



Rusten

○ Olie og Gas i Danmark
Efterforskning og Produktion

○ Årsrapport 1986

energistyrelsen

ENERGISTYRELSEN BLEV OPRETTET VED LOV I 1976. STYRELSEN SKAL BISTÅ ENERGIMINISTEREN OG ANDRE MYNDIGHEDER I SPØRGSMÅL INDEN FOR ENERGIOMRÅDET.

ENDVIDERE SKAL STYRELSEN PÅ ENERGIOMRÅDET FØLGE OG VURDERE DEN DANSKE OG DEN INTERNATIONALE UDVIKLING I PRODUKTION, FORSYNING OG FORSKNING.

STYRELSEN ADMINISTRERER DELE AF ENERGILOVGIVNINGEN. DET GÆLDER BL.A. LOVGIVNING OM EL- OG VARMEFORSYNING VEDVARENDE ENERGI, BEREDSKABS- OG KRISEFORANSTALTNINGER SAMT INDVINDING OG TRANSPORT AF OLIE OG NATURGAS FRA DANMARKS UNDERGRUND.

Udgivet april 1987

Trykkeri Tutein og Koch

ISBN 87 - 89072 - 04 - 09

Eftertryk tilladt med kildeangivelse

Table of Contents

INTRODUCTION	1	TABLE OF ILLUSTRATIONS	
ORGANIZATION	3	Fig. 1.1 Danish Energy Agency Organization	3
EXPLORATION	5	Fig. 2.1 Numbering of Blocks	5
BLOCK AND WELL NUMBERS	5	Fig. 2.2 The A.P. Møller Licence Areas	6
LICENCES	5	Fig. 2.3 Speculative Seismic Surveys	7
WORK OBLIGATIONS	6	Fig. 2.4 The Licensees' Seismic Surveys	8
SEISMIC SURVEYS	8	Fig. 2.5 Extensions of Foreign Seismic Surveys	9
REVENUE SUPPORTED ACTIVITY	9	Fig. 2.6 Seismic Surveys from 1963 to 1986	9
EXPLORATION WELLS	10	Fig. 2.7 Reprocessed Seismic, Northern Jutland	10
EVALUATION ACTIVITIES	11	Fig. 2.8 Exploration and Evaluation Wells, 1986	10
RELEASED WELL DATA	13	Fig. 2.9 Geological Periods and Age	11
		Fig. 2.10 Discoveries and Fields	11
PRODUCTION	14	Fig. 3.1 Discoveries and Fields	14
THE PRODUCING FIELDS	14	Fig. 3.2 Production of Oil and Gas	15
NEW APPLICATIONS FOR FIELD DEVELOPMENT	19	Fig. 3.3 Offshore Installations	16
DISCOVERIES DECLARED COMMERCIAL	19	Fig. 3.4 Processing, Transportation Capacities	18
FIELD NAMES	19		
RESERVES	21	Fig. 4.1 Hydrocarbon Reserves	23
METHOD AND DEFINITIONS	21		
RESERVES AS OF JANUARY 1st, 1987	22		
SUPERVISION OF INSTALLATIONS	25		
ESTABLISHING FIXED INSTALLATIONS	25		
PERMITS FOR MOBILE OFFSHORE UNITS	26		
SUPERVISION OF OPERATIONS	26		
ACCIDENT STATISTICS	27		
COORDINATION COMMITTEE	28		
ACTION COMMITTEE	28		
RESEARCH AND EDUCATION	29	Fig. 6.1 EEC Supported Development	31
HYDROCARBON COMMITTEE	29	Fig. 6.2 Government Supported Development	32
EDUCATION	29		
RESEARCH	30		
DANISH GOODS AND SERVICES	33	Fig. 7.1 Field Development Investments	34
ECONOMY	35		
APPENDIX A, Licensees	40		
APPENDIX B, Wells	42		
APPENDIX C, Seismic Surveys	46		
LICENCE MAP			

Det er tyve år siden, at der første gang blev konstateret olie og naturgas i den danske del af Nordsøen. Helt præcist var 1966 året for det første danske oliefund. Den første naturgas blev fundet i 1968.

Udviklingen siden da er gået hurtigt, og i dag er Danmarks olie- og gasproduktion af væsentlig samfundsmæssig betydning.

Olieproduktionen svarer til en trediedel af det danske olieforbrug, mens naturgasproduktionen forsyner hele det danske marked og samtidig giver mulighed for eksport til Sverige og Vesttyskland.

Oliens og gassens store betydning for Danmark bevirker, at ikke alene de private firmaer, som står for eftersøgning og produktion, men også staten har mærket den øgede aktivitet. Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og har siden opbygget en betydelig sagkundskab på fagområder knyttet til olie- og gasaktiviteterne. Denne sagkundskab anvendes med sigte på at de danske energiressourcer udnyttes på en sikker og for samfundet hensigtsmæssig måde.

Det påhviler Energistyrelsen at føre tilsyn på energiministerens vegne med de rettighedshavere, som i henhold til givne tilladelser udøver efterforsknings- og udvindingsvirksomhed.

Med denne årsrapport informerer Energistyrelsen om efterforskning og produktion af de danske olie- og gasforekomster.

I en anden årsrapport fra Energistyrelsen vil styrelsens opgaver vedrørende energiforsyning og energiforbrug blive omtalt.

København, april 1987



Hans von Bülow
direktør

ORGANISATION	3	BILAG A, Selskabsgrupper	40
EFTERFORSKNING	5	BILAG B, Boringer	42
BLOK- OG BORINGSNUMMERERING	5	KORT OVER BORINGER	42
KONCESSIONER	5	LISTE OVER BORINGER	44
ARBEJDSFORPLIGTELSE	6		
SEISMISKE UNDERSØGELSER	8	BILAG C, Seismik	46
INDTÆGTSDÆKKET VIRKSOMHED	9		
EFTERFORSKNINGSBORINGER	10		
VURDERINGSAKTIVITETER	11		
FRIGIVELSE AF BOREDATA	13		
		KONCESSIONSKORT	*
PRODUKTION	14		
DE PRODUCERENDE FELTER	14		
NYE ANSØGNINGER OM FELTUDBYGNING	19		
FUND ERKLÆRET KOMMERCIELLE	19		
NAVNGIVNING AF FELTER	19		
		PRINTED INSIDE BACK COVER:	*
RESERVEOPGØRELSE	21	TABLE OF CONTENTS,	
METODE OG DEFINITIONER	21	TABLE OF ILLUSTRATIONS	
RESERVER PR. 1. JANUAR 1987	22		
TILSYN MED ANLÆG	25		
ETABLERING AF FASTE INSTALLATIONER	25		
GODKENDELSE AF MOBILE HAVANLÆG	26		
TILSYN UNDER DRIFT	26		
ULYKKESSTATISTIK	27		
KOORDINATIONSUDVALGET	28		
AKTIONSKOMITEEN	28		
FORSKNING OG UDDANNELSE	29		
KULBRINTEUDVALGET	29		
UDDANNELSE	29		
FORSKNING	30		
DANSK ARBEJDE	33		
ØKONOMI	35		

Organisation

Energistyrelsen - der er en styrelse under Energiministeriet - har administrative opgaver i tilknytning til lovgivningen, udfører tilsynsfunktioner og fungerer som sagkyndig fagmyndighed på energiområdet. Energistyrelsens opbygning er illustreret i organisationsdiagrammet fig. 1.1. Energistyrelsen har 215 ansatte, heraf 84 i Olie-/gasområdet.

Olie-/gasområdet varetager de arbejdsopgaver i styrelsen, som er knyttet til efterforskning og udnyttelse af danske olie og gas forekomster. Energistyrelsens arbejde med disse aktiviteter er primært af teknisk-administrativ karakter, og styrelsen har i Olie-/gasområdet opbygget specialistviden på en række ingeniørmæssige, geologiske og økonomiske fagområder. Blandt de væsentligste arbejdsopgaver er tilsyn med de selskaber som efterforsker, indvinder og transporterer olie og gas fra den danske undergrund, geologisk/teknisk forbedelse og planlægning af fremtidig efterforskning og indvinding samt rådgivning af Energiministeriet og andre myndigheder i spørgsmål der vedrører olie- og gasvirksomheden i Danmark.

Opgavefordelingen mellem de 5 kontorer i Olie-/gasområdet er kort skitseret nedenfor.

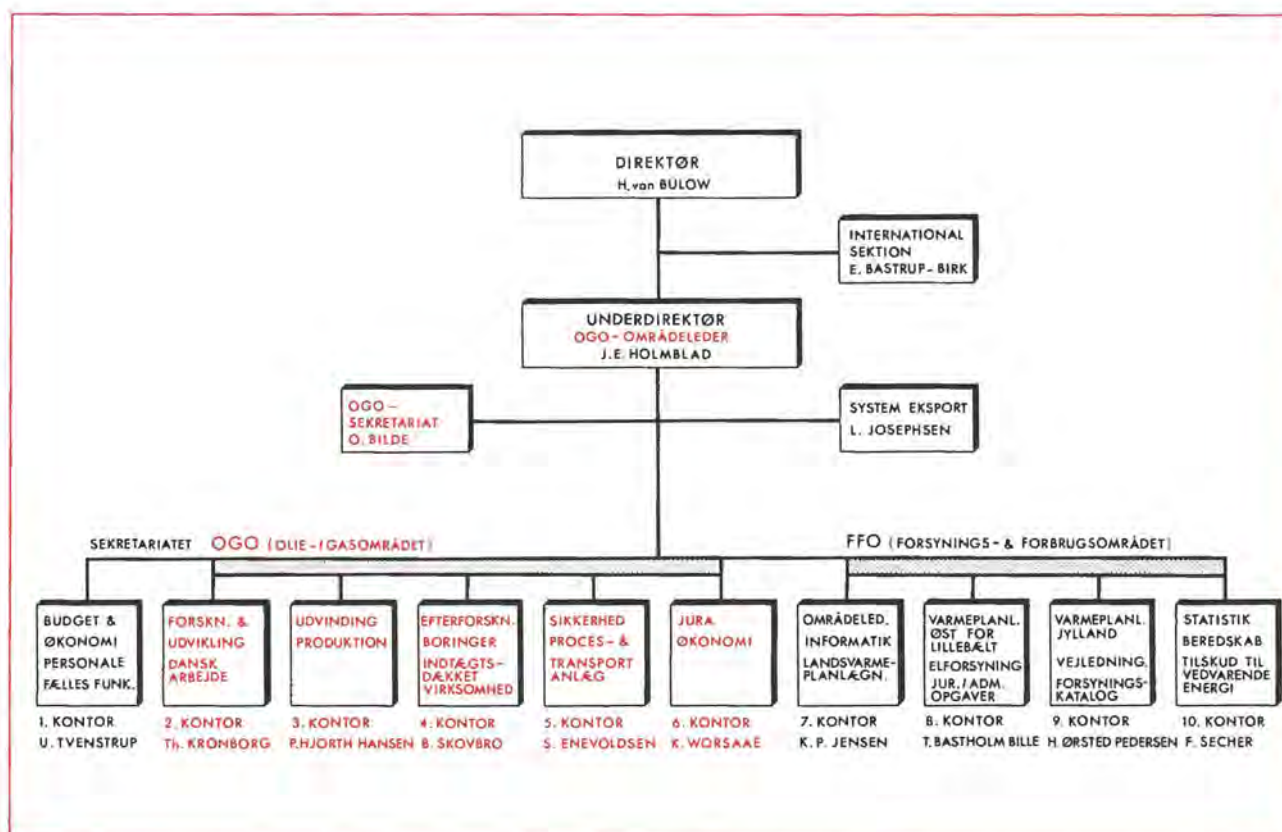
2. kontor blev oprettet i 1986 til varetagelse af opgaver i forbindelse med uddannelses- og forskningsaftaler samt dansk engagement.

Kontoret administrerer uddannelses- og forskningsaftalerne med rettighedshaverne.

I samarbejde med Energiministeriets departement varetager kontoret forsknings- og udviklingsproblemer på kulbrinteområdet i dansk, europæisk og nordisk sammenhæng. Der ydes teknisk bistand til EF-kommissionsudvalg og ved vurdering af projektansøgninger om forskningsstøtte. Ligeledes deltager kontoret i en række koordinerende udvalg og grupper vedrørende forskning og udvikling på kulbrinteområdet.

Kontoret fungerer som sekretariat for kulbrinteudvalget. Inden for området dansk engagement udøver 2. kontor en tilsynsfunktion med bevillingshavernes anvendelse af danske varer og tjenesteydelser.

Fig. 1.1 Energistyrelsens organisation



3. kontor er ansvarlig for det ressourcemæssige tilsyn. Kontoret forestår vurdering af bevillingshavernes planer for udnyttelsen af ressourcerne i de felter, der er erklæret kommercielle. Kontoret følger ressourcudnyttelsen i de idriftsatte felter og udarbejder tekniske forskrifter til regulering af indvindingen. Endelig varetager kontoret udarbejdelse af reserveopgørelsen samt kort- og langsigtede produktionsprognoser.

4. kontor varetager geologiske og tekniske opgaver i forbindelse med forberedelse, forhandling og opfølgning af efterforskningstilladelser.

Kontoret medvirker som Energiministeriets geologisk/tekniske sagkundskab ved forberedelse og tildeling af nye efterforskningstilladelser i Danmark.

Kontoret fører tilsyn med, at de arbejder, der udføres af selskaber i forbindelse med efterforskning, er sikkerhedsmæssigt forsvarlige og bliver udført i overensstemmelse med undergrundslovens krav og andre fastsatte forpligtelser.

Kontoret udarbejder endvidere de dele af Energistyrelsens reserveopgørelse, som vedrører nye fund og fund, som er under vurdering.

En indtægtsdækket virksomhed som står for reprocessering og salg af seismisk information er knyttet til 4. kontor.

5. kontor fører tilsyn ved bevillingshavere i relation til "Lov om visse havanlæg" samt "Lov om naturgasforsyning". Tilsynet omfatter en vurdering af de tekniske/sikkerhedsmæssige aspekter vedrørende opbygning, drift og vedligeholdelse af såvel onshore som offshore anlæg for kulbrinter. Der føres endvidere tilsyn med flytbare anlæg for såvidt angår boretekniske installationer. Endvidere vurderes arbejdsmiljøforholdene løbende på såvel flytbare som faste installationer. Kontoret samarbejder navnlig med Statens Skibstilsyn, som bl.a. varetager de søredningsmæssige forhold omkring "Lov om visse havanlæg".

6. kontor varetager økonomiske og juridiske opgaver i forbindelse med olie-/gasaktiviteterne.

Kontoret varetager det økonomiske tilsyn med rettighedshaverne, herunder royaltyregnskaber. Kontoret ind-

samlar og bearbejder historiske data og udarbejder investeringsprognoser over de fremtidige indvindingsaktiviteter. Desuden udføres økonomiske beregninger i tilknytning til udbudsrunder, kommerzialitetserklæringer, feltudbygninger, transportforhold, perspektivplanlægning m.v.

Kontoret er i samarbejde med 4. kontor ansvarlig for godkendelser og tilsyn på forundersøgelserområdet. Der ydes juridisk bistand i forbindelse med vurdering af kommerzialitetserklæringer, feltudbygninger, arbejdsprogrammer etc. Kontoret varetager i samarbejde med 5. kontor sekretariatsfunktionen for det under havanlægsloven nedsatte udvalg til koordinering af regler m.v. samt for arbejdsgrupper nedsat under dette udvalg. Endelig varetages kontrakter med konsulenter, budgetkontrol heraf, tilladelser til videnskabelige undersøgelser samt strafforfølgning ved overtrædelse af sikkerhedszoner.

Olie-/gasområdet anvendte i 1986 konsulenter for et samlet beløb på 16 mio. kr. Heraf blev 12,5 mio. kr. refunderet af rettighedshavere. Disse har derudover som betaling for Energistyrelsens egenindsats på tilsynsområdet refunderet Energistyrelsen ca. 12 mio. kr. svarende til netto 22.500 registrerede AC-arbejdstimer.

Derudover indbragte gebyrer og afgifter vedrørende seismikgodkendelser 0,5 mio. kr.

Efterforskning af olie og gas kan typisk inddeles i tre faser. I første fase gennemføres bl.a. seismiske forundersøgelser og geologisk kortlægning. Hvor der viser sig mulighed for, at der i undergrunden kan være olie eller gas (kulbrinter), kan der som anden fase blive udført efterforskningsboring. Findes der olie eller gas, er næste fase at vurdere, om det vil være muligt at udnytte fundet på økonomisk måde. Denne tredje fase omfatter ofte mere detaljeret kortlægning og udførelse af en eller flere vurderingsboringer.

I Danmark foretages efterforskning af olie og gas af et antal selskabsgrupper (bilag A), der hver har særlig tilladelse. Disse tilladelser er givet af Energiministeriet i medfør af "Lov om anvendelse af Danmarks undergrund" (undergrundsloven).

Hver enkelt efterforskningstilladelse (koncession, bevilling) forpligter de deltagende selskaber til at gennemføre en række aktiviteter, hvis karakter er skitseret i afsnittet "Arbejdsforpligtelser".

Energistyrelsen skal sikre, at statens interesser varetages i forbindelse med kulbrinteefterforskningen. Styrelsen kontrollerer, at selskabernes aktiviteter har tilfredsstillende sikkerhed, og at de forpligtelser der er knyttet til tilladelserne bliver overholdt.

Energistyrelsen godkender seismikindsamlinger og boringer før arbejderne sættes igang, og Energistyrelsen har adgang til alle de resultater, der fremkommer. Energistyrelsen anvender de erfaringer, der herved opbygges til ved rådgivning og ved vilkår i godkendelser at sikre, at efterforskningsaktiviteterne effektivt bidrager til afklaringen af de danske kulbrinteressourcer, og at arbejderne gennemføres på teknisk og økonomisk hensigtsmæssig måde.

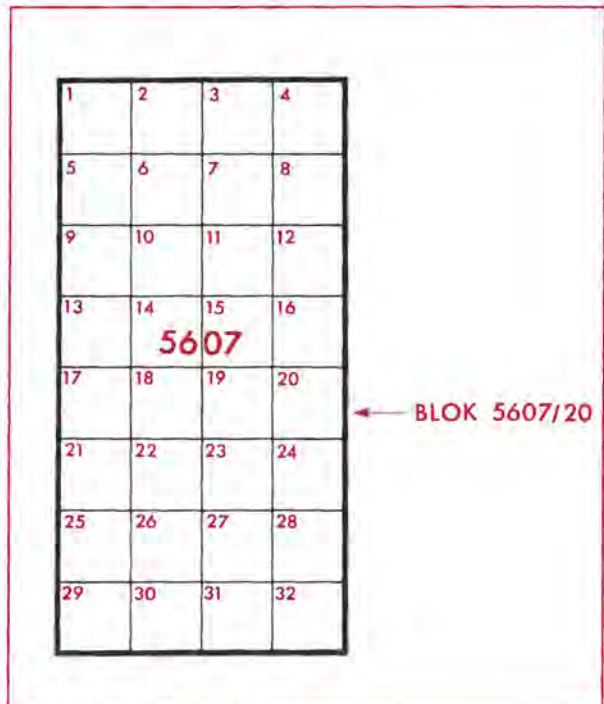
De informationer Energistyrelsen modtager fra efterforskningsaktiviteterne, er som hovedregel fortrolige i 5 år. Årsrapporten indeholder derfor begrænsede oplysninger om nyere aktiviteter.

BLOK- OG BORINGSNUMMERERING

Det danske koncessionsområde på ca. 150.000 km² er inddelt i 41 felter, afgrænset af hele graders længde og hele graders bredde, jvf. koncessionskort bagest i rapporten.

Hver af disse felter er underopdelt i 32 blokke, som vist på fig. 2.1. Blokinddelingen følger gradnettet, således at blokkene afgrænses af 1/4 breddegrad og 1/8 længdegrad. Arealet af en blok er ca. 220 km².

Fig. 2.1 Bloknummerering



Felterne er nummereret, så de to første cifre er den sydlige breddegrad, som afgrænser feltet, og de to sidste cifre er den vestlige længdegrad, som afgrænser feltet, f.eks. 5607. Blokkene inden for hvert felt er nummereret fra 1 til 32, startende i det nordvestligste hjørne, således at blokbetegnelse er sammensat af et feltnummer og et tal fra 1 til 32, f.eks. 5607/20, fig. 2.1.

I hver blok nummereres efterforsknings- og vurderingsboringer i den rækkefølge, de bliver påbegyndt, idét der efter bloknummeret tilføjes en bindestreg, og et tal. F.eks. betegner 5607/20-1 den første boring udført i blok 5607/20.

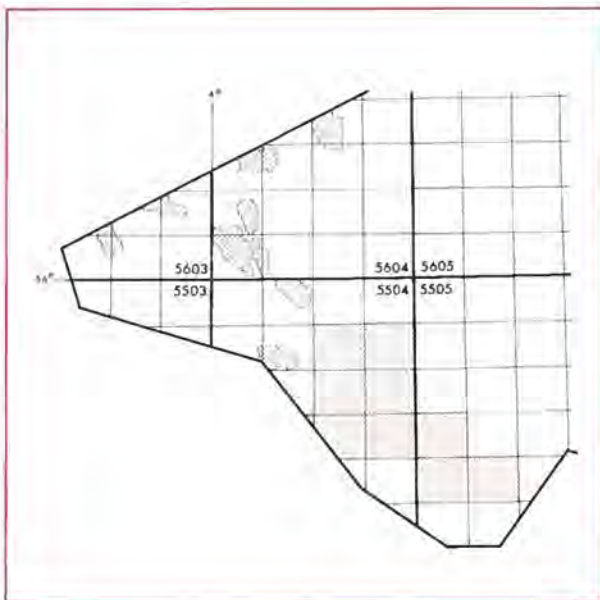
KONCESSIONER

A.P. Møller fik i 1962 eneretsbevilling til efterforskning af kulbrinter på dansk område (bortset fra Færøerne og Grønland). Gruppen Dansk Undergrunds Consortium (DUC) - i 1986 bestående af A.P. Møller, Shell, Texaco

og Chevron – blev dannet for at bistå A.P. Møller i dette arbejde.

Eneretsbevillingen er blevet ændret flere gange i den mellemliggende periode. Dette er senest sket i 1981, hvor forhandlinger mellem energiministeren og A.P. Møller førte til en aftale om indskrænkning af eneretsbevillingen (aftalen af 19. maj 1981). Ændringerne har medført, at A.P. Møller i flere tempi har tilbageleveret arealer til staten. Bevillingen af 8. juli 1962 omfatter ved udgangen af 1986 de på koncessionskortet bagest i rapporten viste områder. Disse består af Det Sammenhængende Område i den sydlige del af Cental Graven (liggende vestligt i den danske del af Nordsøen) samt områder, hvor DUC har fund under vurdering, strukturer som er erklæret kommercielt udnyttelige eller felter i produktion, se fig. 2.2.

Fig. 2.2 A.P. Møllers koncessionsområde



Nye efterforskningstilladelser tildeles ved såkaldte udbudsrunder (runder). To runder er blevet gennemført. 1. runde blev afsluttet i 1984, 2. runde i 1986. Koncessionskortet bagest i årsrapporten viser den geografiske og selskabsmæssige fordeling af tilladelser pr. 1. juli 1986. En detaljeret oversigt over de enkelte selskabsgruppers sammensætning findes i bilag A.

ARBEJDSFORPLIGTELSE

Alle rettighedshavere er forpligtet til at gennemføre

fastsatte arbejdsprogrammer inden for de tildelte koncessionsområder.

For DUC er disse forpligtelser fastsat som følge af 1981 aftalen mellem energiministeren og A.P. Møller. Forpligtelserne består dels af et efterforskningsprogram for hver af de 9 blokke i Det Sammenhængende Område, og dels af et 2-årigt vurderingsprogram for hvert fund. Som afslutning på et vurderingsprogram skal DUC beslutte, om fundet er "ikke-kommercielt" eller om fundet er "kommercielt". Hvis fundet erklæres kommercielt, skal DUC efter senest et år indsende en udbygningsplan, som angiver, hvordan og hvornår kulbrinteproduktion fra feltet vil blive iværksat.

I 1. og 2. runde er arbejdsprogrammer for efterforskning blevet fastsat ved forhandlinger mellem selskaberne i hver enkelt gruppe og Energiministeriet forud for tildeling af efterforskningstilladelserne. Ved samme forhandling blev forpligtelser vedrørende engagement af dansk industri og forskning samt uddannelse og oplæring af dansk ekspertise fastsat. Herudover aftales den danske stats deltagelse i gruppens aktiviteter, investeringer og produktionsresultat (statsdeltagelse, glideskala).

Forpligtelser knyttet til de enkelte efterforskningstilladelser er fortrolige. Arbejdsprogrammer omfatter typisk indsamling af seismisk information, geologisk kortlægning og udførelse af henholdsvis efterforsknings- eller vurderingsboringer. Visse arbejdsprogrammer indeholder ud over faste forpligtelser også såkaldte "betingede" forpligtelser, som eventuelt – typisk afhængigt af resultatet fra andre arbejder i koncessionsområdet – kan blive fjernet fra programmet.

Sammenfattende forpligtede selskaberne i 1. og 2. runde sig til at udføre 22 ubetingede og 17 betingede boringer. Hertil kommer de boringer, som DUC er forpligtet til at udføre som led i efterforskningen af Det Sammenhængende Område og vurderingen af gjorte fund.

Status for efterforskning

Den første danske tilladelse til efterforskning af olie og gas blev givet i 1932 og den første landboring, Harte-1,

blev udført i 1935. I 1966 blev den første boring, A-1, gennemført i Nordsøen.

I alt er der gennemført 55 efterforskningsboringer på land og 92 efterforsknings- og vurderingsboringer offshore. En listning af de udførte boringer (inkluderende visse dybe landboringer med andet formål) samt kort over boringernes placering findes som bilag B.

Efterforskningsboringerne er hovedsageligt placeret i Jylland og i Central Graven i Nordsøen og afspejler de områder, hvor det har været nemmest at lokalisere mulige boremaal. Mange af de gamle landboringer er iøvrigt placeret dårligt i forhold til de mål, der kan lokaliseres med moderne forundersøgelsesteknik.

På land har der flere steder været spor af kulbrinter i de udførte boringer, men der er endnu ikke fundet udnyttelige forekomster. Som hovedregel er der meget gode reservoirforhold, mens forsegling af reservoirerne og specielt dannelsen af kulbrinter er de væsentlige problemer.

Offshore er der i Central Graven gjort en række kulbrintefund. Indtil for få år siden var efterforskningen

koncentreret om at finde kulbrinter i kalk af Øvre Kridt og Nedre Tertiær alder. Dette skyldes bl.a., at forundersøgelser meget tydeligt viser gode boremaal i disse lag, mens boremaal i dybereliggende lag kan være vanskelige at lokalisere.

Indførelse af arealafståelse i A.P. Møller's bevilling og gennemførelse af 1. og 2. runde har bevirket, at målene for efterforskningen nu har større geografisk og geologisk spredning end tidligere.

Selv i Central Graven er det imidlertid endnu kun de før omtalte kalklag, der er blevet intensivt efterforsket. For dybere liggende geologiske lag er den gennemførte efterforskning endnu af begrænset omfang, og der tegner sig - selv i dette meget tæt borede område - en række uafklarede muligheder for at finde olie og gas.

Der er endvidere store - potentielt betydningsfulde - danske områder, som kun er efterforsket i meget ringe udstrækning. Som eksempel kan nævnes, at der ikke findes efterforskningsboringer i Bornholmsområdet, skønt bl.a. seismiske informationer og tilstedeværelsen af nærliggende oliefelter (i Polen) tyder på, at der kan være kulbrinter i området.

Fig. 2.3 Spekulativ seismik

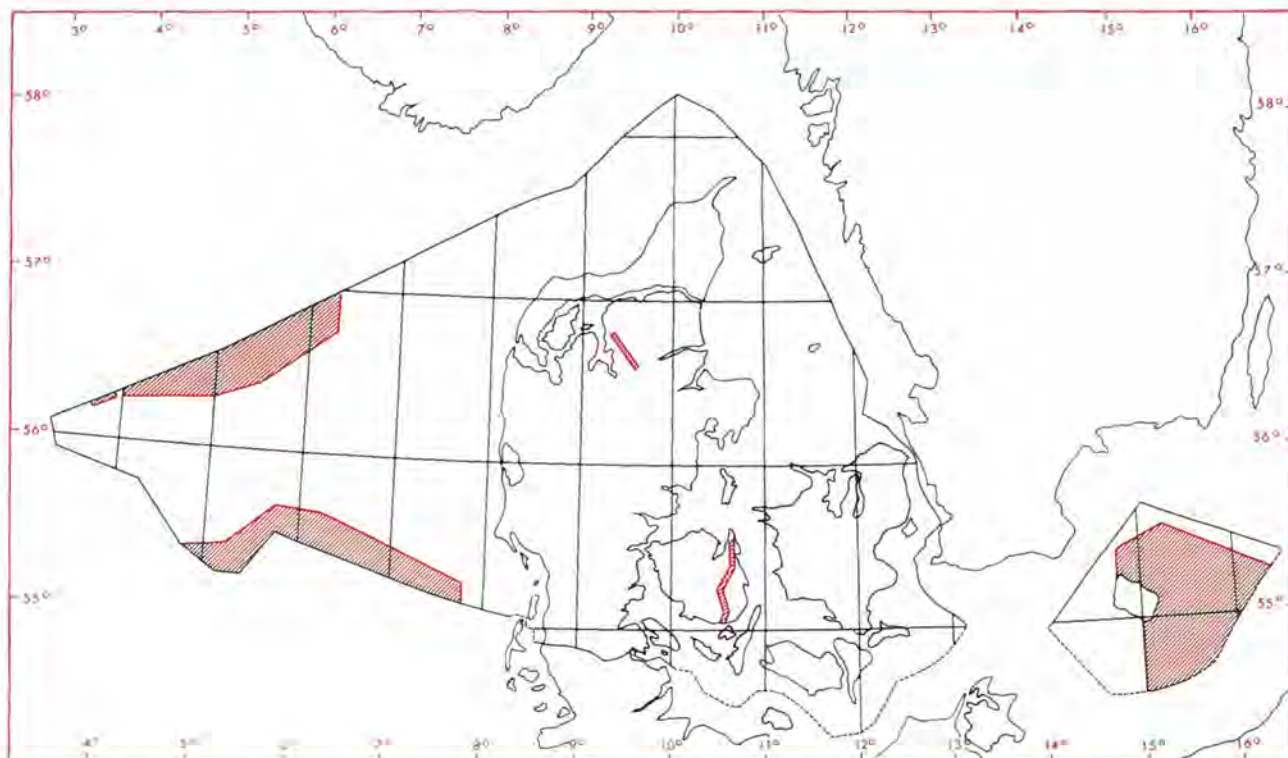
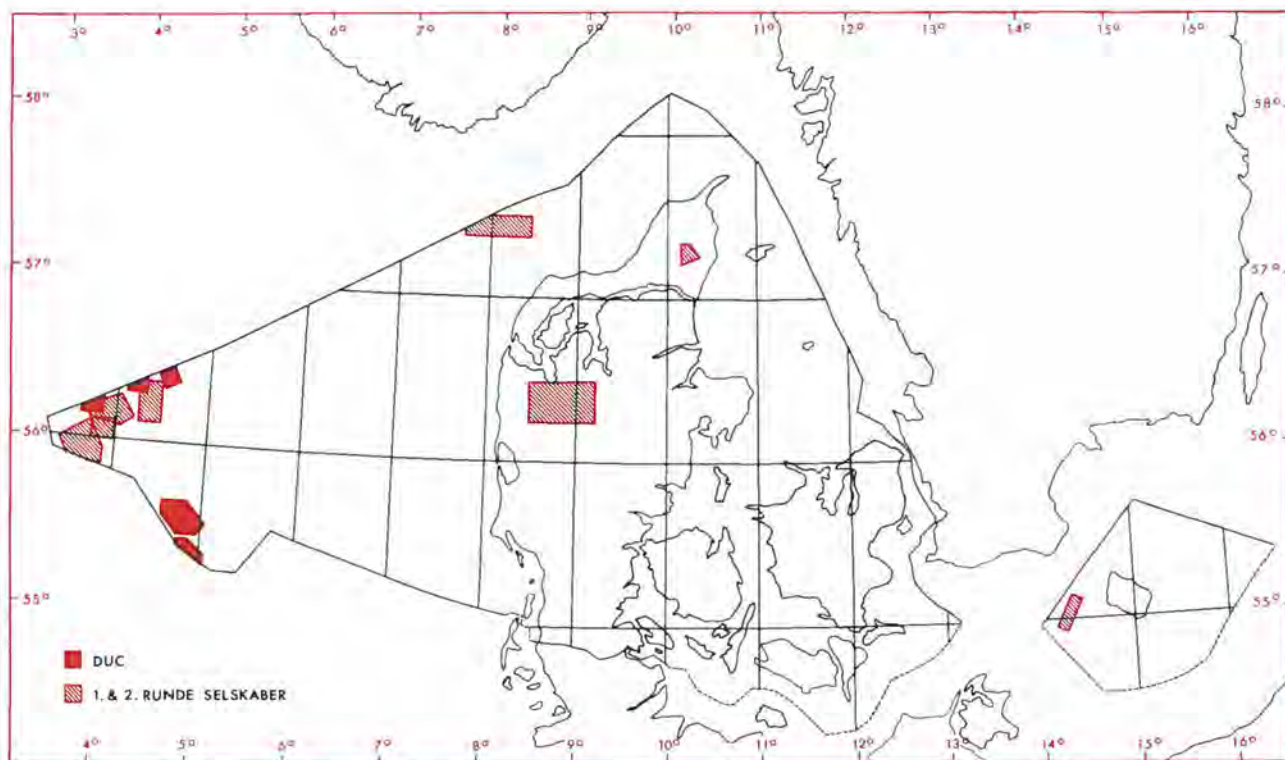


Fig. 2.4 Seismik udført af koncessionshavere



SEISMISKE UNDERSØGELSER

Ved seismiske undersøgelser måles den tid en lydbølge bruger på at nå frem og tilbage mellem jordoverfladen og forskellige geologiske lag i undergrunden. Ved hjælp af disse målinger kan undergrunden kortlægges. Dette anvendes bl.a. i jagten på olie og gas.

Seismisk dataindsamling sker ved "skydning" af såkaldte seismiske linier. Disse linier lægges med en tæthed, som afhænger af undersøgelsens formål. Den største tæthed anvendes ved meget detaljeret 3D (tredimensional) kortlægning af visse strukturer.

En vis del af den seismiske dataindsamling sker på såkaldt spekulativ basis, hvor seismiske firmaer gennemfører indsamlingen, i håb om efterfølgende at kunne sælge resultaterne til interesserede olieselskaber (spekulativ seismik, spekseismik). Andre dele sker efter program udarbejdet af olieselskaber eller grupper som et led i kortlægningen af deres koncessionsområder eller kortlægning forud for ansøgning om nye koncessioner.

Spekulative seismiske undersøgelser

Der er i 1986 indsamlet i alt ca. 1700 km spekulativ seismik, hvilket markerer et betydeligt aktivitetsfald i forhold til 1985, hvor der blev indsamlet ca. 13.000 km (fig. 2.3).

DUC's seismiske undersøgelser

DUC's aktiviteter har i 1986 været koncentreret omkring indsamling af seismik i Det Sammenhængende Område og på strukturer under vurdering (fig. 2.4 og bilag C).

Som et led i vurderingsaktiviteterne i Vest Lulu/Lulu området har Mærsk Olie og Gas A/S som operatør for DUC gennemført den sidste del af en 3D-undersøgelse, der blev påbegyndt i 1985. Herudover har Mærsk indsamlet godt 800 km konventionel seismik på strukturerne Elna og Gert, samt på John, Gorm og Skjold strukturerne inden for Det Sammenhængende Område.

1. og 2. runde seismiske undersøgelser

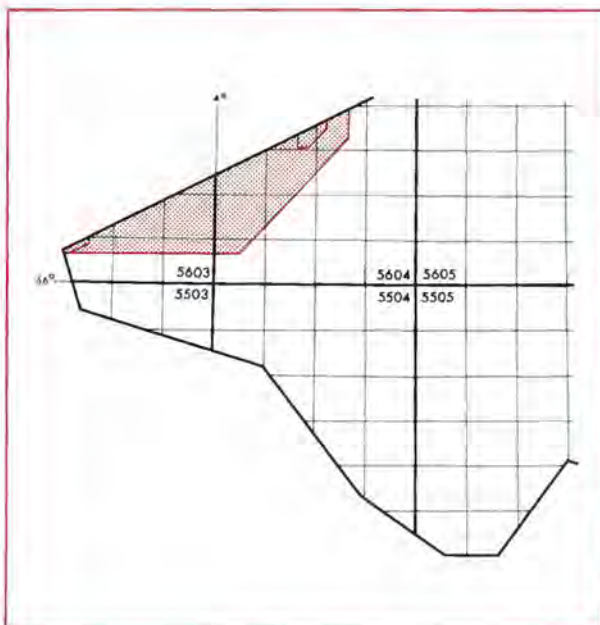
Der er i 1986 indsamlet godt 500 km seismik i forbindelse med 1. runde koncessioner (fig. 2.4). Phillips Petroleum har gennemført seismiske undersøgelser på koncessioner i Central Graven samt i Nordjylland. DOPAS har gennemført et mindre program på Britoil-gruppens koncession ved Sæby.

De norske olieselskaber Norsk Hydro og Statoil, der fik tildelt koncessioner i forbindelse med 2. udbudsrunde, har på selskabernes koncessioner i Central Graven og Skagerrak indsamlet i alt ca. 4000 km seismik (fig. 2.4). Dette svarer i omfang til den aktivitet, der observeredes efter tildelingen af koncessioner i 1. udbudsrunde.

Andre seismiske undersøgelser

Saga Petroleum, Statoil Norway og Phillips Norway har i forbindelse med indsamling af seismik på selskabernes norske koncessioner ved grænsen til Danmark, indsamlet seismiske data på dansk område i et omfang svarende til i alt godt 100 km. (fig. 2.5).

Fig. 2.5 Grænseoverskridende udenlandsk seismik



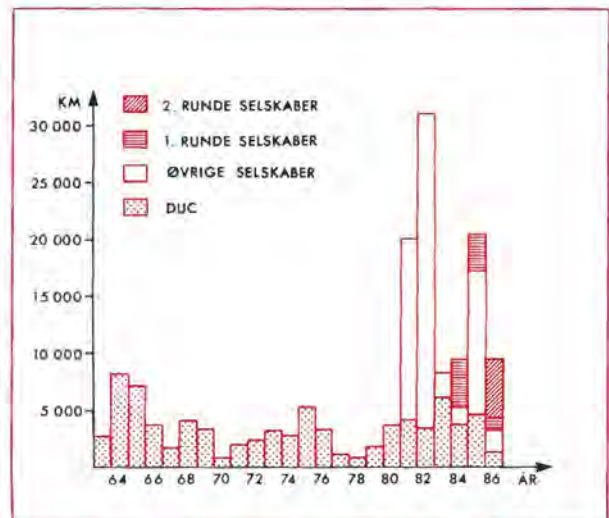
Status for den seismiske dækning af Danmark

Da forberedelserne til 1. udbudsrunde begyndte, kom

der en markant forøgelse af forundersøgelseraktiviteterne i Danmark, såvel på spekulativ basis som på koncessionsbasis.

Således er der i perioden 1981-1986 indsamlet næsten 100.000 km seismiske data, medens der i perioden 1962-1980 til sammenligning er udført ca. 50.000 km. Omfanget af aktiviteterne for 1986 fremgår af fig. 2.6.

Fig. 2.6 Årlig seismik 1963-1986



Den geofysiske viden om Danmarks undergrund er således blevet væsentligt forøget i de senere år. Dette gælder også i områder, hvor der ikke forudgående har været påvist muligheder for at finde olie eller gas. Der er dog fortsat "hvide pletter". Specielt Fyn, Sjælland og lavvandede områder er meget dårligt dækket af seismiske data.

INDTÆGTSDEKKET VIRKSOMHED

Energistyrelsens indtægtsdækkede geofysiske virksomhed "Reposeis" blev oprettet i maj måned 1985. Formålet med virksomheden er at medvirke til, at der tilvejebringes et moderne geofysisk datagrundlag for det danske område.

Virksomhedens første opgave var reprocessering af data fra 2200 km seismiske linier i Nordjylland (fig. 2.7). Disse data blev oprindeligt indsamlet af Prakla-Seismos i 1973-1979. Ved reprocesseringen (nybearbejdningen) blev de meget store mængder gamle data behandlet med moderne EDB teknik, hvorved mulighederne for at

anvende disse data ved kortlægning af områdets geologi blev øget væsentligt. Arbejdet blev udført af firmaet Geo-Tri-D i København.

Fig. 2.7 Reprocesseret seismik i Nordjylland



Projektet blev fulgt op af en fremstilling af syntetiske seismogrammer fra 13 boringer i Nordjylland og en tolkningsrapport udarbejdet af konsulenter.

Salgsarbejdet har i 1986 resulteret i salg af seismik-data til Phillips-gruppen og B.P. samt salg af seismogrammer til Dopas og B.P. Ved udgangen af 1986 var der forhandlinger med flere olieselskaber med henblik på salg af den indtægtsdækkede virksomheds materiale. Ved siden af virksomhedens egen markedsføring og kontaktarbejde, er der indgået aftale med en salgsagent i England. Det må konstateres, at virksomhedens indtjening i 1986 har været hårdt belastet af olieprisfaldet, den faldende dollarkurs samt usikkerhed om tidspunktet for afholdelse af den 3. danske koncessionsrunde.

Ved udgangen af 1986 var forhandlinger mellem Dopas, Danpec og Reproseis angående et stort reprocesseringsprojekt i området syd for Ringkøbing-Fyn Højderyggen ved at blive afsluttet. En række olieselskaber har på forhånd udvist stor interesse for dette projekt.

EFTERFORSKNINGSBORINGER

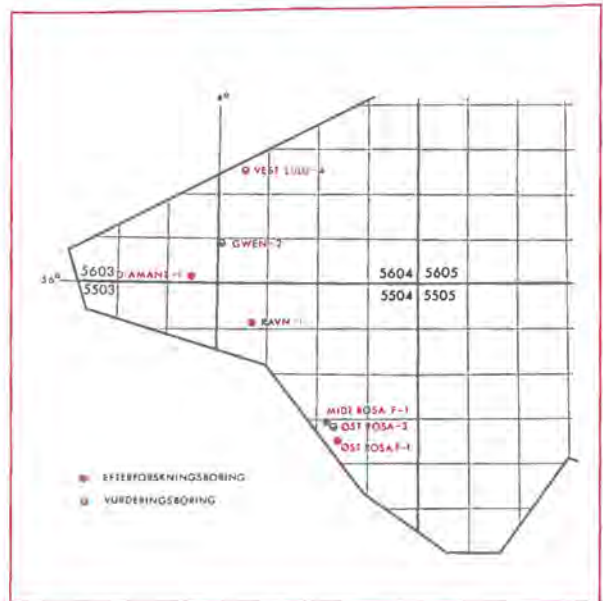
Der blev i 1986 udført 4 efterforskningsboringer, alle på strukturer beliggende i Central Graven (fig. 2.8). Af

disse boringer er Øst Rosa Flanke-1 og Midt Rosa Flanke-1 udført af DUC. Amoco-gruppen har udført boringen 5504/1-2 (Ravn-1), mens Phillips-gruppen har udført boringen Diamant-1.

Boringerne Øst Rosa Flanke-1 og Midt Rosa Flanke-1 er udført som led i de godkendte 6-årige arbejdsprogrammer for DUC's 9 blokke i Det Sammenhængende Område.

Boringerne Ravn-1 og Diamant-1 er udført i overensstemmelse med forpligtelser, som henholdsvis Amoco-gruppen og Phillips-gruppen har påtaget sig i forbindelse med tildelingen af efterforskningstilladelser i 1. udbudsrunde.

Fig. 2.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer 1986



De enkelte boringer

Blok 5504/1

Blokken blev tildelt Amoco-gruppen i 1984 som led i 1. udbudsrunde. Gruppen gennemførte, med Amoco som operatør, boringen Ravn-1 (5504/1-2) i perioden fra marts til juli 1986. Boringen blev afsluttet i en dybde af 5013 m i permiske lag (fig. 2.9). Ved en prøveproduktion blev der produceret olie fra sandsten af jurassisk alder. Amoco-gruppen skal udarbejde et forslag til program for vurderingen af det gjorte fund. Dette forslag skal i

begyndelsen af 1987 indsendes til Energistyrelsen for godkendelse.

Fig. 2.9 Geologiske perioder og aldre

MILL. ÅR	PERIODE
2	KVARTÆR
65	TERTIÆR
144	KRIDT
213	JURA
248	TRIAS
	PERM

Blok 5504/15

DUC gennemførte i perioden fra marts til maj 1986 boringen Øst Rosa Flanke-I (5504/15-6) med Mærsk Olie og Gas A/S som operatør. Boringen udførtes som led i arbejdsprogrammerne for Det Sammenhængende Område. Boringen viste kun svage spor af kulbrinter.

Blok 5504/15

DUC gennemførte i maj og juni 1986, med Mærsk Olie og Gas A/S som operatør, boringen Midt Rosa Flanke-I (5504/15-7). Boringen, som var et led i arbejdsprogrammerne for Det Sammenhængende Område, påviste ikke kulbrinter.

Blok 5603/32

Denne blok blev, som led i 1. udbudsrunde, tildelt Phillips-gruppen. Gruppen gennemførte, med Phillips som operatør, fra januar til marts 1986, boringen Diamant-I (5603/32-2). Boringen blev afsluttet i en dybde af 4242 m og blev ikke prøveproduceret.

VURDERINGSAKTIVITETER

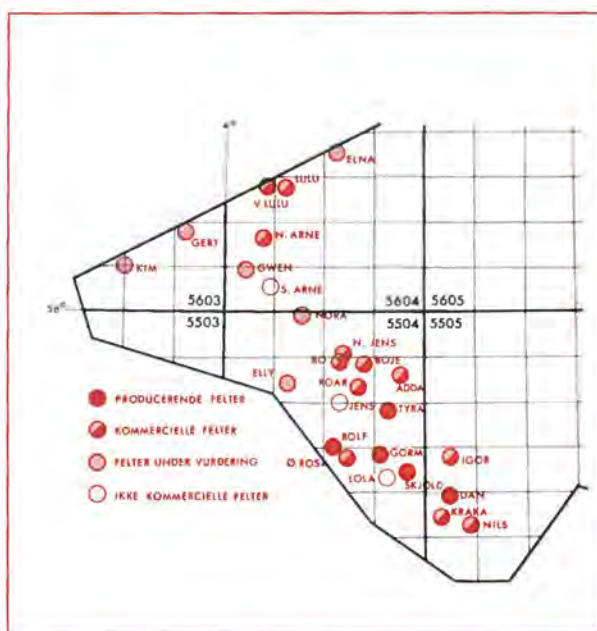
DUC-gruppen har i 1986 udført i alt 3 vurderingsboringer (fig. 2.8), alle på strukturer beliggende i Central Graven.

På Gwen-strukturen er der i 1986 udført en vurderingsboring, Gwen-2 (5604/29-3). Boringen er udført som et led i et godkendt vurderingsprogram for denne struktur.

På Øst Rosa-strukturen er der i 1986 udført en vurderingsboring, Øst Rosa-3 (5504/15-5). Øst Rosa-strukturen blev erklæret kommerciel 4. juni 1986.

Endelig er der på Vest Lulu-strukturen udført en vurderingsboring, Vest Lulu-4 (5604/21-6). Vest Lulu- og Lulu-strukturerne blev af DUC erklæret kommercielle 21. december 1986.

Fig. 2.10 Fund og felter



De enkelte strukturer under vurdering i 1986

Boje

Boje-strukturen er beliggende i blok 5504/7 inden for Det Sammenhængende Område. Strukturen blev anboret i 1982 med Boje-I boringen. Boringen viste tilstedeværelsen af kulbrinter. Nord Jens-1 og Nord Jens-2, som

blev boret i 1985, havde bl.a. til formål at vurdere Boje-strukturen. Boringerne bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter. Boje-strukturen, blev af DUC erklæret kommerciel 30. april 1986.

Elly

Elly-strukturen er beliggende i blokkene 5504/5 og 6 og dækker et areal på ca. 16 km². Elly-strukturen blev anboret i 1984 med Elly-1 boringen. Boringen påviste tilstedeværelsen af kulbrinter. Vurderingsperioden for Elly løber til 30. december 1987, og DUC skal senest på dette tidspunkt tage stilling til Elly-områdets kommercielitet.

Elna

Elna-strukturen er beliggende i blokkene 5604/19 og 23 og strækker sig ind i norsk område. Strukturen dækker et areal på ca. 15 km² på dansk sokkel. Strukturen blev anboret i 1985 med Elna-1 boringen. Boringen viste tilstedeværelse af kulbrinter. Vurderingsprogram for Elna-strukturen blev godkendt 23. marts 1986 og løber til 23. marts 1988.

Gert

Gert-strukturen er beliggende i blokkene 5603/27 og 28 og strækker sig ind i norsk sokkel område. Strukturen dækker et areal på ca. 12 km² på dansk sokkel. Strukturen blev anboret i 1984 med Gert-1 boringen. Boringen viste tegn på tilstedeværelsen af kulbrinter. Gert-2, boret i 1985, understøttede formodningen om tilstedeværelse af kulbrinter. Vurderingsperioden for Gert-strukturen løber til 30. december 1987, og DUC skal senest på dette tidspunkt tage stilling til Gert-områdets kommercielitet. I forbindelse med vurderingsarbejdet har DUC indgået aftale om bl.a. udveksling af informationer med den gruppe, der har efterforskningsrettighederne nord for den dansk-norske grænse. Denne gruppe har i Gert-området, med Norsk Hydro som operatør, gennemført 1 efterforskningsboring i 1986, og endnu en boring var igang ved udgangen af året.

Gwen

Gwen-strukturen er beliggende i blokkene 5604/25 og

29. Det samlede strukturkompleks dækker et areal på ca. 70 km². Gwen-strukturen blev anboret i 1973 med Q-1 boringen. Boringen påviste kulbrinter i Øvre Jura sandsten. Gwen-2, som blev boret i 1986, traf ikke kulbrinteholdige reservoirslag. Vurderingsperioden for Gwen løber til 31. oktober 1987, og DUC skal senest på dette tidspunkt tage stilling til Gwen-områdets kommercielitet.

Jens

Jens-strukturen er beliggende i blokkene 5504/7 og 11 inden for Det Sammenhængende Område. Jens-strukturen blev anboret i 1982 med Jens-1 boringen. Boringen påviste et meget tyndt kulbrintelag. I april 1986 erklærede DUC Jens-strukturen ikke-kommerciel.

Kim

Kim-strukturen er beliggende i blokkene 5603/26,27,30 og 31 og dækker et areal på ca. 9 km². Kim-strukturen blev anboret i 1985 med Kim-1 boringen. Boringen viste tegn på tilstedeværelsen af kulbrinter. Vurderingsprogram for strukturen blev godkendt 29. september 1986 og løber til 29. september 1988.

Lulu

Lulu-strukturen er beliggende i blok 5604/22 og dækker et areal på ca. 15 km². Lulu-strukturen blev anboret i 1980 med Lulu-1 boringen. Boringen viste tilstedeværelsen af kulbrinter i Nedre Tertiær/Øvre Kridt kalksten. Lulu-2, som blev boret i 1985, bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter. Lulu-strukturen blev af DUC erklæret kommerciel 21. december 1986.

Nora

Nora-strukturen er beliggende i blokkene 5504/2 og 5604/29 og 30. Strukturen blev anboret i 1984 med Nora-1 boringen. Boringen viste spor af kulbrinter. Vurderingsperioden for Nora løber til 18. november 1987, og DUC skal senest på dette tidspunkt tage stilling til Nora-områdets kommercielitet.

Vest Lulu

Vest Lulu-strukturen er beliggende i blok 5604/21 og dækker et areal på ca. 10 km². Strukturen blev anboret i 1984 med Vest Lulu-1 boringen. Boringen viste tegn på tilstedeværelsen af kulbrinter. Vest Lulu-2 boringen, udført i 1985 på den vestlige del af strukturen, påviste ikke kulbrinteførende lag, mens Vest Lulu-3, også boret i 1985, bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter i den nordlige del af strukturen. Vest Lulu-4, som blev boret i 1986, traf ikke kulbrinteholdige lag. Vest Lulu-strukturen blev af DUC erklæret kommerciel 21. december 1986.

Produktionsboringer:

Gorm-boringerne: N-11, N-12, N-13 og N-16 (DUC)

Øst Rosa

Øst Rosa-strukturen er beliggende i blok 5504/15 inden for Det Sammenhængende Område. Strukturen dækker et areal på ca. 15 km². Øst Rosa-strukturen blev anboret i 1983 med Øst Rosa-1 boringen. Boringen viste tilstedeværelsen af kulbrinter. Øst Rosa-2 og Øst Rosa-3, boret i henholdsvis 1984 og 1986, bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter. Kulbrinterne i Øst Rosa indeholder en vis mængde af den giftige og korrosive gasart svovlbrinte. Produktion fra feltet vil derfor kræve udstyr, som er specielt indrettet til at modstå denne gasart. Øst Rosa-strukturen blev af DUC erklæret kommerciel 4. juni 1986.

FRIGIVELSE AF BOREDATA

Data, som er indhentet i medfør af undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode.

Data som i 1981 er indkommet til myndighederne, er således blevet offentligt tilgængelige i 1986. Danmarks Geologiske Undersøgelse formidler disse informationer, som bl.a. omfatter data fra følgende boringer:

Efterforskningsboringer:

Offshore:

5504/8-2 Adda-2 (DUC)

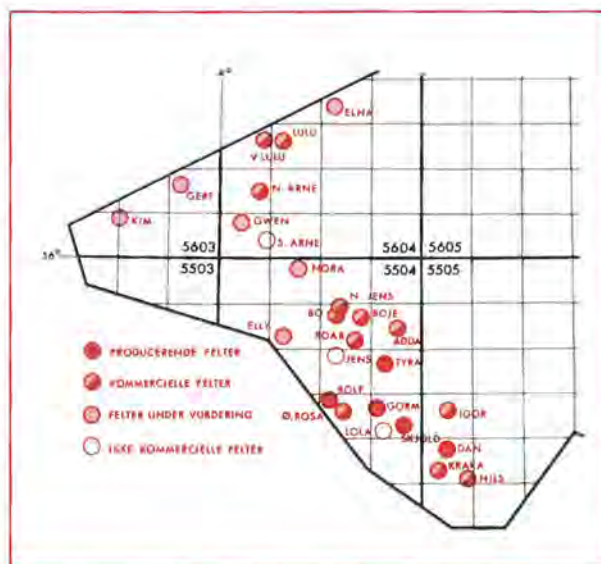
5504/15-2 Midt Rosa-1 (DUC)

Onshore:

5508/27-1 Brøns-1/1A (DUC)

Produktionen af olie i 1986 kom fra fire felter, Dan, Gorm, Skjold og Rolf. Sidstnævnte blev sat i produktion i starten af 1986. Desuden bidrog gasfeltet Tyra til olieproduktionen, idet gassen i reservoiret indeholder en vis del olie. Når gassen produceres, bliver denne olie udskilt som såkaldt kondensat. Den samlede produktion for året 1986 af olie og kondensat var 4,3 millioner kubikmeter.

Fig. 3.1 Fund og felter



Gasproduktionen fra de fem felter androg i 1986 2,7 milliarder normal kubikmeter (Nm³). Heraf blev 70% solgt til D.O.N.G. A/S, og 25% blev pumpet ned i Gorm-reservoiret for at opretholde trykket. Af den resterende gas blev halvdelen anvendt som energiforsyning til de enkelte installationer, mens resten blev afbrændt uden nyttiggørelse.

Enkelte danske felter består i lighed med det norske Ekofisk felt af kalkreservoirer med en forholdsvis høj porøsitet. Mulighederne for, at der for disse felter - som for Ekofisk - kan ske nedsynkning af havbunden, er blevet vurderet. Vurderingerne viser, at mulige sænkninger kan optræde senere i felternes levetid.

Der er til Energiministeriet fremsendt ansøgning om feltudbygning for oliefeltene Kraka (Anne), Nils, Nord Arne og Adda samt for gasfeltet Igor.

I 1986 har bevillingshaverne indgivet kommercialitets-erklæring for oliefeltene Øst Rosa og Boje samt for gasfeltene Lulu og Vest Lulu.

I alt er der således ni olie- og fem gasfelter på dansk område, der anses for at være kommercielle. Det skal bemærkes, at Boje feltet inkluderer fundene Nord Jens og Bo.

DE PRODUCERENDE FELTER

Dan feltet

Dan feltet er et olie- og gasfelt med en naturlig ansamling af fri gas. Feltet ligger i Det Sammenhængende Område i den sydvestlige del af den danske del af Nordsøen. Produktion fra feltet blev påbegyndt i 1972.

Strukturen er fremkommet ved en ophvælvning af kalklag fra Nedre Tertiær og Øvre Kridt forårsaget af en opskydning af dybereliggende saltlag.

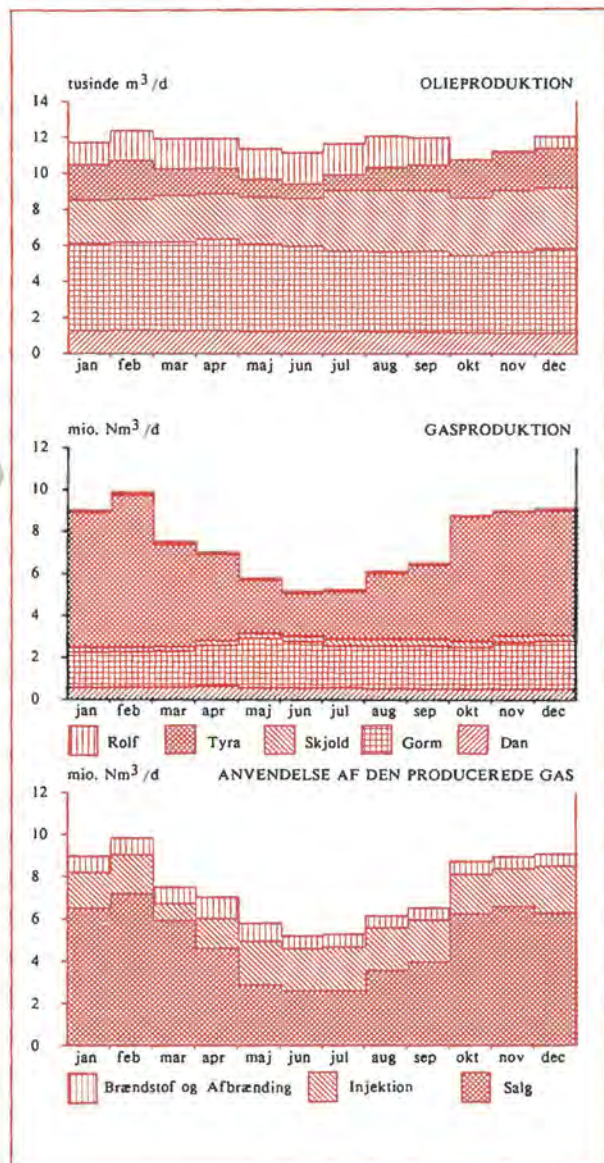
Feltet dækker et areal på ca. 30 km² og afstanden fra toppen af strukturen til den dybeste lukkede højdekurve er 213 m. Det olieførende lag findes i en dybde på ca. 2 km.

Feltet er gennemsat af forkastninger. En hovedforkastning deler strukturen i 2 selvstændige reservoirer. Reservoirerne har en rimelig høj porøsitet, men meget lav permeabilitet (meget ringe gennemstrømmelighed). For at opnå en rimelig indvinding, er det derfor nødvendigt med forholdsvis mange borer.

Der er i 1986 produceret fra 16 brønde. Heraf er 2 blevet lukket på grund af et producerende gas/olieforhold der er større end det tilladte 6000 scf/stb (1000 Nm³/m³). Denne begrænsning er fastsat af Energistyrelsen af ressource-mæssige hensyn. Anlæggene, som var i drift i 1986, består af i alt 5 platforme, A, D og E som er brøndhovedplatforme, afbrændingsplatformen C og beboelses- og behandlingsplatformen B. Behandlingsanlægget har i 1986 alene været anvendt til adskillelse af olie og gas med henblik på måling af de producerede mængder. Den egentlige behandling skete på Gorm feltets behandlingsanlæg, hvortil produktionen som to-fasestrømning ledtes gennem en rørledning.

Produktionen af olie fra feltet var i 1986 0,47 mio. m³. I 1985 var produktionen 0,45 mio. m³. Reduktionsventilerne på nogle brønde er åbnet til en større blænde, hvilket har givet en højere produktion end året før.

Fig. 3.2 Produktion af olie og gas, 1986 (gennemsnitlig døgnproduktion)



Et nyt produktionscenter, Dan-F, som vil øge Dan feltets produktionskapacitet væsentligt forventes færdigt i marts 1987. Projektet som gennemføres efter Energiministeriets principgodkendelse af juli 1984 og omfatter 24 borer samt 3 platforme: 2 brøndhovedplatforme FA og FB samt 1 behandlings- og beboelsesplatform FC. På land blev bygningen af anlæggene afsluttet i sommeren 1986. De enkelte enheder, beboelsesmodul, brøndhovedmodul, broer, helikopterdek og afbrændingstårne blev sejlet ud og løftet på plads på de bærende stålrørsunderdele (jackets), der tidligere var blevet anbragt på feltet. Løftene blev udført af kran-

fartøjet "Balder". Da beboelsesmodul på Dan-F blev anbragt, blev der sat verdensrekord i kranløft offshore: 4800 tons.

Sammenkoblingen og indkøringen (hook up and commissioning) af anlægget på Dan-F blev derefter påbegyndt og forventes afsluttet i april 1987. Der bliver installeret faciliteter til gasløft i alle brøndene. Ved gasløft pumper man en del af den producerede gas ned i brønden og gennem ventiler ind i produktionsrøret, hvor den blandes med olien. Gassen og olien strømmer som tofasestrømning op gennem brønden og gasboblerne "trækker" olien med op. Derved bliver trykfaldet i brønden mindre, og indvindingen kan derved øges.

Projektet omfatter også et pilotprojekt med vandinjektion i en enkelt brønd. Behandlingsanlægget er forberedt til behandling af svovlbrinteholdige kulbrinter. Arbejdet på de 24 produktionsboringer blev færdigt medio 1986.

Gorm feltet

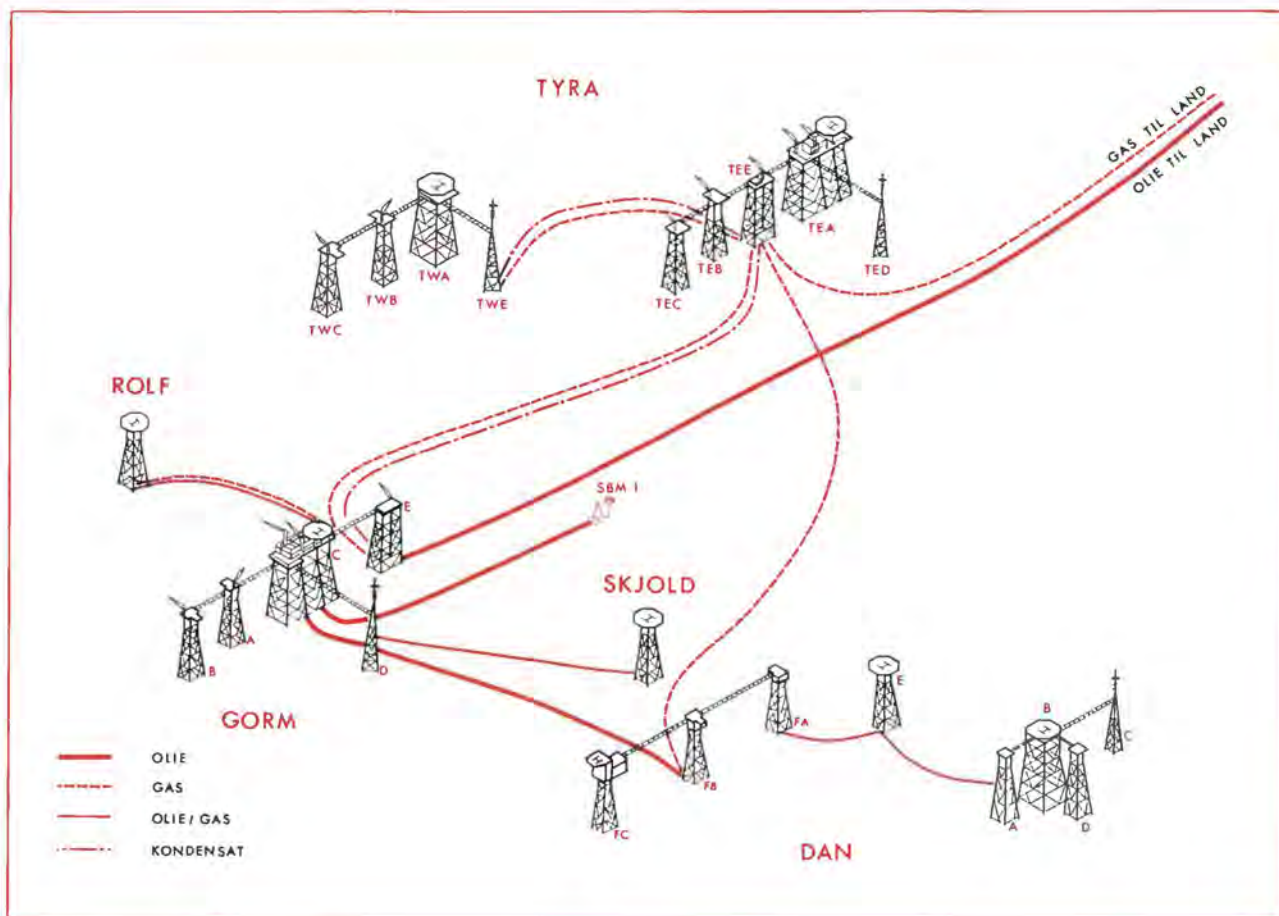
Gorm feltet er et oliefelt, der ligger 27 km fra Dan feltet i Det Sammenhængende Område, i den sydvestlige del af den danske del af Nordsøen. Produktion fra feltet blev påbegyndt i 1981.

Strukturen er dannet ved ophvælvning af kalklag fra Nedre Tertiær og Øvre Kridt forårsaget af en opskydning af dybereliggende saltlag. Strukturen er gennemsat af en forseglende hovedforkastning, hvor kalklagene er forskudt 150 m, strukturen er derved opdelt i to selvstændige reservoirer.

Strukturen dækker et areal på 12 km² og afstanden fra toppen af strukturen til den dybeste lukkede højdekurve er 180 m. Reservoiret ligger på godt 2 km's dybde.

Der produceres fra 16 brønde, og 2 brønde anvendes til injektion af gas i den vestlige forkastningsblok. Der er placeret i alt 5 platforme på feltet, 2 brøndhovedplatforme A og B, 1 beboelses- og behandlingsplatform C, 1 afbrændingsplatform D og 1 stigrørs- og pumpeplatform E, hvorfra olien ledes igennem en rørledning til land. Kapaciteten af behandlingsanlægget er 13.000 m³ olie pr. døgn og 3,6 mio. Nm³ salgsgas pr. døgn. Anlægget er ikke forberedt til behandling af svovlbrinteholdige kulbrinter.

Fig. 3.3 Olie- og gasinstallationer



Produktionen af olie var i 1986 1,7 mio. m³, og i 1985 1,8 mio. m³. 85% af den producerede gas blev pumpet tilbage i reservoiret for at opretholde trykket. Produktionen fra Gorm feltet sker efter Energistyrelsens retningslinier fra 1984. Med retningslinierne reguleres bl.a. produktionsrater, måleprogrammer og rapporteringsprocedurer.

Energistyrelsen har givet tilladelse til installation af gasløft. Gasløft vil blive installeret i udvalgte brønde i de kommende år. (Gasløft: Se afsnittet om Dan feltet).

Energistyrelsen har i 1986 igangsat et studium af Gorm reservoiret. Projektet udføres med eksterne konsulenter og skal bl.a. danne grundlag for styrelsens vurdering af den fremtidige produktionsstrategi på Gorm feltet.

Skjold feltet

Skjold feltet er et oliefelt, der ligger ca. 10 km fra Gorm feltet og 13 km fra Dan feltet i Det Sammenhængende Område i den sydvestlige del af den danske del af Nordsøen. Produktion fra feltet blev påbegyndt i 1982.

Strukturen er dannet ved salt diapirisme, dvs. at dybere liggende saltlag markant har opskudt reservoirbjergarten, som udgøres af kalk fra Nedre Tertiær og Øvre Kridt formationer.

Feltet dækker et areal på 10 km².

Strukturen er på randen gennemskåret af en serie ringforkastninger, mens den på toppen er gennemskåret af utallige vilkårligt orienterede, mindre forkastninger. Kernematerialet har bl.a. vist, at kalken i reservoiret er opsprækket.

Sprækkerne og forkastningerne har en høj hydraulisk ledningsevne (= permeabilitet), og toppen af strukturen har vist usædvanlig, gode produktionsegenskaber.

Der er i 1986 produceret fra en brønd på toppen af strukturen, i en anden brønd injiceres vand og i en tredje observeres trykket og bevægelsen af grænsefladen mellem olie og vand (det frie vandspejl). De tre brønde udgår på overfladen fra en ubemandet platform.

Olien føres gennem en rørledning til Gorm feltet, hvor den behandles før ilandføring.

I den første halvdel af 1986 blev der produceret 2500 m³/døgn og resten af året blev der produceret 3400 m³/døgn. Skjold feltet producerede ca. 1,1 mio. m³ olie i 1986 og havde ved udgangen af 1986 produceret i alt ca. 3 mio. m³.

De oprindelige installationer på Skjold feltet er godkendt udbygget i tre faser. Den første fase er etableret og omfatter et midlertidigt anlæg til vandinjektion. Pumperne og vandbehandlingsudstyret er installeret på boreriggen Mærsk Explorer, som står ved feltet. Ned-pumpningen af vand begyndte i slutningen af april 1986. Skjold feltet forventes at blive yderligere udbygget i de kommende år. Anden fase vil omfatte nye brønde og etablering af større transportkapacitet for olie fra Skjold til Gorm feltet og tredje fase vil omfatte etablering af et permanent vandbehandlingsanlæg på Gorm feltet, hvorfra der kan transporteres vand til indpumpning i Skjold reservoiret.

Tyra feltet

Tyra feltet er et gasfelt med en underliggende oliezone, der hovedsagelig ligger i omslagsområdet til vandzonen. Feltet ligger i Det Sammenhængende Område 15 km nordøst for Gorm feltet. Produktion fra feltet blev påbegyndt i sommeren 1984.

Reservoiret dækker et areal på ca. 52 km² og afstanden fra toppen af strukturen til den dybeste lukkede højdekurve er 70 m. Kulbrinterne forekommer i kalk af Danien og Maastrichtien alder. Reservoiret ligger i godt 2 km's dybde.

Strukturen er dannet ved en svag ophvælvning af kalken forårsaget af en udvikling af en underliggende salthorst.

Feltet blev udbygget i perioden 1982 til 1984. I alt 36 produktionsboringer er udført. Feltet er udbygget med to platformskomplekser, Tyra Øst og Tyra Vest, med ca. 2 km's afstand.

De omfatter hver to brøndhovedplatforme, TEB, TEC, TWB og TWC, en afbrændingsplatform, TED og TWD, og en behandlings- og beboelsesplatform, TEA og TWA. Tyra Øst omfatter desuden en stigrørsplatform, TEE og faciliteter for kompression og videre transport til rørledninger af den behandlede gas og det stabiliserede kondensat. Kondensaten føres til Gorm feltet og gassen føres i land på Jyllands vestkyst til et behandlingsanlæg ved Nybro. Anlægget her er forberedt til behandling af svovlbrinteholdig gas.

Gasproduktionen fra Tyra er bestemt af de rater, der er fastsat i gasaftalen af 1979 mellem D.O.N.G. A/S og hver af partnerne i DUC. Kontraktleverancerne indledtes i oktober 1984 og efter en toårig opbygningsperiode med en gennemsnitlig døgnproduktion på hhv. 2,9 mio. Nm³ og 4,6 mio. Nm³ er den gennemsnitlige plateaurate på 6,8 mio. Nm³ pr. døgn nu nået i det tredje kontraktår. Som følge af den stigende gasproduktion har kondensatproduktionen også været stigende. Tyra feltet fungerer som en svingproducent. Det betyder, at gasproduktionen fra Tyra feltet bestemmes af forskellen mellem kontraktraten og produktionen af associeret gas fra oliefelterne.

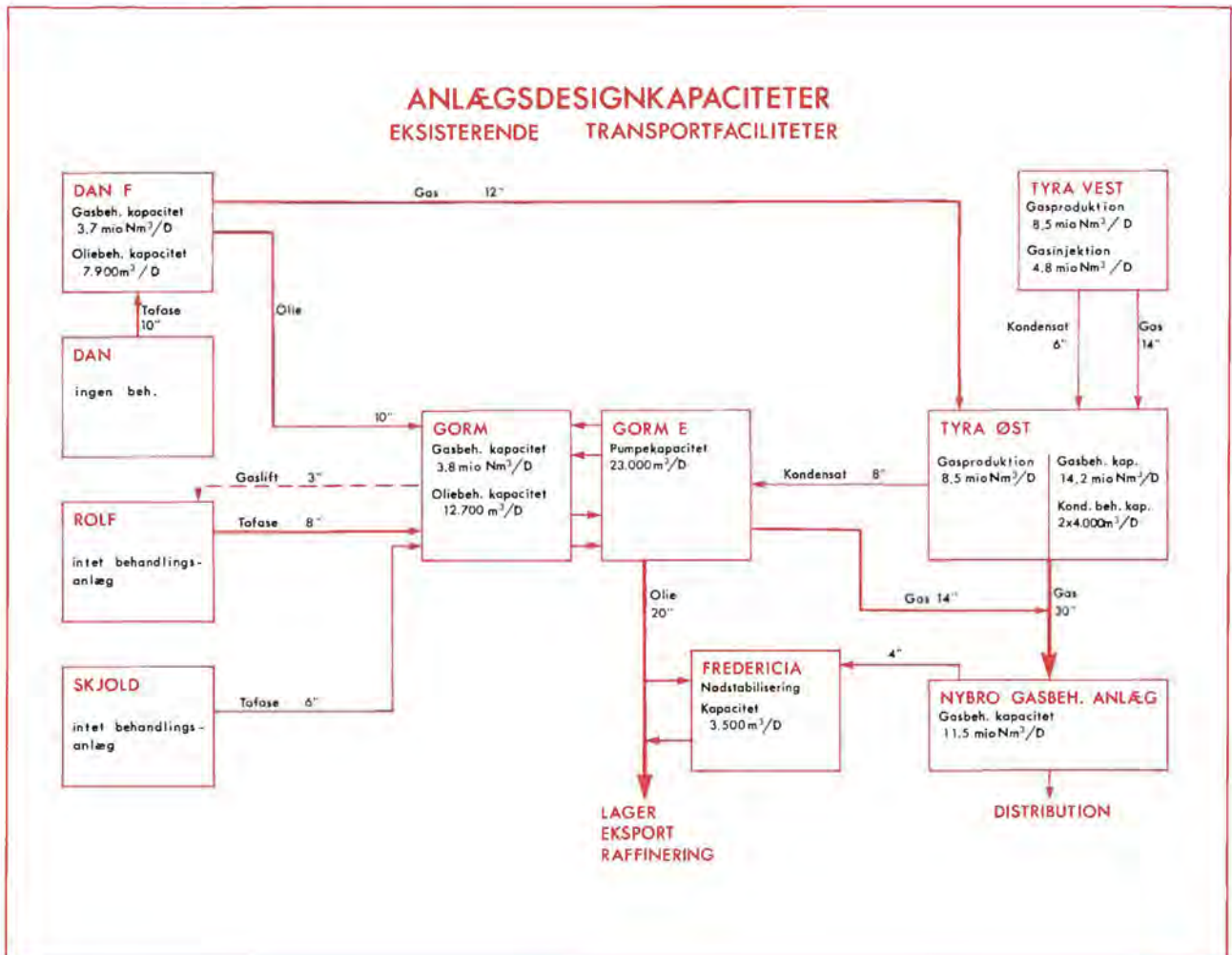
Pr. 1. januar 1987 havde Tyra feltet produceret 3 mia. Nm³ gas og 1 mio. m³ kondensat.

Oliezone har vist sig vanskelig at udnytte. Enkelte af feltets brønde er midlertidigt indrettet til at producere fra reservoiret nedre, mere olieholdige del, men nogen primær olieproduktion fra feltet forventes ikke.

Tyra feltets gasproduktion er som anført oven for bestemt af gassalget og ikke af feltets produktionskapacitet. Feltets midlertidige overkapacitet kan anvendes til at øge kondensatproduktionen.

Til dette formål forventes et "kondensatprojekt" iværksat i forsommeren 1987. Her udnyttes denne overkapacitet, idet en del af den producerede gas injiceres i reservoiret efter den tilhørende kondensat er skilt fra. Derved opnås en større produktion af kondensat uden at mere gas skal kunne afsættes. Kompressormodulet her til har været under bygning på Ålborg Værft i hele 1986.

Fig. 3.4 Behandlings- og transportkapaciteter



Arbejdet på værftet forventes afsluttet sidst i februar 1987.

Rolf feltet

Rolf feltet er et oliefelt, der ligger ca. 15 km vest for Gorm feltet i Det Sammenhængende Område i den sydvestlige del af den danske del af Nordsøen. Produktionen fra feltet blev påbegyndt i begyndelsen af 1986.

Strukturen er dannet ved salt diapirisme. Dvs. dybereliggende saltlag har markant opskudt reservoirbjergarten, der består af kalk fra Nedre Tertiær og Øvre Kridt. Reservoiret er meget opsprækket. Olien i reservoiret er undermættet (indeholder mindre opløst gas end maksimalt muligt ved reservoirtemperatur og -tryk).

Rolf blev opdaget i 1981 med efterforskningsboringen

Midt Rosa-1. Fundet blev bekræftet i 1983 med vurderingsboringen Midt Rosa-2. Vanddybden i området er 35 m.

Bevillingshaverne ansøgte i sommeren 1984 om tilladelse til at udbygge feltet med en "Caisson" platform og indlede produktionen fra én brønd. En "Caisson" er et kraftigt stålør med stor diameter, hvorpå overfladeudstyret og helikopterdækket monteres, og gennem hvilket et mindre antal borerer kan udføres.

Efter forhandlinger med myndighederne blev udbygningsplanen ændret til at omfatte en konventionel firebenet stål gitterplatform med plads til seks borerer. Det var et vilkår i godkendelsen, at der blev udført en observationsboring, så reservoirets forhold løbende kan følges.

Den 23. november 1984 gav Energiministeriet tilladelse

til en indledende prøveproduktion på 12 måneder.

Feltet blev udbygget i 1985 med en firebenet "jacket" og et midlertidigt produktionsudstyr. Produktionen indledtes den 7. januar 1986. Feltet producerede stabilt med en gennemsnitlig døgnproduktion på 1700 m³ frem til den 28. september 1986, hvor produktionen blev standset for at færdiggøre anlægget og reparere rørledningen til Gorm feltet. Det permanente overflademodul blev færdigt på værftet og sejlet ud på feltet i september 1986. Sammenkoblingen og indkøringen af anlægget blev afsluttet i november 1986.

I november 1986 blev der i observationsboringen målt en stigning af reservoirets frie vandspejl. Som følge af dette er nye vurderinger af feltets produktionsegenskaber blevet igangsat.

NYE FELTUDBYGNINGER OG ANSØGNINGER OM FELTUDBYGNINGER

I 1986 har Mærsk Olie og Gas A/S på baggrund af tidligere fremsendte kommerzialitetserklæringer, fremsendt feltudbygningsplaner for fem felter.

Kraka feltet

Den 14. marts 1986 fremsendte bevillingshaverne en plan for udbygningen af oliefeltet Kraka (tidligere kaldet Anne).

Projektet omfatter installation af en firebenet indvindingsplatform med plads til i alt 12 brønde. Produktionen vil blive ført som tofasestrømning gennem en rørledning til anlæggene på Dan feltet (Dan-F) for videre behandling. Afhængig af produktionserfaringerne vil der eventuelt senere blive installeret endnu en platform med plads til 12 brønde.

Tidspunktet for igangsætning af produktionen fra Kraka vil blive fastlagt, så der sikres den bedst mulige udnyttelse af behandlingsanlæggene på Dan. Produktionserfaringerne fra det nye Dan-F anlæg vil få betydning for den videre udbygning af Dan og dermed for det tidspunkt, hvor der er plads til at behandle produktionen fra Kraka.

Nils feltet

Nils feltet blev af bevillingshaverne erklæret kommercielt den 2. december 1985. Den 2. december 1986 fremsendte bevillingshaverne en ansøgning om udbygning af oliefeltet Nils.

I Nils udbygningsplanen ansøges om en feltudbygning foretaget som satellit til Dan-F, omfattende en ubemandet trebenet indvindingsplatform, hvorfra der bores én brønd. Produktionen ledes gennem en 6" rørledning til Dan-F anlægget, hvor den vil blive behandlet.

Tidspunktet for igangsætning af produktionen fra Nils vil blive fastlagt under hensyntagen til den disponible behandlingskapacitet på Dan-F. På grund af Nils projekts korte gennemførelsesetid samt forventede kortvarige produktionstid, vil udviklingsprojektet have en lavere prioritet end gennemførelse af øvrige satellitinstallationer såsom Dan-H, Dan-I, Kraka-1 og Kraka-2.

Nord Arne feltet

Bevillingshaverne har den 20. juni 1986 fremsendt ansøgning om udbygning af oliefeltet Nord Arne.

Feltet planlægges udbygget med 1-2 indvindingsplatforme med plads til i alt 12 brønde. Produktionen af olie og gas vil som en tofaset strømning blive ført gennem en 20 km lang rørledning til et kommende behandlingsanlæg på gasfelterne Lulu og Vest Lulu.

Tidspunktet for igangsætning af produktionen fra Nord Arne vil med dette koncept afhænge af, hvornår der er grundlag for at udbygge de nordlige gasfelter.

Adda feltet

Bevillingshaverne fremsendte den 24. oktober 1986 en udbygningsplan for oliefeltet Adda.

Feltet påtænkes udbygget med en etbenet stålrørsplatform støttet af tre sideben og som et satellitfelt til Tyra feltet. Som følge heraf er indfasningstidspunktet afhængigt af produktionsforløbet på Tyra.

Igor feltet

Den 14. marts 1986 fremsendte bevillingshaverne en feltudbygningsplan for gasfeltet Igor.

Ifølge bevillingshavernes ansøgning viste kommercialitetsvurderingen, at en udvikling af Igor ville være yderst marginal og vil kræve en tilfredsstillende aftale om salg af gassen.

Igor påregnes udbygget som et satellitfelt til Dan-F komplekset. Konceptet er en trebenet "jacket" med plads til 4 brønde uden behandlingsfaciliteter.

Det anføres i ansøgningen, at udbygningsplanen for Igor kan iværksættes seks måneder efter indgåelse af en gassalgsaftale, hvorefter produktionsstart kan finde sted ca. 2½ år senere eller i henhold til den indgåede aftale.

FUND ERKLÆRET KOMMERCIELLE I 1986

Følgende felter er af bevillingshaverne blevet erklæret kommercielle i 1986:

Boje/Nord Jens (olie)	30. april
Øst Rosa (olie)	4. juni
Lulu (gas)	22. december
Vest Lulu (gas)	22. december.

De fremsendte kommercialitetserklæringer indeholder Bevillingshavernes seneste geologiske/reservoirmæssige vurderinger samt et eller flere konceptforslag. Endvidere anføres skøn for investeringer og driftsomkostninger. Der er ikke i kommercialitetserklæringerne oplyst tidspunktet for forventet produktionsstart.

Energistyrelsen vurderer det fremsendte materiale og vil i visse tilfælde igangsætte supplerende undersøgelser.

På baggrund af de gennemførte vurderinger sammenfatter Energistyrelsen grundlaget for myndighedernes stillingtagen til erklæringerne. Samtidig iværksætter Energistyrelsen forberedende arbejder med henblik på behandlingen af de efterfølgende ansøgninger om feltudbygning.

NAVNGIVNING AF FELTER

Ved beslutning om udbygning af en struktur, giver Mærsk Olie og Gas A/S ofte strukturen et nyt feltnavn. Nedenfor er anført de navneændringer, som har fundet sted indtil nu.

Oprindelig strukturnavn	Feltnavn
Abby	Dan
Vern	Gorm
Cora	Tyra
Bent	Roar
Ruth	Skjold
Midt Rosa	Rolf
Anne	Kraka

Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse over de danske kulbrintereserver. I den seneste opgørelse, som er foretaget pr. 1. januar 1987, anvendes et nyt system for klassifikation af olie- og gasreserver, som afviger væsentligt fra det hidtil benyttede.

Det nye system skal i højere grad end tidligere udtrykke graden af sikkerhed, hvormed reserverne er opgjort og sikre, at reserverne i forskellige felter opgøres på en ensartet måde.

For at reserverne kan sammenlignes fra år til år, er de opgjorte mængder tekniske reserver, det vil sige de mængder af olie og gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi, men som ikke nødvendigvis kan indvindes kommercielt med den aktuelle olie- og gaspris.

For at illustrere de aktuelle forventninger om, i hvilket omfang de tekniske reserver rent faktisk vil blive indvundet, er opgørelsen fordelt på igangværende og besluttet indvinding, planlagt indvinding og mulig indvinding.

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

METODE OG DEFINITIONER

Energistyrelsen benytter nu ved reserveberegninger en metode som tilgodeser, at der er usikkerhed forbundet med alle de parametre, som indgår i beregningen. For hvert olie- og gasfelt resulterer beregningerne i et sæt af reservetal, som hver er forbundet med en statistisk sandsynlighed. Ud fra denne sandsynlighedsfordeling vælges herefter tre værdier: lav, forventet, høj, som udtrykker et interval for det pågældende felts olie- og gasreserver.

Følgende definitioner vil fremover blive anvendt:

Reserver

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

nologi.

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

Igangværende indvinding

For felter i produktion beregnes de reserver, der rent teknisk kan indvindes med anvendelse af eksisterende produktionsanlæg og borer. Almindeligt vedligeholdelsesarbejde antages at ville blive udført for at opretholde funktionen af de eksisterende anlæg.

Besluttet indvinding

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

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

Planlagt indvinding

For producerende felter vil planlagte indvindinger typisk være projekter, som er under overvejelse, eller projekter der vil blive igangsat, hvis de besluttede indvindingsprojekter lever op til forventningerne.

I forbindelse med strukturer hvor der er afgivet en positiv kommercielitetserklæring, vil bevillingshaverne have udarbejdet mulige koncepter for udbygning af feltet. Der er således tale om en planlagt indvinding. Reserver i et felt med positiv kommercielitetserklæring klassificeres derfor som planlagt indvinding.

Mulig indvinding

For producerende felter og felter der er erklærede kommercielle, kan mulig indvinding typisk være reser-

ver, der kan produceres i forbindelse med indvindingsforbedrende projekter.

For strukturer, hvor der er fundet kulbrinter, men hvor der ikke er afgivet kommerabilitetserklæring, klassificeres eventuelle reserver som "mulig indvinding".

Basis for mængdeangivelser

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

Olie- og kondensatreserver pr. 1. jan. 1987, (mio. m^3)

	ENDELIG INDVINDING			PROD.	RESERVER		
	Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj
Igangværende og besluttet indvinding:							
Dan	18	23	28	5	13	18	23
Gorm	13	17	21	9	4	8	12
Skjold	18	24	30	3	15	21	27
Rolf	1	2	3	<1	1	2	3
Tyra	8	12	15	1	7	11	14
Roar	3	4	5	-	3	4	5
I alt	82			18		64	

Planlagt indvinding:

Producerende felter:

Dan	12	15	18	-	12	15	18
Skjold	4	5	6	-	4	5	6

Kommercielle felter:

Boje	1	5	10	-	1	5	10
Kraka	2	5	7	-	2	5	7
Nils	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
N. Arne	4	7	10	-	4	7	10
Ø. Rosa	1	7	17	-	1	7	17
Adda	<1	1	2	-	<1	1	2
Igor	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Lulu	3	3	4	-	3	3	4
V. Lulu	7	8	11	-	7	8	11
I alt	56			-		56	

Mulig indvinding fra felter:

Prod.	5	22	45	-	5	22	45
Komm.	2	8	26	-	2	8	26
Poten.	4	13	25	-	4	13	25
I alt	43			-		43	

TOTAL: 181 18 163

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

RESERVEGRUNDLAG PR. 1. JANUAR 1987

Nedenstående tabeller viser Energistyrelsens nye reservetal for olie/kondensat og gas, fordelt på felter og på de tidligere omtalte kategorier.

For de enkelte felter er der angivet et lavt, forventet og højt reserveskøn for at illustrere den usikkerhed,

Gasreserver pr. 1. jan. 1987, (mia. Nm^3)

	ENDELIG INDVINDING			PROD.	RESERVER		
	Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj
Igangværende og besluttet indvinding:							
Dan	6	8	11	2	4	6	9
Gorm	5	6	8	<1	5	6	8
Skjold	3	4	5	<1	3	4	5
Rolf	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Tyra	35	45	54	3	32	42	51
Roar	9	13	17	-	9	13	17
I alt	76			5		71	

Planlagt indvinding:

Producerende felter:

Dan	3	3	4	-	3	3	4
Skjold	2	3	3	-	2	3	3

Kommercielle felter:

Boje	3	9	17	-	3	9	17
Kraka	2	3	3	-	2	3	3
Nils	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
N. Arne	1	1	2	-	1	1	2
Ø. Rosa	<1	1	3	-	<1	1	3
Adda	<1	1	1	-	<1	1	1
Igor	1	2	3	-	1	2	3
Lulu	7	9	11	-	7	9	11
V. Lulu	18	23	27	-	18	23	27
I alt	55			-		55	

Mulig indvinding fra felter:

Prod.	1	2	3	-	1	2	3
Komm.	7	19	38	-	7	19	38
Poten.	7	29	58	-	7	29	58
I alt	50			-		50	

TOTAL: 181 5 176

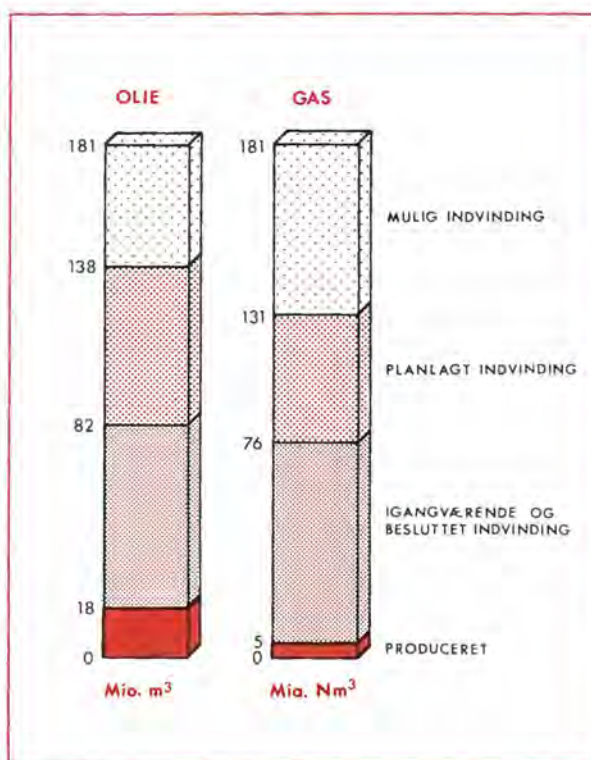
som er forbundet med opgørelsen. Ved en vurdering af Danmarks samlede reserver, er det ikke realistisk at forudsætte, at det lave henholdsvis det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det totale reservepotentiale fra et stort antal felter bør derfor baseres på det forventede skøn.

Gasproduktionen er angivet som nettoproduktion (produceret gas minus reinjiceret gas).

Det fremgår af figur 4.1, at den forventede olie- og kondensatindvinding samlet udgør mellem 82 og 181 mio. m³, idet reserverne for planlagt og mulig indvinding svarer til stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt. På tilsvarende måde illustrerer fig. 4.1, at den forventede gasindvinding udgør mellem 76 og 181 mia. Nm³.

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse sidste år er der foretaget en række justeringer. Sådanne justeringer er en følge af, at der løbende indhentes nye informationer i form af længere produktionserfaring, flere boringer, seismiske undersøgelser m.m.

Fig. 4.1 Olie- og gasreserver



Dansk produktion af olie og kondensat, 1986 (tusinde m³)

	jan	feb	mar	apr	maj	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	1986
Dan	42	38	42	40	40	39	40	39	37	42	37	37	472
Gorm	150	137	153	153	151	143	139	138	136	133	136	146	1716
Skjold	75	67	80	75	80	79	104	106	101	100	102	104	1072
Tyra	61	60	45	42	31	24	26	39	42	65	63	67	566
Rolf	38	47	52	49	52	52	54	54	46	0	2	21	467
I alt	365	349	372	360	355	336	363	376	361	340	340	375	4292
Akkum.	365	714	1087	1447	1801	2138	2500	2876	3238	3577	3917	4292	4292

Dansk produktion af gas 1986 (mio. m³)

	jan	feb	mar	apr	maj	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	1986
Dan	20	19	21	22	20	19	20	19	18	18	18	19	235
Gorm	53	47	53	59	73	67	62	63	62	62	67	71	739
Skjold	6	6	7	7	7	7	9	9	9	9	9	9	96
Tyra	199	202	150	122	78	62	71	98	106	184	176	184	1632
Rolf	2	3	3	3	2	2	2	2	2	0	0	1	23
I alt	281	277	235	212	181	157	165	192	197	273	271	284	2725
Akkum.	281	558	793	1006	1187	1344	1509	1701	1898	2171	2441	2725	2725

På grund af overgangen til en ny opgørelsesmetode og et nyt klassifikationssystem, er en direkte sammenligning med sidste års beviste og totale reservetal ikke mulig.

Det nye begreb "forventede reserver" vil oftest svare til en reservestørrelse nogenlunde midt imellem de tidligere begreber, "beviste" og "totale" reserver.

I de tidligere opgørelser blev det videre forudsat, at reserverne kunne indvindes under hensyn til de fremherskende økonomiske forhold. Som nævnt, lægges denne restriktion ikke længere til grund for reserveopgørelsen. Dette medfører, at specielt oliereserverne forekommer noget højere end sidste år, idet der nu medtages væsentlige reserver, som teknisk kan indvindes, men kun under forudsætning af olie- og gaspriser, som er højere end de nuværende.

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

Igangværende og besluttet indvinding: Reserverne i Rolf er nedskrevet på grund af en ny seismisk kortlægning, der viser en reduktion af de tilstedeværende mængder. En geologisk revurdering af Roar har medført en vis reduktion af gasreserverne.

Planlagt indvinding fra producerende felter: I reserveopgørelsen er der medtaget yderligere reserver fra Dan og Skjold. Disse reserver svarer til yderligere udbygninger som det forventes, at bevillingshaverne vil iværksætte.

Planlagt indvinding fra kommercielle felter: På grundlag af ny kortlægning og yderligere borer er der estimeret højere reserver for Øst Rosa og Boje, som begge er blevet erklæret kommercielle i løbet af 1986. Gasreserverne i Lulu og Vest Lulu er blevet nedskrevet som følge af resultater fra nye borer. Ligeledes har revurderinger af Adda og Igor resulteret i en vis reduktion af gasreserverne.

Mulig indvinding fra producerende og kommercielle felter: Der er i denne opgørelse medtaget yderligere reserver svarende til indvindingsforbedrende foranstaltninger, som anses for at være teknisk mulige, men som næppe er rentable at indvinde med de nuværende oliepriser.

I forbindelse med efterforskning og produktion af olie og gas anvendes forskellige typer fartøjer og faste installationer, som i fællesskab betegnes havanlæg. Energistyrelsen fører tilsyn med, at sådanne anlæg er sikkerheds- og sundhedsmæssigt fuldt forsvarlige, og at de ikke frembyder unødigt fare for andre. Tilsynet foretages i medfør af havanlægsloven, olierørsloven og lov om naturgasforsyning.

Energistyrelsens tilsyn omfatter bl.a. anlæggenes styrke og indretning, sikkerhedsmæssige forhold for installationernes maskiner, udstyr og drift samt beboelses- og arbejdsmiljømæssige forhold. For at opnå de bedst mulige resultater, starter styrelsens tilsynsarbejde - i det mindste for de faste installationer - allerede i projekteringsfasen, og arbejdet fortsætter gennem design-, bygge-, installations- og driftsfaserne.

ETABLERING AF FASTE INSTALLATIONER

Etablering af faste installationer på dansk område forudsætter en række godkendelser fra myndighederne.

Den første af disse - Energiministeriets principgodkendelse - skal være givet inden det detaljerede designarbejde påbegyndes, idet den fastlægger de principper, der skal lægges til grund for udformning, opbygning og drift af anlægget.

Når et selskab søger om en sådan principgodkendelse, er det derfor kun de overordnede dimensioner og principper, som er afklaret. I forbindelse med ansøgningen skal selskabet fremlægge en risikoanalyse samt en beskrivelse af, hvordan projektet planlægges gennemført.

Risikoanalysen giver baggrund for at vurdere, om det, med det skitserede projekt, vil være muligt at opnå den fornødne sikkerhed. Der ses her ikke alene på personsikkerhed, men også på risikoen for beskadigelse af miljøet eller for større materielle skader. Analysen giver derfor mulighed for at vurdere om projektet er udformet, så det ikke senere viser sig nødvendigt at gennemføre omfattende ekstra foranstaltninger for at opnå den fornødne sikkerhed.

Ved gennemgangen af det foreslåede projektforsløb lægger Energistyrelsen speciel vægt på at vurdere de metoder, der vil blive anvendt for at styre og kontrollere kvaliteten af de udførte arbejder og det installerede

udstyr (kvalitetssikringssystemet). Endvidere tager styrelsen stilling til, hvilke godkendelser selskabet skal indhente under det efterfølgende projektforsløb. Disse godkendelser omfatter normalt "byggetilladelse", hvor den detaljerede udformning af anlægget og udstyrets specifikationer godkendes, "installationstilladelse", hvor de på land udførte arbejder godkendes og endelig "ibrugtagningstilladelse" hvor de færdiggjorte anlæg godkendes til drift. Ud over disse "hovedgodkendelser" vil en række aktiviteter eller udstyrsdele kræve særskilte godkendelser.

Anlægsprojekterne er ofte meget store, og kontrol med projekternes forløb og kvalitet er i sig selv et meget kompliceret og ressourcekrævende arbejde. For at undgå u hensigtsmæssigt dobbeltarbejde benytter Energistyrelsen operatørselskabernes kvalitetssikringssystem som et led i sit tilsyn og sine godkendelser, og styrelsen foretager kun relativt få kontrolberegninger på stikprøvebasis. Derfor stiller Energistyrelsen krav til den organisatoriske opbygning af kvalitetssikringssystemet, og dette skal, sammen med hovedleverandørernes kvalitetssikringsmanualer og -procedurer, godkendes af styrelsen. Energistyrelsen stiller endvidere krav til operatørselskabets egen kontrol af, at kvalitetssikringssystemerne er sammenhængende, at procedurerne lever op til de tekniske krav og, at arbejdet rent faktisk udføres i overensstemmelse med systemet.

I forbindelse med gennemførelsen af anlægsprojekterne foretager Energistyrelsen jævnligt sine egne revisioner af kvalitetssikringssystemerne hos operatørselskaber og underleverandører. Projekterne følges overordnet, og på udvalgte, kritiske områder foretages nøjere kontrol af den tekniske dokumentation. Mærsk Olie og Gas A/S har valgt at lade sine anlæg certificere. Derfor følges projekterne løbende af et certificeringsselskab, og Energistyrelsen baserer en del af sit tilsyn på certificeringsselskabets arbejde, således at unødigt dobbeltarbejde også her undgås.

I forbindelse med projekter under udførelse i 1986 har Energistyrelsen givet følgende hovedgodkendelser:

- Byggetilladelse til Rolf-, Dan F-, Tyra kondensat- og Skjold vandinjektionsprojekterne.
- Ibrugtagningstilladelse til Skjold vandinjektion og Dan F beboelsesmodul, samt produktionstilladelse til Rolf feltet.

GODKENDELSE AF MOBILE HAVANLÆG

Ved bl.a. borearbejder og installationsarbejder anvendes såkaldte mobile havanlæg. Blandt de anvendte typer kan nævnes boreplatforme, kranfartøjer, rørledningsfartøjer og indkvarteringsfartøjer.

Et mobilt havanlæg bliver normalt først godkendt til brug på dansk område, når et operatørselskab ønsker at anvende anlægget til et konkret arbejde.

I dette tilfælde gennemgår Energistyrelsen, samt andre fagmyndigheder, anlægget forud for godkendelse med henblik på bl.a. at afklare, om det har tilfredsstillende sikkerheds-, arbejdsmiljø-, beboelses- og vedligeholdelsesmæssig standard. Endvidere gennemgås organisations- og bemandingsplaner samt mandskabets faglige kvalifikationer.

Herefter tages der stilling til eventuel godkendelse. En godkendelse er ofte betinget af, at en række vilkår opfyldes. Disse kan indeholde krav om ændringer af anlægget, ændringer af bemandings- eller organisationsforholdene, krav til de operationelle procedurer etc.

Når det godkendte anlæg opererer på dansk område, fører Energistyrelsen tilsyn med dets sikkerheds- og arbejdsmiljømæssige forhold.

I enkelte tilfælde behandler Energistyrelsen ansøgning om godkendelse allerede i forbindelse med bygningen af et (dansk registreret) mobilt havanlæg. I disse tilfælde følger Energistyrelsen projektet fra design til færdiggørelse, og eventuelle ændringer kan derfor gennemføres inden anlægget bliver færdiggjort.

I 1986 har Energistyrelsen givet godkendelse til anvendelse af følgende mobile havanlæg på dansk område:

- Kranfartøjet "BALDER" fra Heerema i Holland i forbindelse med installation af stålfundamenterne til Dan F,
- kranfartøjet "HERMOD", ligeledes fra Heerema i forbindelse med installation af proces- og beboelsesmodulerne på Dan F,
- hotelfartøjet "SAFE HOLMIA" fra Safe Offshore, Gøteborg, i forbindelse med installationsarbejderne på Dan F,

- dykkerfartøjet "UNCLE JOHN" fra Houlder Offshore, Aberdeen, i forbindelse med nedtagning af midlertidige installationer på Rolf-plattformen.

Der blev ikke i 1986 givet egentlige godkendelser af boreplatforme, men Energistyrelsen har fulgt bygningen og færdiggørelsen af 2 nye boreplatforme fra A. P. Møller, "MÆRSK GUARDIAN" og "MÆRSK GIANT", således at disse kan forventes godkendt til anvendelse på dansk område, når det bliver aktuelt.

"MÆRSK GUARDIAN" blev dog godkendt til brug som beboelsesplatform i 1986.

Ud over disse blev følgende - allerede godkendte - anlæg anvendt ved arbejder på dansk område:

- Boreplatformen "MÆRSK ENDEAVOUR" fra A. P. Møller, i forbindelse med efterforsknings- og vurderingsboringer for Mærsk Olie og Gas A/S,
- boreplatformen "DAN EARL" fra J. Lauritzen, i forbindelse med produktionsboringer på Dan F,
- boreplatformen "GLOMAR LABRADOR" fra Global Marine i Texas, i forbindelse med efterforskningsboring for Phillips Petroleum,
- boreplatformen "DYVI EPSILON" fra Dyvi Offshore, i forbindelse med efterforskningsboring for Amoco.

TILSYN UNDER DRIFT

Såvel på mobile platforme som på de faste indvindingsanlæg fører styrelsen tilsyn med arbejdsmiljøet for de ansatte. For de faste anlæg starter styrelsens tilsyn med opbygnings- og færdiggørelsesarbejderne til søs og fortsætter i driftsfasen. Tilsynet med arbejdsmiljø efter havanlægsloven omfatter generelt arbejdsmiljøtilsyn svarende til arbejdstilsynets opgaver på land, godkendelse af bemandings- og organisationsplaner samt udarbejdelse af statistik over arbejdsulykker.

I forbindelse med tilsynet med arbejdsmiljøet gennemfører Energistyrelsen systematiske inspektioner af havanlæg. Ved disse gennemgås dels arbejdsforholdene på anlæggene, og dels de organisatoriske forhold, herunder i særdeleshed funktionen af anlæggets egen sikkerhedsorganisation.

Energistyrelsen følger også anlæggenes drift og vedligeholdelse, og stiller i den forbindelse krav til gennemførelse af inspektions- og vedligeholdelsesprogrammer for anlæggenes bærende konstruktioner, sikkerhedsudstyr, procesudstyr, beboelses- og arbejdsområder etc. For på stikprøvebasis at kontrollere effektiviteten af disse programmer gennemfører Energistyrelsen regelmæssige inspektioner på anlæggene.

I 1986 er samtlige producerende felter blevet inspiceret som led i Energistyrelsens kontrol af arbejdsmiljø og vedligeholdelse. Endvidere er der gennemført en række inspektioner på mobile havanlæg.

ULYKKESSTATISTIK

Energistyrelsen har i 1986 modtaget 71 anmeldelser af arbejdsulykker på faste platforme med tilhørende indkvarteringsfartøjer. Kriteriet for, at en ulykke registreres som arbejdsulykke og meddeles Energistyrelsen er, at ulykken medfører mindst 1 dags uarbejdsdygtighed ud over tilskadekomstdagen.

Der er i 1986 ikke sket nogen dødsulykker i forbindelse med arbejdet på faste platforme eller indkvarteringsfartøjer, men én arbejdsulykke har haft alvorlige følger.

Tabel over antal anmeldte ulykker fordelt efter teknisk faktor og arbejdets art.

Teknisk faktor	A	B	C	D	E	F	G	H	I	K	L	M	N	O	P	Q	sum
Arbejdets art.																	
1 Administration/overvågning.															1	1	2
2 Forplejning, rengøring.										3					4	4	11
3 Instrumentering, elektriskearbejder.									1						1		2
4 Stilladsbygning.							1							5	1	1	8
5 Rørlægning, svejsning, og smedearbejder.			4							3	2		1	1	1	2	14
6 Malearbejder og sandblæsning.																	0
7 Isolering.																1	1
8 Anhugning, flytning af materialer.				4			2								1	1	8
9 Bygningsinstallation, VVS-pladesmedsarbejde.															1		1
10 Krankørsel.																	0
11 Boredæksarbejde.																	0
12 Proceskontrol og andre vedligeholdelsesopgaver.							1	1						3		1	6
13 Øvelse, træning.																	0
14 Færden på arbejdspladsen.											1				9		10
15 Dykning.																	0
16 Andet.			1				1								1		3
17 Uoplyst.	1						1							1	1	1	5
Sum	1	0	5	4	0	0	6	1	1	6	3	0	1	10	22	11	71

Sættes de 71 anmeldte ulykker i relation til antal arbejdstimer (1,75 mio.) på faste platforme med tilhørende indkvarteringsfartøjer, fås en ulykkesfrekvens på 40 pr. mio. arbejdstimer.

Ulykkesfrekvensen for faste platforme:

	1984	1985	1986
Ulykkesfrekvensen pr. mio. arbejdstimer	36	34	40

Til sammenligning kan det anføres, at ulykkesfrekvensen for jern- og metalindustrien for 1984 var 99 pr. mio. arbejdstimer (Arbejdsulykker, Årsstatistik 1984, Arbejdstilsynet).

På vedsatte tabel er de anmeldte arbejdsulykker fordelt på arbejdets art (dvs. den tilskadekomnes beskæftigelse i ulykkesøjeblikket) og på "teknisk faktor". Ved "teknisk faktor" forstås den omstændighed, primært teknisk, som anses for at have haft størst betydning for at ulykken skete. Teknisk faktor er derfor ikke nødvendigvis knyttet til det arbejde, som skadesramte var beskæftiget med.

På baggrund af en gennemgang af de anmeldte ulykker har Energistyrelsen ikke umiddelbart fundet anledning til at fremhæve bestemte ulykkestyper som særligt hyppigt forekommende.

KOORDINATIONSUDVALGET

Det ifølge havanlægsloven nedsatte Koordinationsudvalg har til opgave at

- bistå Energistyrelsen med at samordne tilsynsmyndighedernes arbejde,
- medvirke ved udarbejdelsen af regler i henhold til loven og
- følge den tekniske udvikling vedrørende havanlæg og fremsætte ønsker og forslag vedrørende forhold, der er omfattet af loven.

Udvalget består af repræsentanter for de myndigheder i centraladministrationen, hvis sagsområder eller ekspertise har relevans for opbygning og drift af havanlæg. Blandt andet, når udvalget medvirker i regelarbejde, udvides det med repræsentanter for berørte arbejdstager- og arbejdsgiverorganisationer. Udvalgets formandskab og sekretariatsfunktion varetages af Ener-

gistyrelsen.

I 1986 har Koordinationsudvalgets arbejde hovedsageligt været koncentreret om etablering af regler. I denne forbindelse er bl.a. et udkast til regler for farlige stoffer og materialer og et udkast til regler for boreudstyr blevet udarbejdet.

Koordinationsudvalget har endvidere været inddraget i behandlingen af udkast til EF-direktiver på arbejdsmiljøområdet.

AKTIONSKOMITEEN

Aktionskomiteen har til formål at sikre koordination af myndighedsindsatsen i tilfælde af større uheld eller katastrofer, der vedrører havanlæg.

Komiteen, som Energistyrelsen har formandskabet og sekretariatsfunktionerne for, består af en repræsentant for

Søværnets Operative Kommando,
Politiet i Esbjerg,
Miljøstyrelsen,
Statens Skibstilsyn og
Energistyrelsen

Aktionskomiteen har i 1986 afholdt ialt 3 møder om beredskabsforhold samt en øvelse med Mærsk Olie og Gas A/S til afprøvning af kommunikationsveje og alarmeringssystemer. Desuden har styrelsen afholdt en intern beredskabsøvelse blandt komiteens medlemmer.

Der var ikke i 1986 uheld, som bevirkede, at Aktionskomiteen trådte i funktion.

1. og 2. runde aftalerne indeholder begge generelle forskningsforpligtelser samt forskellige uddannelsesmuligheder for myndigheder og forsknings- og uddannelsesinstitutioner. Uddannelsesformerne er kurser afholdt i Danmark, deltagelse i rettighedshavernes interne kursusvirksomhed samt træningsmuligheder i olieselskaberne (on-the-job training).

Både de forskningsmæssige og de uddannelsesmæssige forpligtelser skal fortrinsvis opfyldes inden for områderne:

- Geologi
- Efterforskningsteknik
- Reservoirteknik
- Boretteknik
- Produktions- og rørledningsteknologi
- Feltudbygning
- Drift og vedligeholdelse

Herudover indgår tillige emner som olie-/gasraffinering samt økonomiske, administrative og juridiske aspekter af efterforskning, udbygning og produktion i flere af aftalerne.

KULBRINTEUDVALGET

I 1986 nedsatte Energiministeriet et kulbrinteudvalg bestående af 20 medlemmer fra erhvervsliv, forskning og myndigheder med administrerende direktør Poul Vermehren som formand.

Udvalgets sekretariatsfunktioner varetages af Energi-styrelsens 2. kontor, som er oprettet i 1986.

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

Kulbrinteudvalget skal udpege indsatsområder inden for kulbrintesektoren, hvor hjælp til videreudvikling må forventes at gavne mest. Endvidere behandler udvalget ansøgning om økonomisk støtte til konkrete projekter.

Som en af sine første opgaver har kulbrinteudvalget igangsat et "paraplyprojekt", som skal give udvalget

mulighed for at vurdere hvor dansk erhvervsliv med fordel kan lægge sin fremtidige indsats.

UDDANNELSE

I 1986 var uddannelsesaktiviteterne hovedsagelig finansieret af 1. runde midler. Enkelte aktiviteter blev dog finansieret med 2. runde midler.

Uddannelsesaftalerne i forbindelse med 2. runde indeholder de samme hovedkategorier af uddannelsesformer som i 1. runde, suppleret med stipendiater og gæsteprofessorater.

Stipendiaterne giver mulighed for studier ved udenlandske universiteter og højere læreanstalter, mens formålet med gæsteprofessoraterne er at trække kulbrintekapacitet til danske universiteter og højere læreanstalter i en periode for derved at udbygge og motivere undervisning og forskning indenfor området. Stipendiaterne er rejse- og opholdslegater, mens gæsteprofessoraterne også omfatter lønrefusion.

Kurser i Danmark

I 1986 har der ligesom det foregående år været afholdt 9 specialkurser i Danmark med ca. 160 deltagere fra energiadministrationen d.v.s. Energiministeriet, Energistyrelsen og Danmarks Geologiske Undersøgelse, samt fra højere læreanstalter, teknika og off-shore skoler. Kurserne har hovedsagelig været tekniske kurser suppleret med enkelte kurser i project management og grundlæggende geologi. Titlerne på de afholdte kurser er:

- Applied Reservoir Engineering I
- Introduction to Reservoir Engineering IV
- Production Operation III
- Seismic Facies Analysis
- Techniques of Integrated Exploration
- Basic Geophysical Methodes
- Advanced Seismic Data Processing
- Project Management
- Geologi for ikke-geologer

Interne kurser hos rettighedshaverne

De interne kurser afholdes hos olieselskaberne, fortrinsvis i England og USA og er for den altovervejende dels vedkommende af én uges varighed - et par kurser har dog været 6 uger.

16 personer fra energiadministrationen m.v. har været på i alt 27 ugers kurser. Emnerne er et bredt spektrum indenfor det tekniske område af efterforskning og indvinding samt enkelte mere oversigtlige kurser.

On-the-job training

Muligheden for træningsophold har i 1986 været benyttet af 10 medarbejdere fra Danmarks Geologiske Undersøgelse og Energistyrelsen. De har været på i alt 55 måneders træningsophold i USA, England og Italien.

Uddannelsesprogrammer på video

De tre ovennævnte uddannelsesformer har Energistyrelsen i 1986 suppleret ved, at anskaffe et antal uddan-

nesprogrammer på videofilm. Filmene dækker et bredt område af emner inden for oliegeologi, -efterforskning og -indvinding på et relativt avanceret niveau. Energistyrelsen har ved købet af uddannelsesprogrammerne indgået aftale med producenten om at disse kun stilles til rådighed for en begrænset bruger-kreds.

FORSKNING

Koncessionsaftaler

I 1. udbudsrunde forpligtede rettighedshaverne sig til at lade udføre og bekoste forsknings- og udviklingsprojekter hos danske institutioner og virksomheder for i alt 17,5 mill. kr.

I 2. udbudsrunde er der indgået aftaler for i alt 46,5 mill. kr. med de fire selskabsgrupper, Norsk Hydro, Statoil, Amoco og Agip.

Indtil udgangen af 1986 har Energistyrelsen godkendt aftaler mellem forskningsinstitutioner/-virksomheder

Fig. 6.1 Danske projekter støttet gennem EF's kulbrinteprogram i 1986

PROJEKTANSVARLIG	PROJEKTITTEL	PROJEKTTOTAL (mill. kr.)	EF STØTTE (35%) (mill. kr.)
Tesla ApS	High Temp. non conductive logging tool	1,111	0,389
Danpec ApS	Source Rock mapping	8,500	2,975
LICConsult	Intergrated automatic supervision control for transp. and process	15,592	5,457
Birch & Krogboe	Methods for strength and risks analysis and evaluation of backfilling procedures	9,092	3,182
DHI	Design system for submarine pipeline burial	22,500	7,875
Skibsteknisk Lab.	Offshore simulator/Dynamic simulation of pipelines	2,050	0,718
Svejsecentralen	Ultrasonic flaw detector	14,592	5,107
I alt		73,437	25,703

aftaler mellem forskningsinstitutioner/-virksomheder og olieselskaberne for ca. 14 mill. kr. Samtidig forhandles der yderligere om projekter for ca. 18 mill. kr. Summen af de projekter der er afsluttet, igangsat og under forhandling udgør dermed ca. halvdelen af den beløbsramme, forskningsforpligtelserne omfatter. Aftalerne med BP, Amoco og Texaco (Getty) er opfyldt.

EF-forskningssamarbejdet

Vedrørende EF-forskningssamarbejdet på kulbrinteområdet har 11 projektansøgninger budgetteret til ca. 108 mill. kr. været til behandling i 1986.

- 7 projekter opnåede tilsagn om 35% støtte. Dette betyder beløbsmæssigt næsten en fordobling af re-kordstøtten i 1985 (fig. 6.1).

Ultimo 1986 udløb ansøgningsfristen for 1987 programmet. Energistyrelsen må konstatere, at trods en øget informationsindsats om programmet har EF denne gang kun modtaget 4 projektansøgninger fra Danmark ud af en samlet ansøgningsmængde på 143 projekter.

Energiministeriets forskningsprogram 1986 (EFP-86)

Til Energiministeriets forskningsprogram 1986 har der på olie-/gasområdet været fremsendt 42 projekter med et samlet budgetønske på 45,5 mill. kr.

- En arbejdsgruppe har måttet udvælge mellem de mange relevante projekter, idet området kun kunne forventes at få tildelt midler inden for en ramme af 12-13 mill. kr. Den samlede ramme blev 12,945 mill. kr. (fig. 6.2).

Herudover er der indkaldt og behandlet ansøgninger til EFP-87, hvor rammen forventes nogenlunde uændret.

Fig. 6.2 EFP-86 Projekter 1986

PROJEKT	STØTTE (1.000 KR.)	PROJEKT DELTAGERE
1. Kvantitativ modellering af bassinudvikling, kulbrintedannelse og akkumulation.	3.335	DGU, DTH, Risø, KU, ÅU
2. Geokemisk kulbrinteefterforskning i overfladenære bjergarter.	80	Geologisk Central Inst. KU.
3. Karakteristik af organiske stoftyper i Danmarks undergrund v.h.a. automatisk billedanalyse.	490	DGU
4. Bassinanalyse, geokemi og kemostratigrafi i de danske skrivelkridtbassiner.	445	Geologisk Central Inst. KU.
5. Geokemiske kriterier for reservoirkvalitetens variation i Nordsø-kalk.	450	Risø, DGU
6. "Fast Field Programme"-model til simuleret akustisk borehulsanalyse.	500	Ødegaard Danneskiold-Samsøe ApS
7. Naturgassers PVT-egenskaber.	1.000	DTH, Inst. for Kemiteknik
8. Karakteriseringslaboratorium	1.000	Risø
9. Udvikling af en matematisk model til simulering af den naturlige bjergartsopspækning i olie- og gasførende kalkreservoirier.	1.000	DGU, DTH, Lab. for Energiteknik, Geoteknisk Inst., Dancomp
10. Flerfasestrømning i opsprækkede kalkreservoirier.	1.000	DTH, DGU, Risø
11. Fortsat undersøgelse af anisotrope gennemstrømningsegenskaber ved kalkbjergarter.	100	AUC, Inst. for Vand, Jord og Miljøteknik
12. Udvikling af edb-model for 2-fase flow i olie-/gasrørledninger.	500	Risø, DTH, Inst. for Kemiteknik, LICConsult A/S
13. Enhanced Oil Recovery (EOR) with Applications to Carbonate Petroleum Reservoirs, fase 3.	600	DTH, Fysisk Kemisk Inst., DGU
14. Erosion og erosionsbeskyttelse omkring konstruktioner på havbunden.	300	Dansk Hydraulisk Inst.
15. Udvikling af praktisk anvendelige metoder til vurdering af offshorekonstruktioners sikkerhed.	380	AUC, Inst. for Bygningsteknik
16. Validering af operationelt varslingsystem for vind, bølger og strøm i Nordsøen.	150	Dansk Hydraulisk Inst.
17. Beskrivelse af ekstrembølger og bølgegrupper i relation til dimensionering af faste og flydende offshorekonstruktioner.	365	Dansk Hydraulisk Inst.
18. Deformationsfelter omkring horisontalt påvirkede pælegrupper i ler.	850	Geoteknisk Inst.
19. Sugeankre, forankringssystem til flydende offshorekonstruktioner.	400	Geoteknisk Inst.
I alt	12.945	

Energistyrelsen fører tilsyn med, at rettighedshavere giver dansk erhvervsliv reelle muligheder for at levere varer og tjenesteydelser.

Som grundlag for tilsynet har Energiministeriet etableret en overvågningsprocedure som omfatter:

1. Retningslinier for bevillingshavernes information til erhvervslivet.
2. Procedure vedrørende indhentning og vurdering af tilbud.
3. Procedure om rapportering om kontrakter til Energistyrelsen.

Ifølge proceduren for indhentning og vurdering af tilbud skal bevillingshaverne sende overordnede tidsplaner, entrepriseopdelinger, prækvalifikations- og udbudsmateriale m.v. til Energistyrelsen. Herved får Energistyrelsen på et tidligt tidspunkt indsigt med bl.a. udbuds- og tilbudsgivning. Styrelsen får derved mulighed for at gribe ind, før bevillingshaverne slutter kontrakt om leverancer, såfremt udbuds- eller tilbudsvurderingen ikke giver dansk industri rimelige konkurrencevilkår.

Energistylens opgave omfatter også at registrere omfanget af danske leverancer af varer og tjenesteydelser i relation til de samlede leverancer. Disse registreringer anvendes bl.a. i samarbejde med Formidlingsrådets sekretariat og andre interessenter under hensyn til de berettigede krav om fortrolighed, som bevillingshaverne og de tilbudsgivende virksomheder har.

Energistylens direkte indsats med at fremme brugen af danske varer og tjenesteydelser ved efterforskning, udbygning og drift af olie/gasfelter i Danmark har i 1986 været begrænset. Dette skyldes den relativt lave aktivitet som følge af de faldende oliepriser og som følge af færdiggørelsen af Dan F-projektet, hvor den danske andel ifølge de nuværende opgørelser udgør omkring 53%.

Tilsvarende opgørelser vedrørende Rolf-projektet og Tyra-kondensatprojektet viser en dansk andel på henholdsvis 52% og 59%.

Dette er en svag stigning i forhold til udbygningen af Gorm feltet og gasprojektet (Tyra m.v.), hvor den

danske andel udgjorde henholdsvis 43% og 50%. Jævnfør fig. 7.1.

De danske leverancer ved Dan F-projektet har ud over projektstyring og udførelse af boringer været fabrication af moduler, udstyr og broer. Process og beboelsesmoduler blev bygget på Odense Stålskibsværft med udstrakt anvendelse af danske underleverandører.

Ålborg Værft Offshore har leveret 2 indvindingsmoduler, medens Jørgen Bladt, Ålborg har bygget 2 forbindelsesbroer. Sammenkoblingen af moduler og udstyr på FC platformen udføres af Odense Stålskibsværft, medens Danish Offshore Contractors udfører sammenkobling af FA og FB moduler samt forbindelsesbroer.

Ved Rolf-projektet forestod COWIconsult projekteringen af overbygningen og Rambøll & Hannemann detailprojekterede understellet. Ålborg Værft stod for dele af fremstillingen.

Til Tyra Vest kondensat-projektet har Ålborg Værft i 1986 leveret et gaskompressionsmodul med Dresser som underleverandør af selve kompressoren. Geoplan A/S detailprojekterede ændringen på de eksisterende Tyra Vest faciliteter.

Indberetninger fra rettighedshaverne som følge af 1. og 2. runde viser, at der kun er ca. 10 kontrakter for hver boring, der er større end 2 mill. kr. og derfor er omfattet af overvågningsproceduren.

Opgørelserne viser iøvrigt, at de danske andele i det væsentligste falder inden for det miljø- og forureningsmæssige område, samt base- og transportfunktioner.

Den danske andel i efterforskningsaktiviteterne er stærkt afhængig af, om der anvendes danske boreplatforme og danske forsynings- og beredskabsskibe.

Indirekte er Energistylens bestræbelser på at fremme brugen af danske varer og tjenesteydelser koncentreret omkring de i afsnittene "uddannelse" og "forskning" nævnte tiltag samt gennem samarbejde med Formidlingsrådet/Industrirådet om at forberede dansk erhvervsliv på kommende opgaver.

Fig. 7.1 Investeringer i olie- gasprojekter (mill. kr.)

	GORM FELTET		SKJOLD FELTET		TYRA FELTET	
	invest.	%-DK	invest.	%-DK	invest.	%-DK
Project Management	168,4	49,2	8,0	95,0	437,8	10,9
Engineering	98,5		8,2	40,2	585,8	27,0
Fabr. of Structures	397,0	19,1	66,0	55,8	1609,5	37,6
Fabr. of Modules/Topside	492,2	57,5	52,5	85,7	3132,0	50,4
Instalation	32,8	19,6	43,2		664,5	1,4
Hook-up, Tie-in	383,8	58,5	28,6	95,1	1891,3	57,3
Pipeline and SPM	194,1	2,9	91,1	1,3	361,2	2,9
Drilling	663,5	54,9	126,0	80,0	1931,4	95,0
Punch list	25,0	86,0	10,9	85,3	221,5	40,2
Samlet	2455,3	43,3	434,5	53,1	10.835,0	50,0

	DAN FELTET DAN F UDBYGG.		ROLF FELTET		TYRA FELTET KONDENSAT PROJ.	
	invest.	%-DK	invest.	%-DK	invest.	%-DK
Project Management	117	100	18,5	100	20,0	80
Engineering			18,5	100	25,0	40
Fabr. of Structures	200	4	59,5	0,5	0,0	0
Fabr. of Modules/Topside	1428	66	117,0	81	130,0	50
Instalation	204	0	63,0	1	30,0	0
Hook-up, Tie-in	365	60	15,0	99	85,0	90
Pipeline and SPM	256	0	155,0	65	0,0	0
Drilling	1080	60	100,0	40	0,0	0
Punch list			0	0	15,0	80
Samlet	3650	53	546,5	53	305,0	59

Som led i tilsynsvirksomheden modtager styrelsen årligt oplysning om rettighedshavernes afholdte udgifter til efterforskning, udbygning og produktion af kulbrinte-forekomster.

Oplysninger om aktiviteterne fremgår dels af de regnskaber, som de enkelte rettighedshavere udarbejder, dels af den afgiftsberegning, som operatøren på gruppens vegne udarbejder. Afgiftsberegningen indeholder dokumentation for værdien af de producerede kulbrinter og de omkostninger, der i denne forbindelse er fradragsberettigede.

Oplysningerne modtages inden 30. juni for det foregående kalenderår. Der foreligger således ikke oplysninger om udgifter og indtægter for 1986, hvorfor der i det følgende gives oplysninger om 1985 samt så vidt muligt skøn for 1986.

I 1985 steg værdien af den samlede olie- og gasproduktion til ca. 8 mia. kr. Stigningen stammede især fra produktionen af gas, der steg fra 232 mill. m³ i 1984 til 1064 mill. m³ i 1985. De oplyste tal er mængder salgsgas, det vil sige den del af den samlede gasproduktion der bliver solgt til D.O.N.G. A/S med henblik på indenlandsk forbrug eller eksport. Den del, der ikke bliver solgt, går til brændstof på produktionsstedet, afbrænding eller reinjektion i reservoiret. Værdien af olieproduktionen steg fra 4900 mill. kr. i 1984 til 6300 mill. kr. i 1985. Ved vurderingen af denne udvikling skal tages i betragtning, at råolieprisen faldt lidt i slutningen af 1984 fra et niveau omkring 30 \$/bbl til omkring 28 \$/bbl, og at niveauet i 1985 svingede i intervallet 26 \$/bbl til 28\$/bbl.

Salgsværdien af produktionen af olie og gas (mill. kr., løbende priser)

	1982	1983	1984	1985	1986*
Olie	3600	4300	4900	6300	3300
Gas	-	-	400	1700	1900
I alt	3600	4300	5300	8000	5200

1,36 mia

* Skøn.

Den producerede oliemængde steg fra 3,5 mill. m³ i 1985 til 4,3 mill. m³ i 1986, men et betydeligt fald i råolieprisen i begyndelsen af 1986 fra samlet resultat et fald i værdien af olieproduktionen til ca. 3300 mill. kr. (skøn) fra ca. 6300 mill. kr. i 1985.

Produktionen af salgsgas steg i 1986 betydeligt til ca. 1804 mill. m³ fra ca. 1064 mill. m³ i 1985. Værdien af produktionen foreligger ikke oplyst, men udgør skønsmæssigt 1900 mill. kr. i 1986.

De samlede udgifter incl. de udgifter som selskaberne selv afholder ud over de fælles udgifter, udgjorde i 1985 ca. 4,2 mia. kr. mod ca. 3,6 mia. kr. året før. Stigningen skyldtes hovedsageligt en stigning i udgifterne til drift af de producerende felter, samt stigning i nye selskabers efterforskningsudgifter. For 1986 foreligger der ikke oplysninger om de afholdte udgifter, hverken for DUC eller 1. runde tilladelserne, men skønsmæssigt beløber udgifterne sig til ca. 4,4 mia. kr.

Samlede udgifter incl. egne udgifter (mill. kr., løbende priser)

	1982	1983	1984	1985	1986*
Efterforskning og vurdering	566	1264	1020	1370	650
Heraf DUC	566	1264	893	870	400
Heraf 1.runde	-	-	127	500	250
Udbygning	4026	3699	1986	2025	1900
Drift, vedligeholdelse + adm.	378	477	567	-	-
Heraf DUC	378	477	483	779	850
Heraf 1.runde	-	-	84	a)	a)
I alt	4970	5440	3573	4174	3400

a) Inkluderet i efterforskning.

* Skøn.

Udgifterne til efterforskning steg i 1985 til ca. 1370 mill. kr. Stigningen skyldtes næsten udelukkende en stigende aktivitet i henhold til 1. runde tilladelserne, idet udgifterne afholdt i henhold til disse i 1985 udgjorde ca. 500 mill. kr. (foreløbige tal). I 1986 skønnes den samlede udgift at være 650 mill. kr.

Udgifterne til udbygning var i 1985 af samme størrelse som i 1984, nemlig ca. 2 mia. kr. To trediedel af investeringerne blev afholdt til Dan F udbygningen. Endvidere påbegyndtes Rolf udbygningen og kondensatprojektet på Tyra i 1985.

For 1986 foreligger der ikke oplysninger, men hovedparten af de afholdte investeringer vedrører færdiggørel-

sen af Dan F udbygningen samt udførelsen af kondensatprojektet på Tyra. Skønsmæssigt udgør de samlede udbygningsinvesteringer i 1986 ca. 1900 mill. kr.

De for de enkelte felter viste udgifter i nedenstående tabel er de af DUC i fællesskab afholdte udgifter, bortset fra visse posteringer i forbindelse med regnskabsafslutningen. Disse efterposteringer, der er af mindre omfang, er vist sammen med de udgifter, som er fælles for flere felter samt de udgifter, som de enkelte selskaber afholder på egen hånd i linien med "ikke feltfordelte udgifter".

Udbygningsinvesteringer afholdt af DUC (mill. kr., løbende priser)

	1982	1983	1984	1985	1986*
Dan	75	65	311	17	
Dan F				1249	
Gorm	256	15	70	21	
Skjold	354	26	10	92	
Rolf			8	366	
Tyra	3198	3448	1197	137	
Roar				6	
Kraka				4	
Igor				1	
Ikke feltfordelte	141	145	388	132	
I alt	4026	3699	1986	2025	1900

* Skøn.

Udgifterne til drift, vedligeholdelse og administration (excl. transport) steg i 1985 til ca. 800 mill. kr. Hovedparten af denne udgift vedrører DUC's driftsudgifter, der steg fra ca. 500 mill. kr. i 1984 til ca. 880 mill. kr. i 1985. Opgørelsen af de af selskaberne på egen hånd afholdte udgifter er forbundet med usikkerhed, idet det for nogle af selskabernes vedkommende er vanskeligt at foretage en klar afgrænsning mellem udgiftsgrupper. For 1. runde selskabernes vedkommende udgjorde udgiften til drift, administration o.l. ca. 84 mill. kr. i 1984. For 1985 foreligger denne post ikke specificeret, da tallene kun er foreløbigt opgjort.

DUC's transportudgifter i forbindelse med ilandføringen af den producerede olie steg fra ca. 680 mill. kr. i 1984 til ca. 880 mill. kr. i 1985, begge beløb incl. det såkaldte fortjenestelement på 5 % af værdien af den transporterede olie, som skal betales af brugerne af

olierøret til DORAS i henhold til olierørloven. DORAS er det datterselskab af D.O.N.G. A/S, der ejer olierøret. I 1984 blev olierørledningen fra Gorm-feltet til Fredericia taget i brug og transportudgiften i 1984 består således af udgifter til dels skibstransport, dels rørledningstransport.

Fortjenestelementet steg i 1985 til 266 mill. kr., men skønnes i 1986 at være faldet til omkring 130 mill. kr. i takt med den faldende værdi af olieproduktionen.

Transportudgifter (mill. kr., løbende priser)

	1983	1984	1985	1986*
Skib	110 a)	38 a)	-	-
Drift DORAS	-	86	68	
Finansiering	-	405	526	
Andre udgifter	-	5	24	
Fortjenestelement	-	146	266	
Samlede udgifter	110	680	884	750

a) Kun delvis fradragsberettigede ved afgiftsberegningen.

* Skøn.

For 1986 foreligger der ikke tal for transportudgifter, men skønsmæssigt vil den samlede udgift udgøre 750 mill. kr.

I henhold til de modtagne regnskaber har DUC-selskaberne i perioden 1962 til udgangen af 1985 afholdt samlede udgifter, excl. selskabernes individuelle udgifter, på 22,8 mia. kr. (løbende priser). Til sammenligning udgør den akkumulerede værdi af den producerede olie og gas efter fradrag for fragtudgifter ca. 22,5 mia. kr., ligeledes i løbende priser. For 1986 foreligger de regnskabsmæssige oplysninger først medio 1987. Ved denne sammenligning skal man være opmærksom på, at der ikke er sammenfald i investeringstidspunktet og indtjeningstidspunktet samt at der ikke er foretaget rentemæssige justeringer. Endvidere bør man være opmærksom på, at de afholdte udgifter i flere tilfælde vedrører felter, der forventes at have en længere produktionsperiode foran sig med heraf følgende indtjening.

DUC-selskabernes opnåede driftsresultat under ét er vist i i nedenstående tabel. Det viste resultat er før skat, men efter eventuelle renter og kursgevinster og -tab. Valutakursregulering er indeholdt i de samlede udgifter.

DUC-selskabernes samlede driftsresultat før skat (mill. kr., løbende priser)

	1982	1983	1984	1985
Indtægter	3600	4460	5480	8020
Udgifter	2250	3260	4900	2870
Afskrivning	800	920	890	1770
Resultat før skat	550	280	-310	3380

I perioden 1982-86 er den samlede pålignede kulbrinte-skat incl. forskud opgjort i februar 1987 ca. 575 mill. kr. Det tilsvarende beløb for selskabsskat i forbindelse med kulbrinteaktiviteter er ca. 215 mill. kr.

Produktionsafgift af den producerede olie og gas i 1985 udgjorde i alt ca. 601 mill. kr. Fordelingen af afgiften på olie- og gasproduktionen fremgår af nedenstående tabel.

Afgiften af produktionen for året 1986 er endnu ikke gjort op, men kan skønsmæssigt anslås til ca. 380 mill. kr. Faldet i afgiften skyldes den faldende værdi af produktionen i 1986.

Produktionsafgift (mill. kr., løbende priser) a)

	1982	1983	1984	1985	1986*
Olie	299	369	362	458	
Gas	0	0	26	143	380
I alt	299	369	388	601	

a) Afgiften er anført ud for de år, hvor den afgiftspligtige produktion har fundet sted og ikke hvor afgiften kommer til betaling.

* Skøn.

Den for olieproduktionen i 1985 skyldige produktionsafgift blev leveret i form af olie i 1986 (in kind). Der leveredes i alt 11 laster olie med en samlet mængde på ca. 563.200 m³. Produktionen i 1986 var som nævnt ca. 4,3 mill. m³. Herudover modtog staten køberetsolie, som ligeledes aftages på statens vegne af DOFAS, der er et datterselskab af Dansk Olie og Naturgas A/S. En oversigt over de hidtil aftagne mængder olie som betaling af skyldig produktionsafgift er vist i nedenstående tabel.

Levering af produktionsafgift in kind.

År	Afgift for olieproduktion (mill. kr.)	Antal laster (leveret året efter)	Antal m ³
1981	125	2	89.200
1982	299	4	153.500
1983	369	Afregning i kr.	
1984	362	5	208.200
1985	458	11	563.200

Det bemærkes, at det leverede antal m³ for afgift af olieproduktion ikke nøjagtig modsvarer den skyldige afgift. I 1986 dækkede værdien af den leverede olie ikke fuldt ud den skyldige afgift, hvorfor DUC efter årets udgang udlignede differencen ved en kontant betaling til staten på godt 86 mill. kr., incl. diverse rentemæssige justeringer.



RETTIGHEDSHAVERE PÅ DANSK OMRÅDE

Selskab **Andel**

A.P. Møller (DUC-gruppen):

A.P. Møller (operatør)	30.00%
Shell	40.00%
Texaco	15.00%
Chevron	15.00%

BLOK 5604/19 og 23

A.P. Møller (operatør)	20.00%
Shell	30.00%
Texaco	25.00%
Chevron	25.00%

Agip-gruppen:

Agip (operatør)	40.00%
Fina	28.80%
ÖMV	11.20%
Dopas	20.00%

Amoco-gruppen:

BORNHOLMSOMRÅDET (2. runde)

Amoco (operatør)	75.00%
F.L. Smidth	5.00%
Dopas	20.00%

ØVRIGE OMRÅDER (1.runde)

Amoco (operatør)	50.00%
ICI	25.00%
F.L. Smidth	10.00%
Dopas	15.00%

BP-gruppen:

BP (operatør)	51.11%
Svenska Petroleum	11.11%
Grepco	10.00%
Neste OY	11.11%
OK Development AB	6.67%
Dopas	10.00%

Britoil-gruppen:

Britoil (operatør offshore)	38.75%
Amerada Hess	38.75%

DLG	1.25%
Olieselskabet Danmark	1.25%
Dopas (operatør på land)	20.00%

Dexco-gruppen:

Dexco (operatør)	23.00%
South Drilling	34.00%
West Drilling	23.00%
Dopas	20.00%

Hydro-gruppen:

Hydro (operatør)	19,50%
Texas Eastern	19.50%
Britisk Gas	13.70%
Amerada Hess	9.80%
Dansk Oliesøgning	7.50%
KFK	2.50%
Denerco	7.50%
Dopas	20.00%

Phillips-gruppen:

SJÆLLAND	
Phillips (operatør)	48.00%
Petrodan	32.00%
Dopas	20.00%

JYLLAND OG OFFSHORE

Phillips (operatør)	26.66%
Fina	26.66%
Agip	26.66%
Dopas	20.00%

Statoil-gruppen:

Statoil (operatør offshore)	26.50%
BHP	21.00%
Skeie Energi	12.00%
LD	7.50%
EAC(ØK)	4.00%
Denerco	9.00%
Dopas	20.00%
(Danop er operatør i Sønderjylland)	

Texaco-gruppen:

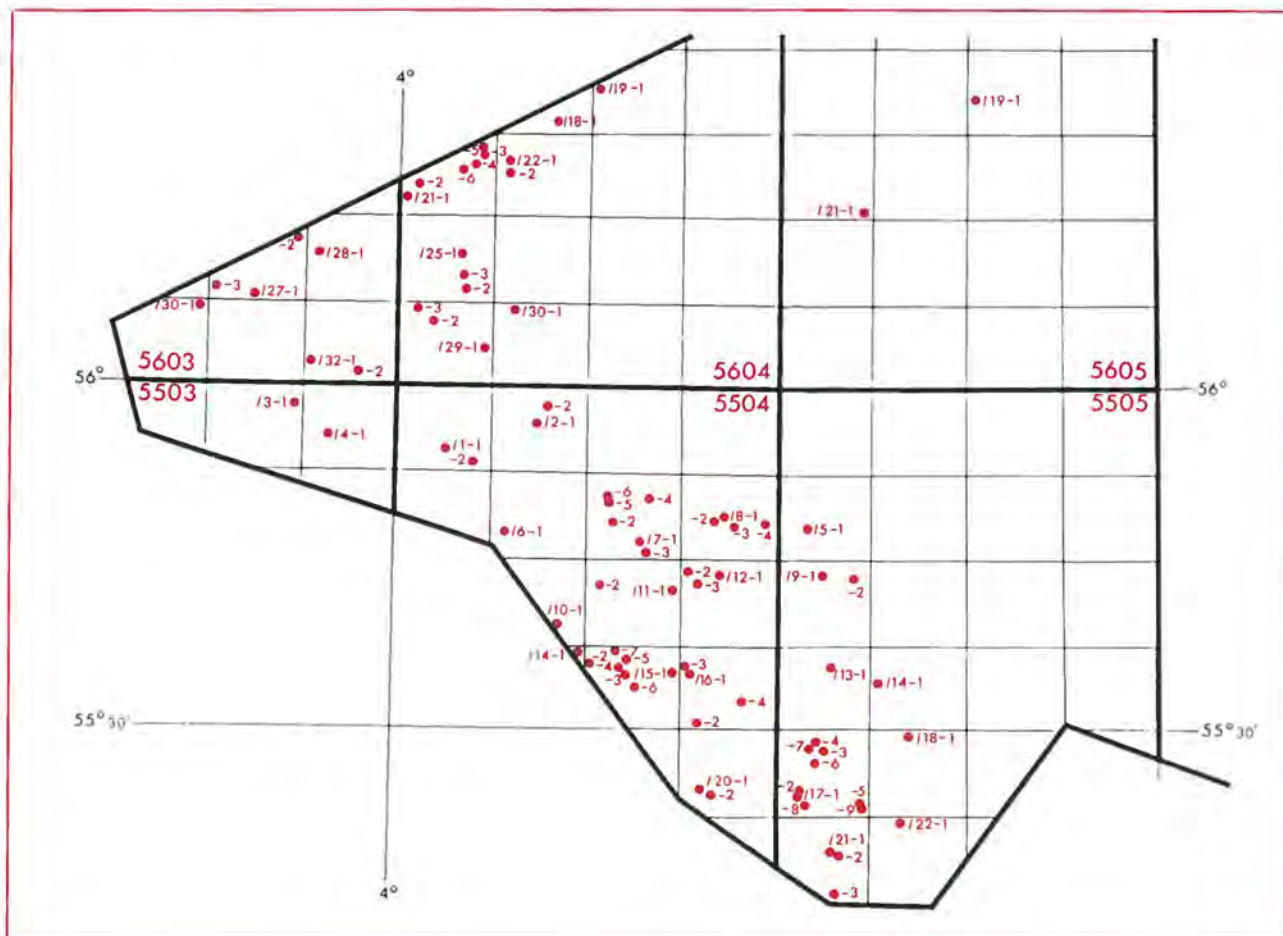
KATTEGAT	
Texaco (operatør)	20.00%

Murphy	10.00%
Canam	10.00%
Clyde	12.00%
Petrex	12.00%
Phillips	16.00%
Dopas	20.00%

ØSTERSØEN

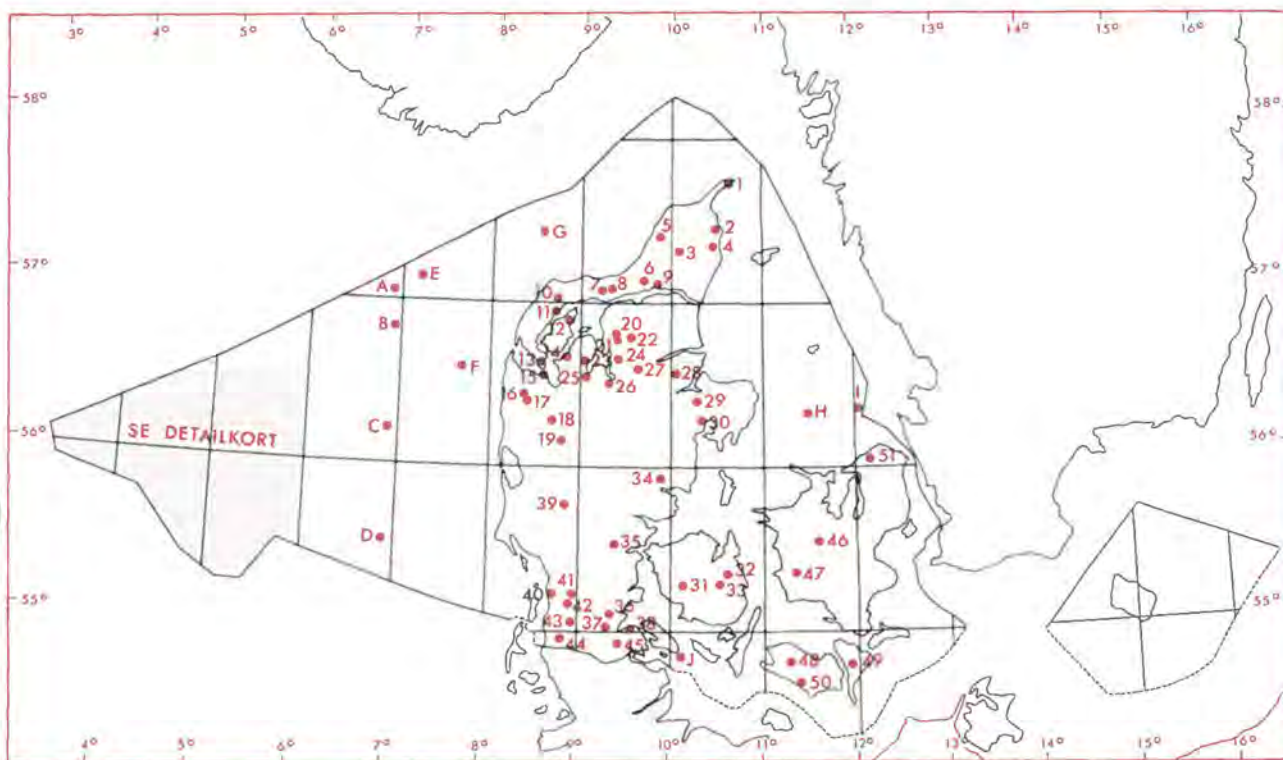
Texaco (operatør)	20.00%
Murphy	10.00%
Canam	10.00%
Clyde	12.00%
Petrex	12.00%
Enterprise	16.00%
Dopas	20.00%

Efterforsknings- og vurderingsboringer i Central Graven



5603/27-1 Sten-1	5604/21-1 Mona-1	5604/29-1 S. Arne I-1	5504/7-3 Roar-2	5504/12-1 Tyra E-1	5504/16-1 Gorm N-2	5505/13-1 Igor G-1	5505/18-1 Emma-1
5603/27-2 Gert-1	5604/21-2 Karl-1	5604/29-2 Gwen Q-1	5504/7-4 Boje-1	5504/12-2 Tyra E-3	5504/16-2 Lola U-1	5505/14-1 S.Ø. Igor-1	5505/21-1 Vagn-1
5603/27-3 Lone-1	5604/21-3 V. Lulu-1	5604/29-3 Gwen-2	5504/7-5 N. Jens-1	5504/12-3 Tyra E-4	5504/16-3 Gorm N-3	5505/17-1 Anne A-1	5505/21-2 Vagn-2
5603/28-1 Gert-2	5604/21-4 V. Lulu-2	5604/30-1 Iris-1	5504/7-6 N. Jens-2	5504/14-1 M. Rosa-2	5504/16-4 Skjold Ruth-1	5505/17-2 Anne A-2	5505/21-3 Tove-1
5603/30-1 Kim-1	5604/21-5 V. Lulu-3	5504/1-1 Heno W-1	5504/8-1 Adda-1	5504/15-1 Gorm N-1	5504/20-1 John-1	5505/17-3 Dan M-1	5505/22-1 Ryan O-1
5603/32-1 Inge P-1	5604/21-6 V. Lulu-4	5504/1-2 Ravn-1	5504/8-2 Adda-2	5504/15-2 M. Rosa-1	5504/20-2 John F-1	5505/17-4 Dan M-8	
5603/32-2 Diamant-1	5604/22-1 Lulu-1	5504/2-1 Elin-1	5504/8-3 Adda-3	5504/15-3 Ø. Rosa-1	5605/19-1 Jane D-1	5505/17-5 Niils-1	
5503/3-1 Olaf-1	5604/22-2 Lulu-2	5504/2-2 Nora-1	5504/8-4 D. Adda-1	5504/15-4 Ø. Rosa-2	5605/21-1 Eise L-1	5505/17-6 Dan M-9	
5503/4-1 Liva-1	5604/25-1 N. Arne T-1	5504/6-1 Elly-1	5504/10-1 Edna-1	5504/15-5 Ø. Rosa-3	5505/5-1 Per-1	5505/17-7 Dan M-10	
5604/18-1 Cleo-1	5604/25-2 Otto-1, T-2	5504/7-1 Roar H-1	5504/11-1 Tyra E-2	5504/15-6 Ø. Rosa F-1	5505/9-1 Poul V-1	5505/17-8 Anne-3	
5604/19-1 Elna-1	5604/25-3 N. Arne T-3	5504/7-2 Bo-1	5504/11-2 Jens-1	5504/15-7 M. Rosa F-1	5505/9-2 Ugle-1	5505/17-9 Niils-2	

Efterforsknings- og vurderingsboringer uden for Central Graven



1: 5710/11-1 Skagen-1	11: 5608/3-1 Thisted-2	24: 5609/10-1 Tostrup-1	29: 5610/18-1 Voldum-1	42: 5508/28-2 Hønning-1	51: 5612/29-1 Lavø-1
5710/11-2 Skagen-2	5608/3-2 Thisted-3	5609/10-2 Tostrup-2	30: 5610/22-1 Rønde-1	43: 5508/32-1 Løgumkloster-1	A: 5706/32-1 Nina F-1
2: 5710/19-1 Frederikshavn-1	12: 5608/4-1 Mors-1	5609/10-3 Tostrup-3	31: 5510/21-1 Glamsbjerg-1	44: 5408/4-1 Tønder-1	B: 5606/8-1 Inez-1
5710/19-2 Frederikshavn-2	13: 5608/11-1 Uglev-1	5609/10-4 Tostrup-4	32: 5510/23-1 Ringø-1	5408/4-2 Tønder-2	C: 5606/28-1 Kaye R-1
5710/19-3 Frederikshavn-3	14: 5608/12-1 Rødding-1	5609/10-5 Tostrup-5	33: 5510/23-2 Ullerslev-1	5408/4-3 Tønder-3	D: 5506/16-1 Pele S-1
3: 5710/21-1 Flyvbjerg-1	15: 5608/15-1 Oddsund-1	5609/10-6 Tostrup-6	34: 5509/4-1 Horsens-1	5408/4-4 Tønder-5	E: 5707/25-1 Lena K-1
4: 5710/22-1 Sæby-1	16: 5608/18-1 Vemb-1	5609/10-7 Tostrup-7	35: 5509/14-1 Harte-1	5408/4-5 Tønder-4	F: 5607/15-1 Dora C-1
5: 5709/20-1 Børglum-1	17: 5608/18-2 Linde-1	5609/10-8 Tostrup-8	5509/14-2 Harte-2	45: 5409/2-1 Kværs-1	G: 5708/19-1 Lisa J-1
6: 5709/27-1 Vedsted-1	18: 5608/23-1 Vinding-1	5609/10-9 Tostrup-9	36: 5509/30-1 Åbenrå-1	46: 5511/15-1 Stenlille-1	H: 5611/23-1 Terne-1
7: 5709/29-1 Fjerritslev-1	19: 5608/28-1 Nøvling-1	5609/10-10 Tostrup-10	37: 5509/30-2 Røddekro-1	47: 5511/22-1 Slagelse-1	I: 5612/21-1 Hans-1
8: 5709/30-1 Fjerritslev-2	20: 5609/6-1 Hyllebjerg-1	25: 5609/13-1 Skive-2	38: 5509/31-1 Varnæs-1	48: 5411/6-1 Søllested-1	J: 5410/5-1 Kegnæs-1
9: 5709/32-1 Haldager-1	21: 5609/6-2 Farsø-1	26: 5609/14-1 Kvols-1	39: 5508/8-1 Grindsted-1	49: 5411/8-1 Ørslev-1	
10: 5708/31-1 Thisted-1	22: 5609/7-1 Års-1	27: 5609/15-1 Hobro-1	40: 5508/27-1 Brøns-1	50: 5411/10-1 Rødby-1	
5708/31-2 Thisted-4	23: 5609/9-1 Skive-1	28: 5610/13-1 Gassum-1	41: 5508/28-1 Arnum-1	5411/10-2 Rødby-2	

Bilag B

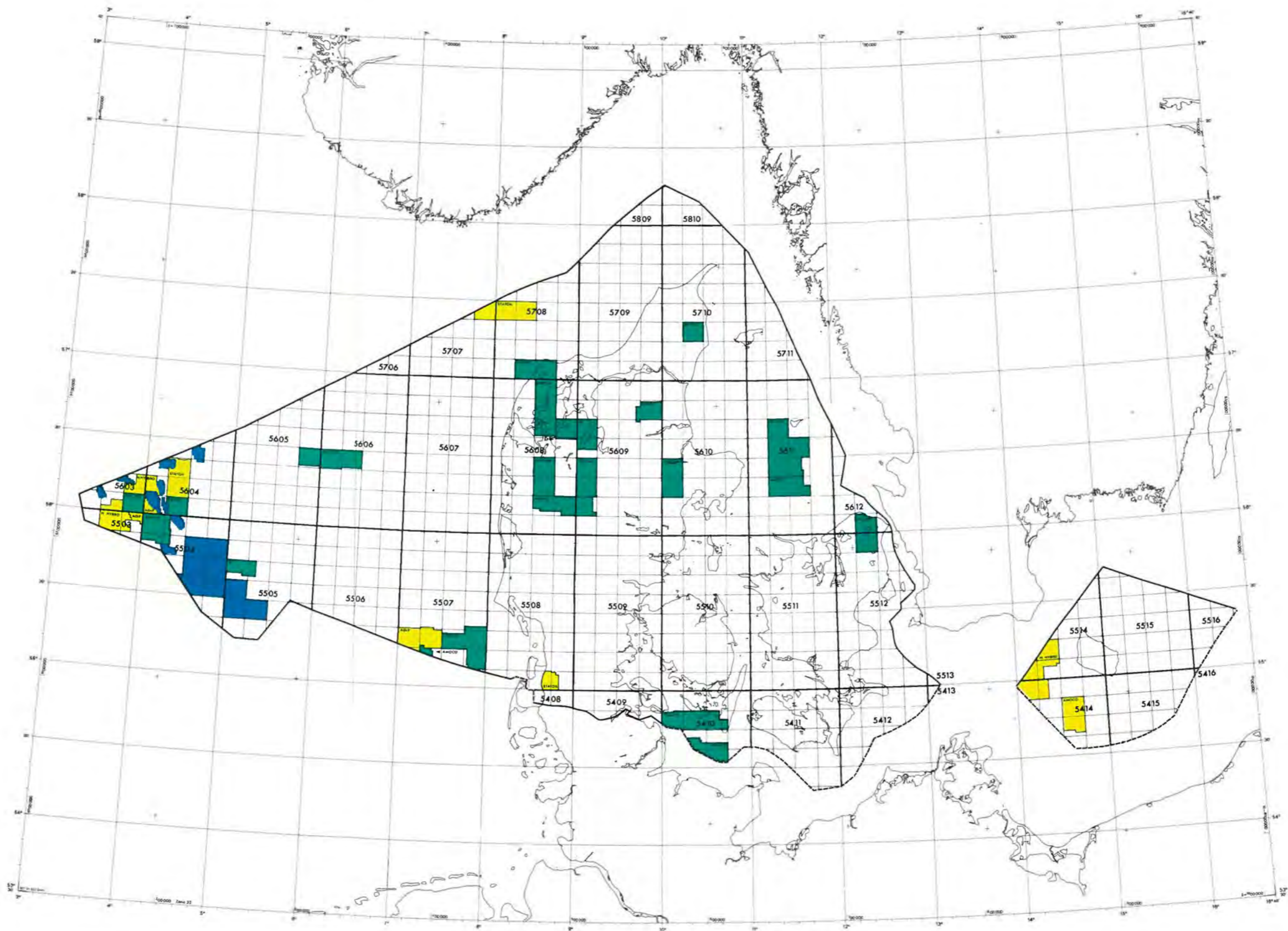
Efterforsknings- og vurderingsboringer

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bred. Ø.læng.	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bred. Ø.læng.	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
VAGN-2 5505/21-2	CHEVRON MÆRSK EXPLORER	55°19'21" 05°09'44"	1930 meter ZECHSTEIN	1978-08-09 1978-09-04	RARL-1 5604/21-2	CHEVRON DYVI BETA	56°17'43" 04°03'12"		1983-07-12 1983-10-04
PER-1 5505/05-1	CHEVRON MÆRSK EXPLORER	55°47'30" 05°05'01"	2781 meter PRÆKAMBRIUM	1978-10-18 1978-11-23	HANS-1 5612/21-1	DANSK BØRESELSKAB MÆRSK EXPLORER	56°21'55" 12°00'51"		1983-08-04 1983-10-09
ÅRS-1/1A 5606/07-1	DONG CM 1400E	56°47'44" 09°30'32"	3401 meter Ø.TRIAS	1978-11-06 1979-09-03	THISTED-3 5608/03-2	DONG KENTING 21E	56°57'59" 08°44'26"		1983-08-10 1983-08-26
NILS-1 5505/17-5	CHEVRON MÆRSK EXPLORER	55°23'15" 05°13'37"	2033 meter ZECHSTEIN	1978-12-03 1979-02-19	VEST LULU-1 5604/21-3	CHEVRON DYVI EPSILON	56°20'26" 04°13'28"		1983-09-11 1984-01-18
TOSTRUP-4 5603/04-4	DONG DST 1400/23	56°39'06" 09°20'39"	1610 meter TRIAS/PERM	1979-03-10 1979-10-22	NOKA-1 5504/02-2	CHEVRON DYVI BETA	55°58'09" 04°24'04"		1983-10-10 1984-02-28
DAN M-9 5504/17-6	CHEVRON MÆRSK EXPLORER	55°26'48" 05°06'33"	2093 meter KRIDT	1979-09-10 1979-12-04	JOHN-1 5504/20-1	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	55°24'48" 04°48'45"		1983-10-24 1983-11-10
LINDE-1 5608/16-2	ELSAN CABOT FRANKS 900	56°26'04" 08°26'35"	2237 meter Ø.TRIAS	1979-11-22 1980-01-24	BST ROSA-2 5504/15-4	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	55°35'14" 04°35'08"		1983-11-14 1984-01-25
LULU-1 5604/22-1	CHEVRON SEDCO J.	56°20'03" 04°17'37"	3720 meter TRIAS/PERM	1980-01-03 1980-09-17	KRAKA A-3 5505/17-8	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	55°23'38" 05°04'47"		1984-01-31 1984-06-04
TOSTRUP-5 5609/10-5	DONG IDECO BIR-800	56°38'32" 09°24'59"	1609 meter Ø.TRIAS	1980-04-21 1980-10-19	CLEO-1 5604/18-1	CHEVRON DYVI EPSILON	56°23'23" 04°25'23"		1984-02-06 1984-04-29
STEMLILLE-1 5511/15-1	DONG IDECO BIR 800	55°32'38" 11°37'06"	1664 meter Ø.TRIAS	1980-06-07 1980-07-10	GERT-1 5603/27-2	CHEVRON DYVI EPSILON	56°13'09" 03°43'57"		1984-05-01 1984-07-29
TOSTRUP-6 5609/10-6	DONG IDECO BIR-800	56°38'24" 09°25'17"	1614 meter Ø.TRIAS	1980-07-14 1980-08-27	ELLY-1 5504/06-1	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	55°47'15" 04°17'40"		1984-06-08 1984-08-15
LØGMUNKLOSTER-1 5508/32-1	DANSK BØRESELSKAB DEUTAG T-14	55°02'33" 08°57'04"	2724 meter Ø.ORDOVICIUM	1980-07-31 1980-10-31	LTVA-1 5503/04-1	CHEVRON DYVI EPSILON	55°55'32" 03°49'31"		1984-08-02 1984-09-30
TOSTRUP-7 5609/10-7	DONG IDECO BIR-800	56°38'40" 09°25'22"	1746 meter Ø.TRIAS	1980-08-30 1980-10-13	ADDA-3 5504/08-3	CHEVRON DAN EARL	55°47'50" 04°53'26"		1984-08-31 1984-10-25
TØNDER-3 5408/04-3	DANSK BØRESELSKAB DEUTAG T-14	54°57'30" 08°51'28"	1840 meter N.TRIAS	1980-10-10 1980-11-10	NILS-2 5505/17-9	CHEVRON DAN EARL	55°23'10" 05°13'41"		1984-10-31 1984-12-29
VARNES-1 5509/31-1	DANSK BØRESELSKAB DEUTAG T-14	55°02'13" 09°35'32"	2236 meter PRÆZECHSTEIN	1980-11-20 1980-12-23	IRIS-1 5604/30-1	BRITOLIT DAN KING	56°06'45" 04°18'21"	JURA	1984-11-05 1985-02-24
ADDA-2 5504/08-2	CHEVRON DYVI BETA	55°48'20" 04°50'41"	2743 meter Ø.JURA	1981-01-03 1981-03-03	DYB ADDA-1 5504/08-4	CHEVRON DAN EARL	55°48'13" 04°58'24"		1985-01-01 1985-02-17
BRØNS-1/1A 5508/27-1	DANSK BØRESELSKAB DEUTAG T-14	55°12'04" 08°44'08"	2539 meter PRÆZECHSTEIN	1981-01-11 1981-04-11	VEST LULU-2 5604/21-4	CHEVRON DAN EARL	56°19'48" 04°12'13"		1985-02-21 1985-04-23
MIDT ROSA-1 5504/15-2	CHEVRON DYVI BETA	55°35'39" 04°30'05"	2143 meter ZECHSTEIN	1981-03-16 1981-06-06	GERT-2 5603/28-1	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	56°11'50" 03°46'50"		1985-02-27 1985-07-29
TOSTRUP-8 5609/10-8	DONG IDECO BIR-8085	56°38'20" 19°24'56"	1435 meter Ø.TRIAS	1981-05-31 1981-07-14	ELNA-1 5604/19-1	CHEVRON DAN EARL	56°26'55" 04°31'43"		1985-05-01 1985-06-14
TOSTRUP-9 5609/10-9	DONG IDECO BIR-8085	56°38'10" 09°25'15"	1456 meter Ø.TRIAS	1981-07-19 1981-08-30	UGLE-1 5505/09-2	BP TRANSOCEAN 7	55°43'15" 05°12'10"	3057 meter	1985-05-07 1985-06-24
ROAR-2/2A 5504/07-3	CHEVRON DYVI BETA	55°45'10" 04°39'56"	1981-08-08 1981-11-07	THISTED-4 5708/31-2	AMOCO KENTING II	57°01'19" 08°42'07"	3418 meter PERM		1985-05-19 1985-07-18
TOSTRUP-10 5609/10-10	DONG IDECO BIR-8085	56°38'14" 09°24'34"	1594 meter Ø.TRIAS	1981-09-03 1981-10-21	TERNE-1 5611/23-1	AMOCO DYVI EPSILON	56°20'39" 11°30'20"	3361 meter PRÆ-/KAMBRIUM	1985-05-29 1985-08-16
FARSØ-1 5609/06-2	DONG IDECO BIR 8055	56°46'53" 09°21'50"	1981-10-22 1982-01-24	JOHN FLANKE-1 5504/20-2	CHEVRON DAN EARL	55°24'28" 04°50'10"			1985-06-20 1985-07-19
OTTO-1 5604/25-2	CHEVRON DYVI BETA	56°09'07" 04°11'23"	1981-12-21 1982-03-20	LONE-1 5603/27-3	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	56°08'35" 03°31'58"			1985-06-30 1985-09-03
BOJE-1 5504/07-4	CHEVRON DAN EARL	55°50'02" 04°40'40"	1982-01-04 1982-06-08	KVÆRS-1 5409/02-1	MÆRSK OLIE OG GAS KENTING 31	54°56'28" 09°28'49"			1985-07-27 1985-09-09
THISTED-2 5608/03-1	DONG IDECO BIR-8085	56°57'56" 08°42'57"	1982-02-04 1982-03-28	NORD JENS-1 5504/07-5	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	55°49'59" 04°33'35"			1985-08-07 1985-11-12
JENS-1 5504/11-2	CHEVRON DYVI BETA	55°42'49" 04°32'12"	1982-03-24 1982-09-23	SABY-1 5710/22-1	DOPAS BOLDON-41	57°21'24" 10°23'44"	1854 meter PALÆOZOIKUM		1985-08-07 1985-08-28
NOKA-1 5604/21-1	CHEVRON DYVI BETA	56°16'36" 04°00'16"	1982-10-03 1983-02-09	KEGNES-1 5410/05-1	TEXACO DYVI EPSILON	54°50'51" 10°05'15"	2591 meter ZECHSTEIN		1985-08-21 1985-10-05
EMMA-1 5505/18-1	CHEVRON MÆRSK EXPLORER	55°29'31" 05°21'28"	1982-10-26 1982-11-28	SKIVE-2 5609/13-1	BP BOLDON-41	56°35'37" 09°00'21"	1456 meter		1985-09-02 1985-09-25
SØLLESTED-1 5411/06-1	DANSK BØRESELSKAB DEUTAG T-14	54°48'05" 11°17'55"	1982-10-27 1982-12-11	VEST LULU-3 5604/21-5	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	56°20'58" 04°12'34"			1985-09-12 1985-12-11
DAN M-10 5505/17-7	DANSK BØRESELSKAB MÆRSK EXPLORER	55°28'30" 05°05'07"	1982-12-16 1983-02-16	KIM-1 5603/30-1	CHEVRON GLOMAR LABRADOR 1	56°07'02" 03°29'53"			1985-10-03 1985-12-31
ELIN-1 5504/02-1	CHEVRON DYVI EPSILON	55°56'51" 04°22'21"	1983-01-27 1983-04-27	NORD JENS-2 5504/07-6	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	55°49'59" 04°33'36"			1985-11-16 1985-12-28
TØNDER-5 5408/04-4	DONG NATIONAL 80 U	54°57'03" 08°49'55"	1983-02-13 1983-03-09	LULU-2 5604/22-2	MÆRSK OLIE OG GAS MÆRSK ENDEAVOUR	56°19'06" 04°17'31"			1985-12-15 1986-03-18
STEN-1 5603/27-1	CHEVRON DYVI BETA	56°07'48" 03°27'35"	1983-02-17 1983-04-17	DIAMANT-1 5603/27-2	PHILLIPS GLOMAR LABRADOR 1	56°00'23" 03°53'44"	4242 meter		1986-01-10 1986-03-18
SYDØST IGOR-1 5505/14-1	CHEVRON MÆRSK EXPLORER	55°33'55" 05°16'02"	1983-02-30 1983-04-01	BST ROSA-3 5504/15-5	MÆRSK OLIE OG GAS DYVI EPSILON	55°35'36" 04°36'31"			1986-01-30 1986-03-10
TØNDER-4 5408/04-5	DONG NATIONAL 80 UE	54°57'35" 08°50'50"	1983-03-13 1983-03-30	RAVN-1 5504/01-2	AMOCO DYVI EPSILON	55°52'35" 04°13'52"	5013 meter PERM		1986-03-24 1986-07-17
OLAF-1 5503/03-1	DANSK BØRESELSKAB MÆRSK EXPLORER	55°58'21" 03°44'06"	1983-04-17 1983-07-26	BST ROSA FL.-1 5504/15-6	MÆRSK OLIE OG GAS MÆRSK ENDEAVOUR	55°33'51" 04°37'50"			1986-03-24 1986-04-30
NORD ARNE T-3 5604/25-3	CHEVRON DYVI BETA	56°10'44" 04°10'48"	1983-04-27 1983-07-07	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
BST ROSA-1 5504/15-3	CHEVRON DYVI EPSILON	55°34'47" 04°36'41"	1983-05-01 1983-07-03	VEST LULU-4 5604/21-6	MÆRSK OLIE OG GAS MÆRSK ENDEAVOUR	56°19'05" 04°10'16"			1986-07-27 1986-09-12
MIDT ROSA-2 5504/14-1	CHEVRON DYVI EPSILON	55°36'18" 04°29'21"	1983-07-07 1983-09-08	GNEN-2 5604/29-3	MÆRSK OLIE OG GAS MÆRSK ENDEAVOUR	56°06'52" 04°04'10"			1986-09-30 1986-12-15
EDNA-1 5504/10-1	CHEVRON MÆRSK ENDEAVOUR	55°39'12" 04°25'12"	1983-07-12 1983-10-08						

Seismiske undersøgelser 1986

Survey	Operatør Kontraktør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet i 1986 Indsamlet i alt
SPEKULATIVE FORUNDERSØGELSER					
GC85D Spec.	Geco Tri-D Geco	Onshore	1985-12-03 1986-01-13	Hobro-Hyllebjerg	7.2 km 30.2 km
GR-85/86 Spec.	Nopec C.G.G.	Offshore	1986-uge 2 1986-uge 10	Dansk-tyske grænse	83.4 km 83.4 km
GC85T Spec.	Geco Tri-D Geco	Onshore	1986-01-13 1986-01-23	Fyn	20.7 km 20.7 km
NDB-86 Spec.	Nopec Horizon	Offshore	1986-uge 5 1986-uge 12	Dansk-norske grænse	1075.0 km 1075.0 km
BB-87 Spec	Nopec Horizon	Offshore	1986-09-13 1986-09-19	Norsk-danske grænse	11.4 km 11.4 km
GBD Spec.	GEXCO Geco	Offshore	1986-uge 43 1986-10-28	Bornholm	504.0 km 504.0 km
DANSK UNDERGRUNDS CONSORTIUMS FORUNDERSØGELSER					
V.Lulu-Lulu 3D Excl.	Mærsk Olie og Gas Western Geophysical	Offshore	1986-05-26 1986-06-03	Vest Lulu-Lulu	325.4 km 4377.6 km
DK86 Excl.	Mærsk Olie og Gas SSL	Offshore	1986-07-27 1986-07-31	Elna	298.6 km 298.6 km
DK86 Excl.	Mærsk Olie og Gas Digicon	Offshore	1986-08-08 1986-08-11	Gert	100.7 km 100.7 km
DK86 Excl.	Mærsk Olie og Gas Digicon	Offshore	1986-08-12 1986-08-19	Gorm-Skjold-John	413.5 km 413.5 km
FORUNDERSØGELSER I 1. OG 2. RUNDE					
PH86D Excl.	Phillips Prakla-Seismos	Onshore	1986-01-31 1986-04-28	Viborg	218.9 km 218.9 km
DN86D Excl.	DOPAS Geco	Onshore	1986-02-14 1986-04-08	Sæby	62.0 km 62.0 km
PH86C Excl.	Phillips Horizon	Offshore	1986-06-20 1986-06-25	Diamant	230.1 km 230.1 km
NH8612 Excl.	Norsk Hydro Geco	Offshore	1986-09-06 1986-09-30	Dogger A	893.4 km 893.4 km
NH8613 Excl.	Norsk Hydro Geco	Offshore	1986-09-18 1986-09-29	Dogger Vest	1071.5 km 1071.5 km
ST8635 Excl.	Statoil Geco	Offshore	1986-09-25 1986-10-15	Skagerrak	1479.7 km 1479.7 km
NH8701 Excl.	Norsk Hydro Geco	Offshore	1986-10-04 1986-10-05	Rønne A	56.7 km 56.7 km
ST8636 Excl.	Statoil Geco	Offshore	1986-10-17 1986-11-17	Central Graven	520.5 km 520.5 km
ØVRIGE FORUNDERSØGELSER					
ST86 Excl.	Statoil Norway Western Geophysical	Offshore	1986-01-27 1986-01-27	Central Graven Dansk-norske grænse	9.0 km 9.0 km
SGT8606 Excl.	Saga Petroleum Western Geophysical	Offshore	1986-05-09 1986-05-25	Central Graven Dansk-norske grænse	73.7 km 73.7 km
PG86 Excl.	Phillips Norway Geco	Offshore	1986-08-05 1986-08-14	Central Graven Dansk-norske grænse	26.1 km 26.1 km

DANSK KONCESSIONSOMRÅDE 1986



■ DUC koncessioner

■ 1. Runde koncessioner

■ 2. Runde koncessioner

UTM Projektion 1:3 000 000



Inside Cover :

Table of Contents

Table of Illustrations





energistyrelsen

Landemærket 11 · 1119 København K