



Ruth Christensen  
fuldmægtig

# Olie og Gas i Danmark

## Efterforskning og Produktion

Årsrapport 1987

energistyrelsen

# 1987

Energistyrelsen blev oprettet ved lov i 1976. Styrelsen skal bistå Energinisteren 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.

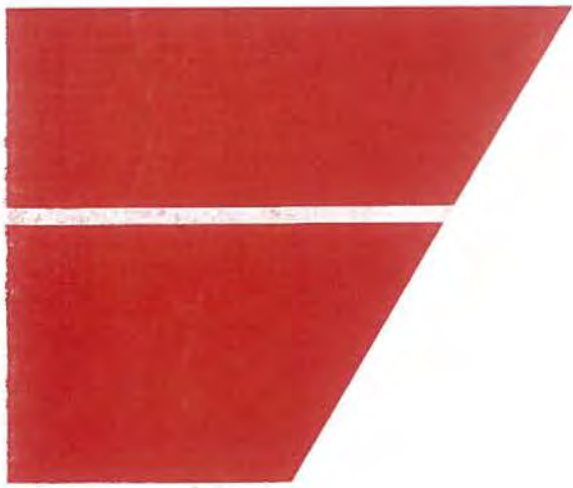
Styrelsen administrerer dele af energilovgivningen. Det gælder bl.a. lovgivning om el- og varmforsyning vedvarende energi, beredskabs- og kriseforanstaltninger samt indvinding og transport af olie og naturgas fra Danmarks undergrund.

Udgivet april 1988

Trykkeri Schultz Grafisk

ISBN 87 - 89072 - 08 - 01

Eftertryk tilladt med kildeangivelse



○

2. kontor

3. kontor

4. kontor

5. kontor

○

6. kontor

# Olie – / gasområdet 1987



Områdeleder



OGO sekretariat



Økonom, Jurist, Cand. mag.

Ingeniør

Geolog

Tekniker

Kontorpersonale, Edb.



København, den 26. april 1988.

Folketingets Energipolitiske Udvalg.

Til udvalgets orientering fremsender jeg hermed i 80 eksemplarer Energistyrelsens årsrapport for 1987 vedrørende olie- og naturgasaktiviteterne i Danmark.

Udover en samlet beskrivelse af en række aspekter ved efterforskning, udbygning og produktion af olie og naturgas i Danmark i 1987, indeholder rapporten en revurdering af olie- og naturgasreserverne samt Energistyrelsens 5-års prognose for aktiviteterne i den danske Nordsø.

Den pressemeddelelse, som Energistyrelsen udsender i forbindelse med rapportens offentliggørelse, er tillige vedlagt.

Med venlig hilsen

Svend Erik Hovmand



# pressemeddelelse fra energistyrelsen



## ÅRSRAPPORT OM OLIE OG NATURGAS I 1987

Energistyrelsen udsender årligt 2 rapporter vedrørende henholdsvis olie og naturgas, samt forsyning og forbrug. Styrelsen udsender hermed årsrapport for 1987 for olie- og naturgasområdet. Rapporten viderefører den informationsvirksomhed, som indledtes med årsrapporten for 1986 og rapporten om forsyning og forbrug i 1986-1987.

I forlængelse af årsrapporten for 1986 beskriver nærværende rapport den samlede aktivitet lige fra den indledende efterforskning over vurderingsaktiviteter og udbygning til produktion. Rapporten giver en status for området ultimo 1987, og der er lagt vægt på, at den kan tjene som opslagsværk.

Som noget nyt er der et selvstændigt afsnit af mere teknisk karakter, der redegør for de metoder, Energistyrelsen anvender ved de årlige reserveopgørelser over olie og naturgas.

Denne artikel følges af en opgørelse over reserverne pr. 1. januar 1988. Det fremgår heraf, at oliereserverne er opskrevet med 10% i forhold til året før, mens naturgasreserverne er uforandrede. De forventede tilbageværende reserver andrager 175 mio. m<sup>3</sup> olie og 170 mia. Nm<sup>3</sup> naturgas.

Årsrapporten indeholder tillige en artikel med en 5-års prognose for efterforskning, udbygning og produktion. Det fremgår heraf, at Danmark i begyndelsen af 1990'erne vil være over 90% selvforsynende med olie og naturgas.



Dette svarer til en selvforsyningsgrad på 55% i forhold til det samlede energiforbrug i Danmark.

Den høje selvforsyning skyldes, at olieproduktionen forventes af stige fra 5,4 mio. m<sup>3</sup> i 1987 til ca. 8,5 mio. m<sup>3</sup> i 1990. Dette forudsætter en videreudbygning af eksisterende oliefelter samt idriftssættelse af nye felter, idet produktionen fra de eksisterende felter forventes at nå maksimum i 1989 for herefter at aftage.

5-års prognosen omfatter også skøn over investeringer, driftsomkostninger og valutaudgifter til energiimport.

Den internationale interesse for området gør, at rapporten vil blive fulgt op med en engelsksproget udgave.

-----

Nærmere oplysninger om rapporten kan fås ved henvendelse til fuldmægtig Vagn Bendz Jørgensen på tlf. 01 92 67 00.



I november 1987 afgav Energistyrelsen beretning om sine opgaver vedrørende energiforsyning og -forbrug for perioden 1986-1987.

Denne årsrapport orienterer om Energistyrelsens opgaver vedrørende efterforskning og produktion af olie og gas i Danmarks undergrund. Rapporten viderefører hermed den informationsvirksomhed på området, som indledtes med den i april 1987 udsendte "Årsrapport 1986".

Det påhviler Energistyrelsen at føre tilsyn på Energinisterens vegne med de rettighedshavere, som udøver efterforsknings- og indvindingsvirksomhed. Styrelsen skal herigennem medvirke til at sikre, at de danske energiressourcer udnyttes på en sikker og for samfundet hensigtsmæssig måde.

De opgaver Energistyrelsen løser, må ses i sammenhæng med aktiviteten på området. I denne rapport er der derfor lagt betydelig vægt på at give en beskrivelse af udviklingen inden for efterforskning og produktion på dansk område med en status for 1987. Det er derfor også et sigte med rapporten, at den kan fungere som et forhåbentlig nyttigt opslagsværk.

Som noget nyt i forhold til rapporteringen for 1986 er rapporten udvidet med en prognose for den danske energiproduktion og selvforsyning de næste fem år. Desuden redegøres for, hvorledes de danske reserver af olie og gas opgøres.

Da der også internationalt er stor interesse for området, vil rapporten blive efterfulgt af en engelsksproget udgave.

København, april 1988.



Hans von Bülow  
Direktør



<b>Organisation</b>	4	<b>Bilag</b>	
<b>Efterforskning</b>	7	<b>A Rettighedshavere på dansk område</b>	56
Efterforskning i 1987	7	<b>B Efterforsknings- og vurderingsboringer</b>	57
Seismiske undersøgelser	8	Kort over boringer	57
Reprocessering af seismiske data	9	Liste over boringer	59
Boreaktivitet	10	<b>C Seismiske forundersøgelser 1987</b>	63
Efterforskningsboringer	11	<b>D Olie- og gasproduktion</b>	64
Vurderingsaktiviteter	12	Årlig produktion 1972 – 1987	64
Tilbageleverede arealer	14	Månedlig produktion 1987	65
Frigivelse af boredata	15	<b>E Feltdata</b>	66
<b>Produktion</b>	17	<b>F Koncessionskort</b>	
Producerede mængder	17	Central Graven	
De producerende felter	19	Øvrige Danmark	
Felter under planlægning	22		
<b>Reserveklassifikation</b>	25		
Metodebeskrivelse	25		
Klassifikation af reserver	26		
<b>Reserveopgørelse</b>	29		
Metode og definitioner	29		
Reservegrundlag pr. 1. januar 1988	30		
<b>5-års prognose</b>	33		
Olie- og gasindvinding	33		
Olie- og gasefterforskning	35		
Selvforsyning og valutaudgift	35		
<b>Økonomi</b>	37		
<b>Tilsyn</b>	41		
Hovedbekendtgørelsen	41		
Etablering af faste installationer	41		
Flytbare havanlæg	41		
Havanlæg under drift	42		
Ulykkesstatistik	42		
Afbrænding af gas	43		
Anlæg på land	44		
Målesystemer for olie og gas	44		
Koordinationsudvalget	45		
Aktionskomiteen	46		
<b>Uddannelse og forskning</b>	47		
Uddannelse	47		
Forskning	48		
<b>Dansk arbejde</b>	51		
Kulbrinteudvalget	51		
Aktiviteten i andre Nordsølande	52		

Energistyrelsen er oprettet i 1976 i henhold til lov om energipolitiske foranstaltninger. Styrelsens opgave er at bistå Energiministeren og andre myndigheder i spørgsmål inden for energiområdet.

Energistyrelsens nuværende struktur er karakteriseret ved to hovedområder.

**Forsynings- og forbrugsområdet**, som i november 1987 udsendte en rapport om planlægning m.v. af forsyning med og anvendelsen af energi.

**Olie-/gasområdet**, som denne årsrapport omhandler, varetager de arbejdsopgaver i styrelsen, som er knyttet til efterforskning og udnyttelse af danske olie og gas-forekomster. Energistyrelsens arbejde er primært af teknisk-administrativ karakter, og styrelsen har på olie-/gasområdet opbygget specialisten på en række ingeniørmæssige, geologiske, juridiske og økonomiske fagområder. Blandt de væsentligste arbejdsopgaver er tilsyn med efterforskning, indvinding og transport af olie og gas fra den danske undergrund samt forberedelse og planlægning af fremtidig efterforskning og indvinding af olie og gas (kulbrinter).

**Olie-/gasområdet** beskæftiger 71 ansatte. I 1987 anvendtes konsulenter til et beløb af 4,8 mio. kr. Heraf blev 2,6 mio. kr. refunderet af rettighedshavere. Disse har endvidere refunderet 11 mio. kr. som betaling for Energistyrelsens egen indsats på tilsynsområdet.

Gebyrer og afgifter vedrørende tilladelser til seismiske undersøgelser indbragte 0,5 mio. kr.

Opgavefordelingen mellem styrelsens 5 kontorer i olie-/gasområdet er kort beskrevet nedenfor.

**2. kontor** varetager opgaver i forbindelse med uddannelse og forskning samt dansk engagement i olie-/gassektoren.

Kontoret administrerer herunder uddannelses- og forskningsaftaler med rettighedshaverne.

Forsknings- og udviklings spørgsmål på kulbrinteområdet varetages i samarbejde med Energiministeriet i dansk og nordisk samt i EF-sammenhæng. Der ydes i denne forbindelse teknisk bistand til EF-kommissionsudvalg og ved vurderinger af projektansøgninger om forskningsstøtte.

Kontoret fungerer som sekretariat for Energiministeriets Kulbrinteudvalg og overvåger rettighedshavernes anvendelse af danske varer og tjenesteydelser.

**3. kontor** er ansvarlig for tilsynet med udnyttelsen af ressourcerne i undergrunden. Kontoret forestår vurdering af rettighedshavernes planer for udnyttelse af ressourcerne i de felter, der er erklæret kommercielle. Kontoret følger ressourceudnyttelsen i de producerende felter og udarbejder tekniske forskrifter til regulering af indvindingen. Kontoret udarbejder regelmæssigt reserveopgørelser samt kort- og langsigtede produktionsprognoser.

**4. kontor** varetager geologiske og tekniske opgaver i forbindelse med forberedelse, forhandling og opfølgning af efterforskningstilladelser. Over for Energiministeriet medvirker kontoret ved forberedelse og tildeling af nye efterforskningstilladelser i Danmark.

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

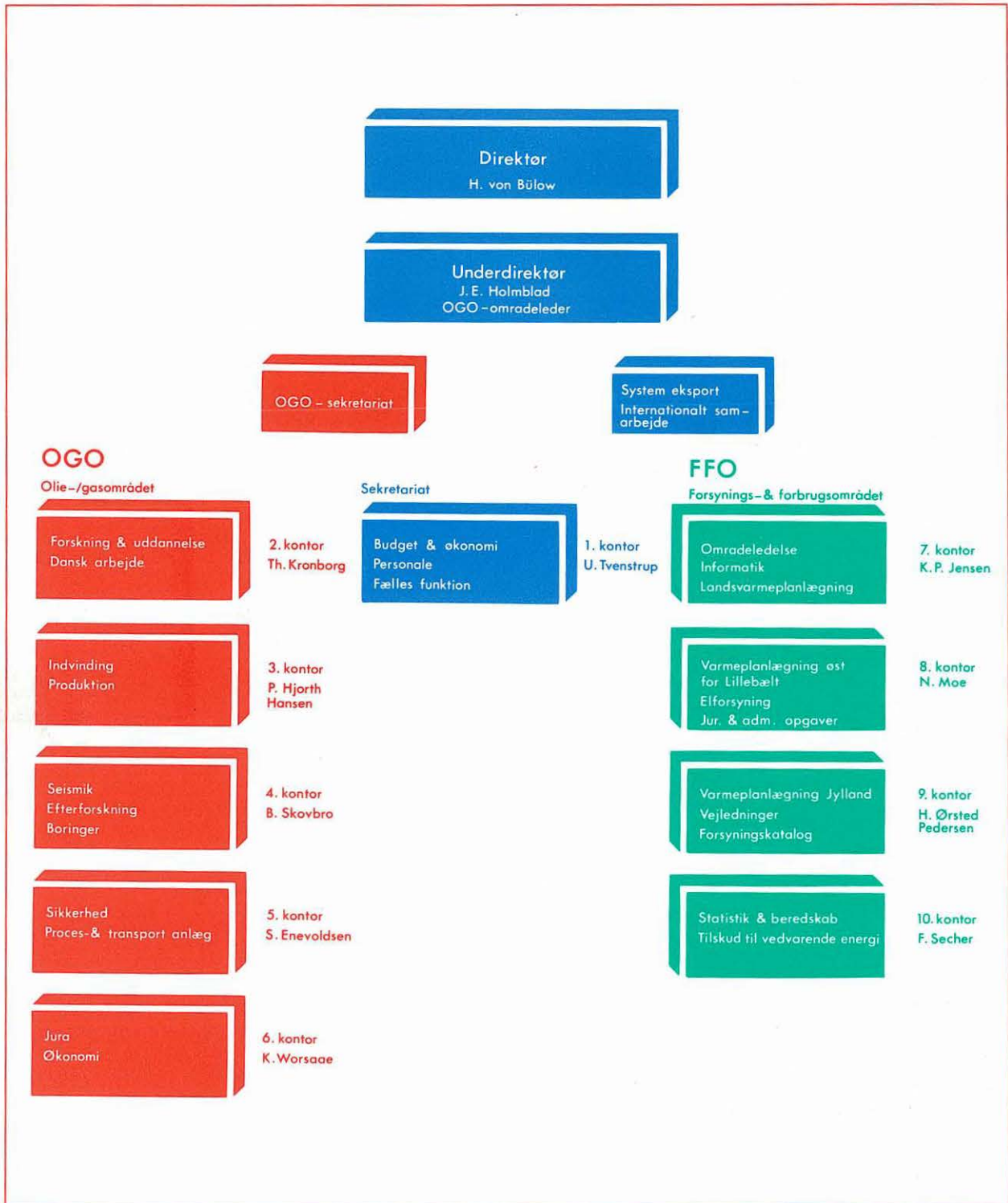
Kontoret udarbejder endvidere de bidrag til Energistyrelsens reserveopgørelse, som vedrører nye fund og fund, som er under vurdering.

**5. kontor** udøver en væsentlig del af det i lov om visse havanlæg samt lov om naturgasforsyning foreskrevne tilsyn med rettighedshaverne. Tilsynet omfatter en vurdering af de tekniske og sikkerhedsmæssige aspekter vedrørende opbygning og drift af offshore anlæg for olie og gas. Der føres tilsyn med boretekniske installationer på flytbare anlæg. Endvidere vurderes arbejdsmiljøforholdene på flytbare og faste installationer offshore. Kontoret samarbejder bl.a. med Søfartsstyrelsen, som varetager de maritime forhold i henhold til lov om visse havanlæg.

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

Kontoret fører økonomisk tilsyn med rettighedshaverne, herunder royaltyregnskaber. Kontoret udarbejder økonomiske prognoser over fremtidige indvindingsaktiviteter.

Fig. 1.1 Organisationsdiagram for Energistyrelsen



## Organisation

---

Der udføres juridiske og økonomiske opgaver i forbindelse med vurderinger af kommercialitetserklæringer, feltudbygninger, arbejdsprogrammer, udbudsrunder etc. Kontoret er i samarbejde med 4. kontor ansvarlig for godkendelser og tilsyn på forundersøgelsesområdet og varetager i samarbejde med 5. kontor sekretariatsfunktionen for det i henhold til lov om visse havanlæg nedsatte koordinationsudvalg vedrørende fastsættelse af regler på området samt sekretariatsfunktionen for Aktionskomiteen og Havarikommissionen. Endelig varetages tilladelser til videnskabelige undersøgelser samt sager om tiltalerejsning ved overtrædelse af sikkerhedszoner.

Energistyrelsen medvirker til at sikre, at statens interesser varetages i forbindelse med kulbrinteefterforskningen. Styrelsen tilser, at selskabernes aktiviteter udføres sikkerhedsmæssigt forsvarligt, og at de forpligtelser, der er knyttet til tilladelserne, bliver overholdt.

Energistyrelsen godkender seismikprogrammer og boringer før de sættes igang, og styrelsen modtager indberetning om og registrerer alle de resultater, der fremkommer.

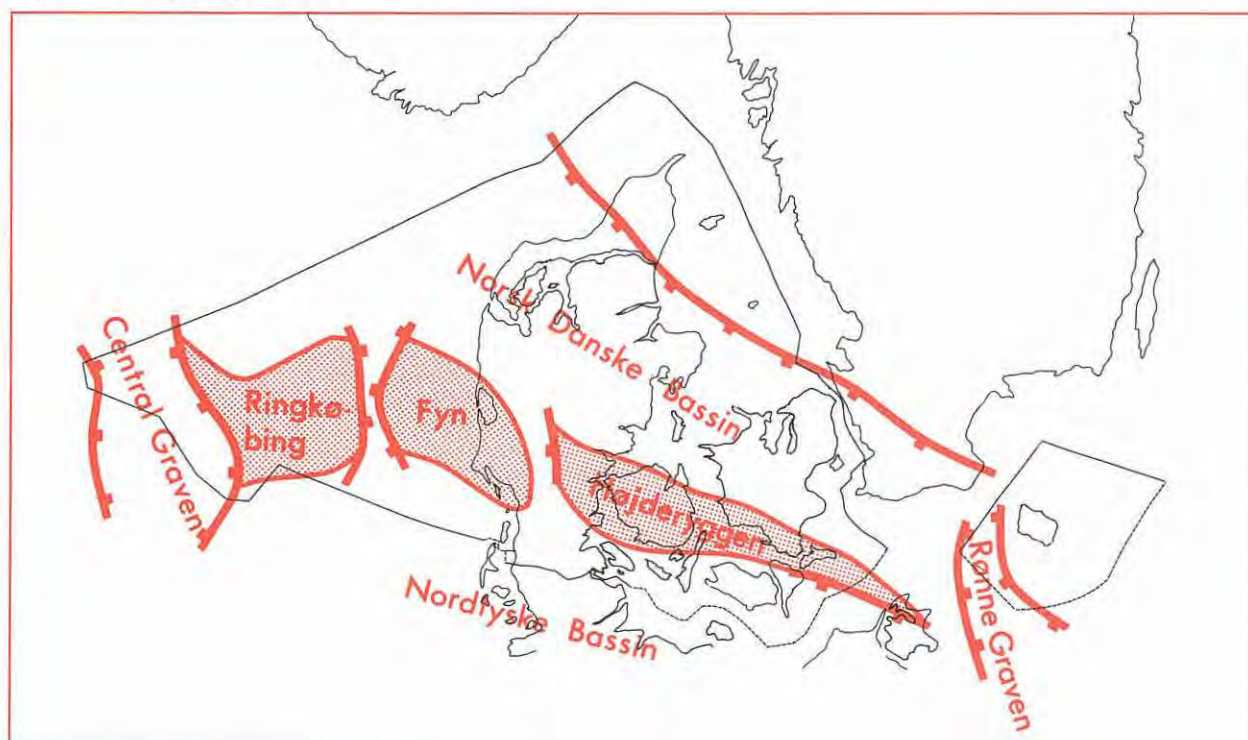
## Efterforskning i 1987

I 1987 foregik hovedparten af efterforskningen i Det Norsk-Danske Bassin, idet 3 ud af 5 boringer er udført i dette område (fig. 2.1). Tidligere har aktiviteterne været koncentreret omkring andre

nordlige del af Jylland og området vest og nordvest herfor i Skagerrak og Nordsøen. Bassinet har gennemgået en anden geologisk udvikling end Central Graven. Derfor findes der i Det Norsk-Danske Bassin andre formationer, hvor der er muligheder for at gøre kulbrintefund end i Central Graven. I modsætning til Central Graven forventes der ikke at være større kulbrinteansamlinger i kalklag af Øvre Kridt – Nedre Tertiær alder. Der er derimod mulighed for at gøre fund i dybere liggende lag, såsom sandsten og kalksten af Perm-Jura alder.

De 3 efterforskningsboringer i Det Norsk-Danske Bassin i 1987 har ikke resulteret i nye fund, men der er fremskaffet betydningsfulde, nye oplysninger om undergrunden. Dette gælder især for offshore delen af bassinet, hvor boringstætheden er ringe (se bilag B).

Fig. 2.1 Geologiske provinser



geologiske provinser, herunder især Central Graven. Den linie, som har været fulgt i forbindelse med 1. og 2. udbudsrunde har bl.a. netop haft til formål at sikre større geografisk og efterforskningsstrategisk spredning af aktiviteterne.

Det Norsk-Danske Bassin omfatter i Danmark den

Ved udgangen af 1987 var der 10 grupper af rettighedshavere, der arbejdede med efterforskning på dansk område. En detaljeret oversigt over de enkelte selskabsgruppers sammensætning findes i bilag A. Koncessionskortet bagest i årsrapporten viser den geografiske og selskabsmæssige fordeling af tilladelser pr. 31. december 1987.

## Seismiske undersøgelser

I 1987 er der i alt indsamlet ca. 10.900 km seismiske linier i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og gas. I bilag C findes en oversigt over de selskaber, der har foretaget undersøgelserne.

Normalt er data, som er indhentet i medfør af undergrundsloven, omfattet af en 5-årig fortrolighedsperiode. Energistyrelsen har i 1987 undtagelsesvis forlænget fortrolighedsperioden for de spekulative seismiske undersøgelser, der blev udført i 1981 og 1982, således at disse data tidligst frigives den 31. december 1988. Spekulativ seismik er undersøgelser, som seismiske firmaer gennemfører i forventning om videresalg af resultaterne.

Med henblik på at undgå forurening af grundvandet fra seismiske landboringer, blev der af Energistyrelsen i 1985 indført skærpede vilkår for lukning og forsegling af seismiske boringer. Miljøstyrelsen har i 1987, med deltagelse af Energistyrel-

sen, iværksat et regelarbejde til formalisering af disse krav. Reglerne skal omfatte alle boringer, der gennemtrænger vandførende lag.

Gener for fiskerierhvervet ved seismiske undersøgelser er blevet reduceret væsentligt i de seneste 2 år. Dette er sket gennem et tættere samarbejde mellem operatørselskaberne og fiskerierhvervet, primært gennem anvendelse af fiskerisagkyndige observatører ombord på seismiske skibe. Sådanne observatører har i henhold til Energistyrelsens vilkår herom været ombord på skibene under alle større undersøgelser.

## Spekulative undersøgelser

Der er i 1987 indsamlet i alt ca. 700 km spekulativ seismik (fig. 2.2). Dette fortsætter den nedadgående tendens fra 1985 og 1986, hvor der blev indsamlet henholdsvis 13.000 og 1.700 km (fig. 2.3). Faldet i aktiviteterne afspejler de seismiske selskabers tilbageholdenhed, indtil tidshorisonten for næste udbudsrunde er mere afklaret.

Fig. 2.2 Seismik 1987

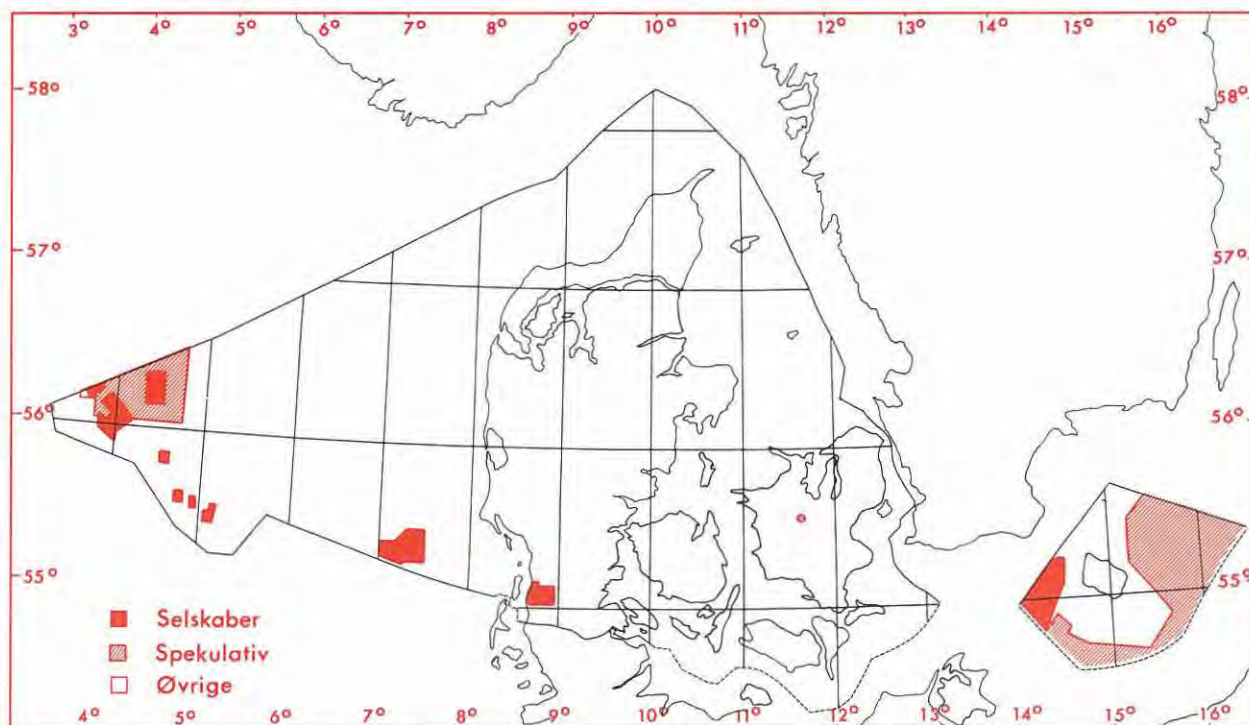
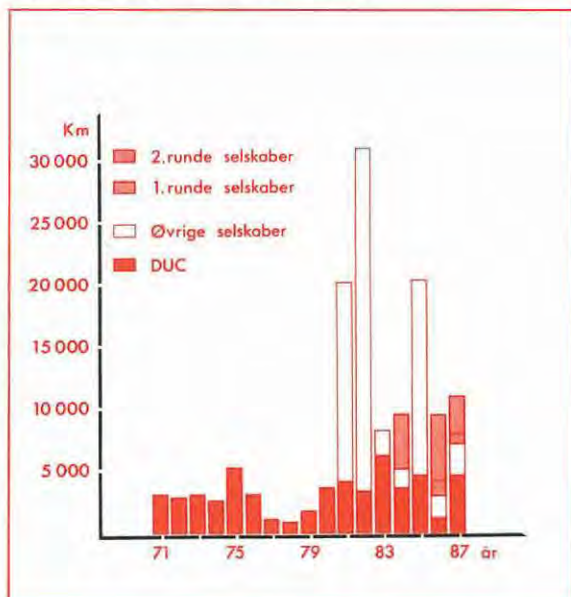




Fig. 2.3 Årlig seismik 1971-1987



## Seismiske undersøgelser i koncessionsbelagte områder

I 1987 er der indsamlet ca. 8.200 km seismik i områder, hvor forskellige selskabsgrupper har tilladelse til efterforskning og indvinding.

Dansk Undergrunds Consortium (DUC) tegner sig for hovedparten af aktiviteten, idet konsortiet har indsamlet ca. 4.800 km. Undersøgelserne er udelukkende udført i Central Graven.

I Det Sammenhængende Område (beliggende i blokkene 5504/7,8,11,12,15 og 16 samt 5505/13,17 og 18. Princip for bloknummerering fremgår af fig. 2.10) har Mærsk Olie og Gas A/S, som operatør for DUC, gennemført undersøgelser over strukturerne Dan, Gorm, Skjold, Boje og Alma. På Gert-strukturen, beliggende ved grænsen til Norge i blok 5603/27 og 28, er gennemført en 3D (tredimensionel) undersøgelse. 3D undersøgelser er meget detaljerede, hvor de seismiske linier lægges tæt.

Dansk Operatørselskab (DANOP) har som operatør for Statoil-gruppen gennemført undersøgelser i Sønderjylland. Resten af undersøgelserne er udført offshore. I Central Graven har Statoil, Agip og Phillips Petroleum udført undersøgelser. Agip har desuden foretaget undersøgelser i Vesterhavet. Endelig har Norsk Hydro gennemført undersøgelser i Østersøen vest for Bornholm.

## Andre seismiske undersøgelser

DANOP har som operatør for Dansk Naturgas A/S udført en undersøgelse ved Stenlille på Sjælland (fig. 2.2) som led i overvejelserne om etablering af et underjordisk gaslager.

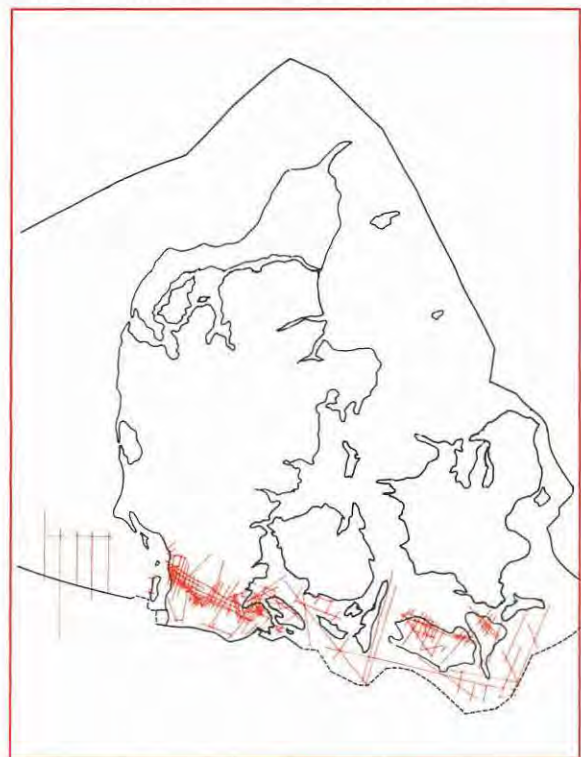
Norsk Hydro (Norge) har indsamlet ca. 1.900 km seismik på dansk sokkel i Nordsøen som led i en større undersøgelse af Gert-strukturen. Denne struktur strækker sig over såvel norsk som dansk sokkel.

## Reprocessering af seismiske data

Formålet med Energistyrelsens reprocessering af seismiske data er at medvirke til, at der tilvejebringes et moderne geofysisk datagrundlag for det danske område.

Ved reprocessering nybearbejdes store mængder gamle data med moderne edb teknik. Reprocessering er et økonomisk fordelagtigt alternativ til at skyde ny seismik, især når det drejer sig om landseismik, hvor optagelse af ny seismik er særlig kostelig.

Fig. 2.4 Reprocesseret seismik i Syddanmark



I 1985 og 1986 blev der reprocesseret 2.200 km seismiske linier, som Prakla Seismos tidligere har indsamlet i Nordjylland. I forbindelse med dette projekt blev der også fremstillet syntetiske seismogrammer og udarbejdet en tolkningsrapport. I 1986 blev der solgt seismiske data til Phillips- og BP-gruppen samt solgt seismogrammer til DOPAS og BP.

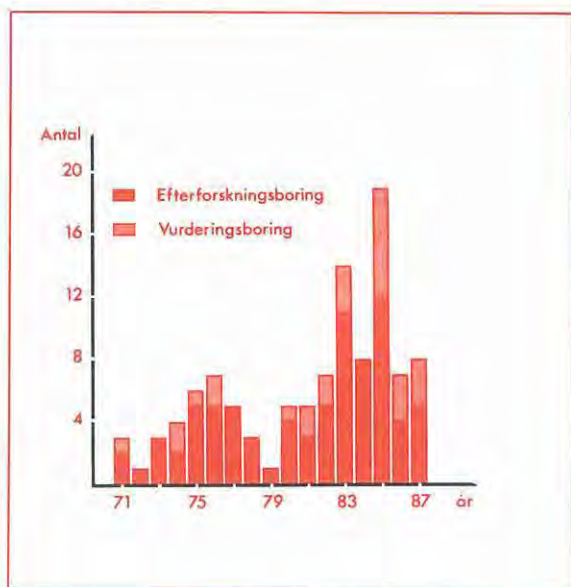
Energistyrelsen, DOPAS og Danpec har i 1987 sammen gennemført reprocessering af 3.500 km seismiske data skudt mellem 1976 og 1980 i Syd-danmark (fig. 2.4). Horizon i London og Prakla Seismos i Hannover blev valgt til at udføre dette arbejde, og ved udgangen af 1987 var alle data reprocesseret.

## Boreaktivitet

Energistyrelsen varetager godkendelses- og tilsynsbeføjelserne i henhold til lov om Danmarks undergrund (undergrundsloven). I 1987 er der udført 8 efterforsknings-/vurderingsboringer efter olie og gas (fig. 2.8 og fig. 2.9). Disse boringer omtales nærmere i afsnittet om efterforskningsboringer og i afsnittet om vurderingsaktiviteter.

På producerende olie-/gasfelter i Nordsøen er der desuden påbegyndt 3 boringer. På Dan feltet er der udført en boring, hvor den nederste del af boringen er boret vandret gennem de olieførende lag, og ved

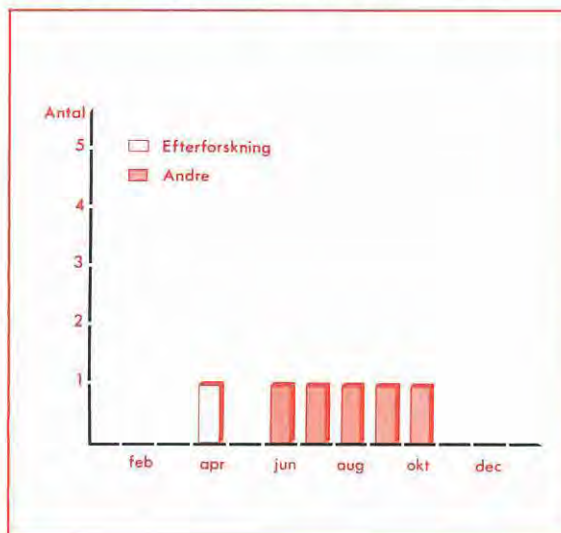
Fig. 2.5 Efterforsknings- og vurderingsboringer 1971-1987



årets udgang var arbejdet indledt på yderligere en vandret boring. På Skjold feltet blev der indledt arbejder på en boring. Arbejderne var ikke færdige ved årets udgang.

Øvrige boreaktiviteter, omfatter en boring, Hvor-num-6, på Hvornum-horsten, hvorfra Dansk Salt producerer salt. DANGAS har udført boringen Tostrup-11 ved naturgaslageret i Lille Torup, samt to boringer Stenlille-2 og -3 på Sjælland i forbindelse med undersøgelser forud for eventuel etablering af et underjordisk gaslager.

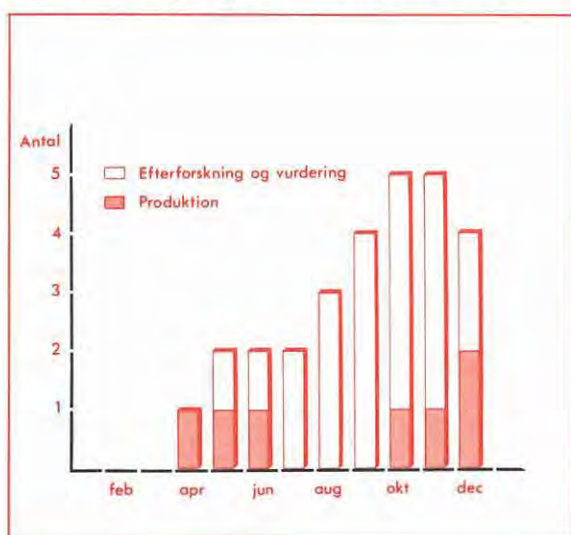
Fig. 2.6 Boringer onshore, antal aktive 1987



I figur 2.5 er vist antallet af efterforsknings-/vurderingsboringer udført i Danmark i perioden 1971 til 1987. En boring henregnes til det år, hvor det egentlige borearbejde påbegyndes. En efterforskningsboring er den første boring, der udføres på en struktur. Efterfølgende boringer på samme struktur betegnes som vurderingsboringer.

En opgørelse over antal aktive (igangværende) boringer fordelt over årets måneder fremgår af fig. 2.6 og fig. 2.7. Opgørelsen er foretaget pr. den 15. i hver måned. Kategorien *andre* i fig. 2.6 dækker de 4 landboringer (Hvornum-6, Tostrup-11 og Stenlille-2 og -3). Kategorien *produktion* i fig. 2.7 dækker boringer udført på producerende felter. Boreaktiviteten offshore har i 1987 været ujævn, med langt det største aktivitetsniveau i årets sidste 5 måneder.

Fig. 2.7 Boringer offshore, antal aktive 1987

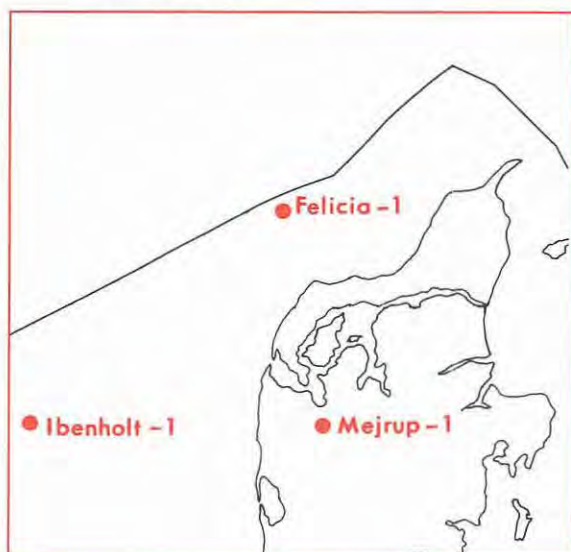


Bilag B indeholder en tabel over efterforsknings- og vurderingsboringer, visse dybe landboringer med andet formål, samt kort over boringernes placering.

## Efterforskningsboringer

Der blev i 1987 udført 5 efterforskningsboringer. Af disse boringer er Mejrup-1, som blev udført af Phillips-gruppen, den eneste på land, resten er udført til havs. Phillips-gruppen har udført Ibenholt-1,

Fig. 2.8 Efterforskningsboringer i Det Norsk-Danske Bassin 1987

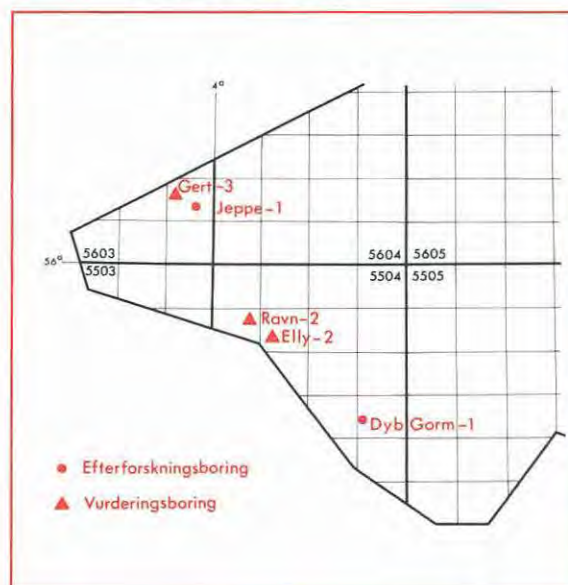


holt-1, Statoil-gruppen har udført Felicia-1, DUC har udført Dyb Gorm-1, mens Norsk Hydro-gruppen har indledt borearbejdet på Jeppe-1, som er afsluttet i marts 1988.

Boringerne Mejrup-1, Ibenholt-1, Felicia-1 og Jeppe-1 er udført som led i de arbejdsprogrammer, som de respektive selskabs-grupper har påtaget sig i forbindelse med tildelingen af efterforskningstilladelser i 1. udbudsrunde i 1984 og 2. udbudsrunde i 1986. Boringen Felicia-1 er den første boring udført i medfør af en tilladelse tildelt i 2. udbudsrunde.

Boringen Dyb Gorm-1 er udført som led i de 6-årige arbejdsprogrammer for DUC's 9 blokke i Det Sammenhængende Område.

Fig. 2.9 Efterforsknings- og vurderingsboringer i Central Graven 1987



Amoco-gruppen har udført vurderingsboringen Ravn-2. Boringen havde til formål at vurdere det fund, der blev gjort med boringen Ravn-1. Ud over det vurderingsmæssige aspekt var der også efterforskningsmæssige aspekter forbundet med boringen. Boringens resultater omtales i afsnittet om strukturer under vurdering i 1987.

## De enkelte boringer

### Blok 5608/19, Mejrup-1

Blokken blev tildelt Phillips-gruppen i 1984 som led i 1. udbudsrunde. I marts og april 1987 gennemførte gruppen med Phillips som operatør, boringen Mejrup-1 (5608/19-1), beliggende nordøst for Holstebro. Boringen blev afsluttet i en dybde af 2.532 m i triassiske bjergarter. Målinger og prøver viste tegn på tilstedeværelsen af kulbrinter. Boringen blev dog ikke prøveproduceret, da de kulbrinteførende lag var af for ringe tykkelse.

### Blok 5605/20, Ibenholt-1

Denne blok blev som led i 1. udbudsrunde i 1984 tildelt Phillips-gruppen. Med Phillips som operatør gennemførte gruppen boringen Ibenholt-1 (5605/20-1) i august og september 1987. Boringen blev afsluttet i en dybde af 2.599 m i prækambriske bjergarter. Der blev ikke udført prøveproduktion. Boringen har givet en række nye informationer, som er nyttige i den videre kulbrinteefterforskning i Det Norsk-Danske Bassin.

### Blok 5708/18, Felicia-1

Statoil-gruppen blev tildelt denne blok som led i 2. udbudsrunde. Med Statoil som operatør gennemførte gruppen fra juli til december 1987 boringen Felicia-1 (5708/18-1) i Skagerrak. Boringen blev afsluttet i bjergarter af Perm alder i en totaldybde af 5.321 m. Den er hermed den dybeste offshore boring, der er udført på dansk område. Der blev ikke fundet tegn på tilstedeværelse af kulbrinter. Med omfattende udtagning af kerner og andre prøver samt ved målinger er der med boringen fremskaffet betydningsfulde nye informationer om et område af den danske kontinentalsoinkel, som hidtil kun i ringe udstrækning er blevet efterforsket.

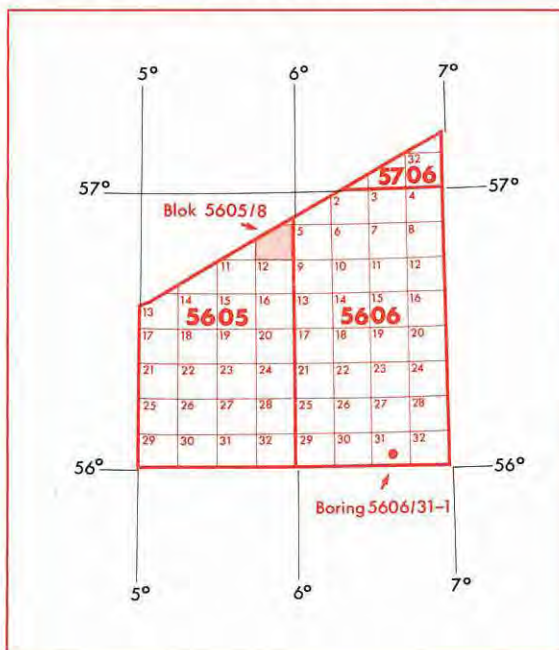
### Blok 5504/16, Dyb Gorm-1

Med Mærsk Olie og Gas A/S som operatør gennemførte DUC boringen Dyb Gorm-1 (5504/16-5) i perioden fra august til december 1987. Boringens primære formål var at undersøge de ældre geologiske formationer, der ligger under de olieførende kridtlag i Gorm feltet. I disse underliggende lag blev der ikke fundet kulbrinter. Boringen gav derimod nyttige oplysninger om flanken af Gorm feltets olieførende kridtlag, og for nøjere vurdering heraf gennemførtes prøveproduktion med gode resultater.

### Blok 5603/28, Jeppe-1

En del af denne blok blev som led i 2. udbudsrunde i 1986 tildelt Norsk Hydro-gruppen. Gruppen indledte med Norsk Hydro som operatør i december 1987 borearbejdet på boringen Jeppe-1 (5603/28-3). Borearbejdet er afsluttet i marts 1988.

Fig. 2.10 Blok- og boringsnummerering



## Vurderingsaktiviteter

DUC har i 1987 udført to vurderingsboringer, og Amoco-gruppen har udført én (fig. 2.9). Ud over disse tre nye boringer, har DUC i 1987 foretaget en genåbning og prøveproduktion af boringen Gert-1, som oprindeligt blev boret i 1984.

På Ravn-strukturen er der i 1987 udført en vurderingsboring Ravn-2 (5504/5-1). Boringen er udført af Amoco-gruppen, med Amoco som operatør som led i et godkendt vurderingsprogram for denne struktur.

På Gert-strukturen har DUC udført en vurderingsboring Gert-3 (5603/28-2) samt ovennævnte arbejder i boringen Gert-1. Gert-strukturen blev erklæret kommerciel den 30. december 1987.

Endelig er der på Elly-strukturen i november 1987 indledt boring af Elly-2 (5504/6-2). Dette arbejde er ikke afsluttet (april 1988).

## Strukturer under vurdering i 1987

### Elly

Elly-strukturen er beliggende i Central Graven i blokkene 5504/5 og 6. Strukturen blev anboret i 1984 med Elly-1 boringen, som påviste tilstedeværelsen af kulbrinter. Vurderingsperioden for Elly udløb den 30. december 1987. I efteråret 1987 er vurderingsperioden blevet forlænget, og den løber nu til den 30. marts 1988. DUC skal senest på dette tidspunkt tage stilling til, om forekomsterne i Elly-strukturen er kommercielle. Ved udgangen af 1987 blev der stadig arbejdet i boringen Elly-2.

### Elna

Elna-strukturen er beliggende i blokkene 5604/19 og 23, og strækker sig ind på norsk område. Boringen Elna-1 viste tilstedeværelsen af kulbrinter. Vurderingsperioden løber til den 23. marts 1988. DUC skal senest på dette tidspunkt tage stilling til, om forekomsten kan udnyttes kommercielt.

### Gert

Gert-strukturen er beliggende i blokkene 5603/27 og 28 og strækker sig ind på norsk sokkelområde. Strukturen dækker et areal på ca. 12 km<sup>2</sup> på dansk område. Første gang der blev boret på strukturen var i 1984. Boringen Gert-1 viste tegn på tilstedeværelsen af kulbrinter men blev dengang ikke prøveproduceret på grund af trykforholdene. Gert-2, boret i 1985, understøttede formodningen om tilstedeværelse af kulbrinter. I sommeren 1987 blev boringen Gert-1 genåbnet, og ved en prøveproduktion blev der produceret ca. 635 m<sup>3</sup> olie pr. dag (svarende til ca. 4.000 tønder olie pr. dag). Senere på året blev boringen Gert-3 udført. Resultaterne herfra indikerede tilstedeværelsen af kulbrinter, men i så beskedent omfang, at det ikke gav anledning til udførelse af prøveproduktion. I forbindelse med vurderingsarbejdet har DUC indgået aftale om bla. udveksling af informationer med den gruppe, der har efterforskningsrettighederne i den norske del af strukturen. Denne gruppe har i Gert-området, med Norsk Hydro som operatør, gennemført to efterforskningsboringer, én i 1986 og én i 1987. Boringen, der blev udført i 1987 (benævnt 2/12-1), blev prøveproduceret med en produktionsrate på ca. 1.600 m<sup>3</sup> olie pr. dag. Gert-strukturen blev af DUC erklæret kommerciel den 30. december 1987. For bedre at kunne fastslå struktu-

rens omfang og indhold af kulbrinter skal der udføres yderligere undersøgelser.

### Gwen

Gwen-strukturen er beliggende i blokkene 5604/25 og 29. Der er udført to boringer i strukturen. Q-1 (Gwen-1) boringen udført i 1973 påviste kulbrinter i Øvre Jura sandsten. Gwen-2, som blev boret i 1986, traf derimod ikke kulbrinteholdige reservoirer. DUC har den 30. oktober 1987 erklæret Gwen-strukturen ikke-kommerciel. Dette betyder, at området er tilbageleveret til staten, og at området ikke længere er licensbelagt.

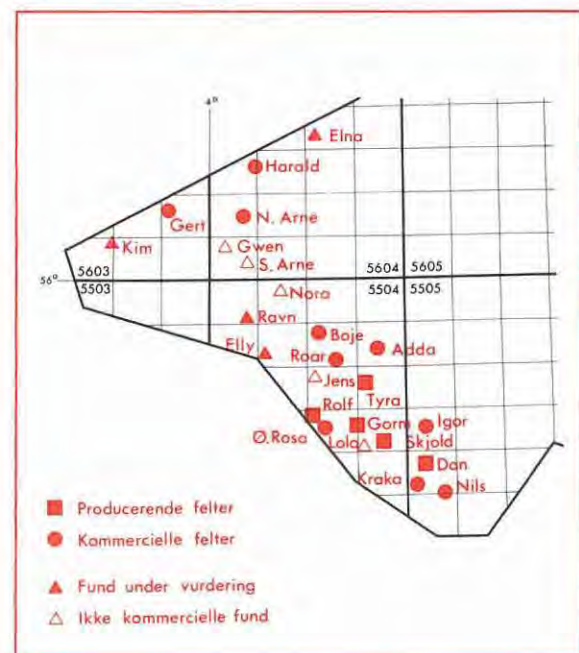
### Kim

Kim-strukturen er beliggende i blokkene 5603/26,27,30 og 31. Kim-strukturen blev anboret i 1985 med Kim-1 boringen. Boringen viste tegn på tilstedeværelsen af kulbrinter. Vurderingsperioden løber til den 29. september 1988, og DUC skal senest på dette tidspunkt tage stilling til Kim-strukturens kommercielitet.

### Nora

Nora-strukturen er beliggende i blokkene 5504/2 og 5604/29 og 30. Strukturen blev anboret i 1984

Fig. 2.11 Fund og felter



med Nora-1 boringen. Der blev i boringen påvist spor af kulbrinter. DUC har den 18. juni 1987 erklæret Nora-strukturen ikke-kommerciel. Dette betyder, at området er tilbageleveret til staten, og området er således ikke længere licensbelagt. Tilbageleveringen gælder også Syd-Arne fundet, som ligger inden for feltafgrænsningen for Nora-strukturen.

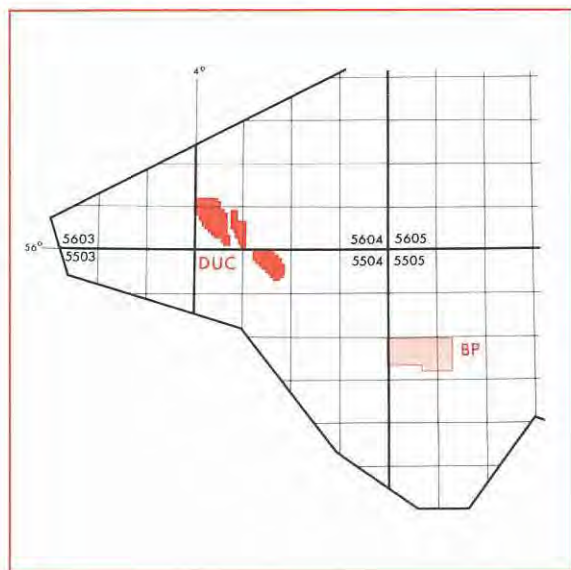
### Ravn

Ravn-fundet er beliggende i blokkene 5504/1,2,5, og 6. Amoco-gruppen anbede strukturen i 1986 med boringen Ravn-1 (5504/1-2). Ved en prøveproduktion blev der produceret olie fra sandsten af jurassisk alder. Vurderingsprogrammet for strukturen blev godkendt den 8. maj 1987. Boringen Ravn-2 (5504/5-1) blev udført i efteråret 1987. Boringen blev afsluttet i totaldybden 4.507 m i triassiske bjergarter. Boringen har bekræftet tilstedeværelsen af kulbrinter, men prøveproduktion blev ikke udført. Amoco-gruppen arbejder videre med en evaluering af det gjorte fund.

### Tilbageleverede arealer

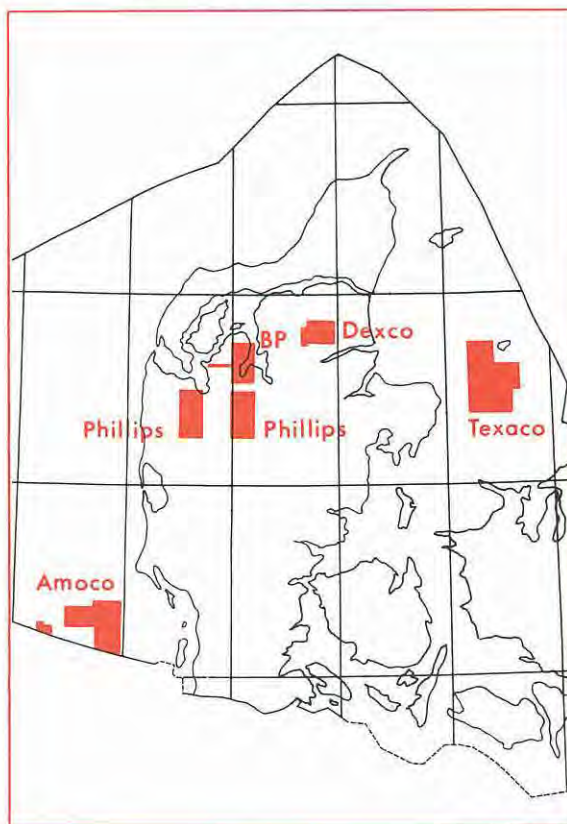
Ifølge aftalen af 1981 mellem Energiministeren og A.P. Møller skal et 2-årigt vurderingsprogram afsluttes med, at DUC skal erklære, om et fund er kommercielt eller ikke-kommercielt. I 1987 afgav DUC erklæringer om at Gwen- og Nora-struktu-

Fig. 2.12 Tilbageleverede arealer, Central Graven 1987



erne er ikke-kommercielle. Dette indebærer ifølge 1981 aftalen, at retten til efterforskning bortfalder i disse områder. De pågældende områder er tilbageleveret til staten i 1987 (fig. 2.12).

Fig. 2.13 Tilbageleverede arealer uden for Central Graven 1987



Der er i 1987 tilbageleveret en række arealer, som blev tildelt forskellige selskabsgrupper i 1. udbudsrunde i 1984. BP-gruppen har tilbageleveret arealer i blokkene 5608/16 og 5609/9 og 13, beliggende i Vestjylland, samt i blokkene 5505/9 og 10 beliggende i Central Graven. Phillips-gruppen har tilbageleveret arealer i blokkene 5608/19 og 23 samt 5608/17 og 21, beliggende i Vestjylland. Arealer i blokkene 5507/20,22,23,24,26, og 28 i Vesterhavet har Amoco-gruppen leveret tilbage. Texaco-gruppen har leveret arealer tilbage i blokkene 5611/10,14,15,18 og 19 beliggende i Kattegat. Endelig har Dexco-gruppen tilbageleveret arealer i Himmerland i blokkene 5609/7,8, og 11. Der er udført seismiske undersøgelser og foretaget efterforskningsboringer i de omtalte arealer i overensstemmelse med godkendte og eventuelt reviderede arbejdsprogrammer.

## **Frigivelse af boredata**

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

Data, som i løbet af 1982 er indkommet til myndighederne, er således blevet offentligt tilgængelige i løbet af 1987. Oplysninger indsendt f.eks. den 10. juni 1982, er således offentligt tilgængelige fra den 11. juni 1987. Danmarks Geologiske Undersøgelse (DGU) formidler disse informationer, ligesom man hos DGU kan gennemse data (rapporter, prøver etc.) Dog er der som nævnt sket en forlængelse af fortrolighedsperioden for spekulative seismiske undersøgelser, som blev udført i 1981 og 1982.

For 1. og 2. runde tilladelser, som udløber eller opgives, begrænses den 5-årige fortrolighedsperiode til 2 år.

I 1987 er data fra følgende borer blevet offentligt tilgængelige:

### **Efterforskningsboringer:**

#### **Offshore:**

5504/7-3 Roar-2/2A (DUC)

5604/25-2 Otto-1 (DUC)

5504/11-2 Jens-1 (DUC)

5504/7-4 Boje-1 (DUC)

5505/9-2 Ugle-1 (BP)

#### **Onshore:**

5609/6-2 Farsø-1 (D.O.N.G.)

5608/3-1 Thisted-2 (D.O.N.G.)

5609/13-1 Skive-2 (BP)

### **Produktionsboringer:**

Gorm-boringerne: N-14, N-15, N16A/B/C, N-17, N-18, N-19, N-20, N-21





Produktionen af olie i 1987 kom fra 4 felter: Dan, Gorm, Skjold og Rolf. Desuden bidrog gasfeltet Tyra til olieproduktionen, dels med kondensat udskilt fra gassen, og dels med olie fra en tynd zone i reservoiret.

Disse felter er alle beliggende inden for det såkaldte sammenhængende område i den sydlige del af det danske Centralgravsområde.

## Producerede mængder

Den samlede produktion af olie og kondensat fra de fem felter udgjorde i 1987 5,4 mio. m<sup>3</sup> svarende til 4,6 mio. tons.

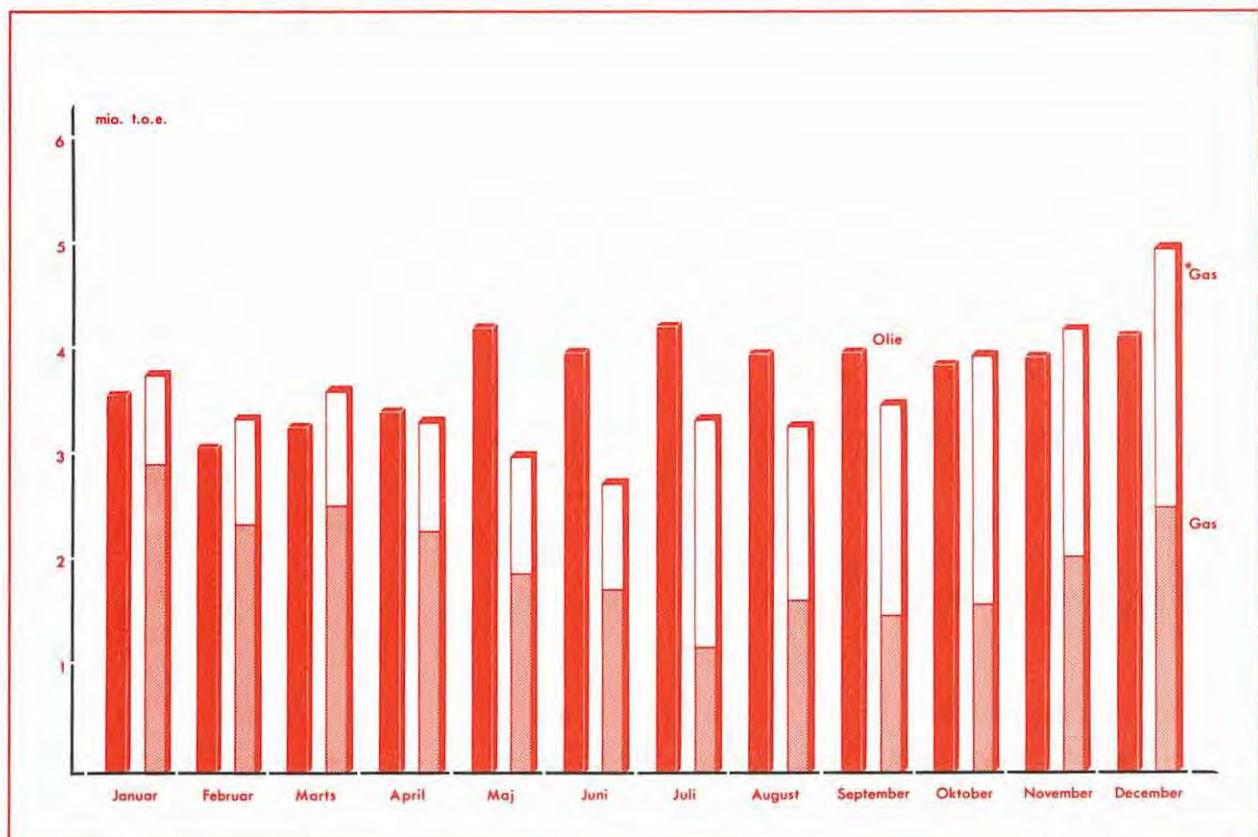
Gasproduktionen fra de samme 5 felter androg ca. 4,1 mia. normalkubikmeter (Nm<sup>3</sup>), hvoraf den overvejende del blev indvundet på gasfeltet Tyra, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieproduktionen. Af den producerede gas blev ca. 56% ilandført og solgt i over-

ensstemmelse med gasaftalen mellem DUC og DANGAS, mens ca. 37% blev pumpet tilbage i undergrunden på Gorm feltet, samt fra omkring 1. juli endvidere på Tyra feltet, hvor det såkaldte kondensatprojekt blev sat i drift. Endelig blev 4% anvendt ved energiforsyningen på platformene, mens de resterende 3% blev afbrændt uden nyttiggørelse (flaring).

Energiindholdet i 950 Nm<sup>3</sup> naturgas svarer til 1 ton olie. Den samlede olie- og gasindvinding for året 1987 kan således opgøres til knap 8,94 mio. tons olieækvivalenter (mio. t.o.e.), hvoraf 7,04 mio. t.o.e. er blevet ilandført som råolie og naturgas.

Til sammenligning svarede det samlede danske energiforbrug i 1987 til 19,29 mio. t.o.e., hvoraf kulbrintedelen (olie og naturgas) udgjorde 10,73 mio. t.o.e. Selvforsyningsgraden for kulbrinteprodukter var således i 1987 ca. 66%. I 1980 var den kun 2%.

Fig 3.1 Produktion af olie og gas i 1987

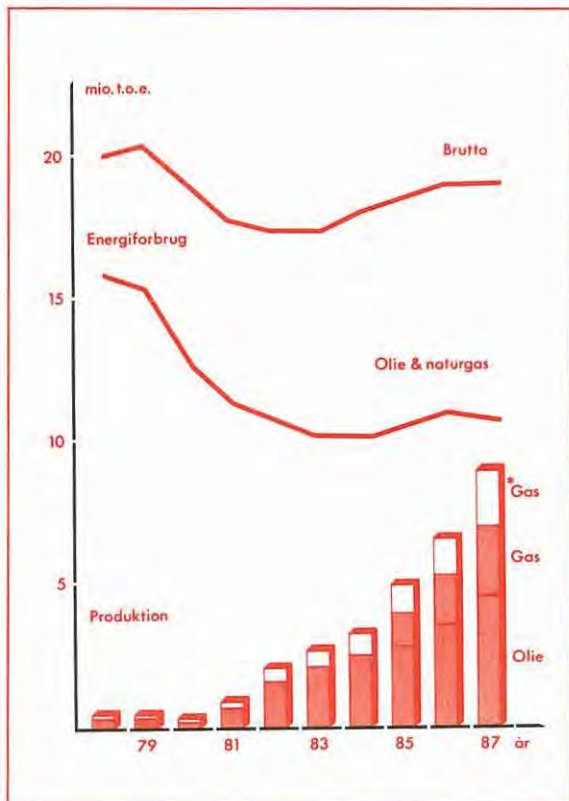


\*) Ikke ilandført gasproduktion

# Produktion

Den gennemsnitlige årlige vækst i olieproduktionen har i årene efter 1980, hvor udviklingen virkelig tog fart, andraget ca. 50%, og Danmark producerede således i 1987 16 gange mere olie end i 1980.

Fig. 3.2 Forbrug og produktion af olie og naturgas 1978-1987



\*) Ikke ilandført gasproduktion

Hertil skal lægges gasproduktionen, som brutto i 1987 regnet i t.o.e. svarede til ca. 95% af olieproduktionen.

Olie- og gasproduktionen fra 1972 til 1987 er angivet i bilag D sammen med en oversigt over produktionen i 1987.

## Indvindingsforbedrende metoder

Indvindingsforbedrende metoder er taget i anvendelse på de danske olie- og gasfelter i form af gas- og vandinjektion, som tjener til opretholdelse af trykket i reservoiret. Derved opnås en højere samlet indvinding af de tilstedeværende kulbrinter.

På Gorm feltet er der allerede fra produktionsstarten i 1981 blevet injiceret gas i den vestlige reservoirblok, og i 1987 er kondensatprojektet igangsat på den vestlige del af Tyra feltet indebærende gasinjektion.

Et vandinjektionsprojekt er i 1986 igangsat på Skjold feltet fra en midlertidig installation, og der er i november 1987 ansøgt om iværksættelse af et pilotprojekt for vandinjektion på Gorm feltet.

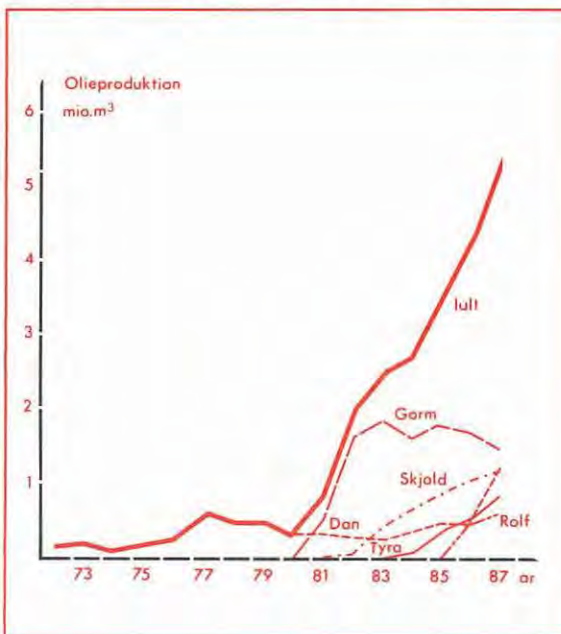
## Vandrette borer

Der er endvidere som noget nyt udført vandrette borer på dansk område. Indtil for nylig er der kun boret meget få brønde af denne type, idet det teknisk har været forbundet med store vanskeligheder og risici.

I Danmark koncentrerer interessen for vandrette borer sig især om Dan feltet, hvor én vandret boring allerede er udført og sat i produktion i 1987, og hvor yderligere én boring er under udførelse ved udgangen af 1987.

Af yderligere interesse for Danmark er, at denne teknologi åbner nye muligheder for indvinding fra felter med lavpermeable kulbrinteholdige zoner. Eksempel herpå er Boje feltet. Gennem anvendelse af vandrette borer kan der opnås en højere produktivitet for den enkelte brønd samt en højere endelig indvindingsgrad for feltet.

Fig. 3.3 Årlig olieproduktion 1972-1987



## Kommende feltudbygninger

I løbet af 1987 er der til Energiministeriet blevet fremsendt ansøgninger om udbygning af oliefelterne Øst Rosa og Boje samt gasfeltet Harald.

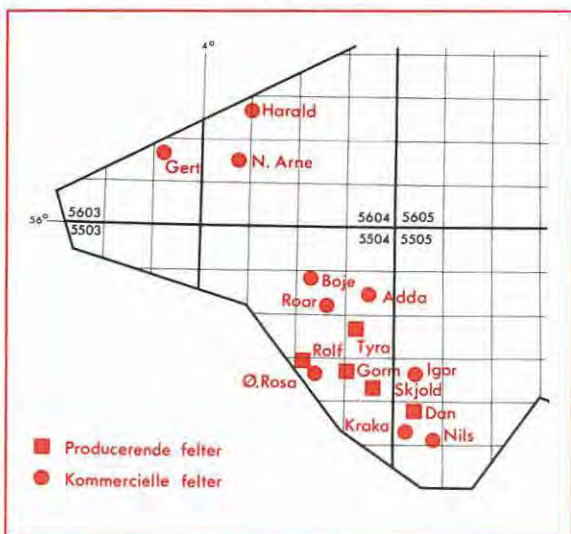
Endvidere har bevillingshaverne den 30. december 1987 indgivet kommercielitetserklæring for oliefeltet Gert i den nordlige del af Central Graven. Strukturen overskrider grænsen til norsk sokkelområde.

Den fremsendte kommercielitetserklæring for Gert feltet indeholder bevillingshavernes seneste geologiske/reservoirmæssige vurderinger samt et forslag til udbygning af feltet. Endvidere er anført skøn for investeringer og driftsomkostninger. Der er ikke i kommercielitetserklæringen oplyst tidspunkt for forventet produktionsstart. På grund af de komplicerede geologiske forhold på Gert feltet skal der udføres yderligere undersøgelser.

Ved udgangen af 1987 er der, ud over de 5 producerende felter, yderligere 7 oliefelter og 3 gasfelter på dansk område, der anses for at være kommercielt udnyttelige (fig. 3.4). Det skal i denne forbindelse nævnes, at Boje feltet omfatter fundene Bo, Boje og Nord Jens, og at Harald feltet omfatter såvel Lulu som Vest Lulu.

Geografisk ligger 7 af de kommercielle felter i den sydlige del af Central Graven nær de 5 producerende felter, mens de øvrige 3, Nord Arne, Harald og Gert, ligger i den nordlige del tæt ved den norske sektorgrænse.

Fig. 3.4 Danske olie- og gasfelter



## Navngivning af felter

Ved beslutning om iværksættelse af indvinding af olie og gas fra et nyt felt, giver Mærsk Olie og Gas A/S ofte feltet et nyt navn. Nedenfor er anført de navneændringer, som har fundet sted indtil 1987.

Oprindeligt navn	Felt navn
Abby	Dan
Vern	Gorm
Cora	Tyra
Bent	Roar
Ruth	Skjold
Midt Rosa	Rolf
Anne	Kraka
Lulu/Vest Lulu	Harald

## De producerende felter

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

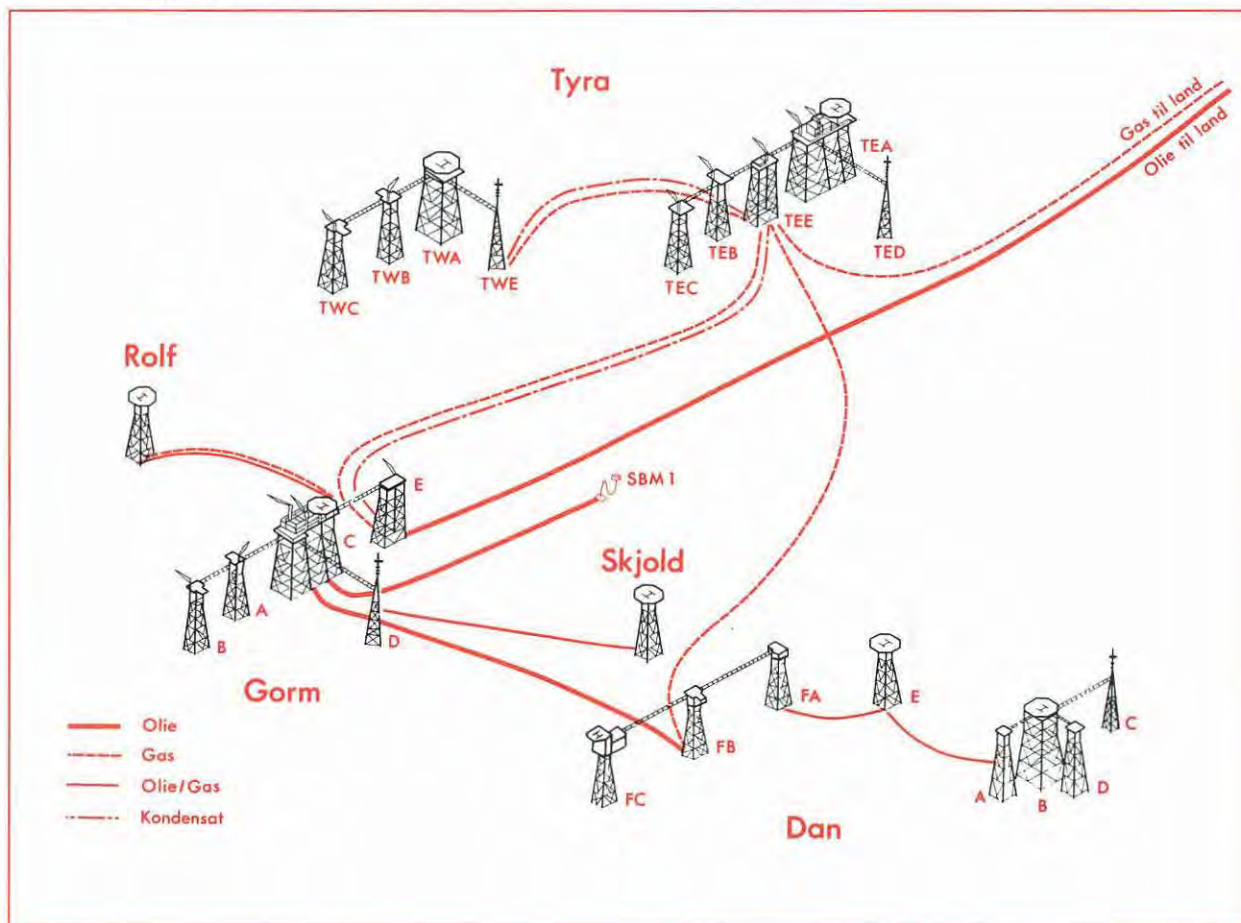
### Dan feltet

Dan feltet er et oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas. Feltet ligger i Det Sammenhængende Område. Produktionen fra feltet blev påbegyndt i 1972.

Den markante begivenhed for Dan feltet i 1987 var ibrugtagningen af nye proces- og produktionsfaciliteter. Produktionen fra det gamle anlæg blev stoppet den 25. marts for at tillade sammenkobling med det nye Dan-F kompleks, hvorfra produktionen blev genoptaget den 15. april. Der produceres nu fra 5 brøndhovedplatforme A, D og E med hver 6 brønde, samt FA og FB med hver 12 brønde. FB er dog udvidet til at kunne rumme yderligere 3 brønde. Olien færdigbehandles på proces- og beboelsesplatformen FC, hvorfra den via Gorm C og E platformene sendes direkte over i olierørledningen til land. Den belaster således ikke procesudstyret på Gorm C, men kun olierørledningens eksportpumper. Den associerede gas bliver forbeholdt på Dan FC platformen, hvorfra den sendes til færdigbehandling på Tyra Øst kompleks. På den gamle B platform foretages der kun målinger af produktionen fra enkeltbrønde. Dan B og Dan E platformene er blevet ændret, således at de egentlige behandlingsfaciliteter nu er flyttet til Dan FC. Endvidere er indkvarteringsforholdene på Dan B blevet forbedret.

# Produktion

Fig. 3.5 Udbygningerne i Nordsøen



Samtlige brønde har været i produktion i årets løb. Flere af de gamle brønde har kun været produceret periodevis, da de ellers ville overskride begrænsningen i gas/olie- forholdet (GOR) på  $1.062 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ , der er indført af ressourcemæssige årsager. I alt er der produceret  $1,23 \text{ mio. m}^3$  olie og  $435 \text{ mio. Nm}^3$  gas i 1987. Heraf har de gamle brønde produceret ca.  $2/3$ , hvilket er en del bedre end forudsat. Dette skyldes dels, at de efter genåbningen har kunnet produceres ved et lavere brøndhovedtryk, dels anvendelse af den såkaldte gasliftteknik i en enkelt brønd.

Ved årets udgang leverede Dan F brøndene ca. 45% af feltets samlede produktion, hvilket ligger under de tidligere prognoser. Produktionsforløbet fra en typisk Dan brønd udmærker sig ved en relativ høj startydelse ( $250\text{-}325 \text{ m}^3$  pr. dag), som i løbet af nogle måneder gradvist aftager til  $1/5$  eller derunder af startværdien. Man håbede, at de sandfyldte kunstige sprækker, der blev lavet ud fra

boringerne i højere grad havde modvirket dette. Trods restimuleringer, bl.a. ved syrebehandling af reservoirbjergarten, er det ikke i væsentlig grad lykkedes at løse problemet.

For at øge indvindingen fra feltet har Mærsk Olie og Gas A/S udført en vandret boring, MFB-14. Boringen er vandret over en strækning på ca. 350 m, hvilket giver mulighed for at dræne den ca. 100 m tykke olieførende zone gennem 5 kunstigt frembragte sprækker i kalken. De foreløbige erfaringer tyder på, at produktiviteten derved er øget svarende til ca. 2,5 gange en normal brønd, hvilket, når teknikken er indøvet, mere end kompenserer for de forøgede omkostninger. Da sådanne brønde også har længere rækkevidde fra platformen, bliver det økonomisk muligt at producere olien ude på flankerne af feltet, hvorved reserverne på længere sigt forøges. En anden vandret boring er påbegyndt mod slutningen af året med mål i den sydlige

del af den sydøstlige forkastningsblok, som er det næste udviklingsområde i Dan feltet.

## Gorm feltet

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

Der produceres fra 16 brønde, mens 2 brønde anvendes til injektion af gas i den vestlige forkastningsblok.

I 1987 er pumpekapaciteten på Gorm E blevet forøget til 20.700 m<sup>3</sup> pr. dag. Kapacitetsforøgelsen er opnået gennem modifikationer af de eksisterende pumper og gennem tilsætning af friktionsreducerende additiver til den transporterede olie.

Produktionen af olie var i 1987 1,50 mio. m<sup>3</sup>, mod 1,72 mio. m<sup>3</sup> i 1986. 98% af den producerede gas blev pumpet tilbage i reservoiret for at opretholde trykket.

Feltet har i 1987 produceret med et gennemsnitligt GOR på 590 Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Efterforskningsboringen Dyb Gorm-1, som blev gennemført i perioden fra august til december 1987, gav nyttige oplysninger om feltet til brug for vurderingen af den fremtidige produktionsstrategi.

Den 10. november 1987 fremsendte bevillingshaverne en ansøgning om vandinjektion på Gorm feltet. Ansøgningen omfatter boring af seks nye brønde samt en rørledning mellem Skjold og Gorm. Rørledningen skal i første omgang anvendes til transport af rensat havvand fra Skjold til Gorm i forbindelse med vandinjektionsprojektet.

## Skjold feltet

Skjold feltet er et oliefelt, der ligger 10 km sydøst for Gorm feltet inden for Det Sammenhængende Område. Produktionen fra feltet blev påbegyndt i 1982.

Der produceredes i 1987 som i tidligere år fra én brønd på toppen af strukturen, mens der i en anden brønd på flanken injicerer vand. Produktionen sker under samtidig observation af tryk og bevægelse af olie og vand (det frie vandspejl) i en tredje brønd på flanken. En ny brønd på flanken er ved årsskiftet 1987/1988 under udførelse. Brønden udgør en del af den planlagte videre udbygning af

Skjold feltet. Alle brønde udgår på overfladen fra en ubemandet platform, som bliver betjent som en satellit til Gorm feltet.

Den producerede olie og gas føres gennem en rørledning i tofasen strømning, d.v.s. gas og olie sammen, til Gorm feltet, hvor separation foregår. Skjold feltet producerede 1,21 mio. m<sup>3</sup> olie i 1987 med et GOR på 83 Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

## Tyra feltet

Tyra feltet er et gasfelt med en underliggende oliezone, der hovedsageligt ligger i overgangsområdet til vandzonen.

Feltet ligger inden for Det Sammenhængende Område 15 km nordøst for Gorm feltet. Gasproduktionen blev påbegyndt i sommeren 1984.

I sommeren 1987 er det såkaldte *kondensatprojekt* igangsat. I forbindelse med dette er der installeret et nyt modul på Tyra Vest. Projektet indebærer, at en del af den overskydende produktions- og behandlingskapacitet på feltet udnyttes, idet den overskydende gas injicerer i reservoiret, efter at de tungere kulbrinter er skilt fra. Herved opnås en større produktion af kondensat uden at mere gas fra feltet samtidig skal kunne afsættes.

I alt 10 brønde er blevet konverteret til injektionsbrønde i forbindelse med kondensatprojektet, men heraf er foreløbig kun 8 i drift som injektionsbrønde, idet de to øvrige brønde er bidragsydende til den ikke ubetydelige produktion af olie fra feltets oliezone.

Produktionen på Tyra feltet har fra starten af kondensatprojektet været tilrettelagt således, at ca. 44% af den producerede gas reinjicerer. Injektionskapaciteten udgør ca. 140 mio. Nm<sup>3</sup> pr. måned. Udbygningen af Dan feltet i 1987 har betydet, at Tyra feltets andel af den ilandførte naturgas er blevet reduceret. Tyra feltets rolle som naturgasleverandør til DANGAS er således reduceret, og i juli måned, hvor gasafsætningen er mindst, udgør gasproduktionen fra Dan feltet næsten 40% af den ilandførte naturgas.

Der er i 1987 produceret 2,65 mia. Nm<sup>3</sup> gas på Tyra feltet, hvoraf 0,63 mia. Nm<sup>3</sup> er reinjiceret. Den samlede kondensat- og olieproduktion udgjorde i 1987 0,84 mio. m<sup>3</sup>.

Produktionen fra Tyra feltets oliezone er opretholdt gennem 1987 fra 3 brønde. I alt skønnes, at der er produceret 150.000 m<sup>3</sup> olie i 1987, således at den samlede indvinding fra oliezone nu overstiger 300.000 m<sup>3</sup>.

## Rolf feltet

Rolf feltet er et oliefelt, der ligger ca. 15 km vest for Gorm feltet inden for Det Sammenhængende Område. Produktionen fra feltet blev påbegyndt i 1986.

Der produceredes i 1987 fra én brønd under samtidig observation af tryk og bevægelse af olie og vand (det frie vandspejl) i en anden brønd. Begge brønde udgår fra en ubemandet platform, som bliver betjent som en satellit til Gorm feltet. Den producerede olie og gas føres gennem en rørledning i tofasen strømning til Gorm feltet, hvor behandling foregår.

I 1987 har Rolf feltet produceret 0,63 mio. m<sup>3</sup> olie med et GOR på 43 Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Rolf feltets særlige karakter betyder, at det er vigtigt at søge at kontrollere vandets bevægelser i reservoiret. I november 1986 blev der i observationsbrønden målt en stigning af reservoirets frie vandspejl, og fra februar 1987 begyndte vandindholdet i den producerede olie at stige kraftigt.

For at opretholde produktionen har Energistyrelsen i 1987 efter ansøgning tilladt, at der installeres gaslift.

Energistyrelsen har i 1987 iværksat et reservoirstudium for Rolf feltet med det formål at øge forståelsen af den begyndende vandproduktion. Projektet skal danne grundlag for styrelsens vurdering af den fremtidige produktionsstrategi for feltet.

## Felter under planlægning

### Roar feltet

Roar feltet er et gasfelt med en tynd underliggende oliezone beliggende ca. 10 km nordvest for Tyra feltet inden for Det Sammenhængende Område.

Feltet blev opdaget i 1968 og udbygning af feltet blev godkendt i 1980 i forbindelse med vedtagelsen af naturgasprojektet. Oprindeligt var det forudsat, at feltet skulle være klar til levering af gas i 1989. DUC har ansøgt Energiministeriet om en udsættelse af produktionsstarten fra feltet.

Feltet påregnes udbygget som satellit til Tyra feltet, hvor behandlingen af den producerede gas og kondensat vil foregå.

### Kraka feltet

Kraka feltet er et oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas. Feltet ligger ca. 7 km sydvest for Dan feltet i Det Sammenhængende Område.

Feltet blev opdaget i 1966. Udbygningsplanen for Kraka feltet blev principgodkendt af Energiministeriet i marts 1987. Ifølge denne vil feltet blive udbygget som satellit til Dan feltet. Produktionen vil i tofase strømning blive ført til Dan feltet for behandling. Tidspunktet for igangsætning af produktion fra Kraka feltet vil blive fastlagt, så der sikres den bedst mulige udnyttelse af behandlingsanlægget på Dan feltet, dog således at produktionen påbegyndes senest i 1992.

### Igor feltet

Igor feltet er et gasfelt beliggende ca. 13 km nord for Dan feltet inden for Det Sammenhængende Område.

Feltet blev opdaget i 1968. Udbygningsplanen for Igor feltet blev principgodkendt af Energiministeriet i marts 1987. Ifølge denne vil feltet blive udbygget som satellit til Dan feltet.

Der er ikke taget endelig stilling til udbygnings-tidspunktet for Igor feltet, idet indfasning af feltet afhænger af udviklingen i ledig behandlingskapacitet på Dan feltet, og af de fremtidige afsætningsforhold for gassen.

### Adda feltet

Adda feltet er et olie- og vådgasfelt beliggende ca. 10 km nord for Tyra feltet inden for Det Sammenhængende Område.

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

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

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

### Nils feltet

Nils feltet er et oliefelt beliggende ca. 10 km sydøst for Dan feltet inden for Det Sammenhængende Område.

Feltet blev opdaget i 1979. En udbygningsplan for Nils feltet blev ultimo 1986 fremsendt til Energiministeriet.

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

Tidspunktet for igangsætning af indvinding fra Nils feltet vil blive fastlagt under hensyntagen til den disponible behandlingskapacitet på Dan feltet. På grund af Nils projektets mindre omfang samt den forventede kortvarige produktionstid, må indfasningen af dette projekt vurderes i forhold til de øvrige satellitudbygninger på Dan feltet og omkringliggende felter.

### Nord Arne feltet

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

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

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

Tidspunktet for igangsætningen af indvinding fra Nord Arne feltet vil blive fastlagt under hensyntagen til det valgte udbygningstidspunkt for Harald feltet samt til den disponible behandlingskapacitet på Gorm og Tyra felterne.

### Boje feltet

Boje feltet er et olie- og gasfelt beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra feltet inden for Det Sammenhængende Område. Boje feltet dækker et meget stort areal, men de kulbrinteførende kalklag er lavpermeable, hvorfor kulbrinterne er vanskelige at indvinde. Boje feltet omfatter fundene Bo opdaget i 1977, Boje opdaget i 1982 samt Nord Jens opdaget i 1985. En udbygningsplan for Boje feltet blev den 30. april 1987 fremsendt til Energiministeriet.

Feltet foreslås udbygget etapevis med indvinding fra vandrette borer. Første og anden etape omfatter en brøndhovedplatform med indvinding fra fire vandrette borer. Produktionen vil i tofase strømning blive ført gennem en rørledning til behandling på Tyra feltet.

En videre udvikling af produktionsteknologien for lavpermeable kalkreservoirer indebærende lange vandrette produktionsbrønde, eventuelt i forbindelse med indvindingsforbedrende metoder, vil antageligt være en forudsætning for at kunne indvinde større kulbrintemængder fra feltet.

Den første kulbrinteproduktion fra Boje feltet ventes indledt i 1991.

### Øst Rosa feltet

Øst Rosa feltet er et oliefelt beliggende 10 km vest for Gorm feltet inden for Det Sammenhængende Område.

Feltet blev opdaget i 1983. En udbygningsplan for Øst Rosa feltet blev den 4. juni 1987 fremsendt til Energiministeriet.

Øst Rosa feltet indtager en særstilling blandt de danske felter, idet den associerede gas indeholder hydrogensulfid (svovlbrinte, som er meget giftig og korrosiv).

Feltet foreslås udbygget etapevis.

Tidspunktet for iværksættelse af udbygningsprojektets første etape er ifølge bevillingshavernes ansøgning sidste halvdel af 1988.

På baggrund af de indhentede produktionserfaringer fra den indledende indvindingsfase ønsker bevillingshaverne at træffe beslutning om videre udbygning af Øst Rosa feltet.

### **Harald feltet**

Harald feltet er et gasfelt beliggende 80 km nord for Tyra feltet i blokkene 5604/21 og 22, umiddelbart syd for den norske sektorgrænse. Harald feltet omfatter fundene Lulu opdaget i 1980 og Vest Lulu opdaget i 1983. En udbygningsplan for Harald feltet blev den 18. december 1987 fremsendt til Energiministeriet.

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

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

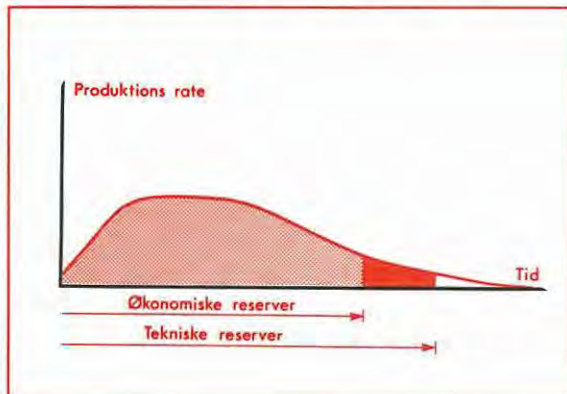
Gassen i Harald feltet er ikke omfattet af gassalgsaftalen af 1979 mellem bevillingshaverne og DAN-GAS. Udbygningen af Harald feltet er derfor betinget af indgåelse af en aftale om afsætning af gassen.



Energistyrelsens årlige opgørelse over olie- og naturgasreserverne i den danske undergrund har til formål at tilvejebringe et grundlag for myndighedernes vurdering af rettighedshavernes aktiviteter samt for administrationen og planlægningen af udnyttelsen af de danske kulbrinteressourcer.

Udgangspunktet herfor er en opgørelse af de samlede tilstedeværende olie- og gasmængder på dansk område. Olien og gassen forefindes i mikroskopiske porer og sprækker i undergrundens kalk- og sandstenslag. Opgaven består således i at afgøre, dels hvor store mængder af olie og gas, der er tilstede i de pågældende geologiske formationer, og dels hvor stor en del heraf, der kan bringes op til jordens overflade.

Fig. 4.1 Økonomiske og tekniske reserver



På grund af den betydelige usikkerhed, der er forbundet med at bestemme de forskellige parametre i beregningen, anvendes der en statistisk metode, som giver et udtryk for sandsynligheden for, at en given reserve kan blive produceret.

Den statistiske beregningsmetode inddrager såvel usikkerheden i bestemmelsen af de relevante geologiske parametre som den tekniske usikkerhed i forbindelse med selve indvindingsprocessen, og resulterer således i en opgørelse af de ressourcer, der kan indvindes ved anvendelse af kendt teknologi.

Begrebet kendt teknologi omfatter ud over udnyttelse af reservoirernes naturlige drivmekanismer også alle relevante kendte indvindingsforbedrende metoder, herunder vand- og gasinjektion samt anvendelsen af vandrette borer.

I hvilket omfang de teknisk indvindelige ressourcer, de såkaldte *tekniske reserver*, rent faktisk vil

blive produceret afhænger af de aktuelle økonomiske forhold, hvorunder indvindingen foregår.

Ved udarbejdelsen af de konkrete produktionsprognoser vil der blive taget hensyn til de økonomiske forhold, som hersker på opgørelsestidspunktet.

Et eksempel på forskellen mellem økonomiske reserver og tekniske reserver er illustreret i figur 4.1.

## Metodebeskrivelse

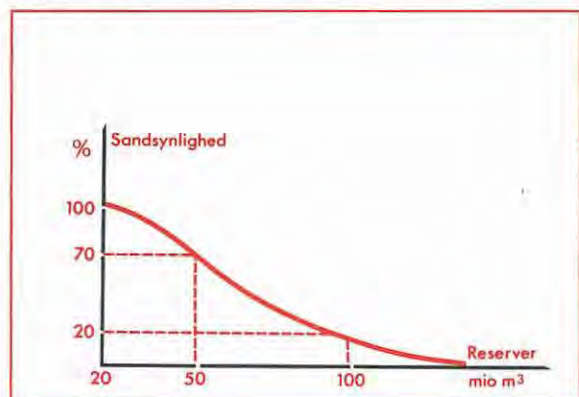
Der foretages for tiden bestræbelser internationalt for at nå frem til en højere grad af overensstemmelse mellem de forskellige olielandes reserveopgørelses- og rapporteringsmetoder. Energistyrelsen tager aktivt del i dette arbejde for at nå frem til en fælles praksis med myndighederne i de øvrige Nordsølande.

Opgørelsesmetoden, som er beskrevet i det efterfølgende, og som første gang blev anvendt i 1987, kan derfor blive justeret på en række punkter. Hovedlinierne er dog nu fastlagt internationalt.

## Den statistiske metode

Den metode, der benyttes af Energistyrelsen, tager udgangspunkt i, at der er usikkerhed knyttet til bestemmelsen af alle de parametre, som indgår i beregningen. Dette gøres ved at introducere en sandsynlighedsfordeling for hver enkelt parameter. Ved at kombinere disse fordelinger efter statistiske principper fås en forventningskurve, som angiver sammenhængen mellem det enkelte felts reserver og sandsynligheden for, at reserverne har en given størrelse.

Fig. 4.2 Forventningskurve for reserver



# Reserveklassifikation

Et eksempel på en sådan forventningskurve er vist i figur 4.2.

I praksis forenkles forventningskurven, idet man lader den blive repræsenteret ved en såkaldt 3-punktsfordeling. Herved opstår tre værdier: *Lav* L, *middel* M og *høj* H, der udtrykker et interval for feltets reserver.

Forventningsværdien F beregnes som det aritmetiske gennemsnit af de tre værdier:

$$F = 1/3 (L + M + H)$$

Forventningsværdien er et udtryk for den værdi, som reserverne må forventes at have og er derfor den værdi, der benyttes til planlægning og danner udgangspunkt for udarbejdelsen af produktionssprognosen.

## Beregning af tilstedeværende kulbrintemængder

Udgangspunkt for beregning af reserver er, som nævnt de olie- og gasmængder, der oprindeligt var tilstede i reservoirbjergartens pore- og sprækkesystem.

Forholdet mellem det totale hulrumsvolumen i reservoirbjergarten og dennes *totale volumen*, V, kaldes *porøsiteten*,  $\phi$ . Produktet  $V \cdot \phi$  udtrykker således porevoluminet, d.v.s. den del af reservoirvoluminet, der er fyldt med enten gas, olie eller vand.

Den brøkdel af porevoluminet, der er fyldt med vand kaldes *vandmætningen*,  $S_w$ . Herved kan den del af porevoluminet, som er fyldt med kulbrinter udtrykkes med  $V \cdot \phi \cdot (1 - S_w)$ , der angiver det volumen, som de oprindeligt tilstedeværende kulbrinter optager ved de tryk- og temperaturforhold, der hersker i reservoirbet, de såkaldte reservoirbetingelser.

Forholdet mellem det volumen, som kulbrinterne optager ved reservoirbetingelserne og det volumen, som de optager ved de fysiske forhold ved overfladen, de såkaldte standardbetingelser, kaldes *volumenfaktoren*, B.

De oprindeligt *tilstedeværende mængder*, N, angivet ved standardbetingelser kan således udtrykkes som:

$$N = V \cdot \phi \cdot (1 - S_w) / B$$

Usikkerheden ved bestemmelsen af hver enkel parameter, som indgår i dette udtryk, angives ved en trepunktsfordeling, som fastsættes gennem en vur-

dering af alle tilgængelige relevante reservoiroplysninger. Den resulterende fordeling repræsenteres ved et *lavt*, *et middelt* og *et højt* estimat for de respektive parametre.

I beregningen af de oprindeligt tilstedeværende kulbrintevolumener er fastsættelsen af strukturens volumen ud fra tolkningen af geologiske og geofysiske data af væsentlig betydning. Variationen fra en lav til en høj værdi for reservoirvoluminet svarer til stigende geologisk usikkerhed, forstået således, at størrelsen af det reservoirvolumen, der omfattes af det lave skøn, er udregnet på basis af oplysninger indhentet fra borer.

Ved den statistiske kombination af fordelingerne af de indgående parametre anvendes en forenklet version af den såkaldte Croes-Baggelaer metode. Herved fremkommer *lav*, *middel* og *høj* værdier for de tilstedeværende kulbrintemængder.

## Beregningen af tekniske reserver

Forholdet mellem den mængde kulbrinter, der kan produceres d.v.s. *reserverne*, R, og de oprindeligt tilstedeværende mængder, N, kaldes *indvindingsgraden*, RF (Recovery Factor):

$$R = RF \cdot N$$

eller

$$R = RF \cdot V \cdot \phi \cdot (1 - S_w) / B$$

Indvindingsgraden kan bestemmes gennem reservoirsimuleringer eller materialebalanceberegninger. Lave og høje værdier for indvindingsgraden kan estimeres ved at variere på de indgående parametre. Den statistiske kombination af fordelingen af tilstedeværende mængder og indvindingsfaktoren, analogt med hvad der er beskrevet ovenfor, resulterer i tre værdier: *lav*, *middel* og *høj*, som udtrykker et interval for den pågældende kulbrinteforekomsts reserver.

## Klassifikation af reserver

For at illustrere de aktuelle forventninger om, i hvilket omfang de tekniske reserver rent faktisk vil blive produceret, foretages en opdeling af reserverne på:

- Igangværende og besluttet indvinding
- Planlagt indvinding
- Mulig indvinding

Opdelingen svarer til stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt. Således vil specielt reserverne under *mulig* indvinding næppe kunne indvindes kommercielt med de nuværende oliepriser, selv om de anses for producerbare med kendt teknologi.

Overgangen fra *mulig* indvinding til *planlagt* indvinding er baseret på afgivelse af en positiv kommerzialitetserklæring fra rettighedshaverne.

Overgangen fra *planlagt* indvinding til *besluttet* indvinding sker, når de danske myndigheder har godkendt en indvindingsplan.

Endelig sker overgangen fra *besluttet* indvinding til *igangværende* indvinding i det øjeblik, myndighederne giver produktionstilladelse.

Reserveklassifikationssystemet medregner kun reserver i anborede strukturer, hvor der er påvist kulbrinter. Systemet planlægges i nær fremtid udvidet til også at omfatte de mere spekulative reserver i ikke anborede strukturer.

Fig. 4.3 Reserveklassifikationssystemet

Stigende teknisk/økonomisk forventning ↑	Olie (mio. m <sup>3</sup> )	ANBOREDE STRUKTURER					
		LAV		FORVENTET		HØJ	
	Gas (mio. Nm <sup>3</sup> )	Olie	Gas	Olie	Gas	Olie	Gas
Igangvær. & besluttet							
Planlagt							
Mulig							
		Aftagende teknisk / geologisk kontrol →					

Det samlede klassifikationssystem for reserver, hvor reserverne er opdelt efter graden af teknisk/geologisk kontrol *X-aksen* og efter de aktuelle teknisk/økonomiske forventninger *Y-aksen*, fremgår af figur 4.3.

Reserveopgørelsen pr. 1. januar 1988 følger i næste afsnit.



Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse over de danske kulbrintereserver.

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

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

## Metode og definitioner

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

For yderligere at illustrere de aktuelle forventninger til i hvilket omfang reserverne rent faktisk vil blive indvundet, er opgørelsen fordelt på igangværende og besluttet indvinding, planlagt indvinding og mulig indvinding, der svarer til stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt. Således vil specielt reserverne under mulig indvinding næppe kunne indvindes kommercielt med de nuværende oliepriser, selv om de anses for producerbare med kendt teknologi.

En mere omfattende redegørelse for reserveklassifikationssystemet er givet i forrige afsnit.

### Følgende definitioner anvendes:

#### Reserver

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

Kun en vis del af den olie og gas, som er til stede i et reservoir, kan produceres. Den del af de tilstedeværende mængder, der kan produceres i feltets levetid, betegnes som den *endelige indvinding*. Forskellen mellem den endelige indvinding og den 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 brønde. Almindeligt vedligeholdelsesarbejde antages at ville blive udført for at opretholde funktionen af de eksisterende anlæg.

#### Besluttet indvinding

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

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

#### Planlagt indvinding

For producerende felter vil planlagt indvinding 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, for hvilke der er afgivet en positiv kommercielitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver som planlagt indvinding.

#### Mulig indvinding

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

For strukturer, hvor der er fundet kulbrinter, men hvor der ikke er afgivet kommercielitetserklæring, 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°C).

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

# Reserveopgørelse

Tabel 5.1 Olie- og kondensatreserver pr. 1. januar 1988, mio. m<sup>3</sup>

	Endelig indv.			Prod.	Reserver		
	Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj
<i>Igangværende og besluttet indvinding:</i>							
Dan	19	24	29	6	13	18	23
Gorm	14	19	25	11	3	8	14
Skjold	18	24	30	4	14	20	26
Rolf	1	2	2	1	<1	1	1
Tyra	8	12	15	2	6	10	13
Roar	3	4	5	-	3	4	5
Kraka	1	3	4	-	1	3	4
Igor	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
<i>Sub Total</i>	88			24	64		
<i>Planlagt indvinding:</i>							
Dan	16	20	24	-	16	20	24
Skjold	4	5	6	-	4	5	6
Gorm	4	8	12	-	4	8	12
Boje	1	4	9	-	1	4	9
Kraka	1	2	2	-	1	2	2
Nils	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Nord Arne	4	7	10	-	4	7	10
Øst Rosa	2	4	6	-	2	4	6
Adda	<1	1	2	-	<1	1	2
Harald	9	11	15	-	9	11	15
Gert	6	11	17	-	6	11	17
<i>Sub Total</i>	73				73		
<i>Mulig indvinding:</i>							
Prod.felter	15	20	24	-	15	20	24
Komm.felter	3	13	28	-	3	13	28
Pot.felter	1	5	11	-	1	5	11
<i>Sub Total</i>	38				38		
<b>I alt</b>	199			24	175		

## Reservegrundlag pr. 1. januar 1988

Tabel 5.1 og 5.2 viser Energistyrelsens 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, som er forbundet med opgørelsen. Ved en vurdering af Danmarks samlede reserver er det ikke

Tabel 5.2 Gasreserver pr. 1. januar 1988, mia. Nm<sup>3</sup>

	Endelig indv.			Netto-prod.	Reserver		
	Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj
<i>Igangværende og besluttet indvinding:</i>							
Dan	7	8	10	2	5	6	8
Gorm	5	6	9	<1	5	6	9
Skjold	2	2	3	<1	1	1	2
Rolf	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Tyra	35	45	54	5	30	40	49
Roar	9	13	17	-	9	13	17
Kraka	1	2	2	-	1	2	3
Igor	1	2	3	-	1	2	3
<i>Sub Total</i>	78			8	70		
<i>Planlagt indvinding:</i>							
Dan	4	5	6	-	4	5	6
Skjold	<1	<1	1	-	<1	<1	1
Gorm	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Boje	2	6	12	-	2	6	12
Kraka	1	1	1	-	1	1	1
Nils	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Nord Arne	1	1	2	-	1	1	2
Øst Rosa	<1	<1	1	-	<1	<1	1
Adda	<1	1	1	-	<1	1	1
Harald	26	31	38	-	26	31	38
Gert	1	1	2	-	1	1	2
<i>Sub Total</i>	46			-	46		
<i>Mulig indvinding:</i>							
Prod.felter	2	2	2	-	2	2	2
Komm.felter	7	23	43	-	7	23	43
Pot.felter	8	29	56	-	8	29	56
<i>Sub Total</i>	54			-	54		
<b>I alt</b>	178			8	170		

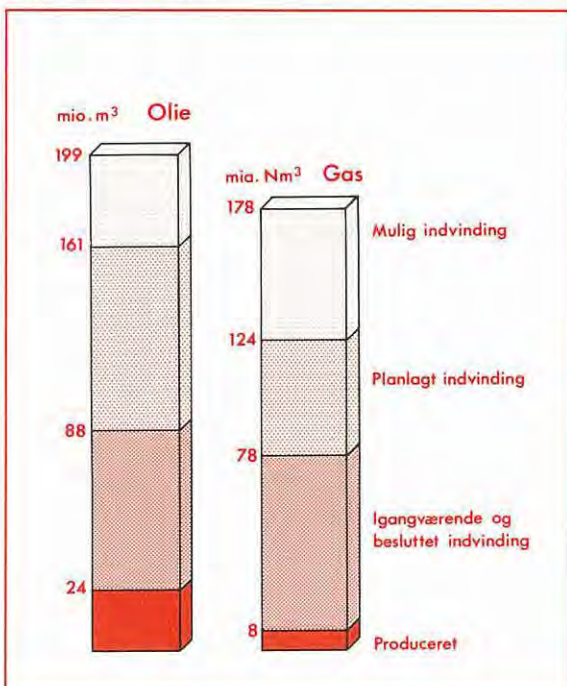
realistisk at forudsætte, at det lave henholdsvis det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det totale reservepotentiale fra et stort antal felter bør derfor baseres på det forventede skøn.

Det fremgår af figur 5.1, at den forventede olie- og kondensatindvinding samlet udgør mellem 88 og 199 mio. m<sup>3</sup>, 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 figuren, at

den forventede gasindvinding udgør mellem 78 og 178 mia. Nm<sup>3</sup>. Gasproduktionen er angivet som *nettoproduktion* (produceret gas minus reinjiceret gas).

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 brønde, seismiske undersøgelser m.m. Det bemærkes specielt, at den endelige olieindvinding er øget ca. 10% i forhold til sidste år, uden at der er sket en tilsvarende forøgelse af den endelige gasindvinding. Dette skyldes hovedsageligt, at flere felter forudsættes produceret med vandinjektion, hvilket medfører relativt større olieproduktion.

Fig. 5.1 Olie- og gasreserver



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

### Igangværende og besluttet indvinding

Igangværende og besluttet indvinding er i år udvidet med felterne Igor og Kraka, fordi der i 1987 er blevet truffet beslutning om udbygning af disse felter som satellitter til Dan feltet.

### Planlagt indvinding

De anførte planlagte reserver for Gorm feltet afspejler mulighederne for øget indvinding fra yderligere brønde samt indvindingsforbedrende foranstaltninger. For Dan feltets vedkommende er den planlagte indvinding baseret på fortsat udbygning med vandrette brønde.

I 1987 har bevillingshaverne ansøgt om udbygning af gasfelterne Lulu og Vest Lulu under fællesbetegnelse Harald. De totale reserver for Øst Rosa er nedskrevet lidt på grund af ny kortlægning. Endvidere er en del af reserverne i år opført under mulig indvinding, idet udbygningen af Øst Rosa forventes at foregå i flere faser. På grundlag af ny kortlægning og yderligere brønde er der estimeret højere reserver for Gert, der er blevet erklæret kommerciel i 1987. Samlet er der sket en markant stigning i den planlagte olieindvinding i forhold til sidste års opgørelse.

### Mulig indvinding

Under mulig indvinding fra producerende felter er medregnet reserver svarende til yderligere indvindingsforbedrende foranstaltninger på specielt Dan feltet. Det væsentligste bidrag til mulig indvinding fra kommercielle felter er yderligere reserver i Boje feltets tætte Barremienkalk.





*Prognose for kulbrinteefterforskning og -indvinding, dansk selvforsyning med energi samt nettovaluta-udgift til energiimport 1988-1992.*

Energistyrelsen udarbejder 2 gange om året prognoser for produktion og udgifter i forbindelse med kulbrinteefterforskning og -indvinding. Med udgangspunkt i produktionsprognosen anslås endvidere dansk selvforsyning med energi og nettovaluta-udgift til energiimport. De foreliggende prognoser er udarbejdet pr. 1. januar 1988 og udtrykker Energistyrelsens aktuelle forventninger til aktiviteterne i den kommende 5-års periode. I afsnittet om økonomi behandles perioden 1983-1987.

## Olie- og gasindvinding

Ved vurdering af aktiviteterne i forbindelse med olie-/gasindvinding skelnes mellem aktiviteter i forbindelse med igangværende og besluttet indvinding og aktiviteter i forbindelse med planlagt indvinding. Det er i princippet de samme kategorier, der anvendes ved styrelsens årlige reserveopgørelse.

*Tabel 6.1 Olie- og kondensatproduktion 1988-1992, mio. m<sup>3</sup>*

	1988	1989	1990	1991	1992	Reserver 1.1.1993
<b>Igangværende og besluttet indvinding*)</b>						
Dan	1,8	1,7	1,4	1,3	1,1	11
Gorm	1,3	1,1	1,0	0,8	0,7	2
Skjold	1,8	2,3	2,1	1,9	1,8	10
Rolf	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0
Tyra	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5
	6,2	6,3	5,6	5,1	4,6	28
<b>Planlagt indvinding</b>		1,0	2,9	3,1	3,3	70
<b>Forventet produktion</b>	6,2	7,3	8,5	8,2	7,9	98
<b>Prognose september 1987</b>	6,4	6,5	7,7	7,6	7,4	

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

Aktiviteter i forbindelse med igangværende og besluttet indvinding er omfattet af en af Energiministeren godkendt plan, mens aktiviteter i forbindelse med planlagt indvinding endnu ikke er omfattet af en godkendt plan. Det er derfor nødvendigt at fastlægge, hvornår planlagt indvinding forudsættes i drift.

I den foreliggende prognose er det lagt til grund, at den samlede årlige olie- og gasproduktion skal behandles på de eksisterende behandlingsanlæg samt udvidelser af disse.

Prognosen for olie- og kondensatproduktion (tabel 6.1) er baseret på en antagelse om, at der tilstræbes fuld udnyttelse af kapaciteten på de eksisterende behandlingsanlæg. Prognosen for gasproduktion (tabel 6.2) er udarbejdet under hensyntagen til den eksisterende kontrakt mellem DUC og D.O.N.G. A/S. Prognosen omfatter de gasmængder der forventes leveret til D.O.N.G. A/S.

Der forventes fortsat stigning i den årlige produktion af olie og kondensat, således at produktionen i 1990 vil være 8,5 mio. m<sup>3</sup> for herefter at stabilisere sig omkring de 8 mio. m<sup>3</sup> i 1991 og 1992.

*Tabel 6.2 Produktion af salgsgas 1988-1992, mia. Nm<sup>3</sup>*

	1988	1989	1990	1991	1992	Reserver 1.1.1993
<b>Igangværende og besluttet indvinding*)</b>						
Dan	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	4
Gorm	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	9
Skjold	-	-	-	-	-	
Rolf	-	-	-	-	-	
Tyra	2,0	2,5	2,5	2,2	2,1	29
	2,5	3,0	2,9	2,6	2,5	42
<b>Planlagt indvinding</b>			0,1	0,5	0,7	60
<b>Forventet produktion af salgsgas</b>	2,5	3,0	3,0	3,1	3,2	102
<b>Prognose september 1987</b>	2,7	2,7	2,7	3,0	3,0	

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

## 5-års prognose

Tabel 6.3 Investeringer i udbygningsprojekter, 1988-1992, mia. kr. (1988-niveau)

	1988	1989	1990	1991	1992
Igangværende og besluttet indvinding*)					
Dan	0,2				
Skjold	0,4				
Kraka				0,2	0,7
	0,6			0,2	0,7
Planlagt indvinding	0,4	2,7	2,2	1,1	0,2
Forventede investeringer	1,0	2,7	2,2	1,3	0,9
Prognose september 1987	0,8	2,2	2,2	1,7	1,2

\*) I denne kategori er kun medtaget investeringer for udbygninger, hvor tidspunktet for idriftsættelse er godkendt af Energiministeren.

I forhold til prognosen fra september 1987 er der tale om en opskrivning af den forventede produktion fra planlagt indvinding fra 1989.

Denne tilvækst i planlagt indvinding skyldes, at der er planlagt nye udvidelser af eksisterende felter samt idriftsættelse af nye felter. Dette indebærer en fremrykning af investeringer i forhold til prognosen fra september 1987. Investeringer, drifts-

Tabel 6.5 Transportomkostninger, Olierøret, 1988-1992, mia. kr. (1988-niveau)

	1988	1989	1990	1991	1992
Total	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Prognose september 1987	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Tabel 6.6 Efterforsknings- og vurderingsomkostninger, 1988-1992, mia. kr. (1988-niveau)

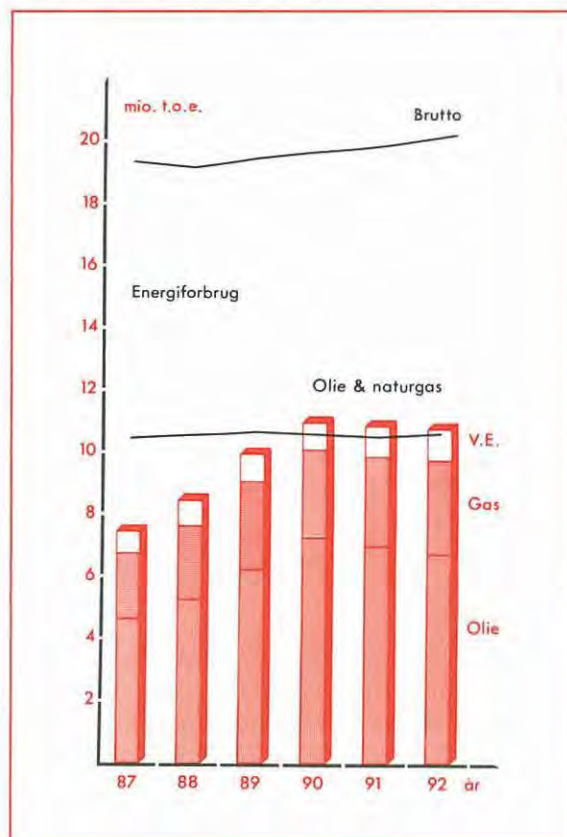
	1988	1989	1990	1991	1992
Total	0,3	0,5	0,3	0,2	0,2
Prognose september 1987	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2

Tabel 6.4 Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, 1988-1992, mia. kr. (1988-niveau)

	1988	1989	1990	1991	1992
Igangværende og besluttet indvinding					
Dan	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gorm	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Skjold	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rolf	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tyra	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Planlagt indvinding			0,1	0,1	0,2
Forventede omkostninger	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
Prognose september 1987	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0

omkostninger og transport- omkostninger fremgår af tabel 6.3, 6.4 og 6.5.

Fig. 6.1 Energiforbrug og -produktion 1988-1992



## Olie- og gasefterforskning

Ved vurdering af aktiviteter i forbindelse med olie-/gasefterforskning (tabel 6.6) indgår godkendte arbejds- og vurderingsprogrammer samt en forventning om nye efterforskningsaktiviteter i slutningen af prognoseperioden. Disse skøn er behæftet med væsentlig usikkerhed.

## Selvforsyning og valutaudgift

Den forventede produktion af olie og gas sammenholdes med et forventet indenlandsk forbrug af henholdsvis olie og naturgas samt energi i alt, hvorefter selvforsyningsgraden beregnes se tabel 6.7.

Tabel 6.7 Beregning af selvforsyningsgrad og valutaudgift til energiimport 1988-1992

	1988	1989	1990	1991	1992
<b>Produktion:</b>					
Råolie mio.m <sup>3</sup>	6,2	7,3	8,5	8,2	7,9
Naturgas*) mia.Nm <sup>3</sup>	2,5	3,0	3,0	3,1	3,2
<b>Energiforbrug</b>					
i alt PJ	803	814	822	831	840
<b>Selvforsyningsgrad, %</b>					
Olie A)	72	85	95	94	92
Naturgas B)	40	47	51	50	49
Al energi C)	44	51	56	55	54
<b>Nettovaluta-</b>					
<b>udgift til</b>					
<b>energiimport</b>					
mia.kr.	7,1	6,3	5,5	6,2	6,8
<b>Råoliepris</b>					
\$/tønde f.o.b.	18	19	20	21	22
<b>Dollarkurs</b>					
kr./\$	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
A) Produktion af olie og naturgas i forhold til forbrug af olie og naturgas.					
B) Produktion af olie og naturgas i forhold til det samlede energiforbrug.					
C) Produktion af olie og naturgas og vedvarende energi i forhold til det samlede energiforbrug.					

\*) Ilandført gasproduktion.

På grundlag af selvforsyningsgraden beregnes den umiddelbare effekt på energivaredele af handelsbalancen. Energivaredele omfatter samtlige energiformer. Der ses i denne beregning bort fra importdelen i forbindelse med produktionsanlæggenes opbygning samt overførsel af udbytte m.v. til udlandet. I disse beregninger indgår antagelser om udvikling i oliepris og dollarkurs. Danmarks energiforbrug og -produktion fremgår af figur 6.1, hvor enheden mio. t.o.e. anvendes for sammenlignelighedens skyld.

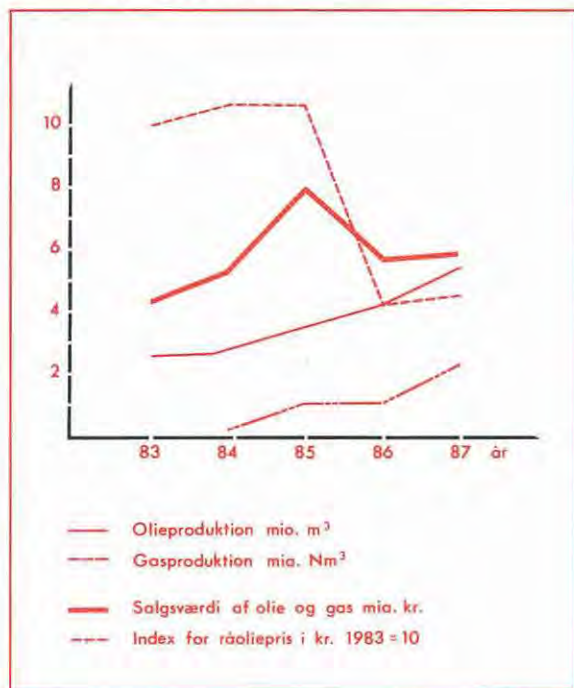


Den ilandførte danske produktion af olie og gas svarede i 1987 til ca. 7 mio. tons olieækvivalenter (t.o.e.), hvilket er det hidtil højeste niveau. Produktionen var i 1987 78% højere end i 1985, mens dens salgsværdi var ca. 26% lavere.

Dette skyldes det voldsomme internationale prisfald på råolie, som indtraf i vinteren 1985/86, hvor OPEC-landene gik bort fra deres kvote- og fastprissystem, som var blevet stedse undermineret. Nu søgte man i stedet at genetablere markedsandele på bekostning af høje priser. Dette medførte, at råolieprisen i 1986 blev halveret og endda i en periode lå under \$ 10 pr. tønde (1 tønde = 0,159 m<sup>3</sup>). Siden genetablerede OPEC sit kvote- og fastprissystem med nogen succes, og råolieprisen stabiliserede sig i slutningen af 1986 og gennem 1987 omkring \$ 18 pr. tønde.

Værdien af den danske råolie og gas er knyttet til den internationale prisfastsættelse, som sker i \$. Prisfaldet regnet i \$ og det ligeledes voldsomme fald i \$-kursen, har derfor medført, at salgsværdien af den danske olie- og gasproduktion opgjort i kr. er formindsket, som det fremgår af figur 7.1.

Fig. 7.1 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas 1983-1987



Det samlede danske energiforbrug svarede i 1987 til 19,29 mio. t.o.e., heraf udgjorde den ilandførte danske olie og gasproduktion 7,04 mio. t.o.e. Selv med de lavere oliepriser, er der tale om et betydeligt bidrag til forbedring af betalingsbalancens løbende poster, også efter at importindholdet i drift og investeringer samt overførsel af renter og udbytter er fradraget.

Salgsværdierne for 1987 er skønnet af Energistyrelsen, da der endnu ikke foreligger oplysninger fra bevillingshaverne.

Tabel 7.1 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas

	1983	1984	1985	1986	1987*)
Salgsværdi, mio.kr.			1,36 mia.		
Olie	4300	4900	6280	3270	4200
Naturgas		0	400	1680	1700
I alt	4300	5300	7960	5710	5900
Produktion,					
Olie, mio. m <sup>3</sup>	2,52	2,71	3,46	4,29	5,42
Naturgas, mia. Nm <sup>3</sup>		0	0,22	1,04	1,08
Int. råoliepris (Brent)					
\$/tønde	30,33	28,31	27,61	14,45	18,38
\$-kurs	9,14	10,36	10,60	8,09	6,84
Kr. pr. m <sup>3</sup>	1,744	1,845	1,841	735	791

årets priser, \*) Energistyrelsens skøn

### Udgifter til efterforskning, udbygning og drift

De samlede udgifter incl. de udgifter, som selskaberne selv afholder ud over de fælles konsortieudgifter udgjorde i 1986 3,1 mia. kr. mod 4,2 mia. kr. året før. I 1987 forventes de samlede udgifter at andrage 2,3 mia. kr.

Der er i løbet af 1987 gennemført 5 efterforskningsboringer, heraf én på land, som omtalt i afsnittet om efterforskning. Derudover er der gennemført 3 vurderingsboringer.

Der foreligger endnu ikke oplysninger for 1987, men Energistyrelsen skønner, at efterforsknings- og vurderingsaktiviteterne i 1987 har kostet omkring 500 mio. kr. Når udgifterne hertil har været faldende de senere år, skyldes dette ikke kun lavere aktivitet, men også at omkostningerne er blevet mindre, fordi, markedet for de tilknyttede varer

og tjenesteydelser er påvirket af de lave oliepriser samt \$-kursens fald.

Udbygningsudgifterne vil i 1987 blive mindre end i de foregående år. I 1987 er der ikke foretaget nye feltudbygninger, og de store investeringer på Tyra og Dan F, omtalt i afsnit om produktion, er ved at være gennemført. Efter 1988 må der igen ventes en stigning i investeringsniveauet, idet der da vil ske udbygning af nye og eksisterende felter jfr. 5-årsprognosen.

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

	1983	1984	1985	1986	1987*)
<b>Efterforskning og vurdering:</b>					
DUC	1264	893	873	309	200
1. og 2. rundeselskaber	0	211	500	304	300
I alt	1264	1104	1373	613	500
<b>Udbygning</b>					
(DUC)	3699	1985	2023	1764	950
Drift (DUC)	477	483	779	760	850
årets priser, *) Energistyrelsens skøn					

Udgifterne til udbygning af de enkelte felter fremgår af tabel 7.3. Talstørrelserne for 1987 er Energistyrelsens skøn. Under posten *ikke feltfordelte udgifter* indgår de udgifter, der vedrører flere felter, og visse posteringer i forbindelse med regnskabsafslutningen samt de udgifter, som de enkelte selskaber afholder hver for sig.

Det fremgår tydeligt, med hvilken vægt udbygningen af Dan F med etablering af flere nye platforme og Tyra optræder. Investeringerne i 1987 og de dermed forbundne aktiviteter er beskrevet nærmere i afsnittet om produktion. For Dan F er investeringen knyttet til de vandrette brønde og udbygningen af procesfaciliteterne, mens investeringerne på Tyra knytter sig til kondensatprojektet, hvor gas reinjiceres for at fremskynde produktionen af kondensat.

### Transportudgifter

Transporten af råolie og naturgas fra de danske felter foregår via to rørledninger. Naturgasrørledningen ejes og drives af DANGAS under D.O.N.G. A/S.

Tabel 7.3 Udbygningsinvesteringer afholdt af DUC (mio. kr.)

	1983	1984	1985	1986	1987*)
Dan	65	71	17	53	–
Dan F		240	1249	1250	600
Gorm	15	70	21	23	–
Skjold	26	10	92	44	–
Rolf		8	366	163	–
Tyra	3448	1197	137	134	200
Andre samt ikke feltfordelte	145	388	143	99	150**)
I alt	3699	1985	2025	1766	950
årets priser, *) Energistyrelsens skøn **) omfatter flere af de ovennævnte felter					

Naturgassen afregnes til kontraktprisen mellem DANGAS og DUC an rørledningen. Olierørledningen ejes og drives af DORAS (Dansk Olierør A/S), som også er et datterselskab af D.O.N.G. A/S. Den eneste bruger af olierørledningen i dag er DUC, der således betaler de samlede transportomkostninger.

Transportomkostningerne for råolie omfatter driftsomkostninger, finansieringsomkostninger og kapitalafdrag i forbindelse med selve investeringen og et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. Af fortjenstelementet videregiver DORAS 90% til statskassen. Når fortjenstelementet viser et fald i 1986 og 1987, er dette en følge af de lavere oliepriser.

Naturgassen føres gennem rørledning til modtagestationen ved Nybro på den jyske vestkyst og for-

Tabel 7.4 Transportudgifter (mio. kr.)

	1983	1984	1985	1986	1987*)
Skib	110	38			
Drift	0	86	68	99	140
Finansiering	0	405	526	357	310
Andre udgifter		5	24	30	?
Fortjenstelement (5%)		146	266	131	189
I alt	110	680	884	617	639
årets priser, *) Energistyrelsens skøn					

deles videre gennem det overordnede net til eksport, til de regionale naturgasselskaber og til det underjordiske lager ved Lille Torup.

Råolien føres gennem en anden rørledning til Fredericia, hvor DORAS har rålieterminal med afskibningsmuligheder. Terminalen er også forbundet med Shells raffinaderi og terminaler i Fredericia. Der er i 1987 investeret ca. 200 mio. kr. i olierørsystemet, som primært er anvendt til en udvidelse i kapaciteten i DORAS rålieterminal.

### Driftsresultater

DUC's samlede driftsresultat er angivet i tabel 7.5. Når indtægterne i 1986 er mindre end i 1985 skyldes dette de lavere oliepriser. Der foreligger ikke oplysninger for 1987 endnu. De anførte beløb for valutakursjusteringer hidrører fra finansieringen af konsortiets projekter, når denne er sket i udenlandsk valuta.

Tabel 7.5 DUC's samlede driftsresultat før skat (mio.kr.)

	1983	1984	1985	1986
Indtægter	4460	5480	8020	5630
Udgifter	-2000	-3410	-4730	-3320
Afskrivninger	- 920	- 890	-1770	-1540
Valutakursregulering	-1260	-1490	+1860	+1390
Resultat før skat	280	- 310	3380	2160
årets priser				

De samlede pålignede skatter og afgifter udgjorde i perioden 1977-1986 ca. 4,9 mia. kr. (1987-priser) fordelt med 2,8 mia. kr. i produktionsafgift, 0,6 mia. kr. i fortjenstelement, ca. 0,9 mia. kr. i selskabsskat samt ca. 0,6 mia. kr. i kulbrinteskatt. For 1987 foreligger der endnu ikke oplysninger, men produktionsafgiften kan anslås til 445 mio. kr. og fortjenstelementet til 189 mio. kr. Med de gældende lave oliepriser kan der ikke i 1987 forventes provenu fra kulbrinteskatten. Når kulbrinteskatten, som er på 70%, ikke forventes at give provenu i 1987 skyldes det, at der til denne skat er knyttet et særligt fradrag på investeringer på 25% pr. år i 10 år, og at selskabsskatten er fradragsberettiget ved beregning af kulbrinteskatten. Dette betyder, at kulbrinteskatten først får stor vægt ved relativt store fortjenester, f.eks. når olieprisen er høj.

### Produktionsafgift

Produktionsafgiften (royalty) fastsættes for de nye rettighedshavere ved bevillingens udstedelse. For DUC's vedkommende er produktionsafgiften 8,5% af produktionsværdien fratrukket transportudgifter.

Tabel 7.6 Produktionsafgift (mio.kr.)

	1983	1984	1985	1986	1987*)
Olie	369	362	458	212	300
Naturgas	0	26	143	211	145
I alt	369	388	601	423	445
årets priser, *) Energistyrelsens skøn					

Ifølge den aftale, der blev indgået med DUC i 1976 kan produktionsafgiften enten erlægges kontant eller i form af indvundne råstoffer *in kind*. For 1981 og 1982 samt 1984 og 1985 har staten valgt at modtage afgiften for olie i form af råolie. I disse tilfælde, har DOFAS (Dansk Olieforsyning A/S under D.O.N.G. A/S), købt råolien af Energiministeriet med henblik på raffinering og videresalg. For 1986 og 1987 afregnes produktionsafgiften kontant. Dette betyder dog ikke, at DOFAS ikke har dansk haft råolie til rådighed. DOFAS har udnyttet den særlige køberet, der betyder, at staten har ret til at købe en vis andel af den producerede råolie på kommercielle vilkår. I 1987 var denne andel 32%.

Tabel 7.7 Afregning af produktionsafgift for olie

	Afgift i alt for olie mio.kr.	Afregnet kontant mio.kr.	Afregnet i råolie m <sup>3</sup>
1983	369	369	0
1984	362	0	208.200
1985	458	0	563.200
1986	212	212	0
1987*)	300	300	0
årets priser, *) Energistyrelsens skøn			

Det bemærkes, at produktionsafgiften i 1986 og 1987 ligesom salgsværdierne er mindre end i 1985 som følge af de lavere oliepriser. Produktionsafgiften er anført for det år, hvorfor den er beregnet. Den forfalder det følgende år.

Til tabel 7.7 over afregning af produktionsafgift skal bemærkes, at den leverede mængde olie for afgift af olieproduktionen ikke nøjagtig modsvarer den skyldige afgift. I 1986 dækkede værdien af den leverede olie ikke fuldt afgiften fra 1985, hvorfor DUC efter årets udgang udlignede differencen med en kontant betaling til staten på godt 86 mio. kr. incl. renter.



I forbindelse med offshore efterforskning og produktion af olie og gas fører Energistyrelsen tilsyn med, at både fartøjer og installationer er sikkerheds- og sundhedsmæssigt forsvarlige, og at de ikke frembyder unødigt fare for andre. Tilsynet foretages i medfør af havanlægsloven, undergrundsloven, olierørsloven og lov om naturgasforsyning. Ibrugtagning og drift af havanlæg forudsætter særlig tilladelse fra Energistyrelsen. På land omfatter tilsynet godkendelse af boreudstyret samt tilsyn med driften.

Energistyrelsens tilsyn omfatter bl.a. for faste anlæg deres styrke og indretning. For såvel faste som flytbare anlæg omfatter tilsynet de sikkerhedsmæssige forhold for anlæggenes installationer og udstyr, samt indkvarteringsforhold og arbejdsmiljø.

I årsrapporten for 1986 er det nærmere beskrevet, hvorledes myndighederne udøver tilsynet med installationerne i medfør af ovennævnte love.

## Hovedbekendtgørelsen

Energiministeriets bekendtgørelse nr. 711 af 16. november 1987 - den såkaldte hovedbekendtgørelse - om sikkerhed m.v. på havanlæg er trådt i kraft ultimo 1987. Hovedbekendtgørelsen uddyber på en række områder de overordnede sikkerhedsmæssige regler efter havanlægsloven. I denne forbindelse er Energistyrelsen og Søfartsstyrelsen bemyndiget til at udstede tekniske foreskrifter. Det er hensigten i de kommende år at udarbejde nye, mere detaljerede regler inden for de specifikke områder. Hovedbekendtgørelsen fastlægger således de overordnede principper og målsætninger for tilsynet og godkendelsessystemet. Bekendtgørelsen regulerer desuden en række mere principielle spørgsmål f.eks. hviletid, sikkerheds- og sundhedstjeneste, skaderapportering m.v.

I overensstemmelse med bemærkningerne til havanlægslovens § 5 fastlægger hovedbekendtgørelsen som overordnet kontrolprincip, at operatøren for faste havanlæg skal etablere et egenkontrollsystem, der sikrer og dokumenterer, at havanlæg projekteres og bygges i overensstemmelse med gældende regler.

Hovedbekendtgørelsen anfører endvidere, at der for flytbare anlæg skal foreligge et system af certifikater og procedurer, der giver et sikkerhedsniveau som på land. Certifikater udstedt af et af til-

synsmyndigheden godkendt selskab kan indgå i kontrolordningen.

## Etablering af faste installationer

I 1987 har Energistyrelsen givet tilladelse til at tage Dan F platformene og det nye kompressor-modul på Tyra Vest i brug. Endvidere er naturgasrørledningerne under Limfjorden ved Ålborg og under Sallingsund taget i brug. Disse ledninger er et led i naturgassens fremføring til henholdsvis Vendsyssel og Mors. I øjeblikket er man ved at etablere en rørledning under Vilsund, som skal føre gas til Thy.

## Flytbare havanlæg

Ved bore- og installationsarbejder anvendes såkaldte flytbare havanlæg. Blandt de anvendte typer kan nævnes boreplatforme, kranfartøjer, rørledningsfartøjer og indkvarteringsfartøjer.

Et flytbart havanlæg bliver normalt først godkendt til brug på dansk område, når en operatør ønsker at anvende anlægget til et konkret arbejde, men det er dog også muligt at opnå forhåndsgodkendelse af et anlæg, der senere skal anvendes på dansk område.

I 1987 har følgende flytbare havanlæg været i aktivitet på dansk sokkelområde:

- Boreriggen *Mærsk Guardian* fra Mærsk Drilling i forbindelse med produktionsboring på Dan F for Mærsk Olie og Gas A/S. Boreplatformen har endvidere arbejdet for Statoil og Norsk Hydro i forbindelse med efterforskningsboringer.
- Boreriggen *Mærsk Endeavour* ligeledes fra Mærsk Drilling i forbindelse med efterforsknings- og produktionsboringer for Mærsk Olie og Gas A/S. Boreriggen har også været anvendt som indkvarteringsenhed under færdiggørelses- og ibrugtagningsarbejder ved Tyra Vest kondensatprojektet.
- Boreriggen *Zapata Scotian* fra Zapata Offshore Company, Holland i forbindelse med efterforskningsboring for Mærsk Olie og Gas A/S.
- Boreriggen *Dyvi Sigma* fra Dyvi Offshore, Norge, i forbindelse med efterforsknings- og

- vurderingsboringer for henholdsvis Phillips og Mærsk Olie og Gas A/S.
- Boreriggen *Dan Earl* fra Lauritzen Offshore i forbindelse med efterforskningsboring for Amoco.
- Boreriggen *Neddrill Trigon* fra Neddrill (Nederland) B.V. i forbindelse med vurderingsboring for Mærsk Olie og Gas A/S.
- Hotelplatformen *Safe Holmia* fra 1986 og frem til efteråret 1987 i forbindelse med færdiggørelses- og ibrugtagningsarbejder på Dan F.

## Havanlæg under drift

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerhed og arbejdsmiljø for de beskæftigede på såvel de flytbare som på de faste havanlæg. 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.

Normalt foretager Energistyrelsen et arbejdsmiljøtilsyn mindst én gang årligt på hvert af de faste anlæg. I forbindelse med den øgede efterforskningsaktivitet i Nordsøen i efteråret 1987, hvor styrelsens arbejdsmiljøindsats har været koncentreret omkring de flytbare platforme, har det årlige tilsyn med de faste anlæg omfattet følgende inspektioner:

- Dan F i forbindelse med færdiggørelse og ibrugtagning.
- Dan B/E i forbindelse med modifikationer samt opbygning af beboelse på Dan B.
- Tyra Øst i forbindelse med et generelt arbejdsmiljøtilsyn.
- Tyra Vest i forbindelse med færdiggørelse af kondensatprojektet.

For de flytbare havanlægs vedkommende har Energistyrelsen i 1987 foretaget inspektioner på boreriggene, mens disse har opereret på dansk sokkelområde, hvor bl.a. de sikkerheds- og arbejdsmiljømæssige forhold samt andre vilkår knyttet til havanlæggets godkendelse er blevet gennemgået.

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, indkvarterings- og arbejdsområder etc. For på stikprøvebasis at kontrollere effektiviteten af disse programmer gennemfører Energistyrelsen regelmæssige inspektioner på anlæggene.

## Ulykkesstatistik

Energistyrelsen har i 1987 modtaget 82 anmeldelser af offshore arbejdsulykker fordelt på henholdsvis 18 anmeldte arbejdsulykker på mobile havanlæg og 64 på faste havanlæg. Kriteriet for, at en ulykke registreres som arbejdsulykke og indberettes til Energistyrelsen er, at ulykken medfører mindst 1 dags uarbejdsdygtighed ud over tilskadekomstdagen. Der er i 1987 ikke sket dødsulykker eller arbejdsulykker med alvorlige følger i forbindelse med offshore-arbejde. Sættes de 64 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg med tilhørende indkvarteringsfartøjer i relation til antal arbejdstimer (1,6 mio.) på faste havanlæg med tilhørende indkvarteringsfartøjer, fås en ulykkesfrekvens på 40 pr. mio. arbejdstimer.

Tabel 8.1 Ulykkesfrekvensen for faste platforme

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

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

Af tabellerne fremgår de anmeldte arbejdsulykker for henholdsvis 1986 og 1987 på faste havanlæg med tilhørende indkvarteringsfartøjer og for 1987 på såvel faste som mobile havanlæg. Antallet af arbejdsulykker er fordelt på arbejdets art (d.v.s. den tilskadekomnes beskæftigelse i ulykkesøjeblikket) og på teknisk faktor (d.v.s. de faktorer, primært tekniske, som forårsagede ulykken, og som ikke nødvendigvis var de faktorer, der indgik i det arbejde, den skadesramte var beskæftiget med i ulykkesøjeblikket).

Tabel 8.2 Anmeldte ulykker fordelt efter teknisk faktor

Teknisk faktor	Faste	Faste	Faste/
	anlæg	anlæg	mobile
	1986	1987	anlæg
1. Kraftmaskiner, kompressorer, drivværker	1	0	0
2. Arbejdsmaskiner	0	7	9
3. Kraner	5	0	1
4. Hejseindretninger og motorspil	4	0	0
5. Arbejdstransportmateriel	0	0	0
6. Manuelt transportmateriale og håndspil	0	1	1
7. Løfte- og arbejdsstillinger for personer	6	5	7
8. Procesanlæg	1	0	0
9. Apparater og elektriske installationer	1	0	0
10. Håndværktøjer	6	7	7
11. Mekanisk drevet håndværktøj	3	8	9
12. Boreudstyr	0	0	7
13. Kemiske stoffer og materialer	1	2	2
14. Gods (lagervarer, elementer og materiale)	10	12	13
15. Arbejdsstedets indretning	22	16	19
16. Andet	11	6	7
I alt	71	64	82

Tabel 8.3 Anmeldte ulykker fordelt efter arbejdets art

Arbejdets art	Faste	Faste	Faste/
	anlæg	anlæg	mobile
	1986	1987	anlæg
1. Administration/overvågning	2	0	0
2. Forplejning, rengøring	11	11	11
3. Instrumentering, elektriske arbejder	2	6	6
4. Stilladsbygning	8	11	11
5. Rørlægning, svejsning og smedearbejder	14	15	15
6. Malearbejder og sandblæsning	0	1	1
7. Isolering	1	3	3
8. Anhugning, flytning af materialer	8	1	2
9. Bygningsinstallation, VVS-pladesmedsarbejde	1	1	1
10. Krankørsel	0	0	0
11. Boredæksarbejde	0	0	7
12. Proceskontrol og andre vedligeholdelses opgaver	6	0	4
13. Øvelse, træning	0	0	0
14. Færden på arbejdspladsen	10	8	12
15. Dykning	0	0	0
16. Andet	3	7	9
17. Uoplyst	5	0	0
I alt	71	64	82

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

### Afbrænding af gas

Normalt accepteres ikke afbrænding *flaring* af gas i større mængder på de danske felter, da der derved går energi til spilde. Afbrændingen kan dog undtagelsesvis være nødvendig på grund af sikkerhedshensyn og/eller produktions- og transportforhold.

Energistyrelsen har i samarbejde med bevillingshaverne udarbejdet retningslinier, der tilsigter at minimere flaringen.

Retningslinierne trådte formelt i kraft i august 1987, men har reelt været gældende hele året. De medfører, at bevillingshaverne maksimalt i gennemsnit har ret til at afbrænde 404.000 Nm<sup>3</sup> gas målt på døgnbasis. Inden for denne ramme må der afbrændes gas, hvis det efter bevillingshavernes skøn er nødvendigt for sikkerhedsmæssig forsvarlig drift af anlæggene. Afbrænding ud over denne ramme kræver Energistyrelsens godkendelse.

Til sammenligning kan det oplyses, at den daglige gasproduktion i vintermånederne typisk ligger på ca. 12 mio. Nm<sup>3</sup>, heri indbefattet gas, der sendes i land, såvel som gas, der reinjiceres på felterne. Den nye aftale har haft til følge, at gasafbrændingen i forhold til produktionen i 1987 er nedbragt væsentligt.

På Dan feltet er der i 1987 afbrændt 30 mio. Nm<sup>3</sup>, svarende til 6,6% af feltets gasproduktion. Denne relativt høje afbrænding skyldes bl.a., at behandlingsanlægget på Dan-F blev sat i drift og derfor har medført en del afbrænding i forbindelse med indkøring af kompressorerne. Der kan forventes en væsentlig mindre afbrænding fra dette anlæg i 1988.

På Tyra feltet er der i 1987 afbrændt 43 mio. Nm<sup>3</sup>, svarende til 1,6% af feltets gasproduktion. To forhold har givet anledning til en lidt højere afbrænding end normalt. Kondensatproduktionen er i perioden blevet behandlet på Tyra Øst på grund af kapacitetsproblemer på Gorm C. Dette har givet anledning til afbrænding af en del propan og butan. Denne afbrænding ophører i 1988 efter ombygning af Tyra Øst. Endvidere har indkøringen af et kompressormodul medført nogen afbrænding.

På Gorm feltet er der i 1987 afbrændt 50 mio. Nm<sup>3</sup> svarende til 4,9% af feltets gasproduktion. På grund af kompressorproblemer var der en relativt stor afbrænding i andet halvår.

I alt blev der i 1987 afbrændt 122 mio. Nm<sup>3</sup> gas svarende til 3% af den totale produktion. Ifølge de nye retningslinier var den maksimalt tilladte afbrænding 146 mio. Nm<sup>3</sup>.

## Anlæg på land

Den 1. oktober 1987 blev udvidelsen af råolieterminalen i Fredericia taget i brug. Kapacitetsudvidelsen omfatter to nye lagertanke på hver 47.500 m<sup>3</sup>, et nyt vandbehandlingsanlæg, og en udvidelse af målestationen. Ved ombygningerne på Gorm feltet og i Fredericia, er der opnået en kapacitetsforøgelse af olietransport- og terminalsystemet til ca. 7,5 mio. m<sup>3</sup>/år med anvendelse af friktionsreducerende additiver eller ca. 5,8 m<sup>3</sup>/år uden anvendelse af additiver. Olieproduktionen ultimo 1987 udnytter ca. 75% af den maksimale transportkapacitet på 7,5 mio. m<sup>3</sup>/år.

I maj 1987 blev naturgaslageret i Lille Torup indviet. Formålet med lageret er, at det skal virke som et stødpudelager, hvis der opstår problemer med naturgasleverancerne fra Nordsøen. Det skal levere gas i spidsbelastningssituationer. Ultimo 1987 var tre af hulrummene *kavernerne* udskyllede og gasfyldte. De ligger i en salthorst 1.200–1.500 m nede i undergrunden. Hver kaverne har en størrelse på mellem 350.000 m<sup>3</sup> og 500.000 m<sup>3</sup>. Når

de planlagte 6 kaverner er udskyllet, vil den samlede lagerkapacitet være på ca. 460 mio. Nm<sup>3</sup>, idet gassen er stærkt sammentrykket (ca. 175 atm). I 1987 blev der udført to boreriger ved Stenlille som led i undersøgelserne vedrørende et eventuelt naturgaslager på Sjælland.

## Målesystemer for olie og gas

I produktions og transportsystemerne registrerer forskellige målesystemer, hvor meget der er produceret og transporteret. Disse målinger anvendes bl.a. til fastsættelse af de afgifter, der af bevillingshaverne skal betales til den danske stat. Energi styrelsen fører derfor tilsyn med vedligehold og kontrol af disse målere. Styrelsen sikrer sig gennem stikprøvekontrol, at vedligeholdelsesprogrammerne for målesystemerne bliver fulgt, og overvåger hvert år et antal kalibreringer.

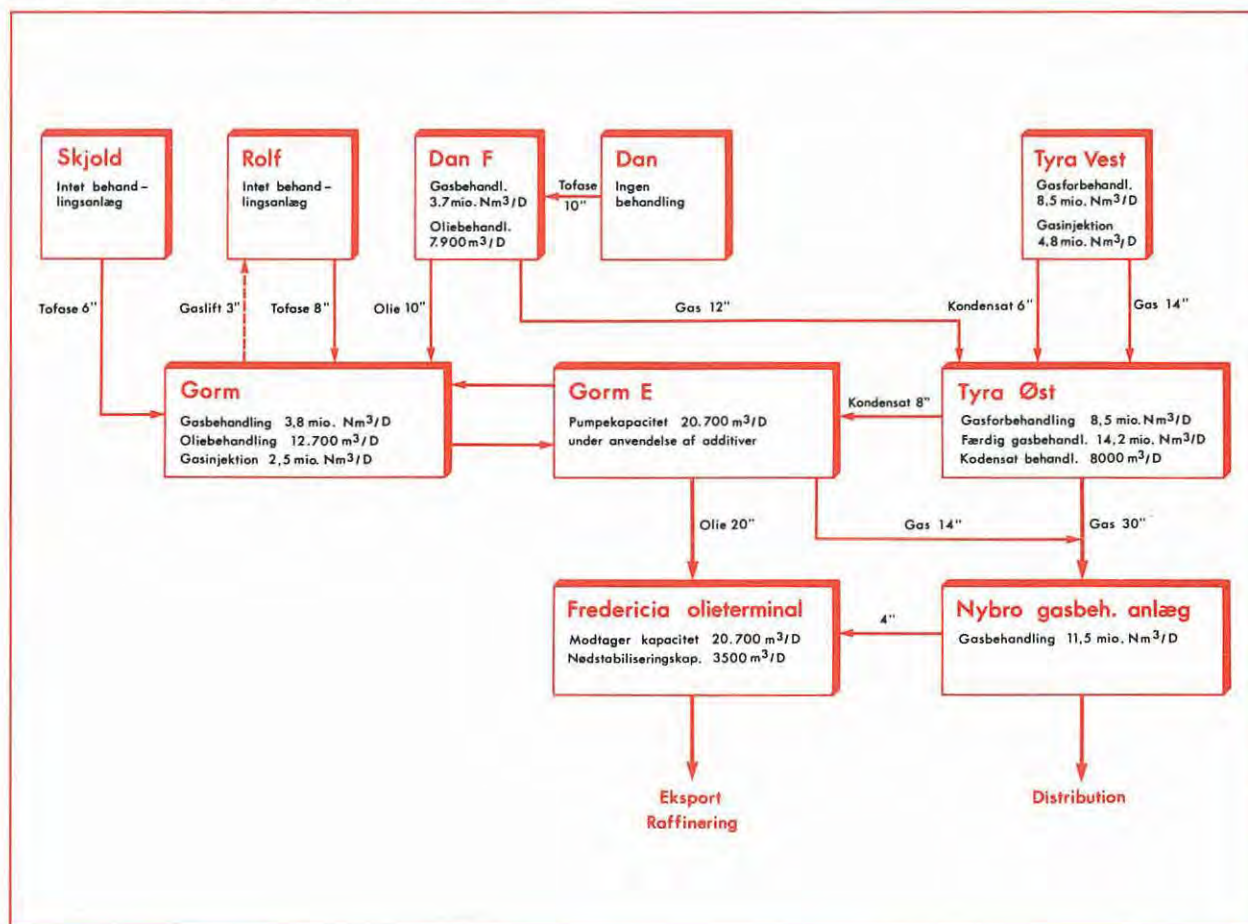
For året 1987 er der specielt ført tilsyn med måleforholdene i forbindelse med en kapacitetsudvidelsen af DORAS terminal beliggende ved Shell-raffineriet i Fredericia. Endvidere har styrelsen overværet kalibrering af målesystemerne på det nye Dan F kompleks.

## Udredning

Som et væsentligt led i styrelsens tilsynsarbejde har udarbejdelsen af en række udredninger og andre større arbejder fundet sted. Bl.a. er der foretaget udredninger med det formål at minimere den procesbetingede afbrænding af gas samt en vurdering af olie/gassystemets kapacitetsforhold med henblik på at belyse mulighederne for tilslutning af nye felter.

Disse udredninger viste samlet, at der vil være tilstrækkelig kapacitet i det eksisterende danske offshore system til at indfase en række nye felter, som endnu ikke er sat i produktion. Kapacitetsforholdene er angivet i figur 8.1.

Fig. 8.1 Behandlings- og transportkapaciteter



## Koordinationsudvalget

Koordinationsudvalget er nedsat i medfør af havanlægsloven, og har bl.a. til opgave at bistå Energistyrelsen med at samordne tilsynsmyndighedernes arbejde og at medvirke ved udarbejdelse af regler i henhold til loven. Udvalget består af repræsentanter for de berørte myndigheder og suppleres med repræsentanter for arbejdsmarkedets parter ved regelarbejde.

På baggrund af en af Energiministeren godkendt regelplan for 1987 har udvalget medvirket ved udarbejdelse af regler for havanlæg.

I januar måned har udvalget således afgivet en indstilling om et af Energistyrelsen og Søfartsstyrelsen tidligere Statens Skibstilsyn, udarbejdet forslag til regler for boreudstyr.

Udvalget har i juni 1987 tiltrådt et af Energiministeriet udarbejdet forslag til bekendtgørelse om sikkerhed m.v. på havanlæg. Denne bekendtgørelse, der fastlægger de overordnede sikkerhedsregler for havanlæg, den såkaldte hovedbekendtgørelse, er blevet udstedt af Energiministeriet i november 1987.

I juni 1987 har udvalget afgivet en udtalelse om et af Industriministeriet udarbejdet udkast til regler for dykkermateriel og om dykkerarbejde. Disse udkast har påny været diskuteret i udvalget i august måned, og en endelig udtalelse blev afgivet af udvalget i august 1987.

Udkast til regler for støj, indkvartering på flytbare anlæg, sikkerhedsuddannelser m.v. samt regler vedrørende maritime forhold har været diskuteret i arbejdsgrupper nedsat under udvalget, og udvalget er løbende blevet orienteret herom.

## Aktionskomiteen

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

Desuden skal komiteen overvåge de forholdsregler, som ejeren eller brugeren af et havanlæg træffer med hensyn på afhjælpning af uheld.

Komiteen, som Energistyrelsen har formandsskabet og sekretariatsfunktionerne for, består af repræsentanter for:

- Søværnets Operative Kommando,
- Politiet i Esbjerg,
- Miljøstyrelsen,
- Søfartsstyrelsen og
- Energistyrelsen.

Aktionskomiteen har i 1987 afholdt 3 møder om beredskabsforhold, heraf et heldagsseminar i Esbjerg vedrørende relationer til presse og offentlighed i uheld.

Komiteen har desuden være inddraget i beredskabsøvelser afholdt af Norsk Hydro og Statoil til afprøvning af kommunikationsveje og alarmeringssystemer.

Komiteen kom delvis i funktion i anledning af en faresituation den 16. oktober 1987, hvor et drevende, ubemandet og tomt tankskib havde kollisionskurs mod Dan feltets platforme. Skibet passerede dog uden at anrette skade og blev senere indfanget og bugseret bort. Desuden har komiteen været varslet i to tilfælde i oktober/november, hvor synkende fartøjer udgjorde en potentiel fare for olie-/gas-transmissionsledningerne i Nordsøen.

I forbindelse med tildeling af tilladelser i 1. og 2. udbudsrunde er der indgået aftaler med de rettighedshavende olieselskaber om forskningsforpligtelser samt udnyttelse af uddannelsestilbud hos olieselskaberne.

Uddannelsestilbudene kan opdeles i tre hovedkategorier:

1. Grundlæggende kurser i Danmark
2. Deltagelse i rettighedshavernes interne kurser for specialister
3. Træningsophold hos olieselskaberne.

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

- Geologi
- Efterforsknings teknik
- Reservoir teknik
- Boret teknik
- Produktions- og rørledningsteknologi
- Feltudbygning
- Drift og vedligeholdelse
- Olie-/gas-raffinering

Herudover indgår tillige emner som økonomiske, administrative og juridiske aspekter af efterforskning, udbygning og produktion i flere af aftalerne.

## Uddannelse

Energistyrelsen afholdt i foråret 1987 to orientingsmøder, hvor de institutioner, der kan benytte de forskellige uddannelsestilbud i forbindelse med koncessionsbetalt uddannelse, var indbudt. Medarbejdere fra styrelsen præsenterede uddannelsesmulighederne. Møderne blev afholdt henholdsvis i København og Århus for at sikre den geografiske spredning til de institutioner, der har adgang til ordningerne, men kun i ringe grad tidligere har benyttet mulighederne for koncessionsbetalt efteruddannelse.

Der var stor interesse på møderne, men udnyttelse af uddannelsestilbudene hindres ofte af praktiske vanskeligheder internt i institutionerne med orlov, udlæg o.l.

## Kurser i Danmark og hos olieselskaberne

I 1987 har der været afholdt fire koncessionsbetalte kurser i Danmark med i alt ca. 80 deltagere. Kurserne har dækket følgende specialemer:

- Seismisk Facies Analyse
- Seismisk Stratigrafi
- Tolkning af borehulsmålinger
- Bjergarters mekaniske egenskaber

Olieselskabernes relativt lange planlægningshorisont betyder, at planlagte kurser i *analyse af trykmålinger i olie- og gasbrønde* og *reservoir teknik* først afholdes i foråret 1988.

Koncessionsaftalerne giver også energiadministrationens medarbejdere m.fl. mulighed for at deltage i olieselskabernes egne interne kurser.

Kurserne afholdes hovedsageligt i USA, England og Norge. 29 medarbejdere fra 9 forskellige institutioner har været på i alt 38 ugers kurser i løbet af 1987.

Kurserne er specialistkurser inden for olie-/gasefterforskning, -produktion og -økonomi. De varer typisk en uge, eventuelt to. Agips kurser er som regel af længere varighed.

## On-the-job training

Energiadministrationen m.fl. har mulighed for at sende medarbejdere på træningsophold hos operatørerne og deres partnere. Et træningsophold varer typisk 6 måneder. Der er i 1987 arrangeret træningsophold hos Amoco, Phillips, Norsk Hydro og Statoil. 9 medarbejdere fra Danmarks Geologiske Undersøgelse, Energistyrelsen og Energiministeriet har været på ialt 55 måneders træningsophold i USA og Norge.

# Uddannelse og forskning

## Stipendiater

Muligheden for at få stipendier til studier inden for olie-/gas-området ved højere læreanstalter eller andre institutioner har været benyttet af 4 personer. Stipendierne er anvendt til olierelaterede specialstudier, som ikke findes i Danmark, ved universiteter, i organisationer og virksomheder i USA, England og Norge.

## Gæsteprofessorater

Århus Universitet, Geologisk Institut, har i 6 måneder haft en polsk gæsteprofessor tilknyttet instituttet, betalt af koncessionsmidler.

## Uddannelsesprogrammer på video

Uddannelsesprogrammerne dækker et bredt spektrum af fagdiscipliner inden for oliegeologi, -eftersforskning, -indvinding og -behandling.

Ca. 50 bånd har været udlånt til 8 institutioner med relationer til Energiministeriet.

## Forskning

### Koncessionsaftaler

De samlede midler til forskning og udvikling på kulbrinteområdet fra olieselskaber, som i 1. og 2. udbudsrunde har opnået efterforskningsrettigheder på dansk sokkelområde, udgør ca. 65 mio. kr.

Med udgangen af 1987 er status for disse midlers anvendelse således:

– Afsluttede projekter	ca. 7,5 mio. kr.
– Igangværende projekter	ca. 20,0 mio. kr.
– Ansøgninger godkendt	ca. 8,8 mio. kr.
– Forhandlinger påbegyndt	ca. 5,5 mio. kr.
I alt	ca. 41,8 mio. kr.

Midlerne er indtil nu hovedsagelig anvendt til forskning og udvikling inden for områderne:

- Geologi/geofysik
- Automatik, lyd og signaler
- Installationer og platforme
- Rørledninger
- Software

### EF-forskningssamarbejdet

I 1973 blev et program for *Teknologiske kulbrinte-projekter* etableret. Programmet kan yde økonomisk støtte til gennemførelse af teknologiske udviklingsprojekter inden for kulbrintesektoren. For at opnå støtte skal projekterne vedrøre udvikling af innovative teknikker, metoder, produkter eller ny anvendelse af disse.

Tabel 9.1 Danske projekter støttet gennem EF's kulbrinteprogram i 1987

Projektansvarlig	Projektitel	Projekttotal mio. kr.	EF støtte (35%) mio. kr.
CALSEP	Udvikling af en forbedret model til forudsigelse af faseblanding i gaskondensat blandinger	0,843	0,295
LICengineering og Rambøll & Hannemann	Undervands Wireline enhed	10,718	3,751
Dansk Hydraulisk Institut	Forbedrede metoder til beregning af bølge og strøm påvirkninger af faste og flydende offshore konstruktioner	9,660	3,381
I alt		21,221	7,427



Tabel 9.2 EFP-88 projekter

Projekt	Støtte (1.000 kr.)	Projektdeltagere
1. Bestemmelse af aktiveringsdata for kulbrintefrigørelse fra kerogen	2.300	Risø
2. Vurdering af radioaktive grundstoffers indflydelse på kulbrintepotentialet i moderbjergarter	360	Geologisk Centralinstitut, Københavns Universitet
3. Processering af dybe seismiske data fra Jameson Land, Projekt Dybseis	493	Grønlands Geologiske Undersøgelse
4. Udvikling af oliemåler til produktionsvand	415	Vandkvalitetsinstituttet
5. Vekselvirkning mellem havbund og marine rørledninger påvirket af hydrodynamiske kræfter	800	Geoteknisk Institut
6. Optimering af seismiske dataindsamlingsparametre	700	Ødegaard & Danneskiold-Samsøe
7. Temperatur/tids-variationer i Nordsø Central Grav sedimenter belyst via fission sporstudier af udvalgte borekerner	1.180	Risø
8. Modenhedsundersøgelse af Zechstein sedimenter i danske offshore boreriger nord for Ringkøbing-Fyn- højderyggen	365	Geologisk Institut, Århus Universitet
9. Forenklet kompositional reservoirsimulering	900	Risø/Dancomp
10. Tre-dimensional beskrivelse af sekundær migration	1.000	Danmarks Geologiske Undersøgelse/Risø/Danmarks Tekniske Højskole
11. EDB-system for vurdering af fejl i rørledninger (pipefail)	600	COWIconsult
12. Industrialisering af diskret hvirvelmodel til reduktion af kræfter på offshore konstruktioner	1.000	Dansk Hydraulisk Institut, LICengineering, Skibsteknisk Laboratorium, Rambøll & Hannemann, Institut for strømningsmekanik og vandbygning, Institut for skibs- og havteknik
13. Stor-skala laboratorieforsøg vedrørende 2 fase olie/gas-flow i rørledninger	800	Institut for strømningsmekanik og vandbygning, Risø, LICconsult
14. Magnetisk resonans (MR) scanning af borekerner, specielt med henblik på studier af imbititionsprocesser og mætningsfordelinger i kalkbjergarter fra danske olielelter	2.000	Danmarks Geologiske Undersøgelse
15. Cap-rock tykkelse i saltomer, bestemt ved high-resolution shallow seismik	527	D.O.N.G. A/S
16. Dynamisk analyse af tre-dimensionale kabelsystemer	530	Skibsteknisk Laboratorium
I alt	13.970	

## Uddannelse og forskning

---

Programmet har til formål at fremme projekter, der vedrører efterforskning, indvinding, oplagring og transport af kulbrinter.

Den samlede årlige støtte til projekter fra medlemslandene er ca. 290 mio. kr. Der kan maksimalt opnås 40% støtte af et projekts totalomkostninger. I praksis ligger støtten lidt lavere.

I 1987 har 137 projekter, heraf 4 danske, været til behandling med et totalbudget på ca. 2,3 mia. kr.

76 projekter, heraf 3 danske (tabel 9.1), med et samlet budget på 840 mio. kr. har opnået 35% støtte.

De tre danske projekter har fået tilsammen godt 7 mio. kr. i støtte, hvilket er en betydelig nedgang fra de ca. 20 mio. kr., danske projekter fik i støtte i 1986. Nedgangen må ses i lyset af betydeligt færre danske ansøgninger.

Energistyrelsen har derfor bl.a. i samarbejde med Formidlingsrådet forstærket informationen for at opnå en bredere dansk interesse og opbakning bag programmet i fremtiden.

Der er udsendt pressemeddelelser og informationsmateriale og ansøgningsskemaer til ca. 150 virksomheder, institutioner og organisationer. I november 1987 blev et informationsmøde afholdt i Herning for potentielle og nuværende erhvervsvirksomheder på kulbrinteområdet.

### **Energiministeriets forskningsprogram 1988**

Til Energiministeriets forskningsprogram 1988 (EFP) har der på olie-/naturgasområdet været fremsendt 38 projekter med et samlet budgetønske på 51,5 mio. kr.

Et fagligt panel med ekspertise inden for de enkelte projektområder har gennemgået og kommenteret projekterne. Prioriteringen er derefter godkendt af kulbrinteudvalget.

16 projekter er indstillet til en samlet støtte på knap 14 mio. kr.

De støttede projekter er udvalgt på baggrund af deres faglige kvalitet samt under hensyntagen til erhvervslivets og myndighedernes interesse for resultaterne.

I forbindelse med efterforskning efter og udnyttelse af olie-/gasforekomsterne på dansk område tilstræbes, at danske virksomheder får reelle muligheder for leverancer af varer og tjenesteydelser.

Der er etableret en overvågningsprocedure, som skal sikre, at Energistyrelsen får mulighed for at følge, hvorvidt rettighedshaverne giver danske virksomheder reelle muligheder for på lige vilkår med udenlandske virksomheder at levere varer og tjenesteydelser.

Overvågningsproceduren opstiller dels retningslinier for rettighedshavernes information til erhvervslivet om regler i forbindelse med indhentning og vurdering af tilbud, dels rapportering om kontrakter til Energistyrelsen.

Rettighedshaverne i 1. og 2. udbudsrunde er pålagt overvågningsproceduren i medfør af efterforsknings- og indvindingstilladelserne, og DUC pålægges overvågningsproceduren i forbindelse med godkendelse af udbygninger.

I 1987 er der ikke indledt udbygning af nye produktionsfaciliteter. Tilsynet med dansk arbejde har derfor været koncentreret om 1. og 2. runde rettighedshavernes efterforsknings- og vurderingsboringer.

På baggrund af de foreløbige indberetninger skønnes den samlede danske andel hertil at blive omkring 55%.

Den danske andels størrelse ved efterforskningsaktiviteter er stærkt afhængig af, om der anvendes danske borenheder. Der er i 1987 udført fire boringer offshore af selskaber, der har rettigheder fra 1. og 2. udbudsrunde. Phillips har anvendt en norsk rig fra Dyvi Offshore, de øvrige har anvendt danske borerigge fra Mærsk Drilling og J.L. Offshore. Phillips har til sin landboring anvendt en udenlandsk borerig, idet der ikke findes danske landborerigge.

Udgifterne til borerigerne udgør alene ca. 60% af de samlede danske leverancer.

En anden væsentlig gruppe er servicefunktioner i forbindelse med boringer såsom basefunktioner, helikoptertransport samt miljø- og forureningsberedskab. Disse funktioner er alle udført af danske virksomheder. Ligeledes er brændstofferleverancerne udelukkende foretaget af dansk registrerede selskaber.

Derimod er de maritime ydelser som forsynings- og dykkerskibe, hovedsagelig udført af norsk og engelsk registrerede skibe. Af ialt 8 skibe har kun 2 været danske. Norsk Hydro og Phillips har anvendt ét dansk skib hver.

Levering af mere specialiserede ydelser og udstyr så som foringsrør, cementering, borehulsundersøgelser og testudstyr er hovedsagelig foretaget af udenlandske firmaer.

De samlede investeringer på Dan F, Rolf og Tyra kondensatprojektet, som blev foretaget i 1986 og 1987, kan nu opgøres endeligt. De samlede investeringer i projekterne har været 3,939 mia. kr. Den danske andel udgør 61%.

Der er tale om en korrektion i forhold til de skønnede tal på henholdsvis 4,501 mia. kr. og 54%, der blev nævnt i Energistyrelsens årsrapport 1986.

De reviderede tal skyldes, at DUC har foretaget de afsluttende indberetninger for projekterne.

Der har i de senere år været tale om en stigende dansk andel ved udbygningsaktiviteterne.

### Kulbrinteudvalget

Energistyrelsen varetager sekretariatsfunktionen for det af Energiministeren i 1986 nedsatte kulbrinteudvalg. Udvalget afgav i 1987 sin første rapport om forskning og erhvervsudvikling på kulbrinteområdet i Danmark.

I et af rapportens vigtigste afsnit udpeges de indsatsområder, der skønnes at indeholde væsentlige udviklingsmuligheder for dansk forskning og væsentlige afsætningsmuligheder for dansk erhvervsliv på 5-10 års sigt.

Et vigtigt argument for udvælgelsen af indsatsområder har været, at det i det væsentlige skal være områder, hvor dansk industri og forskning i forvejen er langt fremme og vil kunne gøre sig gældende internationalt. Dette er gjort i erkendelse af, at det danske hjemmemarked på kulbrinteområdet ikke i sig selv giver basis for en egen industri.

Indsatsområderne fordeler sig inden for 6 hovedområder, hvor der under hvert hovedområde er nævnt de indsatsområder, der i øjeblikket er givet en særlig prioritet.

- **Forbedrede efterforskningsmetoder**
  - Bassinanalyse
  - Seismisk databehandling
- **Forbedrede indvindingsmetoder**
  - Højteknologisk borearbejde
  - Forøget olieudvinding (EOR)
  - Reservoirsimulering
  - 3-D seismik
- **Produktionsanlæg og transportsystemer**
  - Udbygningskoncepter
  - Procesanlæg
  - 2 fase flow
- **Drift og vedligeholdelse**
  - Automatisering og måleudstyr
  - Bestemmelse af restlevetider, driftpålidelighed samt forudsigelig vedligeholdelse
  - Levetidsforøgelse af anlæg og materialer
- **Sikkerhed og miljø**
  - Risikoanalyse
  - Naturbestemte konstruktionsbelastninger
  - Standardisering og kvalitetsstyring
  - Miljøbeskyttelse
- **Operationer under ekstreme forhold**

Under sidste hovedområde om operationer under ekstreme forhold anbefaler udvalget, at løsningen af de teknologiske problemer omkring nordatlantisk og arktisk efterforskning, indvinding og transport af kulbrinter bør opprioriteres i et samarbejde med færøske og grønlandske myndigheder og erhverv.

Udvalget vil nøje følge udviklingen og løbende justere de prioriterede områder.

I en handlingsplan opridses nogle mere langsigtede mål for den offentlige støtte på kulbrinteområdet. I planen indgår ønsket om:

- Over en årrække at fordoble den samlede offentlige støtte på området. Som hovedregel forventes støtten til virksomheder givet under forudsætning af en vis medfinansiering. En særlig

indsats vil blive gjort for at øge danske virksomheders interesse for det kulbrinteteknologiske udviklingsprogram i EF.

- I bestræbelserne på at øge danske virksomheders eksport og konkurrenceevne, opfordres virksomhederne til at samarbejde omkring større forskningsopgaver, eventuelt med udenlandske partnere. Informationer fra myndigheder om støttemuligheder, kontaktpersoner og udbygninger søges øget.

Energiministeriets kulbrinteudvalg understreger i sin rapport, at de foreslåede øgede midler og tiltag på området ikke løser industriens problemer, men at de er et skridt på vejen mod et øget dansk engagement i denne sektor.

## Aktiviteten i andre Nordsølande

De væsentligste kulbrinteudbygninger i Nordsøområdet finder sted i Storbritannien og Norge.

Den norske regering lægger vægt på en jævn udbygningstakt over en længere årrække, bl.a. af hensyn til formindskelse af importandelen og forøgelse af afsætningsmulighederne for norske varer og tjenesteydelser, men også af hensyn til en jævn olieindvindingstakt. Der foreligger ikke officielt udtrykte ønsker for de kommende års investeringsniveau, der dog kan anslås til 25 mia. kr. pr. år. Selv dette niveau kan næppe dækkes fuldt ud af norske firmaer, og danske virksomheders bedste muligheder for eksport af varer og tjenesteydelser inden for kulbrintesektoren vil utvivlsomt i en betydelig periode være det norske marked.

Udbygningen af Oseberg II, Nord (Norsk Hydro) samt af Snorre feltet (Saga) er godkendt til indfasning i 1990 henholdsvis 1992, hvorimod godkendelsen af Haltenbanken (Statoil) og Brage feltet (Norsk Hydro) udskydes i indtil 1 henholdsvis 5 år.

Kommende norske udbygninger forventes i væsentligt omfang baseret på undersøiske og/eller flydende produktionsanlæg.

I Storbritannien blev England og især Skotland meget hårdt ramt af det omfattende olieprisfald i begyndelsen af 1986, og aktivitetsprognoserne har endnu ikke nået niveauet fra før 1986.

For de kommende ca. 5 år forventes årlige udbygninger i størrelsesordenen 15 mia. kr., hvor forventningerne tidligere lå på ca. 40 mia. kr. årligt. Niveaet er stigende, men der kan ikke forventes snarlige kapacitetsproblemer i britisk erhvervsliv inden for kulbrintesektoren.

---



## Rettighedshavere på dansk område

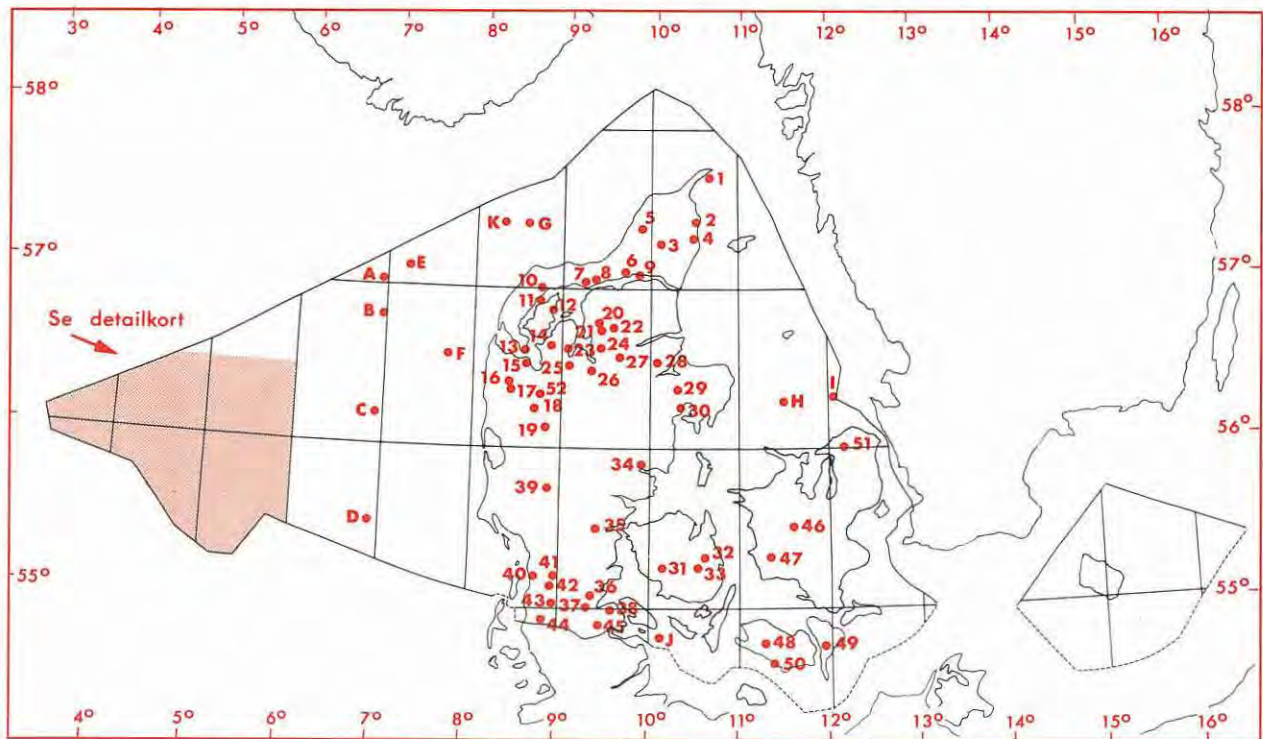
(Pr. 31. december 1987)

Selskab	Andel	Selskab	Andel
<b>A.P. Møller (DUC):</b>			
A.P. Møller	39.00%	Dansk Oliesøgning K/S	7.50%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	46.00%	Korn og Foderstof Kompagniet A/S	2.50%
Texaco Denmark Inc.	15.00%	DENERCO K/S	7.50%
Mærsk Olie og Gas A/S er operatør		DOPAS	20.00%
		(DANOP er operatør i licens nr. 4/86, kaldet Dogger Vest)	
<b>Agip-gruppen:</b>			
Agip Danmark Olie- og Gas- efterforskning ApS (operatør)	40.00%	<b>Phillips-gruppen:</b>	
Finna Exploration Denmark S.A.	28.80%	<b>Sjælland</b>	
ÖMV Erdöl-Aufsuchungsges.m.b.H.	11.20%	Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark (operatør)	48.00%
DOPAS	20.00%	Petroleum Exploration Denmark A/S	32.00%
		DOPAS	20.00%
<b>Amoco-gruppen:</b>			
<b>Bornholmsområdet (2. runde)</b>			
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	75.00%	<b>Offshore</b>	
FLS-Energy A/S	5.00%	Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark (operatør)	26.66%
DOPAS	20.00%	Finna Exploration Denmark S.A.	26.66%
		Agip Danmark Olie- og Gas- efterforskning ApS	26.66%
		DOPAS	20.00%
<b>Øvrige områder (1. runde)</b>			
Amoco Denmark Exploration Co. (operatør)	50.00%	<b>Statoil-gruppen:</b>	
Enterprise Petroleum Ltd.	25.00%	Statoil Efterforskning og Produktion A/S (operatør offshore)	26.50%
FLS-Energy A/S	10.00%	BHP Petroleum Inc.	21.00%
DOPAS	15.00%	Skeie Energy Denmark A/S	12.00%
		Lønmodtagernes Dyrtidsfond	7.50%
		EAC Energy A/S	4.00%
		DENERCO K/S	9.00%
		DOPAS	20.00%
		(DANOP er operatør onshore)	
<b>Britoil-gruppen:</b>			
Britoil Danmark (operatør offshore)	38.75%	<b>Texaco-gruppen:</b>	
Amerada Hess A/S	38.75%	Getty Oil (Denmark) Inc (operatør)	20.00%
Dansk Landbrugs Grovvarereselskab	1.25%	Murphy Denmark Oil Co.	10.00%
Danoil Exploration A/S	1,19%	Canam Offshore Ltd.	10.00%
Olieselskabet Danmark	0,06%	Clyde Petroleum plc.	12.00%
DOPAS (operatør onshore)	20.00%	Petrex S.p.A.	12.00%
		Enterprise Oil Exploration Ltd.	16.00%
		DOPAS	20.00%
<b>Norsk Hydro-gruppen:</b>			
Norsk Hydro Udforskning (operatør)	19,50%		
Texas Eastern Denmark A/S	19,50%		
Gas Council Ltd.	13,70%		
Amerada Hess A/S	9,80%		



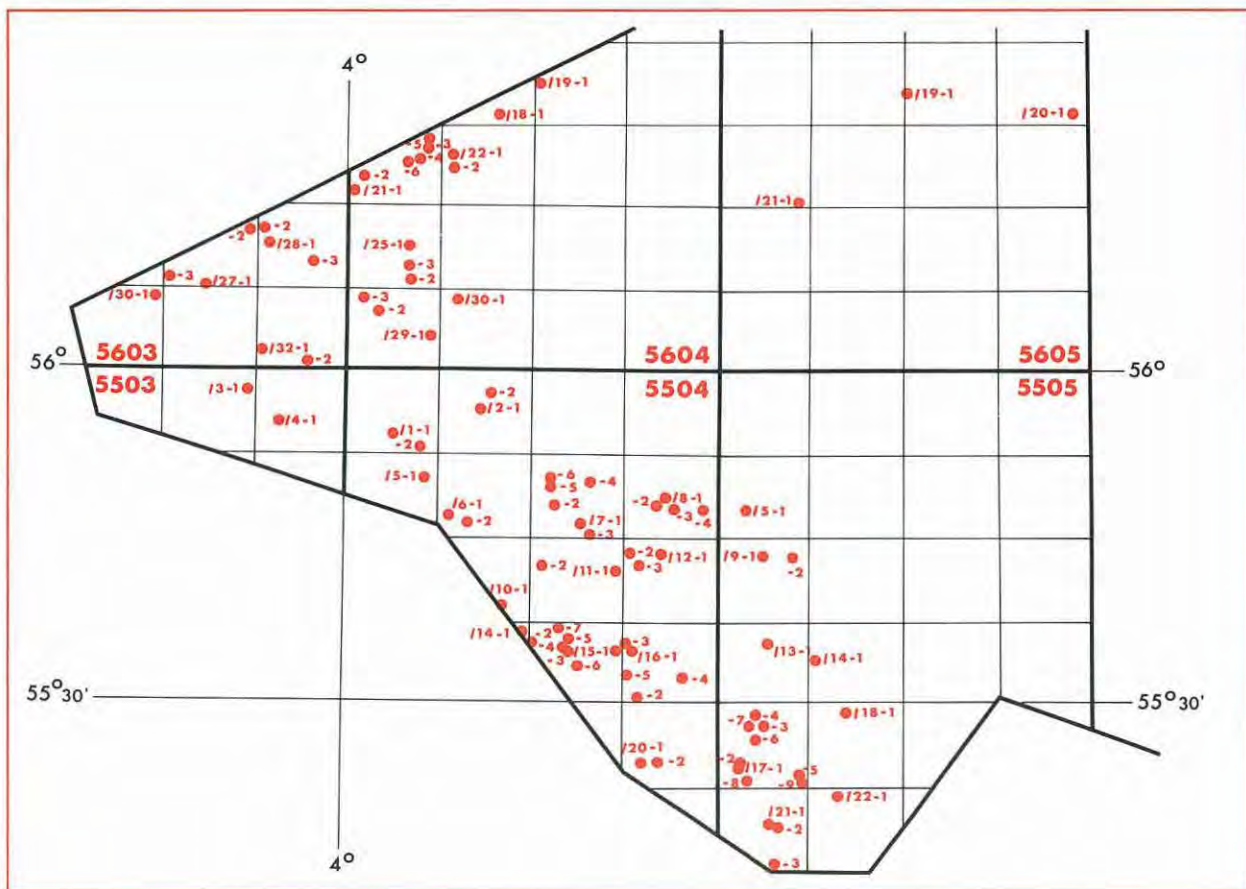
Efterforsknings- og vurderingsboringer

1: 5710/11-1 Skagen-1	5608/3-2 Thisted-3	5609/10-3 Tostrup-3	31: 5510/21-1 Glamsbjerg-1	5408/4-2 Tønder-2	A: 5706/32-1 Nina F-1
5710/11-2 Skagen-2	12: 5608/4-1 Mors-1	5609/10-4 Tostrup-4	32: 5510/23-1 Ringø-1	5408/4-3 Tønder-3	B: 5606/8-1 Inez-1
2: 5710/19-1 Frederikshavn-1	13: 5608/11-1 Uglev-1	5609/10-5 Tostrup-5	33: 5510/23-2 Ullerslev-1	5408/4-4 Tønder-5	C: 5606/28-1 Kaye R-1
5710/19-2 Frederikshavn-2	14: 5608/12-1 Rødding-1	5609/10-6 Tostrup-6	34: 5509/4-1 Horsens-1	5408/4-5 Tønder-4	D: 5506/16-1 Pele S-1
5710/19-3 Frederikshavn-3	15: 5608/15-1 Oddesund-1	5609/10-7 Tostrup-7	35: 5509/14-1 Harte-1	45: 5409/2-1 Kværs-1	E: 5707/25-1 Lena K-1
3: 5710/21-1 Flyvbjerg-1	16: 5608/18-1 Vemb-1	5609/10-8 Tostrup-8	5509/14-2 Harte-2	46: 5511/15-1 Stenlille-1	F: 5607/15-1 Dora C-1
4: 5710/22-1 Sæby-1	17: 5608/18-2 Linde-1	5609/10-9 Tostrup-9	36: 5509/30-1 Åbenrå-1	5511/15-2 Stenlille-2	G: 5708/19-1 Lisa J-1
5: 5709/20-1 Børglum-1	18: 5608/23-1 Vinding-1	5609/10-10 Tostrup-10	37: 5509/30-2 Rødekro-1	5511/15-3 Stenlille-3	H: 5611/23-1 Terne-1
6: 5709/27-1 Vedsted-1	19: 5608/28-1 Nøvling-1	5609/10-11 Tostrup-11	38: 5509/31-1 Varnæs-1	47: 5511/22-1 Slagelse-1	I: 5612/21-1 Hans-1
7: 5709/29-1 Fjerritslev-1	20: 5609/6-1 Hyllebjerg-1	25: 5609/13-1 Skive-2	39: 5508/8-1 Grindsted-1	48: 5411/6-1 Søllested-1	J: 5410/5-1 Kegnæs-1
8: 5709/30-1 Fjerritslev-2	21: 5609/6-2 Farsø-1	26: 5609/14-1 Kvols-1	40: 5508/27-1 Brøns-1	49: 5411/8-1 Ørslev-1	K: 5708/18-1 Felicia-1
9: 5709/32-1 Haldager-1	22: 5609/7-1 Års-1	27: 5609/15-1 Hobro-1	41: 5508/28-1 Arnum-1	50: 5411/10-1 Rødby-1	
10: 5708/31-1 Thisted-1	23: 5609/9-1 Skive-1	28: 5610/13-1 Gassum-1	42: 5508/28-2 Hønning-1	5411/10-2 Rødby-2	
5708/31-2 Thisted-4	24: 5609/10-1 Tostrup-1	29: 5610/18-1 Voldum-1	43: 5508/32-1 Løgumkloster-1	51: 5612/29-1 Lavø-1	
11: 5608/3-1 Thisted-2	5609/10-2 Tostrup-2	30: 5610/22-1 Rønde-1	44: 5408/4-1 Tønder-1	52: 5608/19-1 Mejrup-1	



## Efterforsknings- og vurderingsboringer

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



## Efterforsknings- og vurderingsboringer

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Harte-1 5509/14-1	Dapco Cardwell	55° 30' 37" 09° 25' 04"	791 meter Præ Ø.Kridt	1935-07-27 1936-07-29	Fjerritslev-1 5709/29-1	(Standard) Dapco Emsco	57° 04' 52" 09° 12' 56"	910 meter N.Jura	1958-02-14 1958-02-28
Harte-2 5509/14-2	Dapco Cardwell	55° 30' 37" 09° 25' 03"	1096 meter Ø.Trias	1936-09-02 1937-08-16	Fjerritslev-2 5709/30-1	(Standard) Dapco Emsco	57° 05' 46" 09° 15' 05"	2337 meter Ø.Trias	1958-03-13 1958-05-05
Vinding-1 5608/23-1	(Gulf) Dapco Emsco	56° 17' 26" 08° 41' 56"	2434 meter Trias	1947-07-17 1947-12-24	Vedsted-1 5709/27-1	(Standard) Dapco Emsco	57° 08' 26" 09° 40' 12"	2068 meter Ø.Trias	1958-05-09 1958-06-08
Gassum-1 5610/13-1	(Gulf) Dapco Emsco	56° 33' 46" 10° 00' 19"	3404 meter Ø.Perm	1948-03-18 1951-03-19	Flyvbjerg-1 5710/21-1	(Standard) Dapco Emsco	57° 18' 16" 10° 03' 18"	1651 meter Trias	1958-06-14 1958-07-05
Skagen-1 5710/11-1	(Gulf) Dapco Cardwell	57° 44' 12" 10° 36' 02"	458 meter Jura	1949-08-24 1949-09-02	Horsens-1 5509/04-1	(Standard) Dapco Emsco	55° 56' 11" 09° 54' 29"	1672 meter Ø.Trias	1958-07-13 1958-07-31
Frederikshavn-1 5710/19-1	(Gulf) Dapco Cardwell	57° 26' 01" 10° 31' 16"	1304 meter Prækambrium?	1950-07-03 1950-08-22	Hønning-1 5508/28-2	(Standard) Dapco Emsco	55° 10' 52" 08° 54' 29"	2457 meter Præ Ø.Perm	1958-08-09 1958-10-19
Haldager-1 5709/32-1	(Gulf) Dapco Cardwell	57° 07' 08" 09° 46' 46"	1520 meter N.Jura	1950-10-10 1950-12-30	Grindsted-1 5508/08-1	(Standard) Dapco Emsco	55° 45' 26" 08° 49' 25"	1615 meter Prækambrium	1958-10-29 1958-11-27
Ringe-1 5510/23-1	(Gulf) Dapco Cardwell	55° 16' 53" 10° 30' 22"	1364 meter Prækambrium	1951-02-04 1951-04-19	Rødekro-1 5509/30-2	(Standard) Dapco Emsco	55° 05' 08" 09° 20' 25"	1596 meter N.Perm	1958-12-05 1958-12-30
Ullerslev-1 5510/23-2	(Gulf) Dapco Cardwell	55° 22' 13" 10° 38' 42"	1037 meter Ø.Trias	1951-05-02 1951-06-11	Lavø-1 5612/29-1	(Standard) Dapco Emsco	56° 01' 59" 12° 10' 31"	2414 meter Ø.Trias	1959-01-19 1959-03-01
Tønder-1 5408/04-1	(Gulf) Dapco Cardwell	54° 57' 37" 08° 51' 17"	3123 meter Ø.Perm	1951-05-05 1952-06-19	Slagelse-1 5511/22-1	(Standard) Dapco Emsco	55° 22' 21" 11° 22' 42"	2934 meter Prækambrium	1959-03-09 1959-05-21
Tostrup-1 5609/10-1		56° 38' 23" 09° 25' 57"	763 meter	1951-05-29 1951-06-17	Rønde-1 5610/22-1	Gulf Oilwell 940E	56° 18' 15" 10° 26' 07"	5259 meter Silur	1965-10-23 1966-08-25
Glamsbjerg-1 5510/21-1	(Gulf) Dapco Cardwell	55° 17' 33" 10° 07' 47"	840 meter Prækambrium	1951-07-05 1951-08-02	Kraka A-1 5505/17-1	Gulf Glomar IV	55° 24' 20" 05° 03' 45"	1811 meter Paleocæn	1966-08-27 1966-09-28
Tostrup-2 5609/10-2	(Gulf) Dapco	56° 37' 35" 09° 24' 32"	761 meter	1951-07-26 1951-08-24	Nøvling-1 5608/28-1	Gulf Oilwell 940E	56° 10' 09" 08° 48' 36"	3692 meter Silur	1966-09-13 1966-11-25
Børglum-1 5709/20-1	(Gulf) Dapco Cardwell	57° 22' 32" 09° 50' 23"	1527 meter Ø.Trias	1951-08-14 1951-09-26	Mors-1 5608/04-1	Gulf Oilwell 940E	56° 54' 00" 08° 53' 05"	5303 meter N.Trias	1966-12-13 1967-09-21
Skagen-2 5710/11-2	(Gulf) Dapco Sullivan	57° 44' 22" 10° 36' 00"	618 meter Ø.Trias	1951-09-24 1951-10-25	Kraka A-2 5505/17-2	Gulf Mærsk Explorer	55° 24' 21" 05° 03' 34"	3396 meter M.Trias	1967-07-30 1967-10-22
Uglev-1 5608/11-1	(Gulf) Dapco Emsco	56° 37' 58" 08° 32' 09"	1208 meter Ø.Perm	1951-10-11 1951-12-17	Thisted-1 5708/31-1	Gulf Oilwell 940E	57° 01' 26" 08° 39' 10"	909 meter Ø.Trias	1967-10-01 1967-10-16
Rødby-1 5411/10-1	(Gulf) Dapco Cardwell	54° 41' 37" 11° 24' 18"	1529 meter N.Trias	1952-01-11 1952-03-24	Ørslev-1 5411/08-1	Gulf Oilwell 940E	54° 46' 55" 11° 59' 02"	2551 meter N.Karbon	1967-10-31 1968-01-09
Frederikshavn-2 5710/19-2	(Gulf) Dapco Cardwell	57° 25' 45" 10° 30' 45"	1046 meter Trias	1952-04-21 1952-05-28	Dora C-1 5607/15-1	Gulf Mærsk Explorer	56° 36' 42" 07° 40' 00"	3206 meter N.Perm	1968-01-19 1968-03-04
Frederikshavn-3 5710/19-3	(Gulf) Dapco Cardwell	57° 27' 31" 10° 32' 05"	998 meter Trias	1952-06-06 1952-07-26	Jane D-1 5605/19-1	Gulf Mærsk Explorer	56° 25' 30" 05° 31' 52"	3563 meter N.Perm	1968-03-27 1968-05-27
Tønder-2 5408/04-2	(Gulf) Dapco Emsco	54° 59' 07" 08° 51' 38"	3183 meter N.Perm	1952-07-10 1953-03-07	Tyra E-1 5504/12-1	Gulf Mærsk Explorer	55° 43' 52" 04° 51' 04"	4084 meter Ø.Jura	1968-05-29 1968-08-17
Arnum-1 5508/28-1	(Gulf) Dapco Cardwell	55° 13' 13" 08° 57' 48"	1805 meter Prækambrium	1952-09-06 1952-11-27	Tyra E-2 5504/11-1	Gulf Mærsk Explorer	55° 42' 32" 04° 44' 39"	2201 meter Ø.Kridt	1968-08-20 1968-10-02
Åbenrå-1 5509/30-1	(Gulf) Dapco Cardwell	55° 01' 32" 09° 21' 17"	2291 meter Ordovicium	1952-12-11 1953-06-04	Nina F-1 5706/32-1	Gulf Mærsk Explorer	57° 01' 53" 06° 54' 28"	2420 meter Trias	1968-10-06 1968-10-20
Rødby-2 5411/10-2	(Gulf) Dapco Emsco	54° 41' 29" 11° 22' 22"	2938 meter N.Perm	1953-04-20 1953-11-24	Igor G-1 5505/13-1	Gulf Mærsk Explorer	55° 35' 05" 05° 09' 47"	3812 meter Ø.Jura	1968-10-26 1968-12-11
Vemb-1 5608/18-1	(Standard) Dapco Emsco	56° 22' 53" 08° 21' 47"	1944 meter Ø.Trias	1957-12-14 1958-01-27	Roar H-1 5504/07-1	Gulf Mærsk Explorer	55° 46' 28" 04° 38' 48"	2164 meter Ø.Kridt	1968-12-13 1969-01-30

## Bilag B

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted
Syd Arne I-1 5604/29-1	Gulf Mærsk Explorer	56°03'10" 04°14'59"	3908 meter ØJura	1969-02-12 1969-04-09	Gorm N-3 5504/16-3	Gulf Mærsk Explorer	55°35'16" 04°45'19"	2294 meter ØKridt	1976-06-27 1976-09-05
Lisa J-1 5708/19-1	Gulf Mærsk Explorer	57°25'57" 08°33'06"	1987 meter ØTrias	1969-12-24 1970-01-16	Tyra E-4 5504/12-3	Gulf Mærsk Explorer	55°43'02" 04°48'05"	2289 meter ØKridt	1976-09-08 1976-11-24
Lena K-1 5707/25-1	Chevron Mærsk Explorer	57°07'38" 07°09'43"	2291 meter Trias	1970-01-21 1970-02-09	Skjold Ruth-1 5504/16-4	Chevron Mærsk Explorer	55°32'20" 04°54'53"	1710 meter ØKridt	1977-01-08 1977-03-19
Else L-1 5605/21-1	Chevron Mærsk Explorer	56°15'10" 05°14'55"	2708 meter N.Perm	1970-08-21 1970-10-17	Adda-1 5504/08-1	Chevron Mærsk Explorer	55°48'38" 04°52'19"	3050 meter ØJura	1977-03-22 1977-07-16
Dan M-1 5505/17-3	Gulf Britannia	55°28'10" 05°08'02"	2309 meter N.Kridt/ØJura	1971-03-08 1971-05-08	Bo-1 5504/07-2	Chevron Mærsk Explorer	55°48'09" 04°34'19"	2743 meter ØJura	1977-08-19 1977-09-04
Gorm N-1 5504/15-1	Gulf Britannia	55°34'44" 04°44'47"	2485 meter ØKridt	1971-05-11 1971-06-19	Inez-1 5606/08-1	Chevron Mærsk Explorer	56°50'28" 06°57'42"	1983 meter ØTrias	1977-09-11 1977-10-04
Ryan O-1 5505/22-1	Gulf Transocean II	55°22'02" 05°19'19"	3578 meter Trias	1972-10-09 1973-01-13	Vagn-1 5505/21-1	Chevron Dyvi Beta	55°19'06" 05°09'46"	1223 meter Kridt	1977-10-09 1977-12-14
Inge P-1 5603/32-1	Gulf Zapata Nordic	56°02'04" 03°46'10"	3494 meter N.Palæozoikum	1973-01-21 1973-03-18	Tostrup-3 5609/10-3	Dong DST SMG FB-291	56°38'06" 09°24'06"	1593 meter ØPerm	1978-04-21 1978-05-26
Gwen Q-1 5604/29-2	Gulf Zapata Nordic	56°05'30" 04°06'15"	4494 meter N.Perm	1973-03-28 1973-10-04	Tove-1 5505/21-3	Chevron Mærsk Explorer	55°15'17" 05°09'45"	1878 meter ØPerm	1978-08-09 1978-10-15
Kaye R-1 5606/28-1	Chevron Transworld 61	56°12'57" 06°53'46"	2702 meter N.Perm	1973-09-21 1973-12-08	Vagn-2 5505/21-2	Chevron Mærsk Explorer	55°19'21" 05°09'44"	1930 meter ØPerm	1978-08-09 1978-09-04
Voldum-1 5610/18-1	Gulf Deutag-14	56°23'02" 10°16'01"	2277 meter ØTrias	1974-03-04 1974-04-15	Per-1 5505/05-1	Chevron Mærsk Explorer	55°47'30" 05°05'01"	2781 meter Prækambrium	1978-10-18 1978-11-23
Hobro-1 5609/15-1	Gulf Deutag-14	56°36'30" 09°38'04"	2561 meter ØTrias	1974-06-07 1974-07-10	Års-1/1A 5606/07-1	Dong CH 1400E	56°47'44" 09°30'32"	3401 meter ØTrias	1978-11-06 1979-09-03
Dan M-8 5505/17-4	Gulf Orion	55°28'44" 05°06'42"	3660 meter Trias	1974-07-03 1974-09-02	Nils-1 5505/17-5	Chevron Mærsk Explorer	55°23'15" 05°13'37"	2033 meter ØPerm	1978-12-03 1979-02-19
Tyra E-3 5504/12-2	Gulf Orion	55°44'01" 04°46'30"	2661 meter N.Kridt	1974-09-14 1974-11-02	Tostrup-4 5609/10-4	Dong DST 1400/23	56°39'06" 09°20'39"	1610 meter ØPerm	1979-03-10 1979-10-22
Pele S-1 5506/16-1	Chevron Orion	55°30'57" 06°55'18"	3812 meter N.Trias	1975-02-06 1975-04-17	Dan M-9 5505/17-6	Chevron Mærsk Explorer	55°26'48" 05°06'33"	2093 meter ØKridt	1979-09-10 1979-12-04
Gorm N-2 5504/16-1	Chevron Orion	55°34'50" 04°46'31"	2289 meter ØKridt	1975-04-24 1975-06-12	Linde-1 5608/18-2	Elsam Cabot Franks 900	56°26'04" 08°26'35"	2237 meter ØTrias	1979-11-22 1980-01-24
Nord Arne T-1 5604/25-1	Chevron Ocean Voyager	56°11'38" 04°10'16"	2652 meter ØPerm	1975-05-05 1975-07-27	Lulu-1 5604/22-1	Chevron Sedco J.	56°20'03" 04°17'37"	3720 meter ØPerm	1980-01-03 1980-09-17
Lola U-1 5504/16-2	Chevron Ocean Voyager	55°30'04" 04°48'08"	4877 meter N.Trias	1975-07-29 1975-11-15	Tostrup-5 5609/10-5	Dong Ideco BIR-800	56°38'32" 09°24'59"	1609 meter ØPerm	1980-04-21 1980-10-19
Poul V-1 5505/09-1	Chevron Mærsk Explorer	55°43'50" 05°07'59"	3856 meter Trias	1975-11-21 1975-02-02	Stenlille-1 5511/15-1	Dong Ideco BIR-800	55°32'38" 11°37'06"	1664 meter ØTrias	1980-06-07 1980-07-10
Hyllebjerger-1 5609/06-1	Dansk Boreelskab National 80B	56°48'53" 09°20'54"	2855 meter ØTrias	1975-12-07 1976-01-19	Tostrup-6 5609/10-6	Dong Ideco BIR-800	56°38'24" 09°25'17"	1614 meter ØPerm	1980-07-14 1980-08-27
Rødding-1 5608/12-1	Dansk Boreelskab National 80B	56°38'49" 08°48'18"	2163 meter ØTrias	1976-01-27 1976-02-20	Løgumkloster-1 5508/32-1	Dansk Boreelskab Deutag T-14	55°02'33" 08°57'04"	2724 meter Ordovicium	1980-07-31 1980-10-31
Kvols-1 5609/14-1	Dansk Boreelskab National 80B	56°31'41" 09°17'56"	2624 meter ØTrias	1976-02-27 1976-03-29	Tostrup-7 5609/10-7	Dong Ideco BIR-800	56°38'40" 09°25'22"	1746 meter ØPerm	1980-08-30 1980-10-13
Heno W-1 5504/01-1	Chevron Mærsk Explorer	55°54'27" 04°08'43"	4381 meter N.Perm	1976-03-20 1976-06-16	Tønder-3 5408/04-3	Dansk Boreelskab Deutag T-14	54°57'30" 08°51'28"	1840 meter N.Trias	1980-10-10 1980-11-10
Skive-1 5609/09-1	Dansk Boreelskab National 80B	56°37'38" 09°00'11"	2290 meter ØTrias	1976-04-04 1976-04-28	Varnæs-1 5509/31-1	Dansk Boreelskab Deutag T-14	55°02'13" 09°35'32"	2236 meter Præ ØPerm	1980-11-20 1980-12-23
Oddesund-1 5608/15-1	Dansk Boreelskab National 80B	56°33'37" 08°34'10"	3535 meter ØTrias	1976-05-04 1976-08-10	Adda-2 5504/08-2	Chevron Dyvi Beta	55°48'20" 04°50'41"	2743 meter ØJura	1981-01-03 1981-03-03

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutet	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutet
Brøns-1/A 5508/27-1	Dansk Boreelskab Deutag T-14	55°12'04" 08°44'08"	2539 meter Præ Ø.Perm	1981-01-11 1981-04-11	Karl-1 5604/21-2	Chevron Dyvi Beta	56°17'43" 04°03'12"		1983-07-12 1983-10-04
Midt Rosa-1 5504/15-2	Chevron Dyvi Beta	55°35'39" 04°30'05"	2143 meter Ø.Perm	1981-03-16 1981-06-06	Hans-1 5612/21-1	Dansk Boreelskab Mærsk Explorer	56°21'55" 12°00'51"		1983-08-04 1983-10-09
Tostrup-8 35609/10-8	Dong Ideco BIR-8085	56°38'20" 19°24'56"	1435 meter	1981-05-31 1981-07-14	Thisted-3 5608/03-2	Dong Kenting 21E	56°57'59" 08°44'26"		1983-08-10 1983-08-26
Tostrup-9 5609/10-9	Dong Ideco BIR-8085	56°38'10" 09°25'15"	1456 meter	1981-07-19 1981-08-30	Vest Lulu-1 5604/21-3	Chevron Dyvi Epsilon	56°20'26" 04°13'28"		1983-09-11 1984-01-18
Roar-2/2A 5504/07-3	Chevron Dyvi Beta	55°45'10" 04°39'56"	2683 meter N.Kridt	1981-08-08 1981-11-07	Nora-1 5504/02-2	Chevron Dyvi Beta	55°58'09" 04°24'04"		1983-10-10 1984-02-28
Tostrup-10 5609/10-10	Dong Ideco BIR-8085	56°38'14" 09°24'34"	1594 meter	1981-09-03 1981-10-21	John-1 5504/20-1	Chevron Mærsk Endeavour	55°24'48" 04°48'45"		1983-10-24 1983-11-10
Farsø-1 5609/06-2	Dong Ideco BIR-8055	56°46'53" 09°21'50"	2952 meter Ø.Trias	1981-10-22 1982-01-24	Øst Rosa-2 5504/15-4	Chevron Mærsk Endeavour	55°35'14" 04°35'08"		1983-11-14 1984-01-25
Otto-1 5604/25-2	Chevron Dyvi Beta	56°09'07" 04°11'23"	2682 meter Ø.Perm	1981-12-21 1982-03-20	Kraka Anne-3 5505/17-8	Chevron Mærsk Endeavour	55°23'38" 05°04'47"		1984-01-31 1984-06-04
Thisted-2 5608/03-1	Dong Ideco BIR-8085	56°57'56" 08°42'57"	3287 meter Trias	1982-02-04 1982-03-28	Cleo-1 5604/18-1	Chevron Dyvi Epsilon	56°23'23" 04°25'23"		1984-02-06 1984-04-29
Jens-1 5504/11-2	Chevron Dyvi Beta	55°42'49" 04°32'12"	4420 meter Trias	1982-03-24 1982-09-23	Gert-1 5603/27-2	Chevron Dyvi Epsilon	56°13'09" 03°43'57"		1984-05-01 1984-07-29
Boje-1 35504/07-4	Chevron Dan Earl	55°50'02" 04°40'40"	2779 meter Ø.Jura	1982-04-01 1982-06-08	Elly-1 5504/06-1	Chevron Mærsk Endeavour	55°47'15" 04°17'40"		1984-06-08 1984-08-15
Mona-1 5604/21-1	Chevron Dyvi Beta	56°16'36" 04°00'16"		1982-10-03 1983-02-09	Liva-1 5503/04-1	Chevron Dyvi Epsilon	55°55'32" 03°49'31"		1984-08-02 1984-09-30
Emma-1 5505/18-1	Chevron Mærsk Explorer	55°29'31" 05°21'28"	2736 meter Trias	1982-10-26 1982-11-28	Adda-3 5504/08-3	Chevron Dan Earl	55°47'50" 04°53'26"		1984-08-31 1984-10-25
Søllested-1 5411/06-1	Dansk Boreelskab Deutag T-14	54°48'05" 11°17'55"	2694 meter N.Perm	1982-10-27 1982-12-11	Nils-2 5505/17-9	Chevron Dan Earl	55°23'10" 05°13'41"		1984-10-31 1984-12-29
Dan M-10 5505/17-7	Dansk Boreelskab Mærsk Explorer	55°28'30" 55°05'07"		1982-12-16 1983-02-16	Iris-1 5604/30-1	Britoil Dan King	56°06'45" 04°18'21"	Jura	1984-11-05 1985-02-24
Elin-1 5504/02-1	Chevron Dyvi Epsilon	55°56'51" 04°22'21"		1983-01-27 1983-04-27	Dyb Adda-1 5504/08-4	Chevron Dan Earl	55°48'13" 04°58'24"		1985-01-01 1985-02-17
Tønder-5 5408/04-4	Dong National 80 U	54°57'03" 08°49'55"		1983-02-13 1983-03-09	Vest Lulu-2 5604/21-4	Chevron Dan Earl	56°19'48" 04°12'13"		1985-02-21 1985-04-23
Sten-1 5603/27-1	Chevron Dyvi Beta	56°07'48" 03°37'35"		1983-02-17 1983-04-17	Gert-2 5603/28-1	Chevron Mærsk Endeavour	56°11'50" 03°46'50"		1985-02-27 1985-07-29
Sydøst Igor-1 5505/14-1	Chevron Mærsk Explorer	55°33'55" 05°16'02"		1983-02-20 1983-04-01	Elna-1 5604/19-1	Chevron Dan Earl	56°26'55" 04°31'43"		1985-05-01 1985-06-14
Tønder-4 5408/04-5	Dong National 80 UE	54°57'35" 08°50'50"		1983-03-13 1983-03-30	Ugle-1 5505/09-2	BP Transocean 7	55°43'15" 05°12'10"	3057 meter	1985-05-07 1985-06-24
Olaf-1 5503/03-1	Dansk Boreelskab Mærsk Explorer	55°58'21" 03°44'06"		1983-04-17 1983-07-26	Thisted-4 5708/31-2	Amoco Kenting 31	57°01'19" 08°42'07"	3418 meter Perm	1985-05-19 1985-07-18
Nord Arne T-3 5604/25-3	Chevron Dyvi Beta	56°10'44" 04°10'48"		1983-04-23 1983-07-07	Terne-1 5611/23-1	Amoco Dyvi Epsilon	56°20'39" 11°30'20"	3361 meter Præ-/Kambrium	1985-05-29 1985-08-16
Øst Rosa-1 5504/15-3	Chevron Dyvi Epsilon	55°34'47" 04°36'41"		1983-05-01 1983-07-03	John Flanke-1 5504/20-2	Chevron Dan Earl	55°24'28" 04°50'10"		1985-06-20 1985-07-19
Midt Rosa-2 5504/14-1	Chevron Dyvi Epsilon	55°36'18" 04°29'21"		1983-07-07 1983-09-08	Lone-1 5603/27-3	Chevron Mærsk Endeavour	56°08'35" 03°31'58"		1985-06-30 1985-09-03
Edna-1 5504/10-1	Chevron Mærsk Endeavour	55°39'12" 04°25'12"		1983-07-12 1983-10-08	Kværs-1 5409/02-1	Mærsk Olie og Gas Kenting 31	54°56'28" 09°28'49"		1985-07-27 1985-09-09

## Bilag B

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted
Nord Jens-1 5504/07-5	Chevron Mærsk Endeavour	55°49'59" 04°33'35"		1985-08-07 1985-11-12	Jejpe-1 5603/28-3	Norsk Hydro Mærsk Guardian	56°11'04" 03°54'36"		1987-12-10
Sæby-1 5710/22-1	Dopas Baldon-41	57°21'24" 10°23'44"	1854 meter Palæozoikum	1985-08-07 1985-08-28					
Kegnæs-1 5410/05-1	Texaco Dyvi Epsilon	54°50'51" 10°05'15"	2591 meter Ø.Perm	1985-08-21 1985-10-05					
Skive-2 5609/13-1	BP Baldon-41	56°35'37" 09°00'21"	1456 meter Ø.Trias	1985-09-02 1985-09-25					
Vest Lulu-3 5604/21-5	Chevron Mærsk Endeavour	56°20'58" 04°12'34"		1985-09-12 1985-12-11					
Kim-1 5603/30-1	Chevron Glomar Labrador 1	56°07'02" 03°29'53"		1985-10-03 1985-12-31					
Nord Jens-2 5504/07-6	Chevron Mærsk Endeavour	55°49'59" 04°33'36"		1985-11-16 1985-12-28					
Lulu-2 5604/22-2	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°19'06" 04°17'31"		1985-12-15 1986-03-18					
Diamant-1 5603/32-2	Phillips Glomar Labrador 1	56°00'23" 03°53'44"	4242 meter	1986-01-10 1986-03-18					
Øst Rosa-3 5504/15-5	Mærsk Olie og Gas Dyvi Epsilon	55°35'36" 04°36'31"		1986-01-20 1986-03-10					
Ravn-1 5504/01-2	Amoco Dyvi Epsilon	55°52'35" 04°13'52"	5013 meter Perm	1986-03-24 1986-07-17					
Øst Rosa Fl.-1 5504/15-6	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	55°33'51" 04°37'50"		1986-03-24 1986-04-30					
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					
Vest Lulu-4 5604/21-6	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°19'05" 04°10'16"		1986-07-27 1986-09-12					
Gwen-2 5604/29-3	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°06'52" 04°04'10"		1986-09-30 1986-12-15					
Mejrup-1 5608/19-1	Phillips Kenting 36	56°22'39" 08°40'36"	2532 meter Trias	1987-03-22 1987-04-29					
Felicia-1 5708/18-1	Statoil Mærsk Guardian	57°26'18" 08°18'41"	5321 meter Perm	1987-07-03 1987-12-03					
Gert-3 5603/28-2	Mærsk Olie og Gas Mærsk Endeavour	56°12'43" 03°45'49"		1987-07-21 1987-10-28					
Stenlille-2 5511/15-2	Danop Kenting 36	55°32'17" 11°36'18"		1987-07-27 1987-08-28					
Ibenholt-1 5605/20-1	Phillips Dyvi Sigma	56°23'26" 05°58'29"	2599 meter Prækambrium	1987-08-11 1987-09-24					
Dyb Gorm-1 5504/16-5	Mærsk Olie og Gas Zapata Scotian	55°34'04" 04°45'50"		1987-08-18 1987-12-04					
Stenlille-3 5511/15-3	Danop Kenting 36	55°32'17" 11°36'18"		1987-08-30 1987-09-16					
Ravn-2 5504/05-1	Amoco Dan Earl	55°50'35" 04°13'41"	4507 meter Trias	1987-09-16 1987-11-17					
Tostrup-11 5609/10-11	Danop Kenting 36	56°37'55" 09°25'24"		1987-10-10 1987-11-07					
Elly-2 5504/6-2	Mærsk Olie og Gas Neddrill Trigon	55°47'19" 04°19'05"		1987-11-15					

## Seismiske forundersøgelser 1987

Undersøgelse	Operatør Kontraktor	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet i 1987
<b>Spekulative forundersøgelser</b>					
WG87C Spec.	Western Geophysical	Offshore	1987-04-10 1987-04-15	Central Graven	172,4 km
SE 87B Spec.	Swedish Exploration Delft Geophysical	Offshore	1987-11-23 1987-12-18	Østersøen Bornholm	536,0 km
<b>Undersøgelser i koncessionsbelagte områder</b>					
DK87C Excl.	Mærsk Olie og Gas A/S Geco	Offshore 3D	1987-09-26 1987-11-05	Central Graven Gert	1551,6 km
DK87C Excl.	Mærsk Olie og Gas A/S Horizon Exp.	Offshore 2D-3D	1987-10-15 1987-12-10	Central Graven Det Sammenh. Område	3212,5 km
ST87T Excl.	Danop Prakla Seismos	Onshore	1987-05-18 1987-06-15	Sønderjylland Tønder	52,5 km
NH87B Excl.	Norsk Hydro Digicon	Offshore	1987-07-04 1987-06-19	Østersøen Bornholm	1188,1 km
AG87C Excl.	Agip Prakla Seismos	Offshore	1987-06-15 1987-06-27	Central Graven	628,4 km
AG87H Excl.	Agip Prakla Seismos	Offshore	1987-07-03 1987-07-21	Vesterhavet	978,5 km
PH87C Excl.	Phillips Prakla Seismos	Offshore	1987-06-27 1987-07-03	Central Graven	319,9 km
ST87C Excl.	Statoil Western Geophysical	Offshore	1987-11-10 1987-11-22	Central Graven	283,5 km
<b>Øvrige</b>					
NH87C Spec.	Norsk Hydro, Norge Geco	Offshore 3D	1987-07-06 1987-09-24	Central Graven Gert	1884,5 km
ST87I Excl.	Danop Prakla Seismos	Onshore	1987-10-05 1987-11-25	Sjælland Stenlille	89,8 km

## Bilag D

### Dansk olieproduktion 1972-1987, mio. m<sup>3</sup>

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Total
1972	0,11					0,11
1973	0,15					0,15
1974	0,10					0,10
1975	0,19					0,19
1976	0,23					0,23
1977	0,58					0,58
1978	0,49					0,49
1979	0,49					0,49
1980	0,34					0,34
1981	0,34	0,53				0,88
1982	0,31	1,64	0,02			1,97
1983	0,28	1,84	0,40			2,52
1984	0,36	1,63	0,65	0,07		2,71
1985	0,45	1,80	0,85	0,35		3,46
1986	0,47	1,72	1,07	0,57	0,47	4,29
1987	1,23	1,50	1,21	0,84	0,63	5,41
I alt	6,13	10,66	4,21	1,83	1,10	23,93

### Dansk gasproduktion 1972-1987, mia. Nm<sup>3</sup>

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Heraf solgt
1972	0,02					
1973	0,03					
1974	0,03					
1975	0,06					
1976	0,07					
1977	0,17					
1978	0,16					
1979	0,16					
1980	0,07					
1981	0,08	0,08				
1982	0,08	0,27				
1983	0,08	0,43	0,04			
1984	0,13	0,51	0,06	0,26		0,22
1985	0,21	0,65	0,08	1,12		1,04
1986	0,24	0,78	0,10	1,63	0,02	1,80
1987	0,44	0,88	0,10	2,65	0,03	2,30
I alt	2,04	3,60	0,38	5,66	0,05	5,36

En del af gassen er reinjiceret.



Dansk produktion af olie og kondensat 1987, tusinde m<sup>3</sup>

	Jan	Feb	Marts	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1987
<b>Dan</b>	41	36	29	53	146	135	145	132	135	129	128	124	1232
<b>Gorm</b>	124	126	134	131	134	126	128	117	114	128	111	125	1499
<b>Skjold</b>	101	92	102	104	107	105	106	101	104	76	104	109	1212
<b>Tyra</b>	82	71	77	72	60	57	64	63	64	72	76	86	842
<b>Rolf</b>	80	44	53	48	50	47	56	60	54	53	45	45	634
<b>I alt</b>	429	370	394	407	497	470	498	473	470	457	464	489	5419

Dansk produktion af gas 1987, mio. Nm<sup>3</sup>

	Jan	Feb	Marts	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1987
<b>Dan</b>	19	17	14	12	43	43	48	46	46	48	49	50	436
<b>Gorm</b>	64	68	76	71	74	73	76	73	73	84	72	80	884
<b>Skjold</b>	9	8	9	8	9	9	9	8	8	6	8	9	100
<b>Tyra</b>	262	225	244	225	154	139	187	187	204	233	267	326	2653
<b>Rolf</b>	4	2	2	2	2	2	2	3	2	2	2	2	27
<b>I alt</b>	358	320	345	318	282	265	322	317	334	374	398	467	4100

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

Antal produktionsbrønde:	44
Vanddybde:	40 m
Areal:	30 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastrichtien)

### Ressourcer pr. 1. januar 1988

Forventede reserver:  
(Igangværende, besluttet og planlagt indvinding)

Olie:	44 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	13 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion:

Olie:	6,1 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2,0 mia. Nm <sup>3</sup>

### Geologisk karakteristik

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

### Anlæg

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

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

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

Antal produktionsbrønde:	16
Antal injektionsbrønde:	2
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastrichtien)

### Ressourcer pr. 1. januar 1988

Forventede reserver:

Olie:	27 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	6 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion:

Olie:	10,7 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	3,6 mia. Nm <sup>3</sup>
Gasinjektion:	3,5 mia. Nm <sup>3</sup>
Nettogasproduktion:	0,1 mia. Nm <sup>3</sup>

### Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af kalklagene. En hovedforkastning deler feltet i to selvstændige reservoirer. Kalklagene er herigenem forskudt ca. 75 m.

### Anlæg

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

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

<b>Feltnavn</b>	<b>Skjold</b>
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1977
I drift:	1982

Antal produktionsbrønde:	1
Antal vandinjektionsbrønde:	1
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastrichtien)

#### Ressourcer pr. 1. januar 1988

Forventede reserver:

Olie:	29 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	3 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion:

Olie:	4,2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,4 mia. Nm <sup>3</sup>

#### Geologisk karakteristisk

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

#### Anlæg

Skjold feltet er som satellit til Gorm feltet udstyret med en enkelt ubemandet produktionsplatform. Der er intet behandlingsanlæg, og den producerede olie og gas sendes ubehandlet til Gorm C.

<b>Feltnavn</b>	<b>Tyra</b>
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11,12
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas A/S
Fundet år:	1968
I drift:	1984

Antal produktionsbrønde:	28
Antal injektionsbrønde:	8
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	52 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastrichtien)

#### Ressourcer pr. 1. januar 1988

Forventede reserver:

Olie + kondensat:	12 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	45 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion:

Olie + kondensat:	1,83 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	5,66 mia. Nm <sup>3</sup>
Gasinjektion:	0,63 mia. Nm <sup>3</sup>
Netto gasproduktion:	5,03 mia. Nm <sup>3</sup>

#### Geologisk karakteristisk

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

#### Anlæg

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

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas som kondensat. Gasanlægget omfatter installationer for tørring, dugpunktsregulering samt kompression til transporttryk. Kondensatbehandlingsanlægget består af et stabiliseringsanlæg, hvorfra fuldt stabiliseret

kondensat kan føres direkte til pumpeplatformen Gorm E, mens ustabiliseret kondensat kan føres til behandlingsanlægget på Gorm C, afhængig af driftsformen på kondensat behandlingsanlægget. På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer.

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

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

Antal produktionsbrønde:	1
Vanddybde:	34 m
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalk (Danien og Maastrichtien)

### Ressourcer pr. 1. januar 1988

Forventede reserver:

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

Akkumuleret produktion:

Olie:	1,1 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,05 mia. Nm <sup>3</sup>

### Geologisk karakteristik

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

### Anlæg

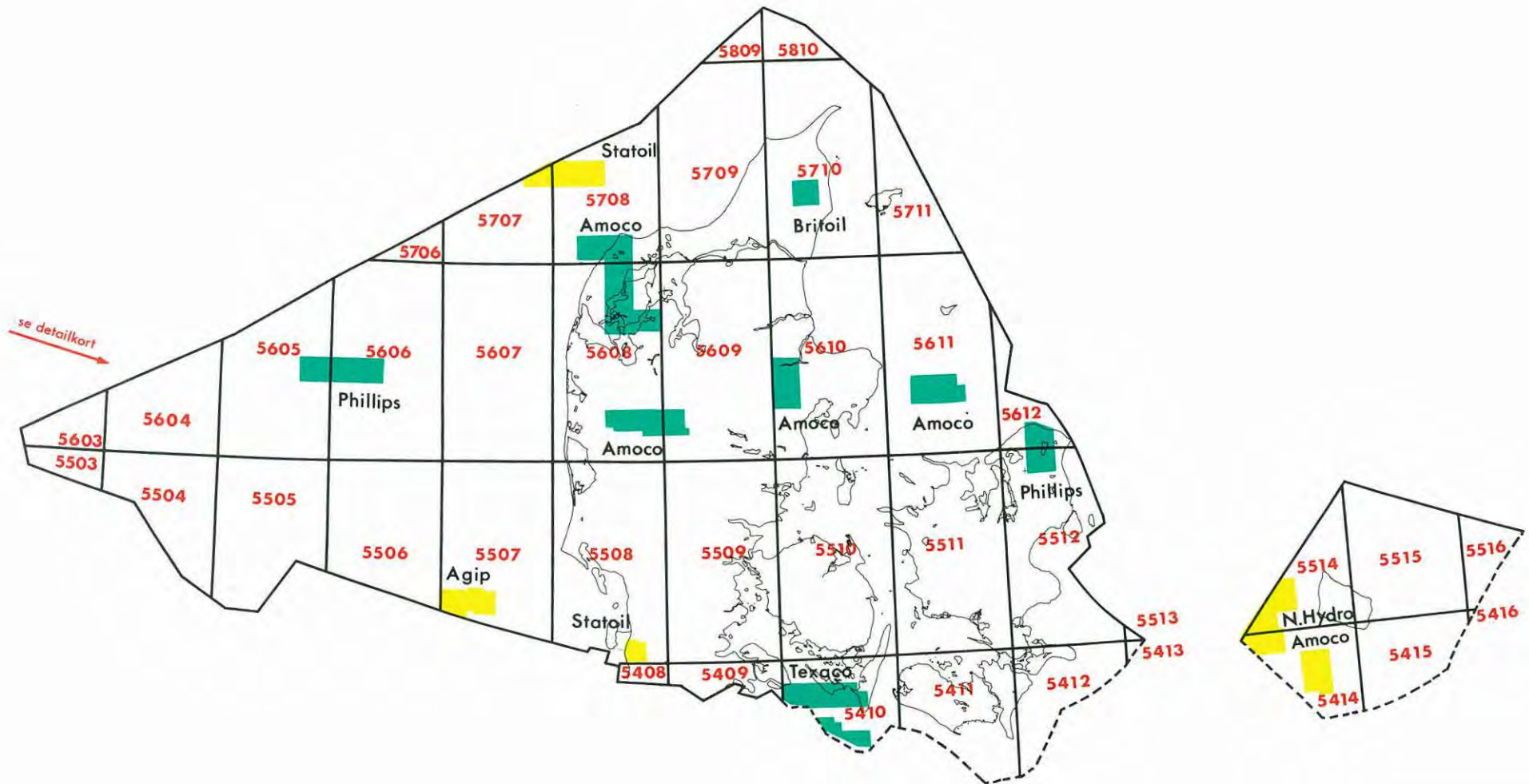
Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Der er intet behandlingsanlæg, og den producerede olie og gas sendes ubehandlet til Gorm C.



## Koncessioner i det vestlige område



# Dansk koncessionsområde 1. januar 1988



■ 1. Runde Koncessioner

■ 2. Runde Koncessioner







energistyrelsen

Landemærket 11 · 1119 København K