,06	0,26		0,96	0,22
1985	0,21	0,65	0,08	1,12		2,06	1,04
1986	0,24	0,78	0,10	1,63	0,02	2,77	1,80
1987	0,44	0,88	0,10	2,65	0,03	4,10	2,30
1988	0,60	0,98	0,11	3,36	0,02	5,07	2,27
1989	0,71	0,89	0,19	3,52	0,02	5,32	2,68
<i>I alt</i>	<i>3,35</i>	<i>5,47</i>	<i>0,68</i>	<i>12,54</i>	<i>0,09</i>	<i>22,12</i>	<i>10,31</i>

En del af gassen er reinjiceret

Dansk produktion af olie og kondensat 1989 tusinde m³

	Jan	Feb	Marts	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1989
Dan	114	101	118	114	118	123	127	126	125	126	137	144	1473
Gorm	109	107	116	125	115	114	116	113	99	107	109	120	1350
Skjold	168	158	177	190	197	181	188	194	191	194	188	188	2214
Tyra	102	95	91	91	88	68	63	87	81	89	97	97	1049
Rolf	27	23	27	35	38	38	40	37	34	35	31	29	394
<i>I alt</i>	<i>520</i>	<i>484</i>	<i>529</i>	<i>555</i>	<i>556</i>	<i>524</i>	<i>534</i>	<i>557</i>	<i>530</i>	<i>551</i>	<i>562</i>	<i>578</i>	<i>6480</i>

Dansk produktion af gas 1989 mio. Nm³

	Jan	Feb	Marts	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1989
Dan	52	48	56	54	54	57	62	61	59	63	68	71	705
Gorm	79	73	81	75	73	67	76	72	61	71	74	90	892
Skjold	14	13	15	15	16	16	17	17	17	18	17	16	191
Tyra	356	325	290	302	295	217	202	298	268	307	335	324	3519
Rolf	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	17
<i>I alt</i>	<i>502</i>	<i>460</i>	<i>443</i>	<i>447</i>	<i>440</i>	<i>359</i>	<i>359</i>	<i>450</i>	<i>407</i>	<i>460</i>	<i>495</i>	<i>502</i>	<i>5324</i>

Bilag D

Danmarks energiforbrug 1972-1989 fordelt på brændsler samt energiproduktion og selvforsyningsgrad mio. t.o.e.

	Olie	Naturgas	Kul og koks	Vedv. energi mv.	I alt	Energiprod.	Selvforsyning
1972	17,7	-	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	10,1	1,1	7,4	0,8	19,4	6,3	33
1987	9,6	1,5	7,7	0,9	19,7	7,9	40
1988	9,0	1,6	7,6	0,9	19,1	8,1	42
1989*)	8,6	1,8	7,5	1,0	18,9	9,3	49

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

Danmarks energiforbrug 1972-1989 fordelt på anvendelse mio. t.o.e.

	Rumopvarmning	Proces	Tansport	Elapparater m.v.	ikke-energi-formål	I alt
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	6,0	5,2	3,7	3,6	0,9	19,4
1987	6,1	5,1	3,8	3,7	1,0	19,7
1988	5,4	5,2	3,7	3,8	1,0	19,1
1989*)	5,1	5,3	3,7	3,8	1,0	18,9

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:	47
Vandinjektionsbrønde:	1
Vanddybde:	40 m
Areal:	30 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1990

Forventet indvinding:	
(Igangværende, besluttet og planlagt indvinding)	
Olie:	45 mio. m ³
Gas:	17 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:	
Olie:	9,1 mio. m ³
Gas:	3,4 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

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

Anlæg

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

Det meste af procesanlægget på Dan B er i 1987 blevet taget ud af drift, således at kun anlægget for periodevis måling af produktionen for enkeltbrønde er i brug. Efter ændringen er der indkvartering til 5 personer. Procesanlægget på Dan FC, som behandler den samlede produktion fra feltet, består af et stabiliseringsanlæg og et gastørringsanlæg 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:	21
Gasinjektionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	3
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km ²
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1990

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

Akkumuleret produktion:	
Olie:	13,4 mio. m ³
Gas:	5,5 mia. Nm ³
Gasinjektion:	5,2 mia. Nm ³
Nettogasproduktion:	0,3 mia. Nm ³

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.

Procesanlægget på Gorm C består af et stabiliseringsanlæg samt et behandlingsanlæg 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.

Bilag E

Felt navn	Skjold
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1977
I drift:	1982
Produktionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	3
Observationsbrønde:	1
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km ²
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1990

Forventet indvinding:	
Olie:	29 mio. m ³
Gas:	3 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:	
Olie:	7,8 mio. m ³
Gas:	0,7 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene. Strukturen er på randen gennemskåret af en serie ringforkastninger. På toppen er den gennemsat af 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.

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:	29
Injektionsbrønde:	8
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	52 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1990

Forventet indvinding:	
Olie:	2 mio. m ³
Kondensat:	11 mio. m ³
Gas:	46 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:	
Olie:	0,7 mio. m ³
Kondensat:	3,1 mio. m ³
Gas:	12,5 mia. Nm ³
Gasinjektion:	3,6 mia. Nm ³
Netto gasproduktion:	8,9 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af lagene. En markant permeabilitetsbarriere adskiller kalklagene af Danien og Maastrichtien alder.

Anlæg

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

Tyra Vest procesanlægget foretager en adskillelse af produktionen i delvis stabiliseret olie/kondensat og rig gas. På TWA platformen er endvidere installeret et gasinjektionsanlæg.

Olien og kondensatet samt den 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 ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1990

Forventet indvinding:	
Olie:	3 mio. m ³
Gas:	1 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion:	
Olie:	1,9 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³

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.

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 (initialt)
Vanddybde:	34 m
Areal:	9 km ²
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	1) Kalksten (Maastricht.) 2) Dolomit (Zechstein)

Ressourcer pr. 1. januar 1990

Forventet indvinding:	
Olie:	3 mio. m ³
Gas:	1 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene. Reservoirene er i lighed med Skjold feltet stærkt opsprækket 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	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:	1991 (planlagt)
Produktionsbrønde:	4 (initialt)
Vanddybde:	38 m
Areal:	16 km ² (Øvre Kridt) 200 km ² (Nedre Kridt)
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten

Ressourcer pr. 1. januar 1990

Forventet indvinding:	
Olie:	12 mio. m ³
Gas:	19 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer.

I Nedre Tertiær/Øvre Kridt er der påvist olie og gas i Danien/ Maastrichtien og Campanien kalksten. I Nedre Kridt er der påvist olie i Aptien samt i Barremien kalksten (Tuxen formation).

Medens reservoirforholdene i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, har de nedre reservoirer i Aptien og Barremien kalkstenen meget vanskelige produktionsegenskaber. Der er i visse områder af reservoiret konstateret en vis naturlig opsprækning af kalkstenen, hvilket forbedrer produktionsegenskaberne.

Anlæg

Valdemar feltet udbygges som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes ubehandlet til Tyra Øst komplekset.

Felt navn	Kraka
Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1966
I drift:	1990 (planlagt)
Produktionsbrønde:	2 (initialt)
Vanddybde:	45 m
Areal:	50 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Danien og Maastricht.)

Ressourcer pr. 1. januar 1990

Forventet indvinding:	
Olie:	4 mio. m ³
Gas:	2 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

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

Anlæg

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

Navngivning af felter

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

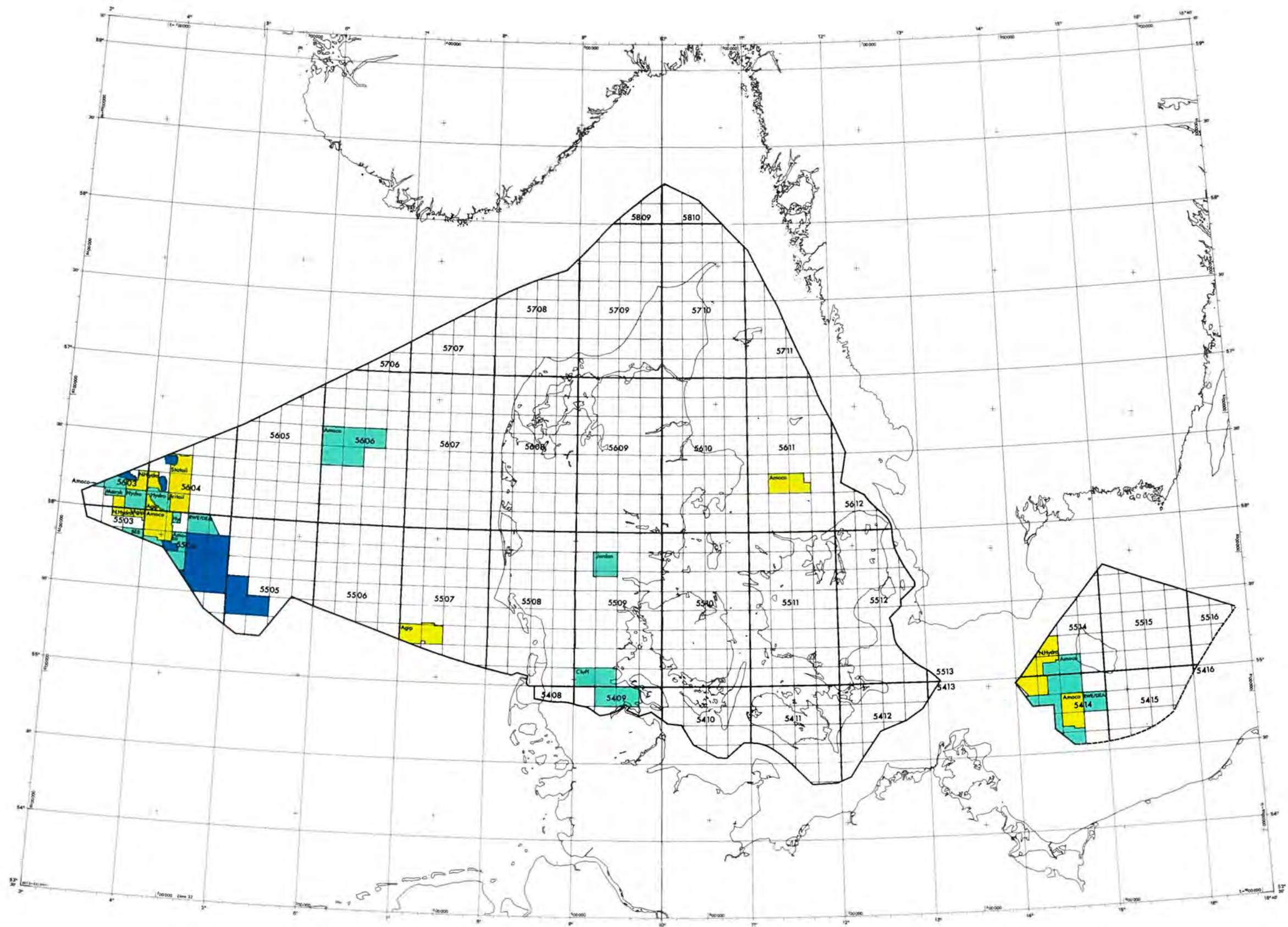
EFP 90-projektstøtte

Projekt	Støtte 1000 kr.	Projektdeltagere
1. Øvre jurassiske sandstensreservoir i Central Graven	1.100	Danmarks Geologiske Undersøgelse. Hollands Geologiske Undersøgelse
2. Modelbaseret optimering af seismisk dataindsamling og processering	900	Ødegård & Danneskiold-Samsø ApS. Geofysisk Institut, Københavns Universitet
3. Danske sedimentære bassiners termiske struktur og udvikling	900	Geologisk Institut, Aarhus Universitet
4. Sprækkepermeabilitet i reservoirbjergarter ved isotopmålinger	800	Geoteknisk Institut, Isotopcentralen
5. Udvikling af forbedret metodik til kortlægning og karakterisering af skrivekridt-reservoirer	1.000	Danmarks Geologiske Undersøgelse. Mærsk olie og Gas A/S
6. Rheologiske principper anvendt på boring af oliebrønde	600	Institut for Kemiteknik, Danmarks Tekniske Højskole. Esti Kemi ApS
7. Respons fra dansk reservoirkalk ved anvendelse af kemiske EOR-processer	2.000	Institut for Kemiteknik, Danmarks Tekniske Højskole
8. Apparat til simulering af testseparatorer	1.200	Calsep A/S. READ Petroleum Engineering Services A/S
10. Transient to-fase strømning	600	Forskningscenter Risø. LICconsult A/S. ISVA, Danmarks Tekniske Højskole
11. Kalibrering af prøvesløjfe med Pistonprøver	695	Dantest, Danfoss
12. Udvikling af arktiske offshore oliefelter	750	Arctic Consultant Group, Dansk Hydraulisk Institut
13. Reprocessering og interpretation af seismiske data med det formål at kunne revaluere kulbrintepotentialet i dybvandsområdet ud for Sydvestgrønland	1.000	Grønlands Geologiske Undersøgelse
14. Koncepter for offshore olieforskning i drivis områder – fase II	500	COWIconsult
15. Modenhedssimulering af potentielle source rocks	838	Geologisk Institut, Aarhus Universitet
16. Undersøgelse af avancerede statistiske metoder til bestemmelse af hydrodynamiske designparametre for offshore konstruktioner	362	Dansk Hydraulisk Institut
<i>I alt</i>	<i>13.785</i>	

○

○

Dansk koncessionsområde 1. januar 1990



■ DUC Koncessionsområde ■ 1. & 2. Runde Koncessioner ■ 3. Runde Koncessioner



energistyrelsen