energistyrelsen

Anita Jakobsen

Danmarks olie og gasproduktion 1994

Energistyrelsen er oprettet ved lov i 1976 og varetager Miljø- og Energiministeriets faglige og forvaltningsmæssige opgaver på energiområdet. Energistyrelsen rådgiver ministeren, regeringen og de øvrige ministerier på energiområdet.

Energistyrelsen skal på statens vegne sikre, at Danmarks energiproduktion, -forsyning og -forbrug udvikler sig samfunds-, sikkerheds- og miljømæssigt forsvarligt.

Energistyrelsen forbereder og administrerer energilovgivning, fungerer som ankeinstans for lokale afgørelser efter el- og varmeforsyningsloven, administrerer en række tilskudsordninger og varetager tilsynet med rettighedshaverne i Nordsøen.

Energistyrelsen indsamler og systematiserer data om energiproduktion, -forsyning og -forbrug fordelt på relevante sektorer og slutanvendelser. Styrelsen gennemfører analyser og vurderinger af udviklingen på energiområdet, udarbejder opgørelser og prognoser vedrørende danske olie- og gasressourcer samt varetager opfølgningsarbejdet med energihandlingsplanen Energi 2000.

Energistyrelsen har et omfattende samarbejde med lokale, regionale og statslige myndigheder, med energiforsyningsselskaber, rettighedshavere med flere. Samtidig varetager Energistyrelsen relationerne til internationale interessenter på energiområdet, herunder EU, IEA, Nordisk Ministerråd med flere.

Energistyrelsen
Landemærket 11
1119 København K

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

Udgivet maj 1995
Forside foto: Rigs-1 boringen. Mærsk Giant. Amerada Hess (Denmark) A/S
Foto: MEDVIND/Bent Sørensen

Tryk: Schultz Grafisk A/S
Trykt på Cyclus Print 100% genbrugspapir
ISBN 87-7844-008-4
ISSN 0907-2675

Forord

Hermed udsender Energistyrelsen sin beretning for 1994 om udviklingen i efterforskning og produktion af olie og naturgas i Danmark.

Rapporten indeholder som tidligere blandt andet Energistyrelsens seneste 5 og 20 års prognoser over den danske olie- og naturgasproduktion samt opgørelse pr. 1. januar 1995 over de danske olie- og naturgasreserver.

Aktivitetsniveauet i olie/gassektoren ligger fortsat højt, og der er en række omfattende udbygninger igang af såvel nye som gamle felter. Investeringerne i nye boringer og produktionsanlæg ventes at kulminere i 1995 med omkring 6 mia. kr.

Disse omfattende investeringer danner baggrund for den fortsat positive udvikling for den danske olieproduktion. Energistyrelsen forventer, at dette forhold sammenholdt med den forventede, øgede produktion og eksport af naturgas medfører, at Danmark sidst i dette årti vil blive fuldt selvforsynende og sandsynligvis nettoeksportør af energi.

Den 4. danske udbudsrunde blev åbnet i juli 1994 og afsluttet med tildeling af ni nye efterforsknings- og indvindingstilladelser. Dette afspejler, at der blandt olieselskaberne fortsat er en betydelig interesse for at efterforske i Danmark, som vil bevirke en væsentlig forøgelse i efterforskningsaktiviteten i de kommende år.

Efterforskningsaktiviteten var beskeden i 1994, som det var tilfældet i 1993, og der blev ikke gjort nye fund. Imidlertid gennemførte Amerada Hess-gruppen en ny boring på Syd Arne forekomsten, som resulterede i en fornyet optimisme omkring fundet.

De miljømæssige konsekvenser af olie- og gasaktiviteterne, herunder især spørgsmålet om reduktion af udledning af drivhusgasser fra produktionsanlæggene i Nordsøen, er i år behandlet i et særligt afsnit i rapporten.

København, maj 1995

Ib Larsen

direktør

Omregningsfaktorer

1 m³ råolie = 0,858 ton ≈ 36,7 GJ

1 m³ motorbenzin = 0,75 ton ≈ 32,9 GJ

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

1 m³ fuelolie = 0,98 ton ≈ 39,6 GJ

1 tønde olie (barrel) = 0,159 m³

1 t.o.e. = 41,868 GJ

1 t.o.e. ≈ 1,141 m³ råolie

1 t.o.e. ≈ 1.074 Nm³ naturgas

1.000 Nm³ naturgas = 37.239 scf ≈ 39,~~0~~ 3 GJ

1 Nm³ naturgas = 1,057 Sm³

1 ton kul (elværker) ≈ 25,7 GJ

1 ton kul (øvrige) ≈ 26,5 GJ

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

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

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

Indhold

1. Koncessionsforhold

4. Udbudsrunde

Udbudsbetingelser

I juli 1994 blev 4. udbudsrunde åbnet. I modsætning til de tre tidligere udbudsrunder på dansk område blev kun en del af det ikke-koncessionsbelagte danske område udbudt. På baggrund af erfaringerne fra den hidtidige efterforskning og interessen fra olieselskaberne blev området vest for 6° 15' østlig længde i den danske del af Nordsøen udbudt. Dette område omfatter Central Graven og afgrænses mod øst af den potentielle udbredelse af kulbrinter dannet i Central Graven.

I forhold til 3. udbudsrunde, der fandt sted i 1989, skete der væsentlige lempelser i vilkårene for at gøre det attraktivt for olieselskaberne at investere i efterforskning på dansk område. Lempelserne skal ses på baggrund af den konkurrence, der er fra andre lande om olieselskabernes investeringer, og de forholdsvis lave oliepriser. Hovedvilkårene i runden var:

- Ingen krav om kombination af ansøgninger til områder med høj og lav risiko.
- Ingen krav om forkøbsret for staten til olie og gas på grundlag af de nye tilladelser.
- Ingen krav om aftaler om forskning, udvikling og træning i tilknytning til de nye tilladelser.
- Obligatorisk statsdeltagelse på 20%, men statsselskabet DOPAS afholder selv sin andel af udgifterne. Ingen mulighed for ved hjælp af en glideskala at foretage en forøgelse af statsselskabets andel i forbindelse med stigende produktion.
- En fleksibel udbudsform med mulighed for ansøgninger fra både grupper af selskaber og individuelle selskaber. Separat ansøgning om operatørskab.

Ved ansøgningsfristens udløb den 2. januar 1995 var der modtaget 12 ansøgninger med deltagelse af 17 selskaber.

4. runde tilladelser

Efter at ansøgningerne var forhandlet med ansøgerne, udstedte miljø- og energiministeren i maj 1995 ni nye tilladelser. De nye tilladelser vedrører 32 ud af de i alt 92 hel- eller delblokke, der kunne ansøges om. Tilladelserne dækker ca. 4.250 km^2 af det udbudte område på ca. 15.600 km^2. Tre af tilladelserne ligger øst for Central Graven.

Selskaberne har angivet, at de fund, som de ser mulighed for at gøre i de nye tilladelser, varierer i størrelse fra nogle få mio. tønder olieækvivalenter til godt 1100 mio. tønder olieækvivalenter.

Tilladelsernes arbejdsprogrammer omfatter samlet seks ubetingede boringer (boringer, hvis udførelse er en fast forpligtelse for rettighedshaveren) og otte betingede boringer (boringer, hvis udførelse afhænger af nærmere definerede omstændigheder). Hertil kommer forpligtelser til at udføre seismiske undersøgelser, herunder 3D seismik. Som hovedregel er de betingede boreforpligtelser i arbejdsprogrammet til en tilladelse udformet som en såkaldt *drill or drop*-forpligtelse. Dette indebærer, at hvis boringen ikke udføres, skal tilladelsen tilbageleveres helt eller delvist inden et nærmere aftalt tidspunkt før udløbet af den generelle 6 årige efterforskningsperiode.

Investeringerne i forbindelse med de ubetingede forpligtelser i de aftalte arbejdsprogrammer skønnes at ville udgøre i alt knapt 600 mio. kr. De betingede arbejdsprogrammer vil kræve investeringer på ca. 750 mio. kr.

Sammensætningen af de grupper af selskaber, som har fået tilladelserne, fremgår af bilag B, mens den geografiske placering af tilladelsernes områder er angivet på figur 1.1.

Amerada/Premier-gruppen har fået en tilladelse (1/95) i det sydvestlige hjørne af det udbudte område, mens Amerada-gruppen har fået en tilladelse (2/95) til to naboområder til tilladelse 8/89. Arbejdsprogrammet for sidstnævnte tilladelse kan enten udføres inden for den nye tilladelses område eller inden for tilladelse 8/89. Amerada Hess er operatør på 1/95, mens DANOP er det på 2/95.

Amerada Hess erhvervede i efteråret 1994 Norsk Hydros efterforskningsselskab i Danmark og fik derved andel i tilladelserne 7/89 og 8/89. Premier har ikke tidligere været rettighedshaver på dansk område.

Statoil/DANOP-gruppen har fået en tilladelse (3/95) i den nordøstlige del af det udbudte område omfattende to områder i tilknytning til gruppens nuværende tilladelse 2/90. Arbejdsprogrammet for tilladelsen kan enten udføres inden for den nye tilladelses område eller inden for tilladelse 2/90. DANOP er operatør.

Koncessionsforhold

Mobil/RWE-DEA-gruppen har fået en tilladelse (4/95) i den nordøstlige del af det udbudte område. DANOP er efterforskningsoperatør for tilladelsen. Selskaberne Mobil og EWE har ikke tidligere haft tilladelser på dansk område.

Phillips-gruppen har fået en tilladelse (5/95) til et område i det nordvestlige hjørne af det udbudte område. Phillips er operatør for tilladelsen. Phillips har tidligere haft tilladelser i Danmark, mens Pelican er et nyt selskab på dansk område.

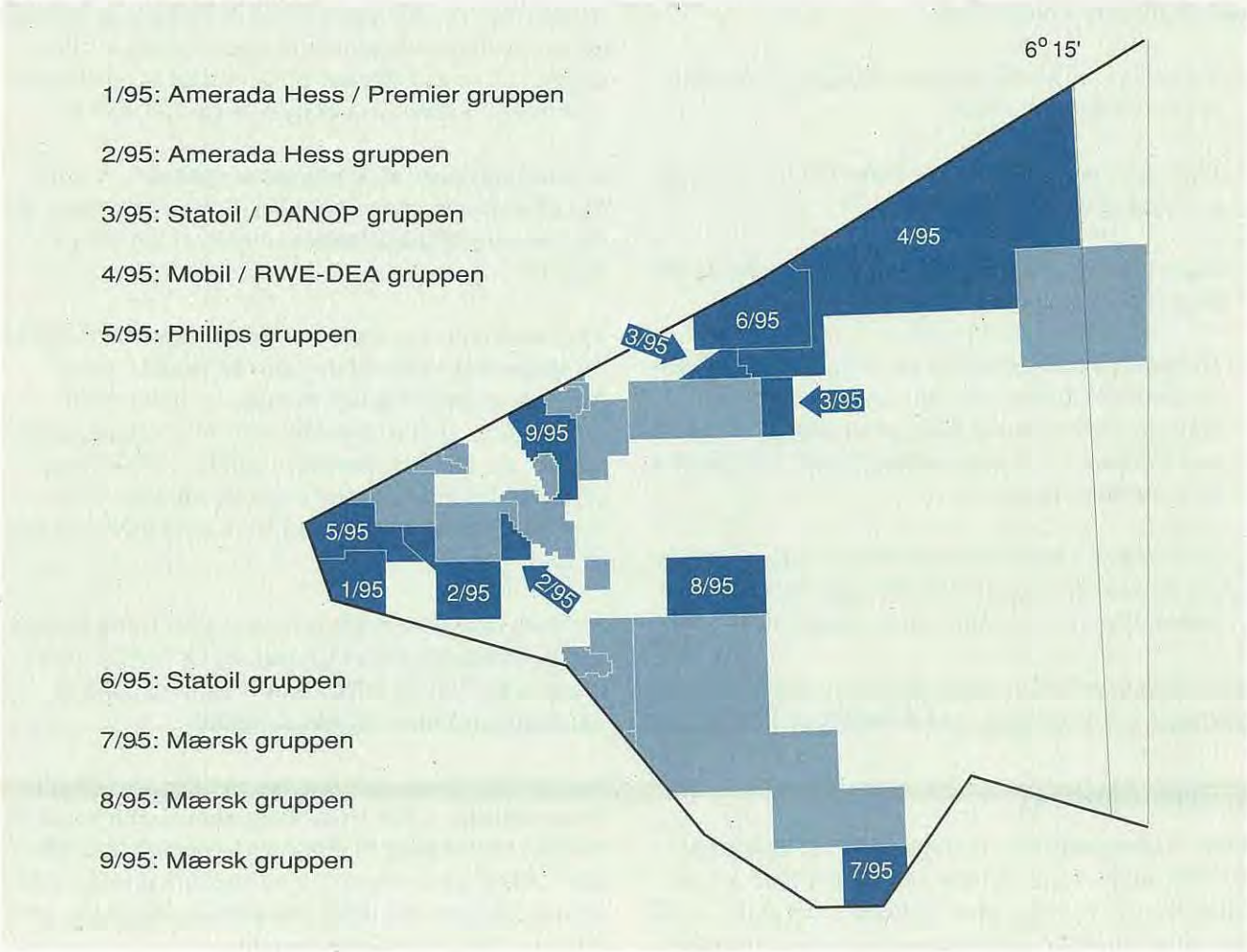
Statoil-gruppen har fået en tilladelse (6/95) i den nordøstlige del af det udbudte område. Statoil er operatør for tilladelsen.

Mærsk-gruppen har fået tre tilladelser (7/95, 8/95 og 9/95) i områder i tilknytning til eneretsbevillingen fra 1962. Mærsk Olie og Gas AS er operatør.

Flere af ansøgningerne i runden afspejlede, at nye erfaringer fra efterforskning på udenlandsk område har gjort visse dele af det udbudte område særligt interessant. Dette var tilfældet for området omfattet af Amerada Hess/Premier-tilladelsen op mod sokkelgrænsen til England, der således tildeltes for første gang, siden afholdelse af udbudsrunder påbegyndtes i 1983. Amerada Hess er på britisk side af sokkelgrænsen operatør på et licensområde omfattende Fife feltet og det nu udtømte Angus felt. Udenlandske erfaringer har ligeledes haft betydning for det nordøstlige område omfattet af Statoil-tilladelsen.

Som nævnt var der mulighed for indgivelse af ansøgninger fra såvel grupper som enkeltselskaber. Det var ligeledes muligt at ansøge om koncessionsandele på mindre end 100% (80%, når statsselskabet DOPAS' andel fraregnes). Der har derfor skullet ansøges særskilt om operatørskab for tilladelserne.

Fig. 1.1 4. runde tilladelser



Flere grupper tilkendegav, at de ønskede en andel af en tilladelse, eller at de var villige til at optage andre selskaber i gruppen. To af grupperne bag de nye tilladelser er således etableret ved kombination mellem flere ansøgere. Det er tilfældet for Phillips-tilladelsen og Mobil/ RWE-DEA-tilladelsen.

Denne udbudsform har derfor resulteret i en større efterforskningsindsats, end hvis muligheden for at søge om andele ikke havde været tilstede.

Samtlige modtagne ansøgninger om operatørskab blev indgivet sammen med ansøgning om en tilladelse. Der blev således ikke modtaget ansøgninger om operatørskab uafhængig af en bestemt gruppe. Kun ved dannelse af grupper med flere ansøgere var der behov for at foretage valg mellem ansøgere om operatørskab. Valget blev i disse situationer foretaget efter forhandling med de berørte grupper.

Det opnåede resultat ved udbudsrunden er samlet set særdeles tilfredsstillende i lyset af de lave oliepriser og af det begrænsede efterforskningsmæssige resultat af de foregående runder.

Revision af Undergrundsloven

I 1994 blev arbejdet med en revision af Undergrundsloven påbegyndt. Lovforslaget blev fremsat i Folketinget den 18. januar 1995 og blev vedtaget den 25. april 1995. Hovedformålet med ændringen er at implementere EU's Koncessionsdirektiv, der fastsætter fælles regler for tildeling af olie/gas-tilladelser, hvilket nødvendiggør en række ændringer i lovgivningen herom. Direktivet skal være gennemført i medlemslandene senest 1. juli 1995.

Derudover tilsigtes det med lovændringen at skabe hjemmel for et mere fleksibelt system for tildeling af olie/gas-tilladelser gennem indførelse af den såkaldte *open door* procedure.

Implementeringen af Koncessionsdirektivet er desuden en væsentlig forudsætning for, at Danmark kan få godkendt sin ansøgning om tilladelse til, at danske koncessionshavere kan anvende den administrativt enklere indkøbsprocedure efter artikel 3 i Indkøbsdirektivet. Energistyrelsen vil i 1995 udarbejde de nødvendige regler, der skal danne grundlag for, at Kommissionen kan godkende en sådan undtagelse fra indkøbsprocedurerne.

Det Europæiske Energicharter

Charteret blev underskrevet af 50 lande i december 1991 som en politisk deklaration for energiområdet. Som led i udbygningen af dette samarbejde blev første trin af en juridisk forpligtende traktat og en protokol om energieffektivitet underskrevet af 46 lande på en ministerkonference i Lissabon den 17. december 1994.

Når traktaten er ratificeret, er parterne forpligtet til at efterleve en række grundlæggende principper af markedsøkonomisk karakter med henblik på at fremme privatiseringen i energisektoren, først og fremmest i østlandene, der er hovedmålgruppen for samarbejdet. Det drejer sig navnlig om ikke-diskrimination, handels- og konkurrenceregler, markedsadgang, transit, ekspropriation og skatteregler.

2. Efterforskning

Efterforskningsaktiviteterne var som forventet af begrænset omfang i 1994. Der blev således kun påbegyndt to boringer i 1994; den ene som led i vurderingen af Tyra Sydøst forekomsten, den anden som led i den fortsatte efterforskning på 3. runde områderne.

En oversigt over de selskaber, der har tilladelser til efterforskning og indvinding på dansk område, findes i bilag B. Oversigten er opdateret blandt andet på baggrund af de seneste tilladelser fra 4. udbudsrunde. Koncessionskortet bagest i rapporten viser den geografiske placering af tilladelserne. Et mere detaljeret kort over tilladelserne i den vestlige del af området findes i afsnittet *Koncessionsforhold.*

Forundersøgelser

I 1994 blev der indsamlet i alt 1.352 km seismiske linier. Som det fremgår af figur 2.1, er der tale om et markant fald i forhold til de tidligere år. Mens der i de seneste år er indsamlet 3D seismiske data i et betydeligt omfang, er der ikke foretaget denne type undersøgelser i 1994. Omfanget af nye 2D seismiske data svarer derimod til tidligere års niveau.

Fig. 2.1 Årlig seismik

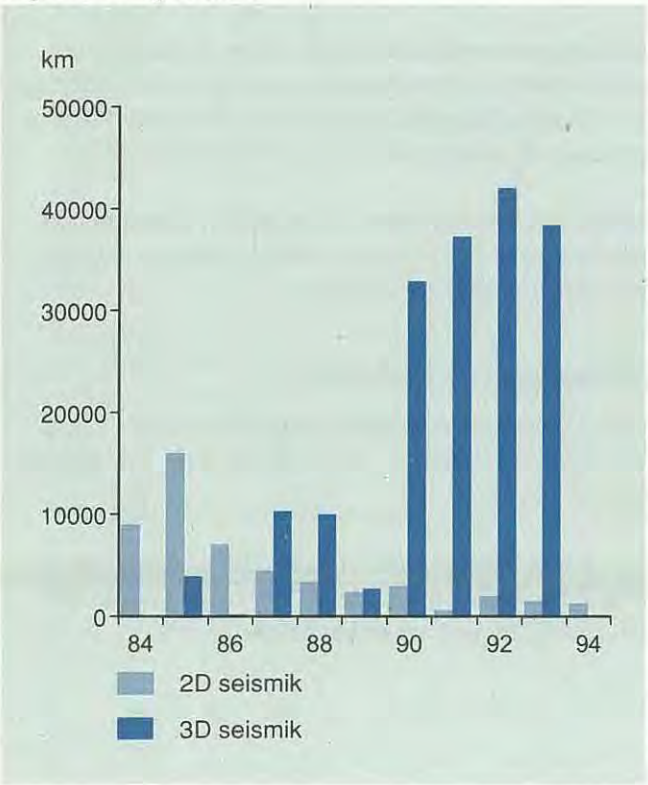
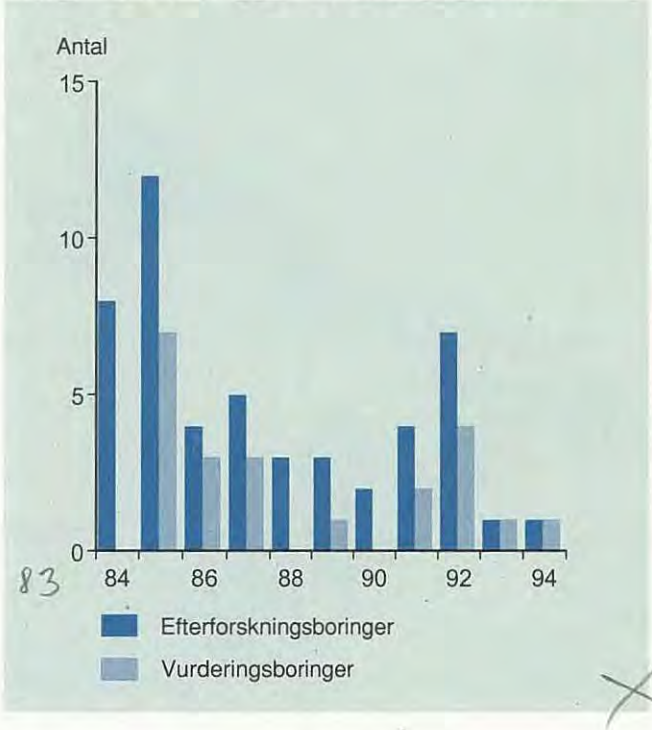


Fig. 2.2 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Faldet i 3D aktiviteten skal blandt andet ses på baggrund af, at DUC i 1993 afsluttede et større flerårigt 3D seismisk program i det såkaldte Sammenhængende Område og hermed har dækket hovedparten af konsortiets arealer med moderne 3D seismiske data.

Boreaktiviteter

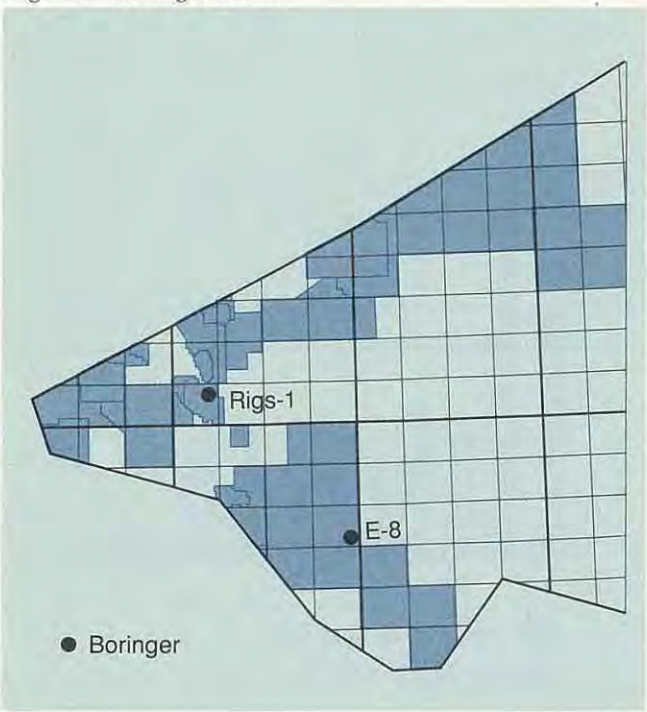
I 1994 blev nedenstående to efterforsknings- og vurderingsboringer påbegyndt på dansk område, begge i Central Graven (figur 2.3). Aktivitetsniveauet svarer til niveauet i 1993 (figur 2.2).

Rigs-1 (5604/29-4)

Amerada Hess, der i 1994 blev operatør på dansk område efter overtagelse af Norsk Hydro Udforskning a.s. i Danmark, påbegyndte i slutningen af 1994 Rigs-1 boringen inden for tilladelse 7/89. Boringen, der havde til formål dels at vurdere Syd Arne fundet, dels at efterforske dybere lag, blev afsluttet i en dybde af 3.050 meter under havoverfladen i lag af tidlig Kridt alder.

Syd Arne fundet, der ligger i kalklag fra tidlig Tertiær/sen Kridt, blev oprindeligt konstateret af DUC med en boring i 1969. I 3. udbudsrunde fik den daværende Norsk Hydro-gruppe tilladelse til at efterforske i området, og gruppens Baron-2 boring i 1991 bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter i den sydvestlige del af strukturen.

Fig. 2.3 Boringer i 1994



Rigs-1 boringen viste gode reservoiregenskaber i strukturens nordlige del, idet der ved en prøveproduktion fra kalken produceredes olie med pæne rater.

Amerada Hess-gruppen har nu planer om at indsamle 3D seismik over strukturen.

E-8 (5504/12-7)

Som led i afgrænsningen af den sydøstlige del af Tyra feltet udførte Mærsk Olie og Gas AS i 2. kvartal 1994 E-8 boringen. Boringen bekræftede tilstedeværelsen af kulbrinter, og der blev gennemført en prøveproduktion.

Vurderingsaktiviteter

Lulita

Statoil-gruppen har i slutningen af 1994 afsluttet vurderingsprogrammet for Lulita fundet og har på baggrund af de gennemførte vurderinger konkluderet, at forekomsten vil kunne indvindes kommercielt.

Lulita forekomsten strækker sig på dansk område også over DUC's koncessionsområde ved Harald feltet. Inden indvinding kan påbegyndes, skal der indgås en aftale mellem forekomstens rettighedshavere.

Lulita olieforekomsten findes i sandstenslag fra Juratiden i ca. 3.750 meters dybde. Sandstenene tilhører den mellem jurassiske Bryne Formation, som også udgør reservoiret i Harald Vest gasforekomsten.

Amalie

Statoil-gruppen fortsætter også vurderingen af Amalie fundet med henblik på at afklare, om der er grundlag for en økonomisk udnyttelse af forekomsten, som blev konstateret med Amalie-1 boringen i 1991.

Skjold Flanke

DUC har på baggrund af vurderinger af Skjold Flanke fundet konkluderet, at der ikke for indeværende er grundlag for indvinding herfra. Skjold Flanke forekomsten blev påvist med Skjold Flanke-1 boringen i 1991.

Nye DUC arbejdsprogrammer

Energistyrelsen har i 1994 godkendt nye arbejdsprogrammer for blokkene i DUC's Sammenhængende Område. Ifølge statens aftale fra 1981 med A.P. Møller skal der hvert tredie år fastlægges 6 årige arbejdsprogrammer for hver af områdets blokke.

Det Sammenhængende Område er det bedst efterforskede område i Central Graven med en boringstæthed på ca. 3 efterforskningsboringer pr. blok, hvilket vil sige ca. tre gange så mange som i resten af Central Graven.

De nye arbejdsprogrammer indeholder planer om nye undersøgelser og vurderinger med henblik på at finde nye efterforskningsmuligheder.

Forlængelser af tilladelser

Statoil-gruppen har i 1994 opnået en yderligere 2 årig forlængelse af tilladelse 7/86 til det område, der omfatter Amalie fundet.

Statoil-gruppen har i slutningen af 1994 ansøgt om 30 årige forlængelser af tilladelse 1/90 og den del af tilladelse 7/86, der berører Lulita fundet.

Tilbageleverede arealer

Der er i 1994 tilbageleveret to tilladelser, 9/89 og 11/89 fra 3. udbudsrunde. Endvidere er der foretaget en delvis arealafgivelse fra tilladelse 7/86.

RWE-DEA-gruppens 11/89 tilladelse, der omfattede et område i Central Graven, ophørte i maj måned 1994.

I december 1994 ophørte tilladelsen til Jordan-gruppens 9/89 licens omfattende et område ved Give i Jylland. I dette område udførtes i 1992 efterforskningsboringen Jelling-1, hvor der ikke blev fundet tegn på kulbrinter.

I forbindelse med forlængelsen af Statoil-gruppens tilladelse 7/86 er der blevet tilbageleveret en del af det oprindelige tilladelsesområde.

Frigivelse af boringsoplysninger

Data, som tilvejebringes i medfør af tilladelser efter Undergrundsloven, omfattes generelt af en 5 årig fortrolighedsperiode.

For tilladelser, som ophører eller opgives, begrænses den 5 årige fortrolighedsperiode dog til 2 år.

I 1994 er data fra nedennævnte efterforskningsboring i Jylland blevet offentligt tilgængelige:

Jelling-1	5509/10-1	DANOP

Danmarks Geologiske Undersøgelse formidler alle frigivne oplysninger fra boringer, seismiske undersøgelser mv. indhentet i forbindelse med efterforsknings- og indvindingsaktiviteter.

3. Produktion

Den danske olie- og gasproduktion kom i 1994 fra ni felter: Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Tyra, Kraka, Dagmar, Regnar og Valdemar. Dansk Undergrunds Consortium, DUC, forestår indvindingen herfra med Mærsk Olie og Gas AS som operatør.

Alle felterne ligger i Det Sammenhængende Område i den sydlige del af Central Graven.

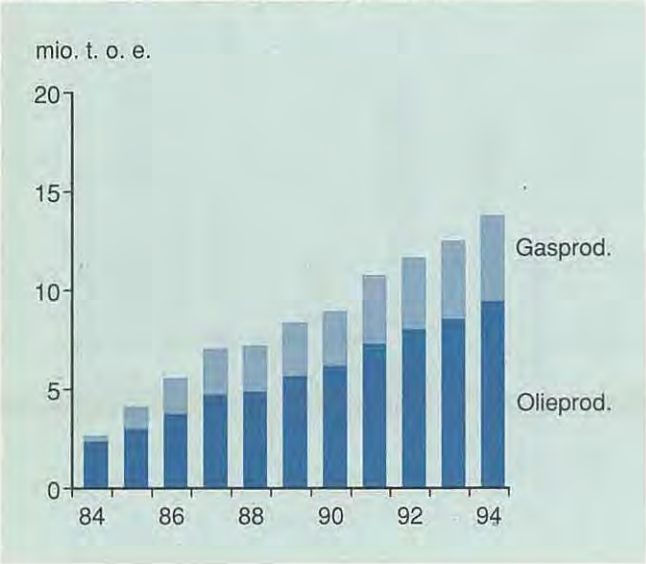
Producerede mængder

Den samlede produktion af olie og kondensat udgjorde i 1994 10,73 mio. m^3 svarende til 9,22 mio. tons, hvilket er 10% mere end i 1993.

Gasproduktionen udgjorde 6,27 mia. Nm^3 (normalkubikmeter), hvilket næsten svarer til produktionen i 1993. Heraf blev 3,65 mia. Nm^3 indvundet fra gasfeltet Tyra, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieindvindingen fra de øvrige felter. Af den producerede gas blev 4,33 mia. Nm^3 (69%) leveret til Dansk Naturgas A/S, mens 1,45 mia. Nm^3 (23%) blev pumpet tilbage i undergrunden på Gorm og Tyra. Resten af den producerede gas forbruges eller afbrændes på platformene.

I figur 3.1 er vist udviklingen i den danske produktion af olie og naturgas for perioden 1984 til 1994. Gasproduktionen omfatter gas, som enten er leveret til Dansk Naturgas A/S eller nyttiggjort på platformene.

Fig. 3.1 Produktion af olie og naturgas



I figur 3.2 er vist udviklingen i gasleverancerne til Dansk Naturgas A/S siden gasprojektets start i 1984, fordelt på felter.

Olie- og gasproduktionen fra 1972 til 1994 er anført i bilag E sammen med en oversigt over gassalget fra 1984 til 1994 fordelt mellem de enkelte felter. I bilag E er der endvidere anført en oversigt over den månedlige produktion af olie og gas for året 1994.

Afbrænding af gas

En del af den producerede gas (4,8%) benyttes til energiforsyning på platformene i Nordsøen, mens en lidt mindre del (3,1%) er blevet afbrændt uden nyttiggørelse. Til platformenes energiforsyning (brændstof) blev der i 1994 anvendt 299 mio. Nm^3 gas.

Den ikke nyttiggjorte del af gasproduktionen (afbrændingen) udgjorde i 1994 totalt 196 mio. Nm^3, hvoraf 8 mio. Nm^3 var svovlbrinteholdig gas fra Dagmar feltet. Gassen fra Dagmar afbrændes på grund af de særlige problemer, der er ved nyttiggørelsen af den giftige gas.

Generelt om udviklingen i 1994

I 1994 fortsatte udbygningen af de fire store felter Dan, Gorm, Skjold og Tyra. På de mindre felter Kraka og Valdemar blev der ligeledes sat nye brønde i produktion.

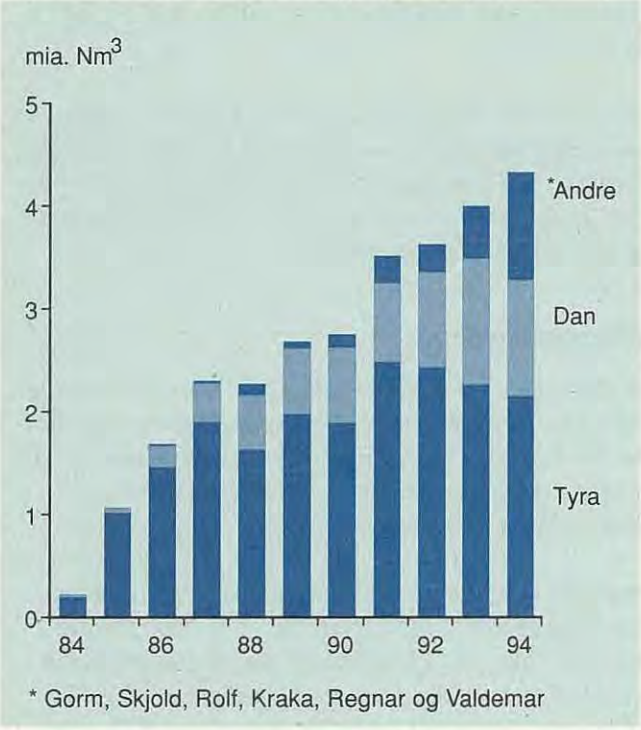
To nye platforme på Skjold feltet blev monteret og taget i brug i løbet af sommeren og efteråret. På Dan og Gorm Centrene er vandinjektionskapaciteten blevet udvidet gennem ibrugtagning af nye anlæg. For Dan og Gorm felternes vedkommende betød dette mere end fordobling af mængden af injiceret vand i 1994 i forhold til året før.

Udbygningen ifølge de godkendte planer af felterne Dan, Kraka og Valdemar blev afsluttet i løbet af året. For Valdemar feltets vedkommende fremsendtes i oktober en plan for en mindre udbygning af feltet. På Dan feltet udestår kun konvertering af de sidste brønde til vandinjektion.

I maj fremsendtes en indvindingsplan for det lille gasfelt Alma, som foreslås udbygget som ubemandet satellit til Dan F. Feltet planlægges sat i produktion i 2003. Planen blev godkendt af Energistyrelsen i marts 1995.

I december godkendte Energistyrelsen, at der installeres lavtrykskompression på Gorm Centret, hvilket vil give mulighed for at fremskynde og øge indvindingen fra

Fig. 3.2 Leverancer af naturgas fordelt på felter



Gorm, Skjold og Rolf. Kompressoranlægget vil blive placeret på et kommende fjerde dæk på Gorm F platformen og forventes taget i brug i 1997.

I februar 1995 fremsendte DUC en plan til Energistyrelsen for den videre udbygning af Dan feltet. Planen indebærer en betydelig forøgelse af indvindingen fra Dan feltet og består af en udvidelse af den sekundære indvinding ved vandinjektion til at omfatte hele feltet. Planen indebærer en betydelig udvidelse af indvindingsanlæggene på feltet, herunder en ny produktions- og procesplatform Dan FF i tilknytning til Dan F anlægget.

Det høje produktionsniveau, som blev opnået i slutningen af 1993, blev fastholdt gennem hele 1994, bortset fra sommerperioden. I denne periode reducerede sæsonsvingningerne i gasafsætningen samt montage og vedligeholdelsesarbejder på felterne produktionen.

Produktionsboringer

I 1994 færdiggjordes 19 nye vandrette produktions- og injektionsbrønde i forbindelse med udbygningen af de danske felter i Nordsøen. Dette er noget mindre end i kalenderåret 1993, hvor udbygningsaktiviteterne for de danske felter nåede et foreløbigt højdepunkt med idriftsættelsen af 28 nye brønde.

Antallet af vandrette brønde i drift på dansk område er herefter bragt op på 84, hvoraf 70 er produktionsbrønde og 14 vandinjektionsbrønde, mens det totale antal brønde nu er nået op på i alt 201.

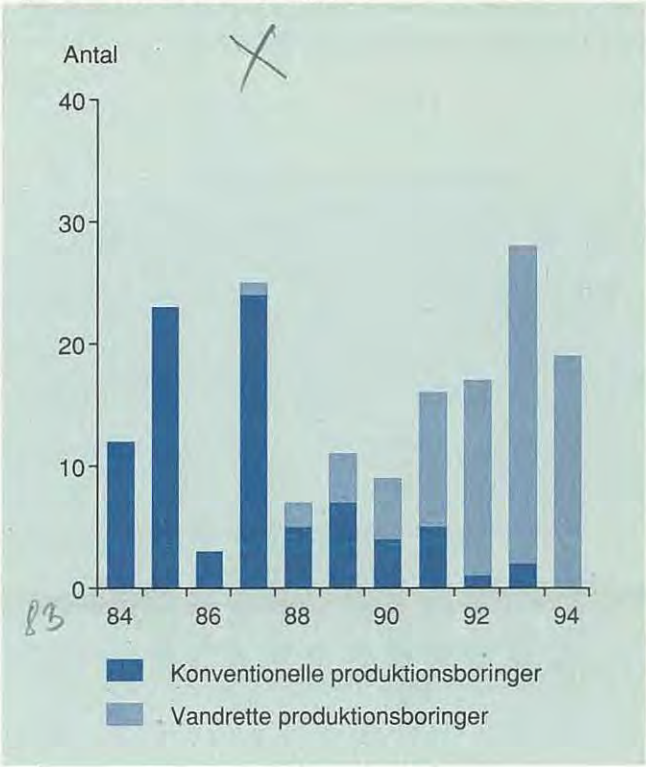
Udviklingen i antallet af produktionsboringer, der er færdiggjort i de enkelte år mellem 1984 og 1994, er illustreret i figur 3.3.

De nye produktionsbrønde i 1994 fordeler sig med seks på Dan feltet, fem på Tyra feltet, fem på Gorm feltet, to på Kraka feltet samt en på Valdemar feltet.

Ny boreteknik

I 1994 blev et af de vigtigste værktøjer til betjening af måleudstyr og åbne/lukke ventiler nede i vandrette brønde anvendt på en ny måde, nemlig til at bore med. Værktøjet er *coiled tubing*, et 2" tykt stålrør, spolet op på en stor tromle, der gennem flere sæt pakninger og ventiler kan trækkes og skubbes ud af og ind i brønden, samtidig med at brønden producerer. Borekronen drejes af en turbinemotor, der drives af den væskestrøm, der pumpes ned gennem det ca. 4 km lange rør. Returstrømmen behandles på overfladen, hvor det opborede materiale tages fra til analyse, og olien og gassen sendes til det almindelige behandlingsanlæg på platformskomplekset.

Fig. 3.3 Produktionsboringer



Metoden muliggør boring uden anvendelse af en traditionel boreplatform, ligesom de eksisterende brønde kan uddybes eller tilføjes sidegrene uden at demontere noget af det eksisterende udstyr i brønden.

Boring ved hjælp af et opspolet rør har været anvendt tre gange på danske felter og senest uden anvendelse af boreplatform, hvilket kan muliggøre ganske betydelige besparelser.

Ved det første forsøg på Gorm feltet, N-49, satte Mærsk Olie og Gas AS verdensrekord med 1000 meter vandret boring med opspolet rør i kalken. Boringen var fra starten designet til afprøvning af teknikken i modsætning til den næste Kraka A-5, hvor det nye bestod i at bore ud gennem såvel produktionsrøret som brøndens foringsrør ca. halvvejs ude i den vandrette del af boringen. Brøndens nye gren blev i dette tilfælde foret med ca. 300 meter perforeret rør.

Det seneste eksempel på boring med opspolet rør er fra Dan feltet, hvor en eksisterende brønd MFB- 22 er blevet forlænget ca. 400 meter for at udnytte den ganske tynde oliezone i randen af feltet.

De producerende felter

De producerende danske olie- og gasfelter er grupperet omkring tre produktionscentre på Dan, Gorm og Tyra felterne. I nedenstående beskrivelse af de ni danske olie- og gasfelter, er der taget udgangspunkt i denne feltgruppering.

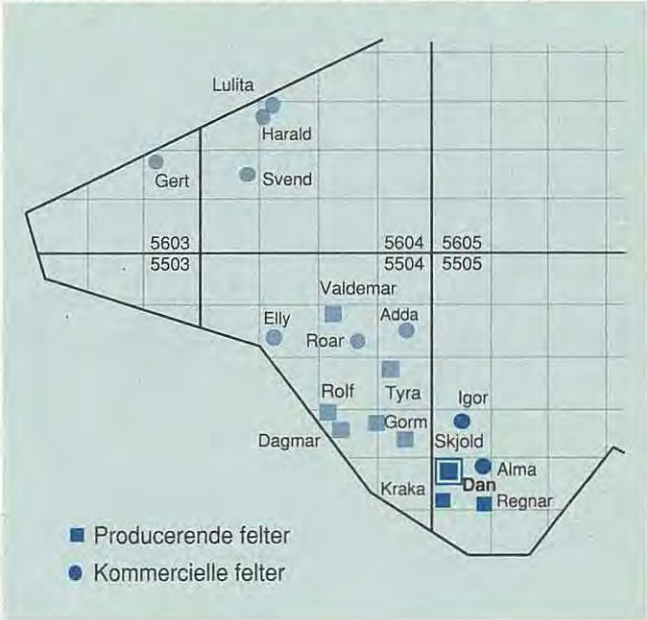
I figur 3.4, 3.7 og 3.10 er vist status og beliggenhed for de danske kommercielle olie- og gasfelter, mens eksisterende og besluttede produktions- og rørledningsanlæg for olie og gas fremgår af figur 3.5, 3.8 samt 3.11. Udstyr, som er under opbygning ved indgangen til 1995, er anført med en særlig signatur.

I bilag G findes en oversigt med supplerende data for de producerende felter samt for de felter, som er besluttet udbygget.

Dan Centret

Centret består af Dan feltet med omliggende satellitfelter Kraka og Regnar. De endnu ikke udbyggede felter Igor og Alma påregnes også sluttet til Dan. Udviklingen i olieproduktionen fra felterne på Dan Centret er vist i figur 3.6.

Fig. 3.4 Danske olie- og gasfelter, Dan Centret



Den samlede gasproduktion fra felterne på Dan Centret udgjorde i 1994 1,41 mia. Nm^3, hvoraf 1,28 mia. Nm^3 blev ilandført via Tyra Centret. Resten af gassen er blevet anvendt som brændstof eller er blevet afbrændt.

Dan

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

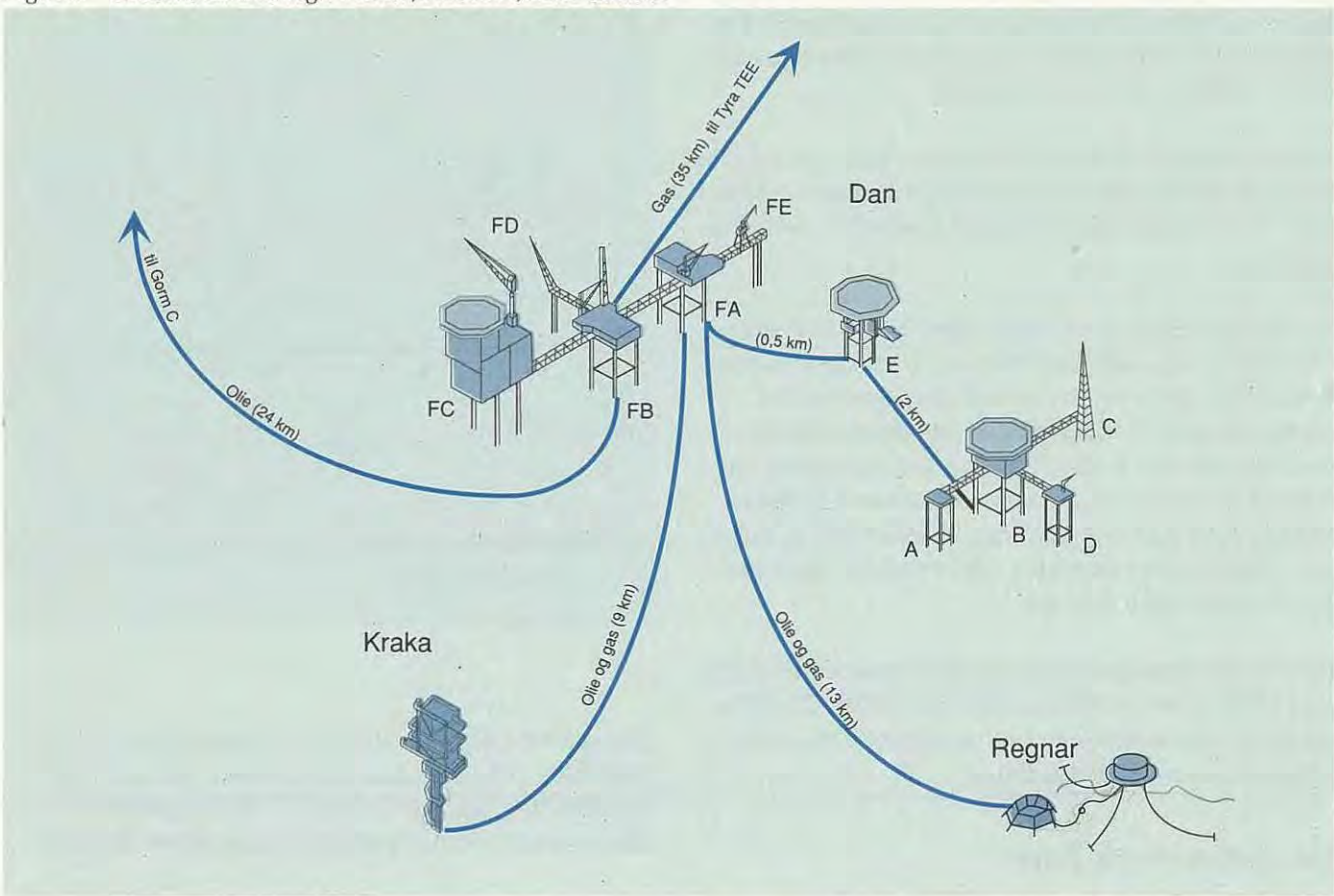
Efter behandling på Dan FC ilandføres olien og gassen via henholdsvis Gorm og Tyra Centrene.

Feltet blev gennem 1970'erne udbygget i flere mindre trin, og i 1987 blev Dan F projektet bestående af et nyt platformskompleks med i alt 24 brønde taget i brug. I de følgende år er den primære indvinding blevet udbygget i flere faser, og der er i dele af feltet blevet iværksat sekundær indvinding ved vandinjektion. Efter afslutningen i 1994 af den seneste udbygningsplan fra 1991 er det totale brøndantal nu bragt op på 78, hvoraf 40 er vandrette.

Vandinjektionsprojektet på Dan omfatter i alt 27 brønde til vandinjektion, hvoraf i alt 20 brønde ved udgangen af 1994 er blevet konverteret til vandinjektorer.

På forsøgsbasis er der endvidere blevet implementeret pilotprojekter med højratevandinjektion, som indebærer, at vandet danner store sprækker i reservoiret, hvilket skulle give en mere effektiv fortrængning af olien.

Fig. 3.5 Produktionsanlæg i Nordsøen 1995, Dan Centret



I forbindelse med implementeringen af de nu afsluttede planer er der blevet etableret et omfattende erfaringsgrundlag til brug for en senere videre udbygning af den sekundære olieindvinding ved vandinjektion i de øvrige dele af feltet, herunder især feltets sydøstlige flanke samt området under gaskappen. Ansøgning herom er blevet fremsendt til Energistyrelsens godkendelse i februar 1995. Planen indebærer blandt andet en betydelig udvidelse af produktionsanlæggene på Dan, herunder etablering af en ny produktions- og procesplatform samt boring af op til 42 nye brønde.

Der er ved udgangen af 1994 i alt siden 1989 blevet injiceret 6,65 mio. m^3 vand i Dan feltet. Der blev i 1994 injiceret 3,81 mio. m^3 vand mod 1,53 mio. m^3 i 1993.

Der er i løbet af 1994 blevet færdiggjort fem vandrette brønde på feltet, hvoraf én er genboring af en eksisterende konventionel brønd. Dette er betydeligt færre end i 1993, hvor der blev fuldført 13 brønde. Med fuldførelsen af 1991 udbygningsplanen ved udgangen af 1994 er de eksisterende produktionsplatforme på Dan feltet fuldt udbygget.

Dan producerede i 1994 3,50 mio. m^3 olie mod 3,26 mio. m^3 i 1993. Gasproduktionen udgjorde 1,26 mia. Nm^3.

Kraka

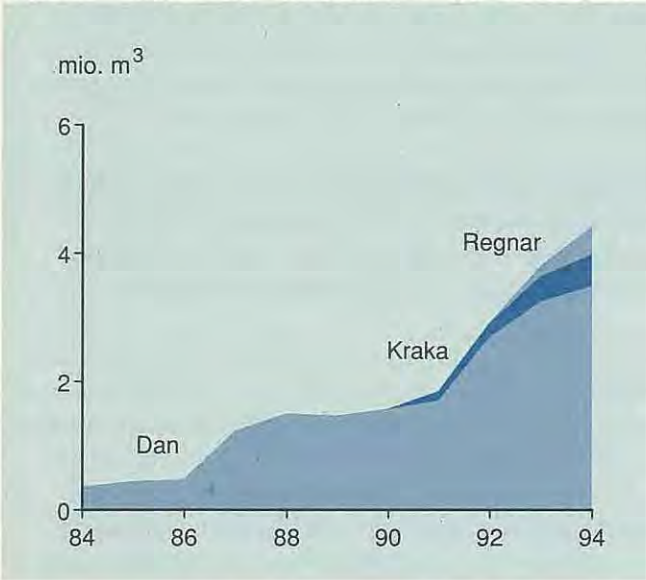
Kraka er et oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas. Feltet, som ligger 7 km sydvest for Dan i Det Sammenhængende Område, er udbygget som satellit til Dan feltet. Indvindingen fra feltet blev indledt i 1991.

Fase I af feltudbygningen består af seks vandrette brønde, hvor de tre sidste er blevet sat i produktion i 1993/94. Produktionserfaringerne fra især de tre sidste brønde er opmuntrende, og forventningerne til den fremtidige indvinding fra feltet er steget betydeligt.

Ifølge Energiministeriets godkendelse af 11. maj 1994 skal DUC senest 1. juli 1996 fremsende en plan for en videre udbygning af feltet i form af en fase II.

Der er i 1994 indvundet 0,49 mio. m^3 olie på Kraka mod 0,39 mio. m^3 i 1993.

Fig. 3.6 Olieproduktionen fra felterne på Dan Centret



Regnar

Regnar er et oliefelt, der ligger 13 km sydøst for Dan i Det Sammenhængende Område. Feltet blev i 1993 sat i produktion fra en undersøisk satellitinstallation. Overvågning og kontrol af brøndinstallationen foregår ved fjernstyring fra Dan FC. Olieindvindingen sker fra en enkelt brønd af konventionel type.

Feltet er en mindre olieforekomst i et stærkt opsprækket kalkreservoir i lighed med andre felter som Skjold, Rolf og Dagmar.

Som det var tilfældet på disse felter, er det også for Regnar feltets vedkommende vanskeligt at forudse, hvilken indvinding det vil være muligt at opnå. På baggrund af de hidtidige produktionserfaringer regnes der kun med en relativt kortvarig produktionstid.

Der er i 1994 blevet indvundet 0,43 mio. m^3 olie fra Regnar feltet mod 0,15 mio. m^3 i 1993, hvor feltet imidlertid kun producerede i ca. 3 måneder.

Gorm Centret

Centret består af Gorm feltet med omliggende satellitfelter Skjold, Rolf og Dagmar. Fra Gorm Centret udgår rørledningen ejet af DORAS, som fører olie- og kondensatproduktionen fra de danske nordsøfelter til Jyllands vestkyst og videre over land til terminalanlægget i Fredericia.

Udviklingen i olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret er vist i figur 3.9.

På felterne tilknyttet Gorm Centret er der i 1994 i alt blevet produceret 1,12 mia. Nm^3 gas. Heraf er 0,86 mia. Nm^3 gas blevet leveret til Dansk Naturgas A/S via Tyra Centret. Gaseksporten fra Gorm Centret er således øget med 130% i forhold til 1993, hvilket afspejler den ændrede produktionsstrategi på Gorm feltet, hvor gasinjektionen er under afvikling til fordel for vandinjektion.

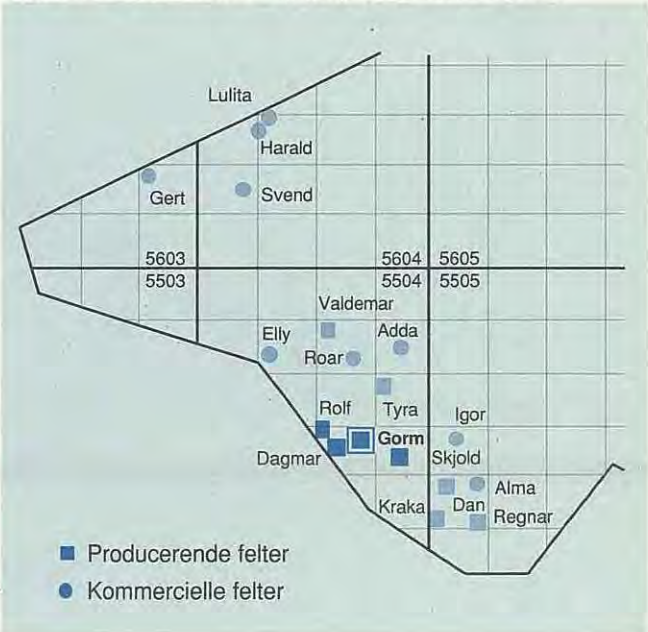
Gorm

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

Reservoiret er delt af en hovedforkastning i to dele med forskellige reservoiregenskaber. Med en af de lange vandrette brønde boret i 1993 blev det konstateret, at der vest for den vestlige forkastningsblok ligger yderligere en mindre forkastningsblok indeholdende kulbrinter. Denne del af Gorm feltet er stadig under vurdering.

I perioden 1989/90 iværksattes i udvalgte dele af de to hovedreservoirblokke indledende vandinjektionsprojekter. Erfaringerne fra disse projekter dannede udgangspunkt for den igangværende feltudbygning baseret på vandinjektion i hele feltet, som i 1992 blev godkendt af Energiministeriet.

Fig. 3.7 Danske olie- og gasfelter, Gorm Centret



Feltudbygningen indebærer, at reservoiret i den vestlige forkastningsblok gennemskylles med vand for at opnå en høj indvindingsgrad. Olieindvindingen vil indledningsvist foregå fra højere liggende dele af reservoiret under samtidig vandinjektion på flankerne. I en senere fase vil indvindingen blive flyttet højere op mod toppen af strukturen, mens der vil blive indledt vandinjektion i områder, hvorfra der tidligere produceredes olie.

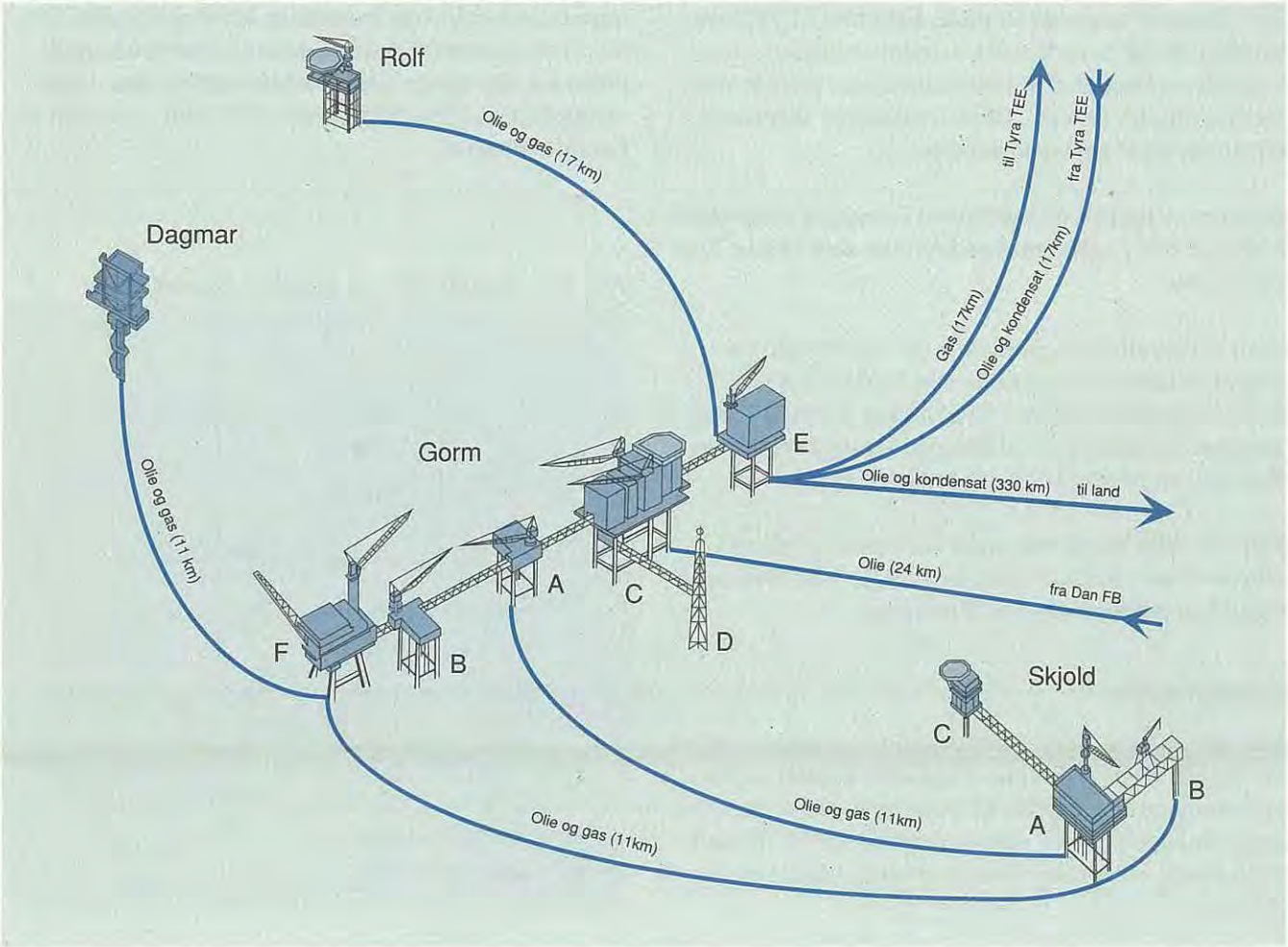
Planen indebærer endvidere, at gasinjektionen efterhånden indstilles. I 1994 er der således kun injiceret 70 mio. Nm^3 gas mod 420 mio. Nm^3 året før. I stedet er vandinjektionen øget markant i 1994, hvor der er injiceret 4,61 mio. m^3 vand mod 2,14 mio. m^3 i 1993. Dette er dels blevet muliggjort gennem færdiggørelse af nye brønde og dels gennem etablering af nye anlæg for vandinjektion. Der er siden 1989 i alt injiceret 10,62 mio. m^3 vand på Gorm.

I 1994 har Mærsk Olie og Gas udført et reservoirstudie, som har resulteret i en justering af brøndmønstret for udbygningens fase IV og V for den vestlige reservoirblok. Reservoirstudiet har endvidere ført til en øget forventning til den opnåelige indvindingsgrad.

Udbygningen af indvindingen fra den østlige forkastningsblok indebærer, at der etableres vandinjektion under oliezonen samtidig med, at antallet af produktionsbrønde øges, især på toppen af strukturen.

Den igangværende udbygning af Gorm feltet med vandinjektion, som blev indledt i 1992, er i 1994 fortsat med udførelse af fire vandrette brønde, hvoraf de tre er vandinjektionsbrønde. Hertil kommer en genboring af det vandrette brøndspor i en injektionsbrønd, som under færdiggørelsen i 1993 blev ødelagt af en underjordisk forsætning i reservoiret langs feltets hovedforkastning. I forbindelse med udbygningen er der indtil udgangen af 1994 udført 14 brønde, fem produktionsbrønde og ni vandinjektionsbrønde.

Fig. 3.8 Produktionsanlæg i Nordsøen 1995, Gorm Centret



Den realiserede udbygning afviger en del fra den skitserede, således er der i væsentligt større omfang end oprindeligt planlagt blevet udført vandrette boringer. Der udestår ifølge 1992 udbygningsplanen for Gorm feltet nu kun fire brønde, tre produktionsbrønde og en vandinjektionsbrønd.

I 1995 forventes der installeret et tredie dæk på Gorm F platformen. Det skal rumme en del af de planlagte udvidelser af behandlingsfaciliteterne for produktionen fra felterne tilknyttet Gorm Centret. Energistyrelsen har endvidere godkendt endnu et udvidelsesprojekt for Gorm F platformen. Der vil således på et fjerde dæk blive installeret en lavtrykskompressor samt en ny testseparator. Denne anlægsudvidelse skal ifølge planen stå klar i 1997.

Installation af lavtrykskompression tjener flere formål. For det første opnås, at hele den indledende behandling af produktionen fra Gorm og Skjold bliver henlagt til Gorm F. For det andet vil installation af lavtrykskompression betyde øget indvinding fra såvel Gorm, Skjold som Rolf. Dette vil især have stor betydning for indvindingen fra de brønde, hvor der trænger meget vand ind i boringerne. Samlet betyder dette en øget indvinding på ca. 2 mio. m^3 olie fra de tre felter frem til 2012.

Ombygningen af procesfaciliteterne på Gorm feltet medfører samtidig, at al afbrænding af gas fra behandlingsanlæggene på Gorm fra 1997 skal foregå fra afbrændingsplatformen Gorm D, idet det nuværende flammetårn på Gorm F vil blive fjernet.

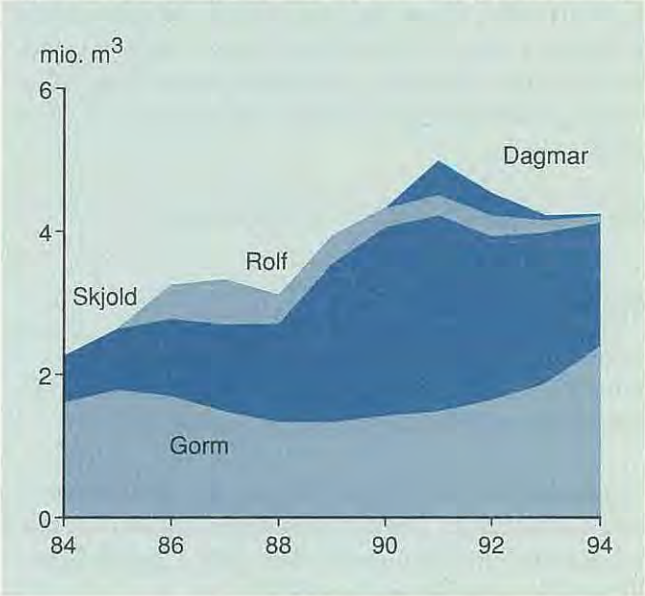
Gorm feltet har i 1994 produceret 2,42 mio. m^3 olie, hvilket er 28% mere end i 1993.

Skjold

Skjold er et oliefelt, som ligger 10 km sydøst for Gorm. Produktionen sendes i flerfasestrømning til Gorm feltet til behandling, og Skjold forsynes med løftegas og injektionsvand fra Gorm. I 1994 er der taget to nye platforme i brug på Skjold feltet, en ny brøndhovedplatform med plads til syv brønde samt en beboelsesplatform. De tre platforme på feltet er forbundet med broer. Samtidig er transportkapaciteten for produktionen fra Skjold blevet udvidet, idet en supplerende rørledning mellem Skjold og Gorm F er blevet taget i brug.

Indvindingen blev indledt i 1982. I 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret. I 1994 injiceredes 3,44 mio. m^3 vand på Skjold mod 2,84 mio. m^3 i 1993. Siden 1986 er der i alt injiceret 21,64 mio. m^3 vand på feltet.

Fig. 3.9 Olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret



Status for den igangværende udbygning er, at der ved udgangen af 1993 var udført fem af de nye brønde. I 1994 er der ikke blevet udført flere boringer på Skjold feltet, idet man afventede færdiggørelsen af de nye installationer på feltet. Omkring årsskiftet 1994/95 er boringen af de resterende brønde herefter blevet indledt.

Den igangværende og planlagte udvidelse af behandlingsfaciliteterne på Gorm F platformen giver mulighed for en mere optimal drift af Skjold, idet blandt andet kravet til løftegas reduceres.

Ved udgangen af 1994 er der i alt 10 produktionsbrønde og fem vandinjektionsbrønde i drift på Skjold feltet.

Skjold har i 1994 produceret 1,72 mio. m^3 olie, hvilket er 18% mindre end i 1993.

Rolf

Rolf er et oliefelt, der ligger 15 km vest for Gorm feltet. Feltet blev sat i produktion i 1986 som satellit til Gorm. Indvindingen foregår fra to brønde.

Energiministeriet godkendte i 1993 en endelig indvindingsplan for Rolf, som indebærer, at der for nærværende ikke gennemføres yderligere udbygning af feltet. Efter en periode med fortsat overvågning af feltets produktionsmæssige forhold skal DUC senest i 1997 fremsende en opdateret vurdering af feltet med henblik på fornyet behandling hos Energistyrelsen.

Den planlagte etablering af lavtrykskompression på Gorm F i 1997, som muliggør en bedre udnyttelse af den til rådighed værende løftegas på Gorm Centret, vil medføre en mindre forøgelse af indvindingen fra Rolf feltet. Feltets produktion vil fortsat blive behandlet på Gorm C's faciliteter.

Feltet producerede i 1994 0,09 mio. m^3 olie.

Dagmar

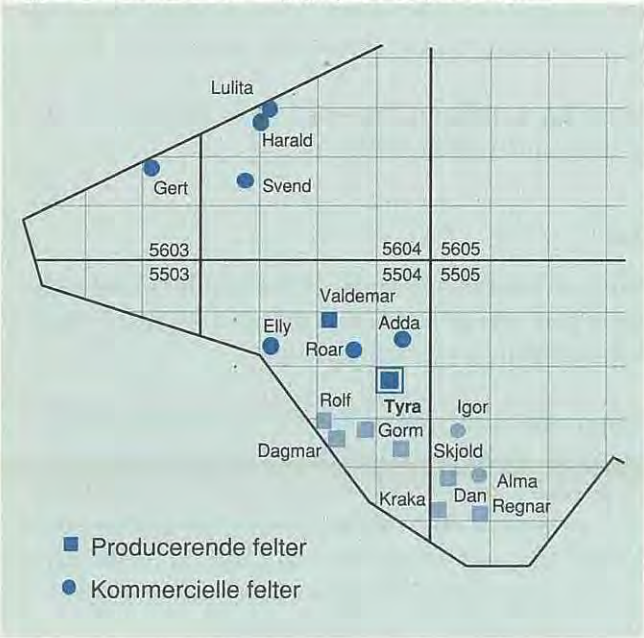
Dagmar er et oliefelt, der ligger 10 km vest for Gorm feltet. Feltet blev sat i produktion i 1991 som satellit til Gorm. Indvindingen foregår fra to brønde.

På grund af det høje svovlbrinteindhold i den associerede gas behandles Dagmar produktionen på et særskilt anlæg på Gorm F platformen. Den giftige gas fra feltet bliver afbrændt uden nyttiggørelse.

De oprindelige forventninger til produktionen fra Dagmar feltet har på baggrund af de hidtidige erfaringer måttet nedskrives betydeligt, og en videre udbygning af feltet er foreløbigt stillet i bero.

I 1994 er behandlingsanlægget på Gorm F for produktionen fra Dagmar blevet ombygget. Dette har blandt andet gjort det muligt at producere Dagmar brøndene ved et lavere tryk, hvilket muliggør en mindre forøgelse af produktionen.

Fig. 3.10 Danske olie- og gasfelter, Tyra Centret



Dagmar feltet har i 1994 produceret 0,03 mio. m^3 olie, mens den producede gas på 8 mio. Nm^3 er blevet afbrændt.

Tyra Centret

Centret består foreløbigt af Tyra feltet med satellitfeltet Valdemar, som blev sat i produktion i 1993.

Udviklingen i olie- og kondensatproduktionen fra felterne på Tyra Centret er vist i figur 3.12.

Tyra feltets installationer vil i overensstemmelse med udbygningsplanen fra 1992 undergå en betydelig udvidelse i de kommende år. Dels med henblik på den betydelige øgning af gasleverancerne til Dansk Naturgas A/S fra 1997 og dels med henblik på tilslutning af en række nye felter. Svend og Roar felterne bliver således tilsluttet i 1996 og Harald i 1997.

Senere forventes produktionen fra de små fremtidige satelliter Adda, Elly og Tyra Sydøst tilsluttet Tyras installationer.

Tyra

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

Indvindingen fra Tyra feltets oliezone er i de senere år i stigende omfang foregået under anvendelse af vandrette brønde. Teknikken er i de seneste år blevet yderligere udviklet, således at reservoirzoner med høj gas- eller vandproduktion selektivt kan afspærres, hvilket betyder en større olieindvinding.

Den igangværende udbygning af Tyra feltet omfatter udførelse af ni vandrette oliebrønde i feltets oliezone, hvoraf der hidtil er udført syv. Dette bringer antallet af vandrette oliebrønde op på 15. Det sydvestlige randområde af feltet, hvor oliezonen er mægtigst, har givet fremragende resultater, hvorimod reservoirkvaliteten i oliezonen i de nordlige og østlige dele af feltet har været skuffende.

I 1994 er der blevet anlagt to af de tre nye rørledninger for intern gastransport mellem procesanlæggene på Tyra Øst og Vest. Med hensyn til indholdet af den øvrige del af Tyra udbygningen, der blev godkendt i 1993, henvises

Fig. 3.11 Produktionsanlæg i Nordsøen 1995, Tyra Centret samt det nordlige område

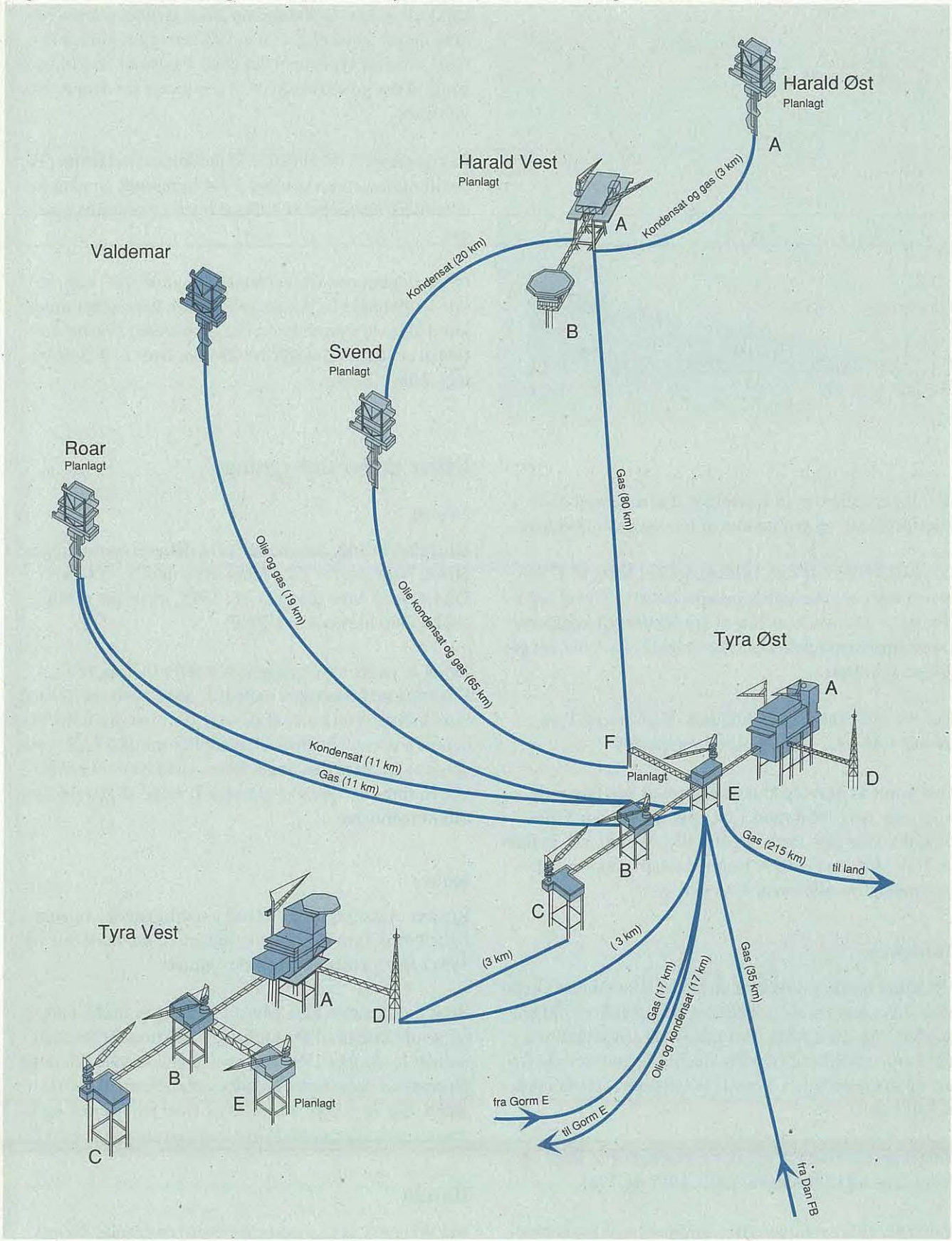
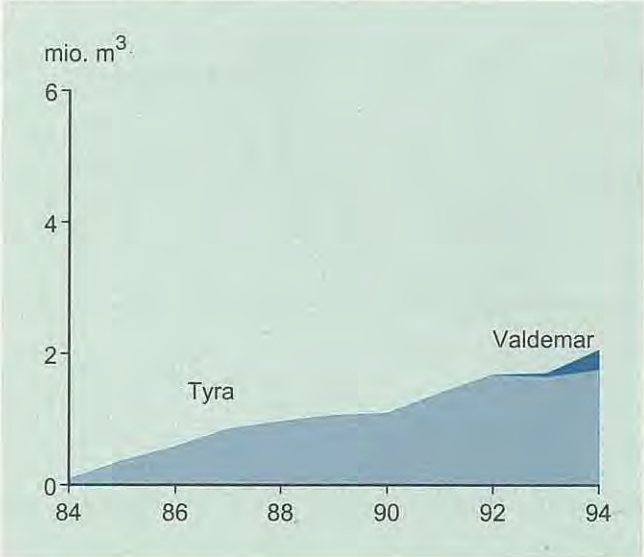


Fig. 3.12 Olie- og kondensatproduktionen på Tyra Centret



til tidligere udgaver af Energistyrelsens rapport over efterforskning og produktion af olie og gas i Danmark.

Gasinjektionen i feltets vestlige del er i løbet af 1994 blevet øget, idet kompressorkapaciteten er blevet udvidet, og to gasbrønde er blevet konverteret til injektorer. Injektionspotentialet er herefter over 2 mia. Nm^3 tør gas årligt i ti brønde.

Der er i 1994 indvundet 3,65 mia. Nm^3 gas på Tyra, hvoraf 1,38 mia. Nm^3 er blevet reinjiceret

Den samlede olie- og kondensatproduktion udgjorde 1,75 mio. m^3 i 1994 mod 1,64 mio. m^3 året før. Olieproduktionen alene kan opgøres til 1,19 mio. m^3, hvilket er 21% mere end i 1993. Hermed udgør den samlede indvinding fra oliezonen 4,86 mio. m^3.

Valdemar

Valdemar består primært af en stor olieforekomst i kalksten af Barremien alder. Feltet er beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra feltet. Feltet blev sat i produktion i 1993 som satellit til Tyra Øst. Indvindingen foregår fra tre vandrette brønde i Nord Jens området i feltets nordvestlige del.

Valdemar blev fundet ved de tre boringer Bo, Boje og Nord Jens fra henholdsvis 1977, 1982 og 1985.

Valdemar feltet rummer efter danske forhold et betydeligt potentiale. Imidlertid består reservoiret, som indeholder den væsentligste oliemængde, af en ekstremt tæt kalksten af Aptien/Barremien alder, hvilket gør indvinding meget vanskelig. Der er tidligere gjort kulbrintefund af denne type, men det er på Valdemar feltet første gang, at der gøres forsøg på at producere fra denne reservoirtype.

På baggrund af de indledende produktionserfaringer har bevillingshaverne i oktober 1994 fremsendt en plan for en mindre udvidelse af indvindingen i Nord Jens området.

Olieproduktionen fra Valdemar udgjorde 0,30 mio. m^3 olie i 1994 mod 0,05 mio. m^3 året før, hvor feltet imidlertid kun var i produktion i ca. 3 måneder. Gasproduktionen er samtidig steget fra 29 mio. Nm^3 i 1993 til 96 mio. Nm^3 i 1994.

Felter under udbygning

Svend

Oliefeltet Svend, som består af to delreservoirer, ligger 60 km nordvest for Tyra feltet. Det nordlige reservoir kaldet Nord Arne blev påvist i 1975, mens det sydlige kaldet Otto blev påvist i 1982.

Feltet er under udbygning som satellit til Tyra feltet. Produktionen forventes indledt 1. april 1996 fra to vandrette brønde, én i hvert af de to reservoirer. På feltet placeres en ubemandet brøndhovedplatform af STAR typen specielt tilpasset den noget større vanddybde. Produktionen føres til Tyra Øst gennem 1. etape af Harald-Tyra olierørledningen.

Roar

Roar er et gasfelt med en tynd underliggende oliezone i lighed med Tyra feltet. Feltet ligger 10 km nordvest for Tyra i Det Sammenhængende Område.

Roar forekomsten blev påvist i 1968 og er under udbygning som satellit til Tyra feltet. Produktionen forventes indledt 1. oktober 1996 fra to vandrette brønde. På feltet placeres en ubemandet brøndhovedplatform af STAR typen. Gas og væske adskilles på Roar platformen og føres i to rørledninger til de nye modtageanlæg på Tyra Øst.

Harald

Harald består af to gasforekomster beliggende 80 km nord for Tyra, umiddelbart syd for den norske sektor-

grænse. Harald feltet omfatter fundene Lulu, påvist i 1980, og Vest Lulu, påvist i 1983.

Energiministeriet godkendte i 1990 indvindingsplan og udbygningstidspunkt for Harald. Indvinding fra feltet skulle ifølge denne godkendelse indledes, når det var nødvendigt af hensyn til forsyningssikkerheden i gasleverancerne.

Som en følge af DUC's gassalgsaftale med Dansk Naturgas A/S fra 1993 er Harald feltet nu under udbygning, og produktionen forventes indledt 1. oktober 1997 fra tre brønde i feltets vestlige forekomst, Harald Vest. Produktion fra den østlige forekomst, Harald Øst, forventes indledt 1. oktober 1998 fra to brønde.

På Harald Vest placeres en firebenet proces- og brøndhovedplatform broforbundet til en STAR platform med beboelse til drifts- og vedligeholdelsespersonale. Installationerne på Harald vil normalt blive fjernstyret fra Tyra feltet.

På Harald Øst placeres en STAR brøndhovedplatform.

På Haralds procesplatform adskilles produktionen i en gasstrøm, som sendes gennem en gasledning ejet af Dansk Naturgas A/S via Tyra Øst til det danske naturgasnet, og en kondensatstrøm, som ledes til forlængelsen af den 16" olie- og kondensatrørledning, som fra 1996 fører Svend produktionen til modtageanlæggene på Tyra Øst.

Platformen udføres, så det er muligt senere at foretage en videre udbygning til et egentligt procescenter for det nordlige område. Der vil således være mulighed for tilslutning af felterne Gert og Lulita.

Øvrige felter

I bilag G findes en oversigt med nøgletal for de felter, hvor der foreligger indvindingsplaner. Det drejer sig i første række om felterne Adda og Igor, hvor udbygning godkendtes i 1990, samt for felterne Elly og Alma, hvor Energistyrelsen i begyndelsen af 1995 godkendte planerne for udbygning og produktion. Hertil kommer Gert feltet, hvor der i 1991 blev fremsendt en udbygningsplan, men hvor der endnu ikke er truffet afgørelse. For Lulita feltet foreligger en udbygningsplan endnu ikke.

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

Naturgaslagre

Dansk Naturgas A/S råder over to lagre for naturgas, ét i Lille Torup ved Viborg og ét i Stenlille på Vestsjælland. Begge lageranlæg er under udvidelse.

Gaslageret ved Stenlille, der er baseret på nedpumpet gas i en vandfyldt sandstensstruktur, blev officielt indviet den 1. november 1994. Ved udgangen af 1994 er der nedpumpet et gasvolumen på 400 mio. Nm^3 svarende til, at der i tilfælde af et alvorligt svigt i naturgasforsyningen i vinteren 1994/95 kunne trækkes op til 140 mio. Nm^3 naturgas fra lageret. Nedpumpningen af gas i lageret fortsætter, indtil der i alt er nedpumpet 800 mio. Nm^3 svarende til en udtrækningskapacitet på 300 mio. Nm^3 naturgas.

I Lille Torup er der etableret seks kaverner i en underjordisk salthorst med en samlet kapacitet på 300 mio. Nm^3 naturgas. Lageret er under udbygning med en syvende kaverne, der medio 1997 vil bringe den samlede kapacitet op på 375 mio. Nm^3 naturgas.

Som en følge af aftalen mellem Dansk Naturgas A/S og Dansk Undergrunds Consortium om årlige leverancer fra 1997 af op til 7,5 mia. Nm^3 naturgas har Dansk Naturgas A/S indledt en revurdering af selskabets lagerbehov for naturgas.

4. Reserver

Reserveopgørelse

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

Energistyrelsens nye opgørelse pr. 1. januar 1995 viser en stigning i oliereserverne på 7% og et fald i gasreserverne på 11%.

Den samlede forventede indvinding af olie og kondensat er i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med 26 mio. m^3. Produktionen i 1994, der var større end i noget tidligere år, udgjorde næsten 11 mio. m^3, hvorfor stigningen i oliereserverne andrager i alt 15 mio. m^3. Reserverne svarer til, at en olieproduktion på 1994 niveau vil kunne opretholdes i de næste 21 år.

De opgjorte reserver er de mængder af olie og gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi. En beskrivelse af den systematik, som Energistyrelsen anvender ved udarbejdelse af reserveopgørelsen og produktionsprognoserne, er anført bagest i afsnittet.

Reservegrundlaget er illustreret i figur 4.1, hvor den relative størrelse af de enkelte kategorier svarer til den respektive olie- og kondensatindvinding. Tabel 4.1 viser Energistyrelsens opgørelse over reserver for olie og kondensat samt gas, fordelt på felter og reservekategorier.

For felterne er der angivet de opgjorte *lave, forventede og høje reserveskøn* for at illustrere den usikkerhed, som er forbundet med opgørelsen. Ved en vurdering af Danmarks samlede reserver er det ikke realistisk at forudsætte, at det lave henholdsvis det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det samlede reservepotentiale for et stort antal felter bør derfor baseres på de forventede skøn.

Fig. 4.1 Reserver

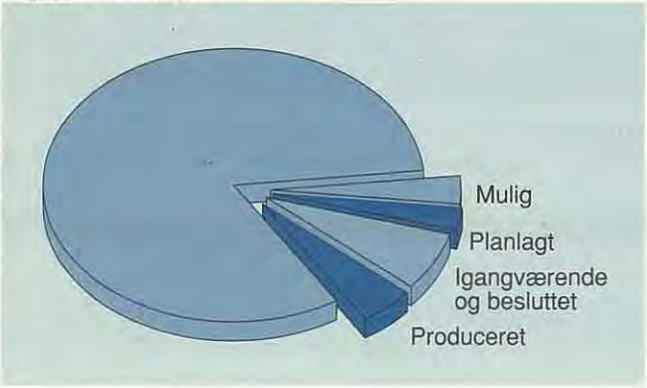
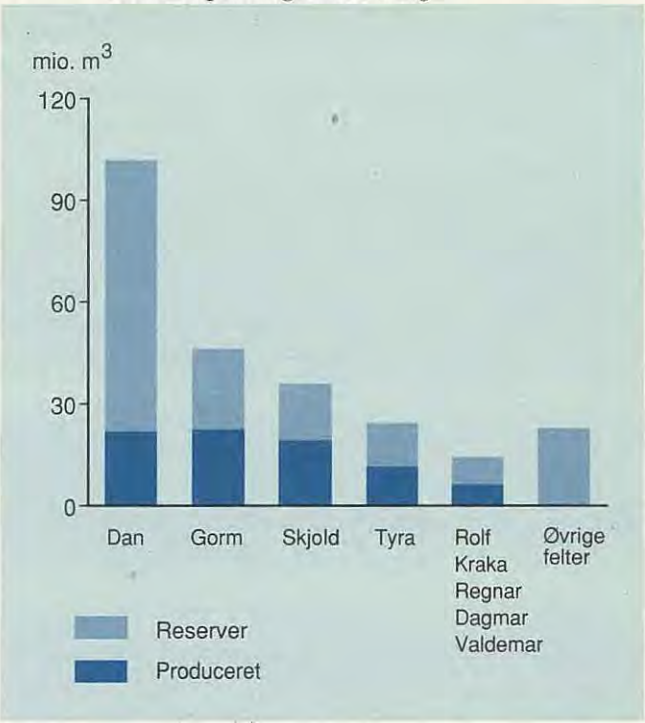


Fig. 4.2 Olieindvinding for kategorierne igangværende til planlagt indvinding



På figur 4.2 er olie- og kondensatindvindingen vist for kategorierne *igangværende, besluttet og planlagt indvinding*. Produktion og reserver er vist for de ni producerende felter og for gruppen af øvrige felter, som endnu ikke er udbygget.

Det fremgår af figuren, at for de producerende felter er der produceret mellem en fjerdedel og halvdelen af den samlede indvinding. Det skal bemærkes, at der for nogle af de producerende felter er identificeret yderligere reserver, som er kategoriseret som *mulig indvinding*.

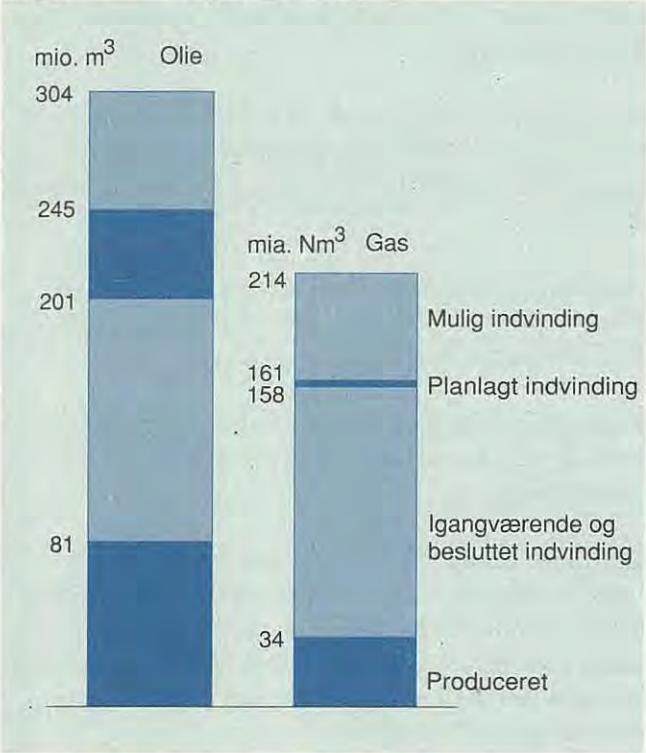
Det fremgår af figur 4.3, at den samlede forventede olie- og kondensatindvinding udgør mellem 245 og 304 mio. m^3. Reserverne for planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figuren, at den samlede forventede gasindvinding udgør mellem 161 og 214 mia. Nm^3. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mængder, som kan markedsføres som naturgas, idet differensen udgøres af et fradrag på skønsmæssigt 10%, som forbruges eller afbrændes på platformene i forbindelse med produktionen.

Tabel 4.1 Reserver pr. 1. januar 1995

Olie og kondensat, mio. m^3					Gas, mia. Nm^3				
	Produceret	Lav	Forv.	Høj		Netto produceret	Lav	Forv.	Høj
Igangværende og besluttet indvinding					**Igangværende og besluttet indvinding**				
Dan	22	28	42	56	Dan	9	8	13	18
Kraka	1	2	3	5	Kraka	<1	1	1	2
Regnar	1	<1	<1	<1	Regnar	<1	<1	<1	<1
Igor	-	<1	<1	<1	Igor	-	1	2	3
Alma	-	<1	1	1	Alma	-	1	1	2
Gorm	22	12	24	36	Gorm	2	3	4	6
Skjold	19	6	17	28	Skjold	2	<1	1	2
Rolf	3	<1	2	3	Rolf	<1	<1	<1	<1
Dagmar	1	<1	<1	<1	Dagmar	<1	<1	<1	<1
Tyra	11	4	13	22	Tyra	21	30	55	82
Valdemar	<1	1	2	3	Valdemar	<1	<1	1	1
Svend	-	3	5	7	Svend	-	<1	1	1
Roar	-	2	3	3	Roar	-	10	14	19
Adda	-	<1	1	2	Adda	-	<1	1	2
Elly	-	<1	1	1	Elly	-	2	5	7
Harald	-	5	7	9	Harald	-	20	25	31
Sub total	**81**		**120**		**Sub total**	**34**		**124**	
Planlagt indvinding					**Planlagt indvinding**				
Dan	-	27	38	49	Dan	-	1	2	2
Valdemar	-	<1	1	1	Valdemar	-	<1	<1	<1
Gert	-	1	2	3	Gert	-	<1	<1	<1
Lulita	-	3	4	5	Lulita	-	1	1	2
Sub total			**44**		**Sub total**			**3**	
Mulig indvinding					**Mulig indvinding**				
Prod. felter	-	17	28	40	Prod. felter	-	6	10	15
Øvr. felter	-	4	9	19	Øvr. felter	-	4	11	18
Fund	-	7	22	45	Fund	-	14	32	55
Sub total			**59**		**Sub total**			**53**	
Total	**81**		**223**		**Total**	**34**		**180**	
Januar 1994	70		208		Januar 1994	29		203	

Fig. 4.3 Olie- og gasindvinding



I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse i januar 1994 er der foretaget en række ændringer, hvor de væsentligste er beskrevet i det følgende.

Igangværende og besluttet indvinding

På baggrund af en væsentlig opskrivning af de tilstedeværende mængder samt positive produktionserfaringer er der foretaget en opskrivning af reserverne på Dan feltet.

For Gorm og Skjold felterne er der godkendt en plan for etablering af lavtrykskompression, hvilket har ført til en opskrivning af reserverne. For den vestlige reservoirblok på Gorm er reservegrundlaget endvidere revurderet på baggrund af et optimeret udbygningskoncept for denne del af feltet.

Reserverne for Valdemar er opskrevet på grund af positive produktionserfaringer fra feltet.

Elly og Alma er medtaget under besluttet indvinding, da udbygningsplaner for disse felter er blevet godkendt i begyndelsen af 1995.

Planlagt indvinding

Som følge af en ny omfattende udbygningsplan med vandinjektion for Dan feltet er der medtaget betydelige oliereserver under planlagt indvinding. Det skal bemærkes, at selv om oliereserverne på Dan er opskrevet, er gasreserverne ikke opskrevet tilsvarende, idet udbygningen med vandinjektion indebærer, at der forventes produceret mindre gas sammen med olien.

Reserverne for Valdemar er ændret på grund af ændrede planer for udbygningen af feltet.

Lulita fundet er medtaget under planlagt indvinding som følge af, at det blev erklæret kommercielt i 1994.

Mulig indvinding

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

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale fra oliezonen på Tyra feltet samt fra den tætte kalk i Kraka og Valdemar.

På grundlag af reservoirberegninger og overslagsmæssige skøn for investeringer, driftsomkostninger og udvikling af olieprisen vurderes det, at der vil kunne indvindes yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i adskillige af felterne.

Endelig er der medtaget en række fund, som er under vurdering. Under denne kategori er reserverne fra Syd Arne fundet medtaget. Kategorien indeholder endvidere fund, som er erklæret ikke kommercielle ved dagens teknik og priser. Reservegrundlaget for nogle af disse ikkekommercielle fund er i 1995 opgørelsen blevet revideret.

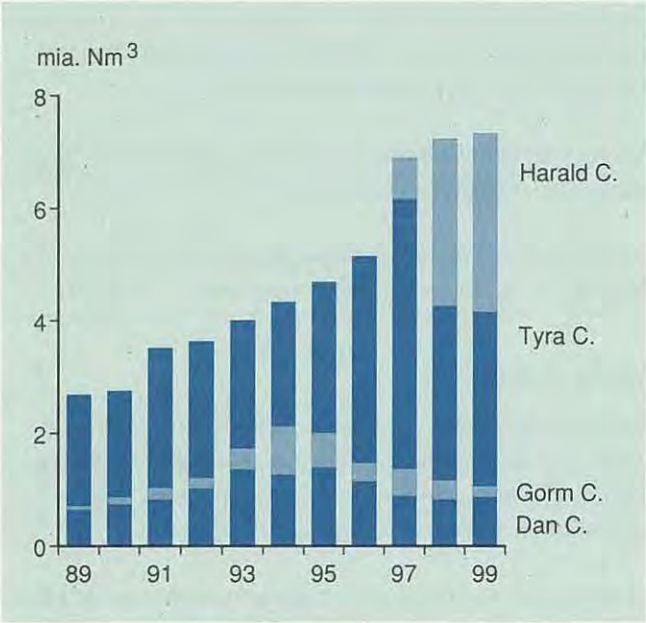
Yderligere indvindingspotentiale

Den opgjorte indvinding af olie og kondensat under anvendelse af kendt teknologi svarer kun til ca. 18% af de påviste tilstedeværende mængder på dansk område. Der er heri indeholdt de nuværende forventninger til olieindvindingen fra de relativt store forekomster i Valdemar og Tyra felterne, som grundet de særligt vanskelige indvindingsforhold er relativt lave.

På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes en gennemsnitlig indvindingsgrad på 32% af de tilstedeværende mængder under anvendelse af kendte metoder, herunder injektion af gas og vand.

På grund af disse relativt lave indvindingsgrader er der

Fig. 4.4 Afsætning af naturgas fordelt på behandlingscentre



et incitament hos olieselskaberne og myndighederne til at udvikle metoder til forbedring af olieindvindingen, de såkaldte IOR-metoder (improved oil recovery).

Produktionsprognoser

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

Den foreliggende 5 års prognose viser Energistyrelsens forventninger til produktionen frem til 1999. Endvidere bringes Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år.

5 års prognose

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

I prognosen er det forudsat, at produktionen skal kunne behandles på eksisterende behandlingsanlæg eller planlagte udvidelser af disse.

Som det fremgår af tabel 4.2, forventes olieproduktionen at blive 10,7 mio. m^3 i 1995 og forventes herefter at stige jævnt til 14,3 mio. m^3 i 1999. Det skal bemærkes, at et produktionsniveau på omkring 14 mio. m^3 kræver en forøgelse af kapaciteten i DORAS' olierørsinstallationer.

I forhold til prognosen, der blev bragt i Energistyrelsens rapport foråret 1994, er den forventede produktion opskrevet betydeligt.

For kategorien igangværende og besluttet indvinding er der foretaget en opskrivning af produktionen fra Dan og Gorm felterne som følge af positive produktionserfaringer.

Såvel for Skjold som for Gorm er den forventede produktion opskrevet på baggrund af de godkendte planer om etablering af lavtrykskompression.

Olieproduktionen fra Tyra feltet er, hvad angår de nærmeste år, nedskrevet som følge af de seneste produktionserfaringer.

Kategorien planlagt indvinding omfatter den ansøgte videre udbygning af Dan samt en yderligere udbygning af Valdemar. Den fremtidige udbygning af Gert og Lulita indgår endvidere. Der er sket en betydelig opskrivning af forventningerne til produktionen især grundet videre udbygningen på Dan feltet.

Tabel 4.2 Olie- og kondensatproduktion, mio. m^3

	1995	1996	1997	1998	1999
Igangværende og besluttet					
Dan	3,6	3,0	2,9	2,8	2,6
Kraka	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Regnar	0,1	0,0	0,0	-	-
Igor	-	-	-	-	0,0
Gorm	2,5	2,5	3,0	2,9	2,3
Skjold	1,7	1,6	1,7	1,4	1,3
Rolf	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Tyra	1,7	1,5	1,5	1,1	0,9
Valdemar	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1
Svend	-	0,6	0,7	0,6	0,5
Roar	-	0,1	0,3	0,3	0,3
Adda	-	-	-	-	0,4
Elly	-	-	-	-	0,2
Harald	-	-	0,4	1,5	1,3
I alt	**10,6**	**10,3**	**11,2**	**11,2**	**10,2**
Planlagt	0,1	0,7	1,1	2,0	4,1
Forventet	**10,7**	**11,0**	**12,3**	**13,2**	**14,3**

Forventningen til afsætningen af naturgas inden for den eksisterende kontrakt er vist på figur 4.4 fordelt på de fire behandlingscentre.

20 års prognose

20 års prognosen er baseret på 5 års prognosens systematik og er således ligeledes udarbejdet på grundlag af reserveopgørelsen.

Figur 4.5 angiver to forløb for olie- og kondensatproduktionen. Det planlagte forløb svarer til en forlængelse af forløbet, som er angivet i tabel 4.2, mens det andet forløb i modsætning hertil også inkluderer kategorien mulig indvinding.

Produktionen svarende til det planlagte forløb stiger til omkring 14 mio. m^3 i 1999, hvorefter produktionen forventes at falde.

Produktionspotentialet for kategorien mulig indvinding er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion, som ikke er baseret på fremlagte indvindingsplaner.

Energistyrelsen vurderer således, at der er et yderligere potentiale for indvinding ved anvendelse af vandinjektion i visse af felterne, og at der er et yderligere potentiale for indvinding fra Tyra feltets oliezone samt fra Kraka og Valdemar. Herudover omfatter prognosen et yderligere produktionspotentiale fra Adda samt fra fund under vurdering.

Det fremgår af figur 4.5, at produktionspotentialet udgør mellem 11 og 17 mio. m^3 om året frem til 2004, hvorefter det falder.

Det skal bemærkes, at produktionspotentialet i en periode overstiger den nuværende kapacitet af olierøret til land.

Forventningen til olieproduktionen er som nævnt baseret på de gunstige produktionserfaringer i de senere år. Det skal dog understreges, at der knytter sig en betydelig usikkerhed til vurderingen af den mulige indvinding.

I modsætning til olieproduktionen, der umiddelbart kan afsættes til den gældende markedspris, er det en forudsætning for produktion af naturgas, at der er indgået kontrakter om levering.

Siden naturgasprojektets start i 1984 er leverancerne af danskproduceret naturgas sket i henhold til to gassalgskontrakter fra henholdsvis 1979 og 1990, som omfatter i alt 93 mia. Nm^3.

I 1993 blev der indgået endnu en aftale mellem DUC og Dansk Naturgas A/S om salg af yderligere naturgas. Den nye aftale omfatter ikke et fast samlet volumen, men en fast årlig mængde, der leveres så længe, det er teknisk og økonomisk forsvarligt for DUC at opretholde produktionen på dette niveau.

Energistyrelsens prognose for det planlagte forløb har et plateau på maksimalt 7,5 mia. Nm^3 og omfatter en samlet kontraktmængde på 126 mia. Nm^3.

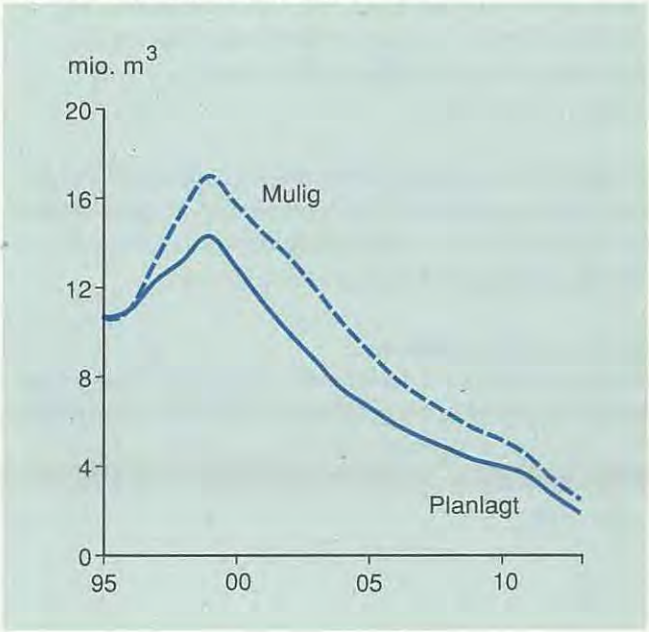
Prognosen for det mulige forløb omfatter en samlet kontraktmængde på 144 mia. Nm^3 med et plateau på 7,5 mia. Nm^3.

Forskellen mellem ovennævnte kontraktmængder og de kontraktmængder, der blev anvendt i Energistyrelsens rapport foråret 1994, skyldes blandt andet forventninger til større egetforbrug på platformene.

Yderligere indvindingspotentiale

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

Fig. 4.5 Olie- og kondensatproduktion



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

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

Metode og definitioner

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

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

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

Reservekategorier

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

Energistyrelsen opgør de indvindelige mængder for projekter, hvor operatøren ikke har fremlagt konkrete planer for myndighederne, under *mulig indvinding*. Indvindingskategorierne defineres i det følgende.

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

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

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

Planlagt indvinding
Planlagt indvinding omfatter projekter, som er beskrevet i en indvindingsplan, der er under behandling hos myndighederne. For fund, hvor der er afgivet en positiv kommercialitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver ligeledes som planlagt indvinding.

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

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

5. Økonomi

Økonomiske forudsætninger

Råoliepris og dollarkurs

Prisen på råolie fortsatte i 1994 faldet fra de foregående år. Den internationale råoliepris (udtrykt ved noteringen på Brent) lå i 1994 gennemsnitligt på 15,81 US$ pr. tønde mod 17,0 US$ pr. tønde i 1993.

Året blev indledt med et fald til 13,68 US$ pr. tønde, som efterfulgtes af en stigning de følgende måneder, kulminerende med en pris på 17,58 US$ pr. tønde for juli måned. Stigningen skyldes hovedsagelig et koldt forår i USA, borgerkrig i Yemen og oliestrejke i Nigeria.

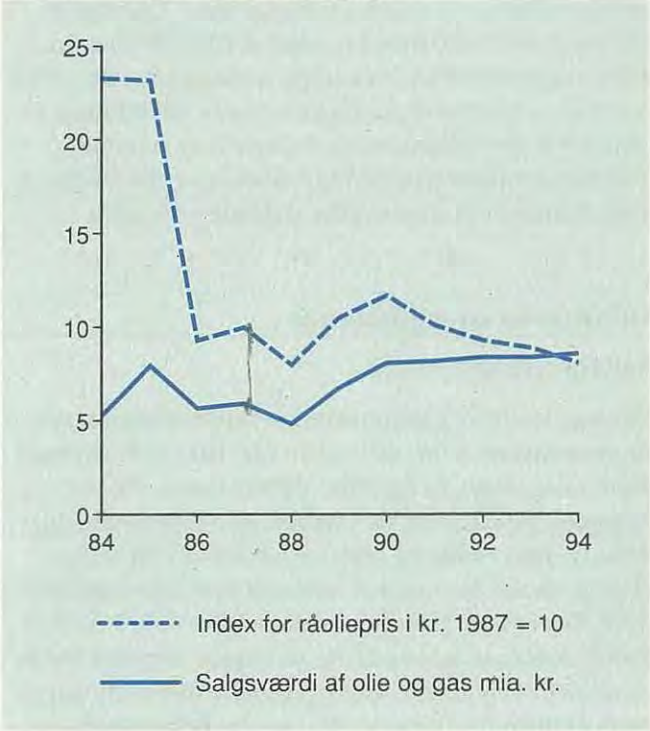
Senere på året mobiliserede Irak kortvarigt sine militære styrker nær Kuwait. Dette styrkede ligeledes oliepriserne. De relativt høje oliepriser kunne imidlertid ikke opretholdes, og prisen faldt i løbet af efteråret og sluttede i 15,83 US$ pr. tønde for december måned.

Kursen på US$ faldt jævnt gennem det meste af 1994. Kursen svingede fra 6,86 kr. pr. US$ i begyndelsen af året til 5,82 kr. pr. US$ i slutningen af året. For hele året var den gennemsnitlige dollarkurs 6,36 kr. pr. US$.

Udviklingen i oliepris og dollarkurs gennem 1994 er vist i figur 5.1.

Fig. 5.1 Oliepris og dollarkurs 1994

Fig. 5.2 Salgsværdi af olie og gas



Den fremtidige oliepris

Nærværende rapport indeholder ikke en egentlig prognose for de fremtidige råoliepriser. I stedet vil der blive benyttet to mulige prisforløb: Et forløb med en konstant realpris på 16 US$ pr. tønde og et forløb med en stigning i olieprisen fra 18 US$ pr. tønde i 1995 til 21 US$ pr. tønde i 1996, efterfulgt af en realstigning på 1% i hvert af de følgende år. De to prisforløb vil blive brugt ved senere beregninger i dette afsnit. I beregningerne er priserne på naturgas og udvalgte olieprodukter blevet fremskrevet i henhold til udviklingen i råolieprisen.

Værdien af olie- og gasproduktionen

Olie- og gasproduktionen fortsatte i 1994 den kraftige stigning fra de foregående år. Produktionen af olie steg således med næsten 10%, mens salget af naturgas steg med 8%. Det er især Dan feltet og Gorm feltet, der i 1994 har bidraget til stigningen.

Styrelsen forventer som omtalt i afsnittet *Reserver*, at olieproduktionen vil stige yderligere de kommende år, ligesom gasproduktionen på baggrund af de nuværende aftaler mellem Dansk Naturgas A/S og DUC vil stige markant de næste år. Produktionen opgjort i olieækvivalenter vil derfor øges betragteligt i de næste 5 år.

På trods af de faldende oliepriser siden golfkrigen er værdien af olie- og gasproduktionen øget. Værdien af olien steg fra 6.620 mio. kr. sidste år til 6.670 mio. kr. i 1994, mens værdien af den solgte naturgas steg fra 2.013 mio. kr. til 2.200 mio. kr. Figur 5.2 viser udviklingen i værdien af den producerede olie og solgte naturgas. Værdien af olien og gassen forventes også i fremtiden at stige forudsat et konstant eller stigende prisforløb.

Danmarks energibalance

Selvforsyningsgrader

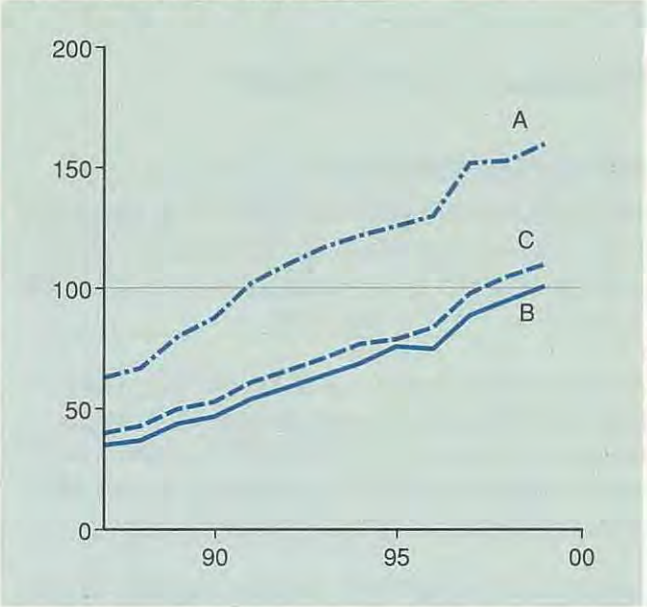
Den øgede olie- og gasproduktion har bevirket, at selvforsyningsgraden for olie og naturgas har været stigende indtil i dag. Dette er ligeledes tilfældet med olie- og naturgasproduktionen set i forhold til det totale energiforbrug. Den markante positive udvikling i selvforsyningsgraderne forventes at fortsætte også i de kommende år. Det er især gassalgsaftalen indgået i 1993 mellem Dansk Naturgas A/S og DUC, der ligger til grund for de positive forventninger, men også øgede forventninger til produktionen fra Gorm feltet samt den netop modtagne udbygningsplan for vandinjektionsprojektet på Dan (se afsnittet *Produktion*) bidrager til de forventede markante stigninger i selvforsyningsgraderne. Den forventede stigning i produktionen forventes især at påvirke selvforsyningsgraderne fra 1997.

Tabel 5.1 Produktion og forbrug

	1995	1996	1997	1998	1999
Produktion					
Råolie					
mio. m^3	10,70	11,00	12,30	13,20	14,30
mtoe	9,39	9,65	10,70	11,56	12,47
Naturgas*)					
mia. Nm^3	5,00	5,40	7,40	7,80	7,90
mtoe	4,63	5,00	6,90	7,28	7,38
Vedv. energi					
mtoe	1,58	1,74	1,81	1,84	1,89
Energiforbrug					
PJ	825	822	829	828	824
mtoe	19,70	19,63	19,80	19,78	19,68
Selvforsyningsgrad i %					
A)	126	130	152	153	160
B)	71	75	89	95	101
C)	79	84	98	105	110

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

Fig. 5.3 Selvforsyningsgrader



Figur 5.3, tabel 5.1 samt bilag F1 viser udviklingen i selvforsyningsgraden ved anvendelse af tre forskellige metoder: Produktionen af kulbrinter sammenholdt henholdsvis med det indenlandske forbrug heraf (A) og med det samlede energiforbrug (B). Endelig er der også beregnet en selvforsyningsgrad for den samlede indenlandske energiproduktion - inklusive vedvarende energi - i forhold til det samlede energiforbrug (C).

Det ses, at allerede i 1991 opnåede Danmark 100% selvforsyning af kulbrinter (A). Selvforsyningsgraden ventes at stige yderligere i de kommende år og nå 160% i 1999. Det skal bemærkes, at en selvforsyningsgrad for olie på over 100% er ensbetydende med en nettoeksport af olie. Imidlertid har Danmark i øjeblikket en overvægt af importerede dyre benzinprodukter i forhold til eksporten af relativt billige brændselsolier. Dette forhold fremgår ikke af selve selvforsyningsgraden, men vil derimod påvirke nettovalutaudgiften til energi.

De øgede forventninger til kulbrinteproduktionen har endvidere bevirket, at energiindholdet i kulbrinteproduktionen fra 1999 forventes at svare til det indenlandske energibehov. Tillægges produktionen af vedvarende energi forventes Danmark at være selvforsynende med energi allerede fra 1998.

Nettovalutaudgift

Nettovalutaudgiften er beregnet som den umiddelbare effekt på energivaredelen af handelsbalancen. Energivaredelen omfatter samtlige energiformer. Der ses i denne sammenhæng bort fra importdelen i forbindelse

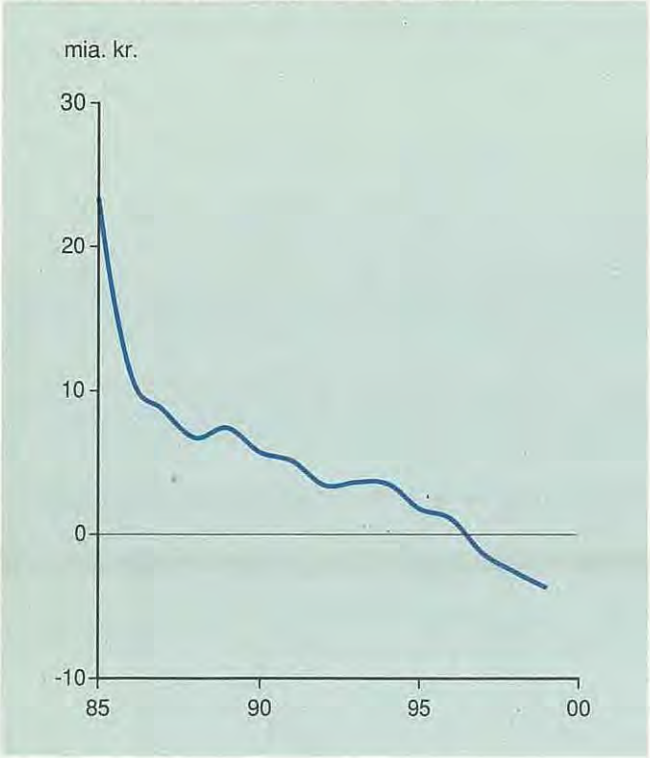
med produktionsanlæggenes etablering samt overførsel af udbytter mv. til udlandet.

Det ses af figur 5.4, at faldet i nettovalutaudgiften de sidste 10 år har været meget markant. Inden det bratte olieprisfald i 1985 var nettoudgiften til energi således over 20 mia. kr. Bortset fra den korte prisstigning i forbindelse med golfkrigen har olieprisen i perioden været jævnt faldende. Dette kombineret med den stigende egenproduktion har bevirket, at nettovalutaudgiften til energi i 1994 forventes at være ca. 3,5 mia. kr. For de følgende år er nettovalutaudgiften beregnet på baggrund af de angivne forudsætninger om udviklingen i bruttoenergiforbruget og olie- og gasproduktionen. En beregning baseret på en stigende råoliepris, som forudsat tidligere i afsnittet, viser en nettoindtægt fra energieksport fra 1997. Nettoindtægten forventes at vokse yderligere i de efterfølgende år. Udviklingen vil være mindre iøjenfaldende med et lavt prisforløb som forudsætning. De historiske værdier for nettovalutaudgiften er angivet i bilag F2.

Påvirkningen af betalingsbalancen

Som supplement til beregningerne af nettovalutaudgiften til energi, som er påvirket såvel af energipriserne som af egenproduktionen, er den forventede fremtidige effekt på betalingsbalancen af egenproduktionen af olie og naturgas blevet vurderet.

Fig. 5.4 Nettovalutaudgift til energiimport



Tabel 5.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 1994-priser - stigende prisforløb

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Samf. økonomisk pro. værdi	9,0	10,6	13,7	17,3	18,8	19,8
Importindhold	2,5	4,2	3,4	3,5	2,9	1,8
Vare- og tjeneste balancen	6,5	6,4	10,3	13,8	15,9	18,0
Renter og udbytter	3,3	3,6	5,1	6,7	6,6	6,7
Betalingsbal. løbende poster	3,2	2,8	5,2	7,1	9,3	11,3
Kons. prisforløb ($ 16/tønde)	3,2	2,3	3,6	4,9	6,7	8,1

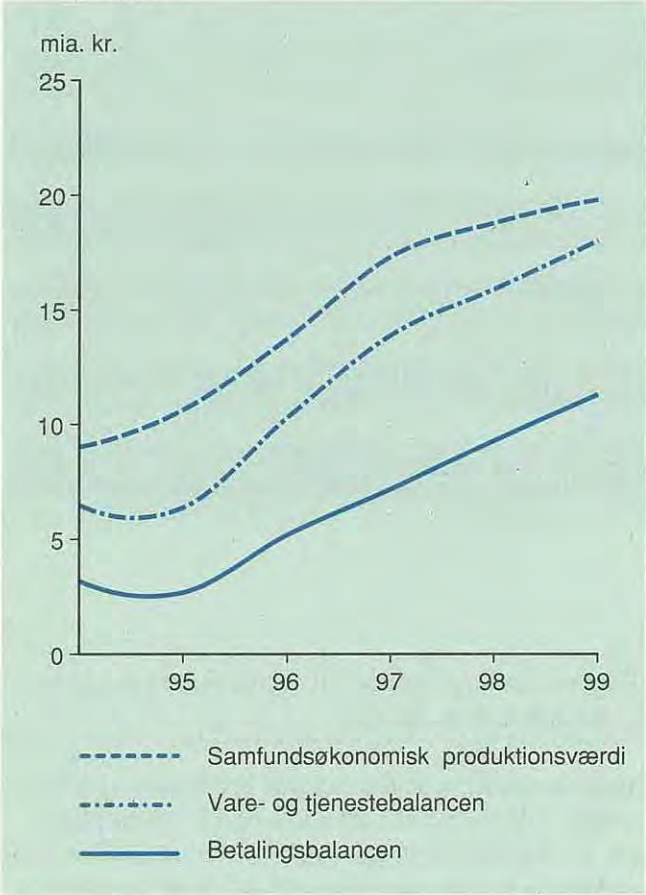
Styrelsen vurderer, at den stigende produktion af olie og naturgas i de senere år har haft en positiv effekt på 3-4 mia. kr. årligt på betalingsbalancens løbende poster. I de kommende år forventes denne udvikling at forstærkes yderligere.

Produktionen af olie og naturgas forbedrer betalingsbalancen over for udlandet, idet der dels indtjenes direkte eksportindtægter i forbindelse med den eksporterede del af produktionen og dels spares valuta ved, at den del af produktionen, som anvendes i Danmark, fortrænger en ellers nødvendig energiimport. Udviklingen i den samfundsøkonomiske produktionsværdi som vist i figur 5.5 og tabel 5.2 udtrykker således værdien af de direkte eksportindtægter og de fortrængte importudgifter.

Ved at fratrække importindholdet i investeringer og driftsudgifter fremkommer virkningen på vare- og tjenestebalancen. Ved yderligere at fratrække overførsel af renter og udbytter til udlandet fremkommer den direkte virkning på betalingsbalancens løbende poster.

Påvirkningen af betalingsbalancen er meget følsom over for ændringer i råolieprisen. Beregninger baseret på dels uændrede og dels stigende realpriser viser, hvad der ikke er overraskende, at effekten er størst med sidstnævnte prisforudsætning. Beregninger baseret på en stigende realpris viser, at nettoeffekten på betalingsbalancen stiger til ca. 11 mia. kr. i 1999.

Fig. 5.5 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalance-effekt



Rettighedshavernes økonomiske forhold

Udgifter til efterforskning, udbygninger og drift

Den forventede fortsatte stigning i olie- og gasproduktionen afspejler sig især i investeringsaktiviteten, som har været stigende siden slutningen af 80'erne, og som forventes at ligge på et særligt højt niveau i 1995. Det høje aktivitetsniveau på ca. 6 mia. kr. i 1995 kan henføres til de igangværende videre udbygninger af de producerende felter Gorm, Skjold og Tyra samt udbygningen af de nye felter Roar, Svend og Harald, som kommer i drift i løbet af 1996 og 1997. Den planlagte videre udbygning af vandinjektionen på Dan feltet, som repræsenterer en investering på ca. 6 mia. kr. frem til 1999, ventes endvidere indledt allerede i 1995 med omfattende borearbejder.

Investeringsniveauet ventes at stabilisere sig på ca. 5 mia. kr. i 1996 og 1997, hvor hovedaktiviteterne ventes at samle sig om den videre udbygning af Tyra, Gorm og Dan samt udbygningen af Harald feltet.

Med det nuværende kendskab til investeringsaktiviteterne forventes investeringsomfanget på længere sigt at afdæmpes og stabilisere sig omkring 1 mia. kr. fra årtusindskiftet. De historiske investeringer er angivet i tabel 5.3, mens de fremtidige investeringer er angivet i tabel 5.4.

Tabel 5.3 Udbygningsinvesteringer afholdt af DUC, mio. kr., årets priser

	1990	1991	1992	1993	1994*)
Dan	297	915	1.244	1.081	410
Kraka	227	87	97	79	175
Regnar	1	-	21	168	-
Gorm	563	409	411	722	515
Skjold	105	297	196	453	560
Rolf	1	50	-	-	-
Dagmar	246	77	2	-	-
Tyra	121	274	372	380	1.160
Valdemar	123	21	27	375	110
Roar	-	-	-	2	25
Svend	-	-	-	5	55
Harald	-	-	-	6	150
Diverse	69	134	42	98	20
I alt	**1.736**	**2.260**	**2.412**	**3.369**	**3.180**

*) Skøn

Efterforskningsaktiviteten har i de senere år som nævnt i afsnittet *Efterforskning* været lav som følge af, at arbejdsprogrammerne fra 3. runde er ved at være afsluttet. På baggrund af de nye tilladelser fra 4. runde samt de opmuntrende resultater fra Amerada Hess's Rigs-boring forventes der imidlertid de kommende år på ny stigende efterforskningsaktivitet. Der forventes således efter-

Tabel 5.4 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 1994-priser

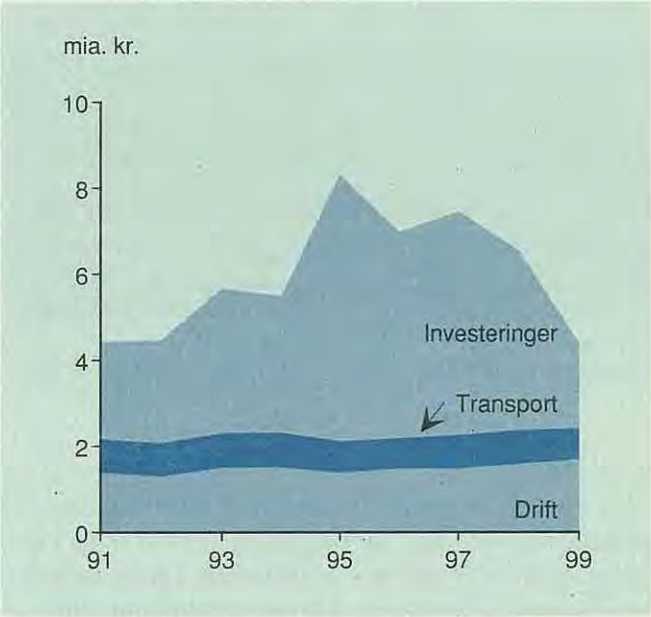
	1995	1996	1997	1998	1999
Igangværende og besluttet					
Igor	-	-	-	-	0,2
Gorm	0,8	0,4	0,6	-	0,1
Skjold	0,5	-	-	-	-
Tyra	1,7	0,9	0,7	1,1	1,4
Roar	0,4	0,5	-	-	-
Adda	-	-	-	0,4	-
Svend	0,4	0,5	-	-	-
Harald	1,0	0,9	0,9	1,0	-
Elly	-	-	0,4	0,4	-
I alt	**4,8**	**3,2**	**2,6**	**2,9**	**1,7**
Planlagt	1,4	1,6	2,6	1,3	0,3
Forventet	**6,2**	**4,8**	**5,2**	**4,2**	**2,0**

forskningsudgifter på ca. 200-300 mio. kr. pr. år i de kommende år. Figur 5.6 viser udviklingen i efterforskningsudgifterne de sidste 10 år.

Udgifterne til driften af anlæg til produktion af olie og gas har siden 1991 ligget forholdsvis konstant omkring 1,5 mia. kr. I lyset af de besluttede og planlagte udbygninger af produktionsanlæggene forventes driftsudgifterne at stige i de kommende år.

For transportomkostningernes vedkommende har kapital- og driftsudgifterne i forbindelse med driften af olierøret været svagt faldende, mens betalinger af fortjenstelementet i rørledningstariffen har været stigende. Kapital- og driftsudgifterne forventes at falde i de kommende år, mens der forventes en stigning i betalingerne af fortjenstelementet, jfr. senere i dette afsnit. Figur 5.7 viser den historiske udvikling i udgifterne til investeringer, drift og transport samt forventningerne til de fremtidige udgifter.

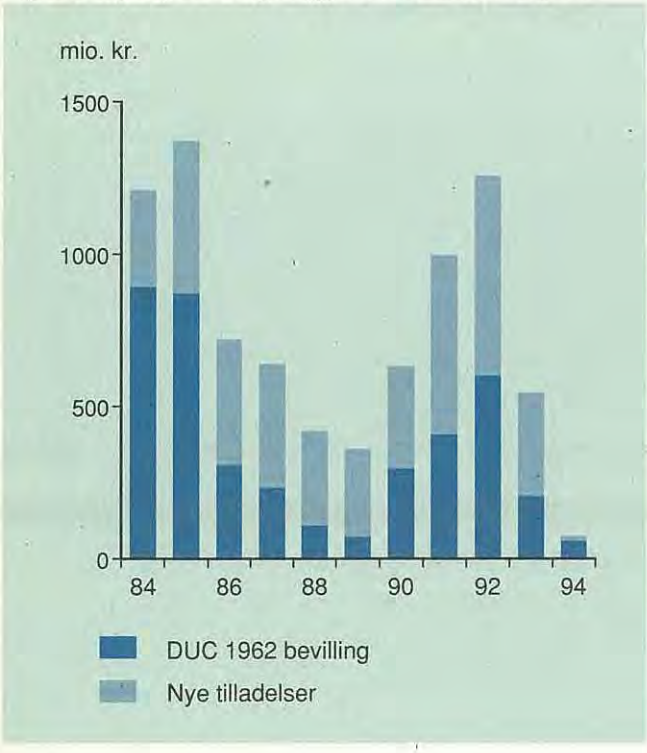
Fig. 5.7 Investeringer i felter, drift og transport, mia. kr., årets priser



DUC-selskabernes økonomiske resultater

Udviklingen i olie- og gasproduktionen er i høj grad afhængig af investeringsomfanget, som igen er styret af den hidtidige og fremtidige udvikling i dollarkursen samt olie- og gaspriserne. Indtjenings- og omkostningsudviklingen har indflydelse på DUC-selskabernes skattepligtige indkomst, hvorfor også statens indtægter og betalingsbalancen påvirkes af olie- og gasaktiviteterne.

Fig. 5.6 Efterforskningsudgifter, mio. kr., årets priser



Siden eneretsbevillingens start i 1962 har DUC-selskaberne haft investeringsudgifter på ca. 44 mia. kr. og drifts- og transportudgifter på ca. 25 mia. kr. Samtidig har der været indtægter på ca. 110 mia. kr. I alt er der blevet betalt ca. 21 mia. kr. i skat. De angivne beløb er i løbende priser.

excl. efterforskning

Den øgede produktionsværdi og stigningen i investeringerne de senere år afspejles i DUC-selskabernes resultat før skat. Det ses af tabel 5.5, at indtægterne og afskrivningerne har været svagt stigende, og at resultatet før skat i 1993 er faldet svagt i forhold til de tidligere år.

Statens indtægter

Statens indtægter fra olie- og gasindvindingen kan deles op i fire elementer: *Selskabsskat, produktionsafgift (royalty), fortjenstelement i forbindelse med olietransporten samt kulbrinteskat.*

Beregning og opkrævning af selskabsskat og kulbrinteskat administreres af Told- og Skattestyrelsen. Opgørelse og opkrævning af produktionsafgift og transportafgift administreres af Energistyrelsen, ligesom styrelsen modtager 95% af fortjenestelementet i transportafgiften. ? HEB

Tabel 5.5 DUC-selskabernes resultat før skat, mio. kr., årets priser

	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Indtægt	5.103	6.716	7.692	8.446	8.467	8.741
Driftsudgift	1.569	1.654	1.858	2.070	2.022	2.478
Renteudgift	628	680	234	336	263	297
Valutakursreg.	-324	+85	+282	-182	-171	-408
Bruttoindtjen.	2.582	4.468	5.882	5.858	6.011	5.558
Afskrivninger	1.495	1.553	1.600	2.373	2.126	2.385
Resultat før skat	**1.088**	**2.915**	**4.282**	**3.485**	**3.885**	**3.173**

Selskabsskat
Først i begyndelsen af firserne kom DUC-selskaberne i selskabsskatteposition. Ved udgangen af 1994 er der i alt blevet betalt ca. 8 mia. kr. i selskabsskat. I de seneste år har den indbetalte selskabsskat ligget stabilt omkring 1 mia. kr. årligt. I de kommende år forventes afskrivningerne at øges som følge af blandt andet Dan udbygningen. Da imidlertid produktionsindtægterne fra 1996 forventes at øges markant, må dette forventes at medføre en kraftig stigning i den betalte selskabsskat fra 1996 og fremefter.

Kulbrinteskat
Da intentionerne bag kulbrinteskatten er at påligne en særlig skat for særlig høje fortjenester, eksempelvis som følge af høje oliepriser, er der hidtil kun blevet betalt kulbrinteskat i nogle få år i begyndelsen af 80'erne. I alt er der betalt knap 1 mia. kr. i 1995 priser i kulbrinteskat. I de nærmeste år må det på baggrund af de forventede investeringer og priser betragtes som usandsynligt, at der vil kunne pålignes kulbrinteskat. På længere sigt vil dette kunne indtræffe forudsat et højt prisforløb. Figur 5.8 viser den forventede udvikling i den pålignede kulbrinteskat ved et højt og et lavt prisscenarie.

Fortjenstelement
Brugerne af olierørledningen er forpligtet til at betale de i forbindelse med driften forbundne omkostninger. Derudover indgår i transporttariffen, at der skal betales et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede olie. Fortjenstelementet betales til olierørledningens ejer, Dansk Olierør A/S, der viderebetaler 95% af beløbet til staten. DUC er indtil videre eneste bruger af rørledningen og hæfter således for de samlede omkostninger. Til og med 1994 er der indbetalt godt 3 mia. kr. af fortjenstelementet til staten. På trods af de faldende oliepriser har afgiften til staten været jævnt stigende de sidste år. Da afgiften i høj grad er bestemt af produktionen og de tilhørende priser, forventes afgiften at stige yderligere de næste knap 10 år, forudsat at markante prisfald ikke indtræffer.

Tabel 5.6 Statens indtægter fra olie- og gasindvindingen, mio. kr., årets priser

	1990	1991	1992	1993	1994*)
Kulbrinteskat	0	0	0	0	0
Selskabsskat	1.314	990	1.002	866	833
Prod.afgift	633	639	666	664	690
Fortjenstelement	257	264	274	277	286
I alt	**2.204**	**1.893**	**1.942**	**1.807**	**1.809**

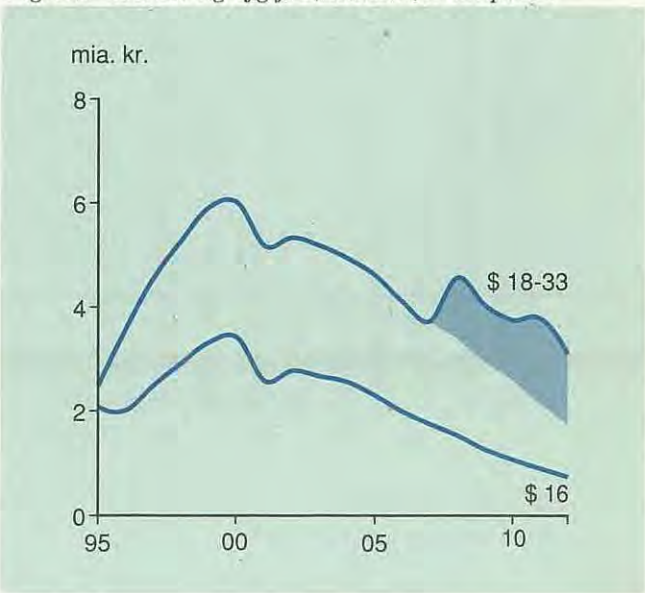
*) Skøn

Produktionsafgift
Produktionsafgift betales for tiden kun af DUC. DUC's produktionsafgift udgør 8,5% af produktionsværdien af olie og gas efter fradrag af transportafgiften for olie. I alt er der siden 1972 indbetalt knap 9 mia. kr. i produktionsafgift. Det indbetalte beløb har i de senere år udgjort mellem 600 og 700 mio. kr. Ligesom for transportafgiftens vedkommende forventes afgiften at stige de nærmeste år, såfremt prisfald ikke indtræffer. Statens historiske indtægter er angivet i tabel 5.6, mens de forventede fremtidige indtægter er angivet i tabel 5.7.

Måling af kulbrinteproduktionen

Med henblik på en korrekt beregning af de forskellige skatter måles produktionen af olie og naturgas efter bestemte retningslinier.

Fig. 5.8 Skatter og afgifter, mia. kr., 1994-priser



Tabel 5.7 Statens forventede indtægter fra olie- og gasindvindingen, mia. kr., 1994-priser)*

	1995	1996	1997	1998	1999
Kulbrinteskat	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskat	1,4 (1,1)	2,1 (1,0)	2,7 (1,2)	3,2 (1,5)	3,7 (1,9)
Produktions-afgift	0,8 (0,7)	1,1 (0,8)	1,4 (0,9)	1,5 (1,0)	1,6 (1,1)
Fortjenst-element	0,3 (0,3)	0,4 (0,3)	0,5 (0,4)	0,6 (0,4)	0,6 (0,4)
I alt	**2,5** **(2,1)**	**3,6** **(2,1)**	**4,6** **(2,5)**	**5,3** **(2,9)**	**5,9** **(3,4)**

*) Pålignede beløb
( ) Baseret på et konstant prisforløb

Den producerede mængde naturgas og olie måles henholdsvis på en gasmålestation på Tyra Øst og på Dansk Olierør A/S's terminal i Fredericia i forbindelse med udlosningen af olien. Målingen af de solgte gasmængder på Tyra Øst ligger til grund for beregning af produktionsafgiften, mens målingen af olieudskibningen i Fredericia ligger til grund for beregningen af såvel produktionsafgift som fortjenstelementet i transporttariffen.

Skal dette afsnit med i ny rap. evt bidrag fra 11 kt.

Allokeringen af produktionen på de enkelte felter og deres satellitfelter sker herudover på baggrund af målinger på de enkelte procescentre samt testseparatormålinger af de enkelte brønde.

På kommende felter er det hensigten at anvende en ny generation af målesystemer, de såkaldte flerfasemålere, der til lavere omkostninger og uden en forudgående separation i en testseparator direkte kan måle mængden af olie, gas og vand.

6. Sikkerhed og sundhed

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerhed, sundhed, arbejdsmiljø og miljø i forbindelse med efterforskning og produktion af olie og naturgas i den danske del af Nordsøen.

Tilsynet med de miljømæssige forhold varetages i samarbejde med Miljøstyrelsen, mens det sikkerhedsmæssige tilsyn på mobile anlæg varetages i samarbejde med Søfartsstyrelsen.

De miljømæssige forhold behandles i afsnittet om *Miljø*.

Faste havanlæg

1994 har været kendetegnet af betydelige udbygningsaktiviteter, som resultat af de i 1993 godkendte udbygningsplaner for Tyra, Harald, Svend, Roar og Skjold felterne.

Endvidere er den sikkerhedsmæssige side af udbygningsplanen for Gorm feltet blevet behandlet, som anført i afsnittet om *Produktion*.

Som led i gennemførelsen af de godkendte udbygningsplaner har styrelsen behandlet og godkendt et betydeligt antal ansøgninger om bygge-, installations- og ibrugtagningstilladelse.

I godkendelsesarbejdet har Energistyrelsen i lighed med de foregående år især focuseret på de i forbindelse med ansøgningerne fremsendte sikkerhedsredegørelser for de enkelte anlæg, selskabernes egenkontrolsystemer samt de støjvurderinger, som er udarbejdet af ansøgerne.

Varetagelsen af både miljø- og sundhedsmæssige hensyn har tillige været et væsentligt led i behandlingen af de udstedte tilladelser.

I lighed med tidligere år har Energistyrelsen endvidere ført løbende tilsyn med driften og vedligeholdelsen af de eksisterende anlæg.

I forbindelse med de udførte tilsynsbesøg på de enkelte offshore anlæg er der specielt blevet focuseret på de arbejdsmiljømæssige forhold, herunder sundhedsskadelig støj.

Endelig er der udført en revision på klassifikationsselskabet Det norske Veritas, som er en del af Mærsk Olie og Gas AS' egenkontrolsystem.

Mobile havanlæg

1994 har som tidligere år været præget af betydelige udbygningsaktiviteter, hvor der som led i gennemførelsen af de godkendte udbygningsplaner har været anvendt en række forskellige mobile havanlæg, såsom boreplatforme, rørlægnings- og indkvarteringsfartøjer samt kranfartøjer.

Mærsk Olie og Gas AS har således udført en række produktionsboringer ved anvendelse af fem boreplatforme, de to A.P. Møller-ejede *Mærsk Endeavour* og *Maersk Exerter, Shelf Explorer* fra britiske Transocean Drilling Ltd, *West Kappa* fra britiske Smedvig Ltd. samt *Neddrill Trigon* fra hollandske Neddrill.

Endvidere påbegyndte Amerada Hess i slutningen af 1994 efterforskningsboringen Rigs-1 (Syd Arne) med boreplatformen *Mærsk Giant* med Maersk Drilling Norge som boreentreprenør.

I løbet af året har rørlægningsfartøjerne *Stena Apache* (Stena Offshore) og *Lorelay* (Allseas) desuden været anvendt til lægning af en række rørledninger i forbindelse med udbygning af produktionsanlæg.

De tunge løft i forbindelse med udbygningen af produktionsanlæggene er blevet foretaget af kranfartøjet *DB 102* fra det hollandske selskab Heeremac.

Udbygningsaktiviteterne har i en række tilfælde nødvendiggjort en øgning af indkvarteringsfaciliteterne offshore. Mærsk Olie og Gas AS har i den forbindelse ud over A.P. Møllers *Mærsk Explorer* gjort brug af tre andre indkvarteringsplatforme i 1994. To af disse var boreplatformene *Neddrill Trigon* og *Mærsk Guardian*. Hertil kom i slutningen af 1994 *Neddrill Kolskaya* fra hollandske Neddrill.

Der er for de pågældende platforme og fartøjer i samarbejde med Søfartsstyrelsen blevet udstedt en række ibrugtagningstilladelser, ligesom Energistyrelsen har godkendt bemandings- og organisationsplaner for de enkelte anlæg. Endvidere har Energistyrelsen foretaget løbende tilsyn med anlæggenes sikkerhed og arbejdsmiljø.

Ud over indretningen af beboelsen på de flytbare havanlæg, som for fleres vedkommende er opgraderet betydeligt, har indsatsområderne på arbejdsmiljøsiden - i lighed med tidligere år - været støj og anvendelse af kemikalier. På boreplatformene har tilsynsindsatsen endvidere været centreret om ergonomiske problemer og risiko for arbejdsulykker i forbindelse med håndtering af borerør mv.

På rørlægningsfartøjer med traditionel sammensvejsning og lægning af rør er der endvidere focuseret på arbejdsmiljøproblemer i forbindelse med overfladebehandling af rørene med asfaltprodukter samt i forbindelse med svejsearbejde.

Anmeldelse af arbejdsskader

I lighed med tidligere er statistikken over anmeldelser af arbejdsskader til Energistyrelsen i 1994 delt op i to afsnit, statistik over anmeldte arbejdsulykker og statistik over anmeldte formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser.

Arbejdsulykker

Kriteriet for anmeldelse af en arbejdsulykke er, at tilskadekommende har været uarbejdsdygtig i én dag eller mere ud over tilskadekomstdagen. Energistyrelsen har i 1994 modtaget 27 anmeldelser om offshore arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 11 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer og 16 på øvrige mobile havanlæg. Ingen af de anmeldte arbejdsulykker har medført død eller alvorlig personskade.

Sættes de 11 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg i relation til antallet af arbejdstimer (2,2 mio.) fås en ulykkesfrekvens på 5,0 pr. mio. arbejdstimer. Sættes på samme måde de 16 anmeldte arbejdsulykker på mobile havanlæg i relation til antal arbejdstimer (1,2 mio.) på mobile havanlæg, fås en ulykkesfrekvens på 13,2 pr. mio. arbejdstimer.

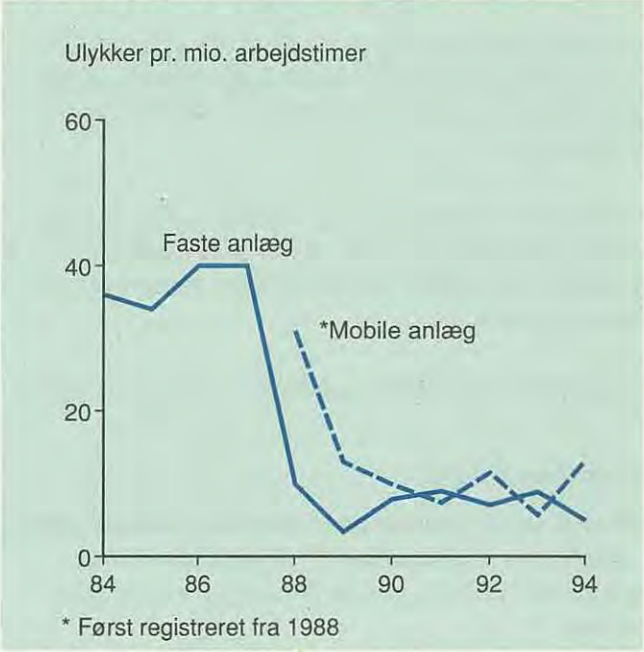
Arbejdstimerne er beregnet på baggrund af oplysninger fra selskaberne og bemandingslister. Der regnes med en gennemsnitlig arbejdsdag på 13 timer.

Table 6.1 Arbejdsulykker pr. mio. arbejdstimer

År	Faste	Mobile
1987	40	-
1988	10,3	*31,0
1989	3,4	12,7
1990	7,9	9,9
1991	9,0	7,4
1992	7,1	11,5
1993	8,9	5,7
1994	5,0	13,2

*Først registreret fra 1988

Fig. 6.1 Arbejdsulykker



Figur 6.1 og tabel 6.1 viser antallet af anmeldte arbejdsulykker pr. mio arbejdstimer i perioden 1987 til 1993 for mobile og for faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer. Opgørelsen omfatter såvel drift som installation og udbygning af anlæg.

Ulykkesfrekvensen på såvel faste som mobile anlæg ligger som i de foregående år på et lavt niveau.

Til sammenligning kan oplyses, at gennemsnitsfrekvensen for dansk industri siden 1987 har svinget omkring 50 arbejdsulykker pr. mio. arbejdstimer. I 1993 er frekvensen opgjort til 52,6 arbejdsulykker pr. mio. arbejdstimer. *Dansk Arbejdsgiverforening, Arbejdsulykker 1993.*

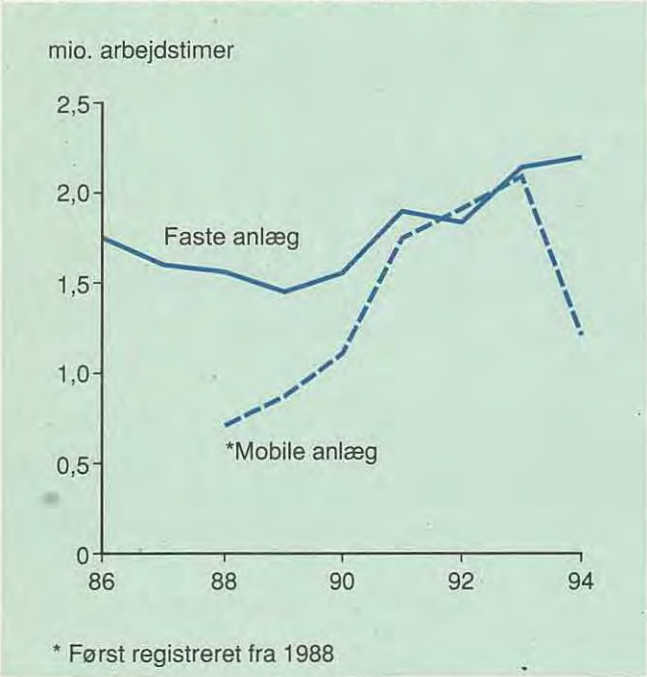
Figur 6.2 viser antallet af arbejdstimer på faste og mobile havanlæg. Antallet af arbejdstimer på faste havanlæg er steget lidt i 1994 i forhold til 1993. For de mobile havanlæg er antallet af arbejdstimer faldet i 1994 med ca. 40% i forhold til antallet af arbejdstimer i 1992 og 1993, hvor boreaktiviteten i den danske sektor var særlig høj.

Formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser

Hvis en læge har mistanke om eller kan konstatere, at en lidelse kan henføres til arbejde på et havanlæg, skal der ske anmeldelse til Energistyrelsen.

Anmeldelserne er også i 1994 foregået via Arbejdstilsynet. Energistyrelsen påregner i 1995 at iværksætte et op-

Fig. 6.2 Antal arbejdstimer på offshore anlæg



lysningsarbejde om anmeldepligten, så anmeldelse sker direkte til styrelsen.

Energistyrelsen har i 1993 og 1994 modtaget i alt otte anmeldelser. Disse anmeldelser er fordelt på hoveddiagnoserne muskel-skeletlidelser, høreskader, hudlidelser og øvrige lidelser. Muskel-skeletlidelser dækker over lidelser i ryg, lænd, skuldre, arme og ben. Tabel 6.2 viser fordelingen af anmeldelserne i 1994 på disse diagnosegrupper, mens figur 6.3 viser fordelingen i perioden 1985-94.

Anmeldelserne vedrører både entreprenører og operatører.

For enkelte anmeldelsers vedkommende har der også været tale om arbejde på land, som kan være medvirkende årsag til lidelsen.

Table 6.2 Antal anmeldte formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser

Diagnose	1993	1994
Muskel-skeletlidelser	1	1
Høreskader	2	1
Hudlidelser	1	0
Øvrige	2	0
I alt	**6**	**2**

Det er ikke muligt at henføre alle anmeldelser til enten mobile eller faste havanlæg. Som følge heraf er oversigten fælles for de to typer anlæg.

Nye regler

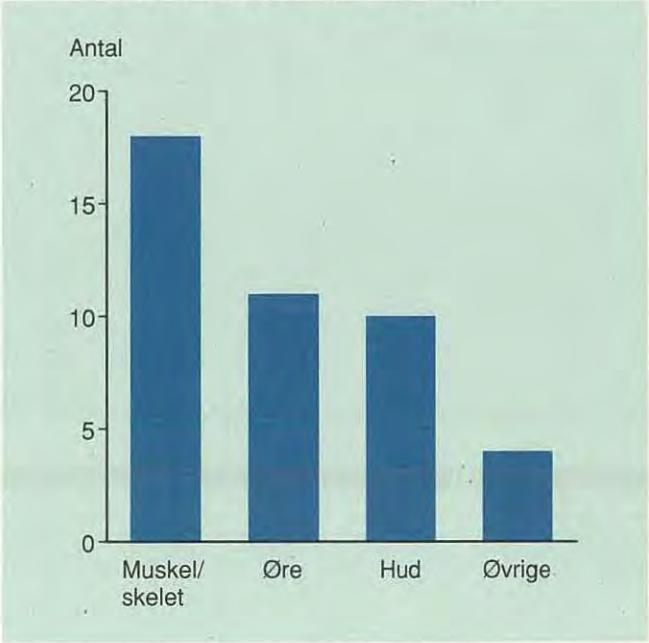
Som tidligere år er regeludviklingen på olie/gas-området i 1994 sket i samarbejde med arbejdsmarkedets parter.

Styrelsen har i 1994 udstedt følgende bekendtgørelser til gennemførelse af en række EU-direktiver i dansk ret:

- Bekendtgørelse nr. 540 af 22. juni 1994 om sikkerhedsskiltning og anden form for signalgivning på havanlæg.
- Bekendtgørelse nr. 670 af 14. juli 1994 om biologiske agenser og arbejdsmiljø på havanlæg.
- Bekendtgørelse nr. 798 af 9. september 1994 om grænseværdier for stoffer og materialer på havanlæg.
- Bekendtgørelse nr. 855 af 6. oktober 1994 om anvendelse mv. af asbest på havanlæg.

Energistyrelsen udsendte endvidere i 1994 en vejledning om kontrolordninger på mobile havanlæg, der ikke er boreplatforme.

Fig. 6.3 Antal anmeldte formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser, 1985-94



Internationalt samarbejde

Energistyrelsen har i lighed med tidligere år vægtet det internationale samarbejde med de øvrige nordsølandes tilsynsmyndigheder på sikkerheds- og arbejdsmiljøområdet højt og har i 1994 haft kontaktmøder med de enkelte landes tilsynsmyndigheder samt deltaget i samarbejdet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) om blandt andet sikkerhedsredegørelser og sikkerhedsuddannelse.

I 1994/95 påhviler formandskabet for NSOAF samarbejdet Energistyrelsen, der ligeledes forestår årsmødet i maj 1995.

Endvidere har Energistyrelsen i 1994 fortsat deltaget i arbejdet i Kommissionen for Sikkerhed og Sundhed i Mineindustrien og Anden Udvindingsindustri under EU-kommissionen.

På miljøområdet har Energistyrelsen - i samarbejde med Miljøstyrelsen - blandt andet deltaget i Paris/Oslo Kommissionens Offshore Forum (GOP).

7. Miljø

Miljømæssige hensyn har gennem de seneste år fået en stigende indflydelse på samfundets aktiviteter. Dette har også medført en øget fokusering på varetagelsen af miljømæssige hensyn i forbindelse med placering, udformning og drift af havanlæg.

Den danske regulering af havanlæggenes miljøforhold sker primært med baggrund i Havmiljøloven og Havanlægsloven. Såvel Miljøstyrelsen som Energistyrelsen er i lovgivningen pålagt opgaver vedrørende sikring af miljøet.

Miljøstyrelsens opgaver er primært knyttet til udledningen fra platformene og dennes virkning på det omgivende miljø samt til beredskabet for oliebekæmpelse. Energistyrelsens opgaver er primært knyttet til platformenes konstruktion, udstyr og drift. Samarbejde mellem styrelserne sikrer en koordineret indsats.

Den stigende miljømæssige interesse for aktiviteterne i Nordsøen ses ikke alene nationalt. På internationalt plan har der i de seneste år været en stigende indsats for at regulere havenes miljøforhold og i denne forbindelse for at begrænse havanlæggenes miljøpåvirkninger.

Den danske indsats i denne sammenhæng sker i samarbejde mellem flere institutioner, koordineret af Miljøstyrelsen. Energistyrelsen bidrager på sine fagområder og deltager internationalt i de for danske olie- og gasaktiviteter væsentligste fora.

Energistyrelsens indsats tager udgangspunkt i, at en integreret varetagelse af miljø- og sikkerhedsmæssige forhold vil give optimale resultater på begge områder.

Generelle forhold

I forbindelse med de nyere koncessionstildelinger er der sket vurdering af de udbudte områders særlige miljøfølsomhed. På denne baggrund er koncessioner i relevant omfang blevet pålagt særlige forpligtelser vedrørende miljøbeskyttelse. Tilsvarende er der foretaget miljømæssige vurderinger forud for opbygning af produktionsanlæg samt miljømæssig monitering af omgivelserne under driften.

Miljøpåvirkninger fra havanlæg kan være en følge af anlæggenes tilstedeværelse, af den normale drift af disse eller af uheld, der eksempelvis medfører ukontrollerede udslip.

Miljøstyrelsen fastsætter grænser for, hvilke stoffer og hvilke mængder der må udledes til havet under normal drift, og stiller krav vedrørende miljøberedskabet.

Energistyrelsen regulerer anlæggenes placering, udformning og driftsmetoder med henblik på at undgå uheld og dermed forbundne udslip. Energistyrelsen har endvidere opstillet rammer for de gasmængder, som tillades afbrændt uden udnyttelse af den frigivne energi.

I lighed med udviklingen på andre områder i samfundet er der ved at ske et skift i de metoder, der anvendes til regulering af miljøforholdene. Hvor reguleringen hidtil primært er sket ved specifik begrænsning af udledningernes type og mængde, vil der fremover i stigende grad blive lagt vægt på, at miljøpåvirkninger begrænses ved, at de involverede selskaber anvender den miljømæssigt bedst mulige teknik og arbejdsmetode.

I denne sammenhæng vil der fremover i stigende grad blive fokuseret på operatørernes vurdering af aktivitetens konsekvenser for det omgivende miljø og på de dertil knyttede kontrolprocedurer.

Reduktion af CO_2-udledning

Ved produktion og transport af olie og naturgas anvendes betydelige mængder energi, ligesom det på havanlæggene er nødvendigt at afbrænde en del gas, som af sikkerhedsmæssige eller tekniske grunde ikke kan nyttiggøres. Havanlæggene udleder derfor CO_2 i mængder, som afhænger dels af produktionens størrelse og dels af geologiske, geografiske samt anlægstekniske forhold.

I forhold til produktionens størrelse har Danmark mange produktionsanlæg. Dette begrænser mulighederne for energimæssig effektivisering. Der produceres væsentlige mængder naturgas, og gastransporten til land forbruger store energimængder. Samtidig ligger de danske oliefor-ekomster hovedsageligt i relativt vanskeligt producerbare reservoirer, som kun kan udvindes ved hjælp af vandinjektion eller andre energikrævende teknikker.

Energiplan 2000 opstillede den første danske målsætning for reduktion af CO_2-udledningen fra det samlede danske energiforbrug, herunder også for energiproduktionen på offshore-anlæggene, men den specificerede ikke særlige reduktionsmål for offshore-anlæggene.

I 1993 tiltrådte Danmark Klimakonventionen, som omfatter alle CO_2-udledninger inden for de deltagende landes områder og således også udledningen fra offshore-sektoren inklusive gasafbrænding. Den samlede udled-

ning fra offshore-sektoren indgår således i den danske 1994 indberetning til Klimakonventionen.

Da Energiplan 2000 blev udarbejdet i 1988, blev det forudsat, at offshore-sektoren ville få et stabilt energiforbrug, og de specifikke nationale målsætninger for andre sektorer blev opstillet på denne baggrund. Den efterfølgende udvikling af bl.a. produktionsteknologien har imidlertid medført betydeligt øgede offshore aktiviteter med deraf følgende øget udledning af CO_2.

Naturgasproduktionen giver imidlertid baggrund for CO_2-mæssige forbedringer af energiforsyningssystemerne på land, hvor naturgas f.eks. anvendes til kraft- og varmeproduktion i stedet for kul. CO_2-udledningen pr. GJ er 95, 74 og 57 kg CO_2 for henholdsvis kul, olie og naturgas. Sagt med andre ord frigiver 1 m^3 naturgas 2,35 kg CO_2, mens en energimæssig tilsvarende mængde kul frigiver 3,90 kg CO_2. For hver mia. m^3 naturgas, der anvendes i stedet for kul, reduceres den landbaserede CO_2-udledning derfor med ca. 1,5 mio. tons CO_2 eller mere, når der tages hensyn til, at der kan opnås højere virkningsgrad ved gasbrug end ved kulbrug. Tilsvarende giver omlægning fra olie til naturgas reduktion af CO_2-udledningen, idet der pr. m^3 gas spares mindst 0,7 kg CO_2.

Udledningen af CO_2 som følge af produktion og transport af olie og naturgas fra eksisterende og planlagte havanlæg forventes at være ca. 2 mio. tons CO_2 i 1998, hvis 7 mia. m^3 naturgas forudsættes bragt til land. Ved omlægning af energiforsyningen opnås der således mulighed for en reduktion af CO_2-udledningen på land, som er væsentlig større end den samlede CO_2-udledning fra de danske offshore-anlæg. Den indenlandske besparelse afhænger af, hvor meget af naturgassen der vil blive eksporteret, og af hvilke brændsler naturgassen vil erstatte i Danmark.

I samarbejde med erhvervet kortlægger Energistyrelsen forventningerne til den fremtidige udledning af drivhusgas fra produktionsanlæggene samt mulighederne for at reducere denne udledning.

Kortlægningen bekræfter, at udledningen vil stige betydeligt i de kommende år. Hovedårsagerne er, at meget betydelig energitilførsel er nødvendig for at udnytte de tilbageværende reserver i felterne effektivt, og at naturgastransporten til land vil blive øget. Stigningen vil ske på trods af, at der i de seneste år er gennemført energimæssige forbedringer af det anvendte udstyr, og at yderligere forbedringer er planlagt gennemført fremover.

Som udgangspunkt forventes, at offshore-sektoren på lige fod med det øvrige erhvervsliv gennemfører økonomisk rimelige investeringer i begrænsning af udledningerne af drivhusgas, men de specielle forhold i offshore-sektoren samt det stigende energiforbrug til indvinding gør, at reduktionstiltag kan være bekostelige.

Energistyrelsen vil i den kommende tid gennemgå besparelsespotentialet med henblik på at vurdere, om der måtte findes ubrugte muligheder for økonomisk rimelige tiltag til begrænsning af udledningerne ud over det allerede planlagte.

Vurdering af Virkninger på Miljøet (VVM)

I forbindelse med godkendelser af projektering, bygning, installering og ibrugtagning af havanlæg varetages allerede en række miljømæssige hensyn, idet en varetagelse af de sikkerhedsmæssige hensyn i sig selv samtidig indebærer varetagelsen af en række miljømæssige hensyn.

Imidlertid følger det af EU's direktiv om vurdering af visse offentlige og private projekters indvirkning på miljøet (VVM-direktivet), at medlemsstaterne skal sikre, at der forud for etablering af visse nærmere beskrevne anlæg foretages en egentlig vurdering af anlæggets miljømæssige konsekvenser, ligesom den berørte offentlighed skal høres.

Udvindingsindustrien er omfattet af direktivets bilag 2, der angiver forskellige kategorier af projekter, der ikke er undergivet obligatorisk VVM-procedure. For disse gælder, at medlemsstaterne kan udpege visse typer af projekter, der skal vurderes, eller kan fastsætte kriterier og/eller grænseværdier for at afgøre, hvilke kategorier af projekter, der skal vurderes.

Energistyrelsen har på denne baggrund udarbejdet forslag til den fornødne hjemmel til implementering af direktivet sammen med de øvrige ændringsforslag til Undergrundsloven som led i implementeringen af Koncessionsdirektivet.

Efter vedtagelsen af ændringsforslagene til Undergrundsloven er det nu hensigten at udarbejde nærmere regler til implementering af direktivet. Disse regler vil blive udarbejdet i samarbejde med de berørte parter.

Ved udarbejdelse af de nærmere regler om miljøkonsekvensvurderinger vil der blive foretaget en afgrænsning af, hvilke projekter der skal omfattes af en VVM-procedure, ligesom miljøvurderinger og offentlighedsproceduren vil blive søgt lagt i fastere rammer.

8. Forskning

Energiforskningsprogram 1995 (EFP 95)

Der tildeltes i 1994 22 mio. kr. i støtte til 11 projektforslag, hvis samlede omkostningsbudget var 40 mio. kr. Programmet finansieres af midler afsat på Finansloven.

Energistyrelsen har det faglige og administrative ansvar for vurdering og behandling af indsendte projektansøgninger. Styrelsen bygger sine tilsagn på en vurdering af projekterne i Det Rådgivende Forskningsudvalg for Olie- og Naturgasområdet.

Det overordnede kriterium for tilskud har som sidste år været projekternes samfundsmæssige betydning og energimæssige relevans. Fagligt har prioriteringen været rettet mod de fire indsatsområder: *Efterforskning, indvinding, udstyr og anlæg* samt *arktisk olie- og gasindsats*.

Overordnet har følgende problemstillinger været prioriteret:

- At finde reservoirbjergarter i Central Graven.
- At finde kildebjergarter uden for Central Graven.
- Bedre måleteknik vedrørende forsøg med forbedrede indvindingsmetoder.
- Videreførelse af stokastisk reservoirmodelleringsteknik.
- Grundvidenskabelige aspekter vedrørende rørstrømning med betydning for fleksible satellitudbygninger, udfældning af faste faser og anlægs levetidsforlængelse.
- Katalyserende projekter for efterforskningsinteressen i Grønland.

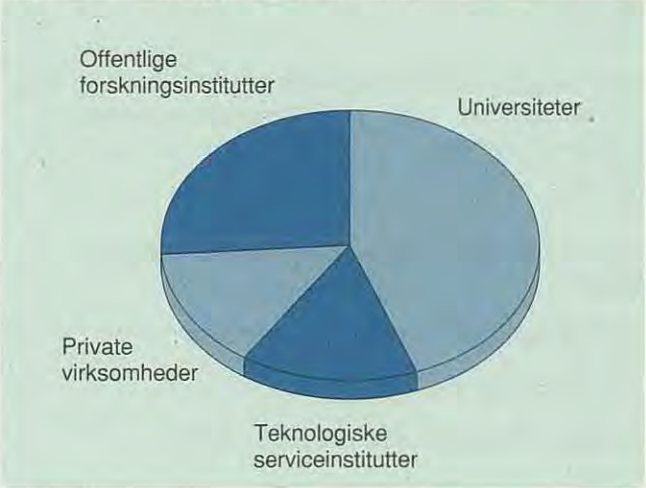
De projekter, der er tildelt støtte, fremgår af bilag H.

Af figur 8.1 fremgår, hvorledes de tildelte midler fordeler sig på forskningsinstitutionstyper.

Øst- og ulandssamarbejde

Som en del af iværksættelsen af Energiplan 2000 er der fra 1994 afsat op til 10 mio. kr. årligt til energiforskningssamarbejde med øst- og udviklingslande. På olie- og naturgasområdet er der i 1994 i forbindelse med ansøgningsrunden til EFP 95 tildelt støtte til tre sådanne projektforslag. Projekterne er angivet i bilag H.

Fig. 8.1 Fordeling af EFP-tilskud



Koncessionsaftaler

I visse af efterforskningstilladelserne indgår aftaler om afsættelse af midler til forskning og udvikling inden for aktiviteter, der knytter sig til efterforskning, produktion og udbygning.

Disse forsknings- og udviklingsarbejder påbegyndtes i 1984. Ved udgangen af 1994 er der i alt gennemført eller påbegyndt projekter for 83 mio. kr.

Midlerne er især anvendt på projekter, hvis formål er:

- At øge kendskabet til de geologiske og geofysiske forhold i undergrunden, der betinger dannelse og lokalisering af olie og naturgas,
- At reducere udbygningsomkostninger samt udvikle installationer og platformstyper til brug på økonomisk set marginale felter og i ekstreme situationer,
- At begrænse og forebygge påvirkninger af det omgivende miljø.

Internationale relationer

Der er i de senere år skabt en tæt koordination med den internationale forskning på området. Gennem udvalgte projekter er koordineringen søgt udbygget blandt andet ved styrelsens repræsentation i internationale komitéer og ved støtte til danske projekters integration i større internationale projekter.

Kalkforskningsprogrammet

Dette forskningsprogram startede i 1982 på initiativ af norske og danske myndigheder. Forskningen har som mål at øge indvindingen fra kalk, og udgifterne deles

mellem syv olieselskaber, heriblandt Mærsk Olie og Gas AS.

Forskningsprogrammet består af fire faser, hvor fase 3 blev tilendebragt i 1992. Fase 4, der blev iværksat i begyndelsen af 1994, forventes at have en varighed på ca. 3 år.

I fase 4 videreføres forskningen inden for følgende emner:

- Karakterisering af kalkbjergarter.
- Effekt af vandinjektion.
- Mekaniske egenskaber af kalkbjergarter.

I de tre indledende faser er der brugt 43 mio. kr., mens budgettet for fase 4 er på ca. 18 mio. kr.

EU's forsknings- og udviklingsprogrammer

EU's 4. rammeprogram for forskning, udvikling og demonstration blev endeligt vedtaget i slutningen af 1994 med en efterfølgende annoncering af det nye ikke-nukleare energiprogram medio december 1994.

På energiområdet er det nye program for forskning og udvikling *Joule* samt demonstration *Thermie* samlet under en fælles ramme, dog således, at der fortsat er en klar adskillelse mellem de to program-områder, også for så vidt angår administrationen af disse. Joule-området administreres af DG XII og Thermie-området af DG XVII.

Programmet har et samlet budget på omkring 1 mia. ecu, svarende til næsten 8 mia. kr. Olie/gas området har fået god plads i programmet, både for så vidt angår Joule og Thermie. De første resultater af de indledende ansøgningsrunder forventes kendt i slutningen af 1995.

Et specielt Thermie II program vedrørende energiteknologispredning forventes endeligt vedtaget medio 1995. Dette program vil få et samlet budget på ca. 220 mio. kr. pr. år.

Resultaterne for den sidst afviklede Thermie I runde for 1994 foreligger nu i sin helhed. For olie/gas området blev resultatet ganske tilfredsstillende, idet to danske projekter fik tildelt lidt over 1,6 mio. ecu (ca. 12,5 mio. kr.) i støtte.

Det Nordiske Energiforskningsprogram

Det Nordiske Energiforskningsprogram tildeler støtte til seniorforskere og forskningsstuderende, som deltager i et tværnordisk forskningssamarbejde på nordiske universiteter. Den danske deltagelse i samarbejdet finansieres af Energiforskningsprogrammet, og Energistyrelsen er repræsenteret i det overordnede forskningsudvalg for programmet.

Samarbejdet administreres af en række fagkollegier. Fagkollegiet for Petroleumsteknologi behandler ansøgninger vedrørende olie- og naturgasområdet. I 1994 tildelte fagkollegiet støtte til 13 seniorforsker- og PhD-studiestipendiater inden for området.

Organisation

Som følge af fusionen mellem Energiministeriet og Miljøministeriet i oktober 1994 er Energistyrelsens opgavekompetance, struktur og bemanding blevet ændret.

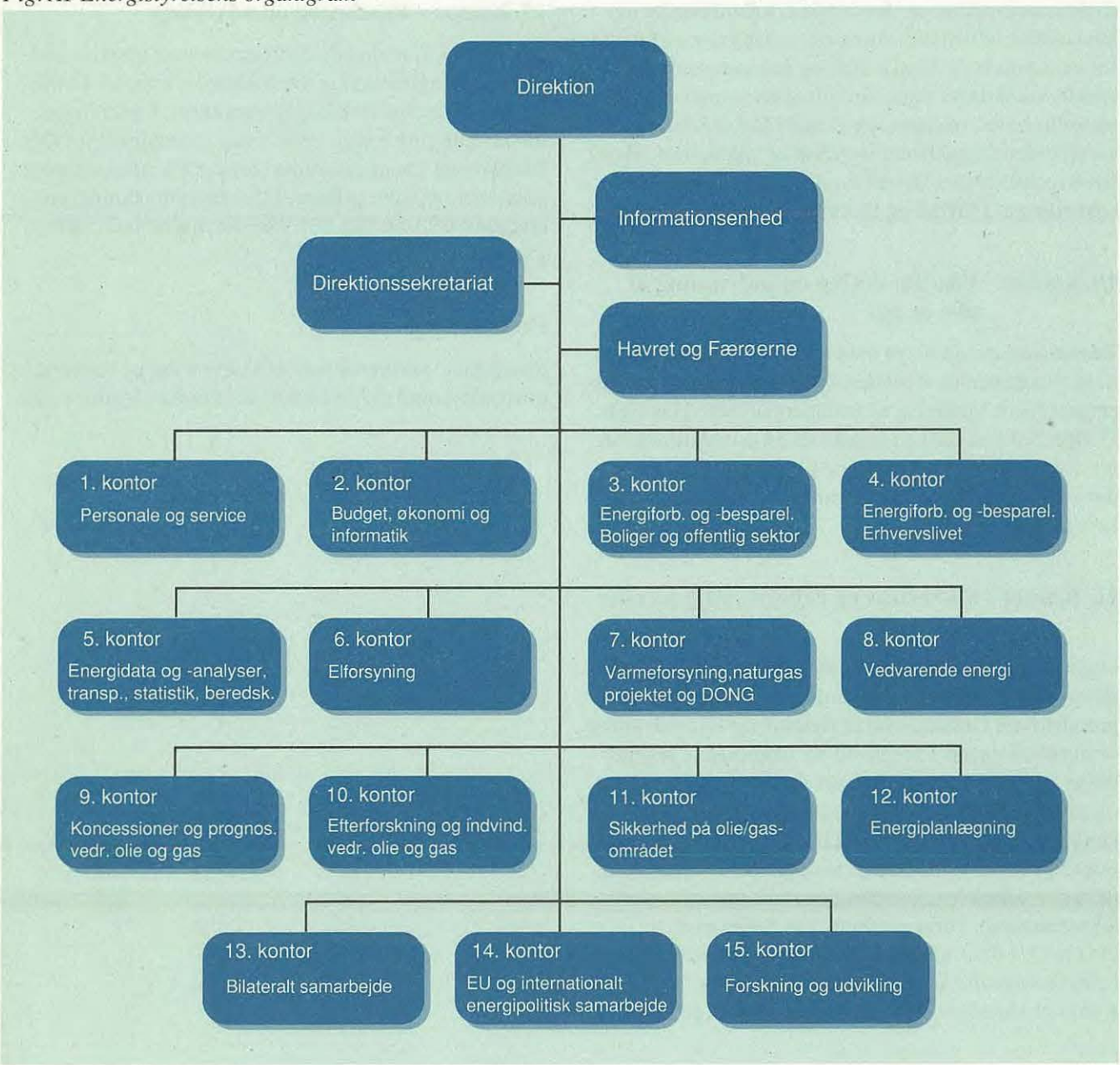
De energifaglige opgaver i det tidligere departement i Energiministeriet er overført til Energistyrelsen, ligesom enheden for Havret og Færøerne i dag er en del af Energistyrelsen. Råstofforvaltningen for Grønland er placeret i fysisk tilknytning til Energistyrelsen og sekretariatsbetjenes herfra.

Energistyrelsen udfører alle Miljø- og Energiministeriets tekniske og administrative opgaver på energiområdet. Styrelsen gør herunder alle sager på energiområdet færdige til ministeren og varetager kontakten og koordineringen til eksterne parter.

Energistyrelsens nye struktur fremgår af figur A1. Energistyrelsen er opdelt i 15 kontorer samt den særlige enhed for havretsspørgsmål og rådgivning til det færøske hjemmestyre.

Styrelsen beskæftigede ved årsskiftet 1994/95 medarbejdere svarende til ca. 250 årsværk, heraf ca. 40 årsværk i tilknytning til olie- og gasaktiviteterne.

Fig. A1 Energistyrelsens organigram



Energistyrelsens opgavevaretagelse på olie/gasområdet omfatter i overensstemmelse hermed opgaver, som tidligere var henlagt til departementet, herunder koncessionsspørgsmål, godkendelse af indvindingsplaner samt overordnede spørgsmål i relation til D.O.N.G.-koncernen.

Administrationen af olie- og gasaktiviteterne varetages herefter af styrelsens 9., 10., 11. og i et vist omfang af 7. og 15. kontor samt Havretsenheden. Fordelingen af opgaver mellem olie- og gaskontorerne er nærmere omtalt i det følgende.

9. kontor - Koncessioner og prognoser vedr. olie og gas

Koncessionspolitik og -forvaltning, udbudsrunder og koncessionsudstedelse. Analyser, potentialer og prognoser vedrørende de danske olie- og gasressourcer. Perspektivvurderinger inden for olie/gassektoren. Koncessionsdirektivet, olie/gas-spørgsmål i forbindelse med det europæiske energicharter. Juridisk og økonomisk tilsyn. Undergrundsloven, Rørledningsloven og Kontinentalsokkelloven. DOPAS og DORAS.

10. kontor - Efterforskning og indvinding af olie og gas

Ressourcemæssigt tilsyn med efterforskning og indvinding. Godkendelse af vurderingsprogrammer og arbejdsprogrammer. Vurdering af kommercialitetserklæringer. Godkendelse af udbygningsplaner og produktionsprofiler. Sager vedrørende unitisering og forsvarlig indvinding. Geologiske og reservoirmæssige vurderinger og beregninger.

11. Kontor - Sikkerhed og arbejdsmiljø på olie/gasområdet

Opgaver vedrørende sikkerheds-, arbejdsmiljø- og miljømæssige forhold efter Havanlægsloven og Undergrundsloven. Godkendelse af flytbare og faste havanlæg samt rørledninger. Tilsyn med de sikkerheds-, arbejdsmiljø- og miljømæssige forhold i relation til havanlæg og rørledninger samt sikkerhedsmæssigt boretilsyn. Godkendelse af og tilsyn med bemandings- og organisationsplaner samt varetagelse af opgaverne i tilknytning til aktionskomitéen, koordinationsudvalget og havarikommissionen. Forsyningsmæssigt tilsyn med D.O.N.G.'s transmissionssystem og det teknisk sikkerhedsmæssige tilsyn med D.O.N.G.'s lagerfaciliteter. Kontoret varetager endvidere regelarbejdet på området.

7. kontor - Varmeforsyning, naturgasprojektet og D.O.N.G.

Opgaver i henhold til Varmeforsyningsloven, udbygning med decentral kraftvarme og anvendelse af miljøvenlige energikilder. Juridiske/administrative og økonomiske spørgsmål. Godkendelse af projekter og behandling af klagesager i henhold til Varmeforsyningsloven. Agenda 21-planlægning og Brundtlandby arbejde. Lov om statstilskud til fremme af tilslutning til kulkraftvarme. Sager vedrørende D.O.N.G.-koncernen og de regionale naturgasselskaber. Økonomiske, juridiske, tekniske og organisatoriske forhold omkring gennemførelsen af naturgasprojektet. Lov om naturgasforsyning, sager om køb og eksport af naturgas.

15. kontor - Forskning og udvikling

Varetagelse af nationale og internationale opgaver vedrørende energiforskning. De nationale omfatter administration af energiforskningsprogrammer, forskningspolitiske oplæg og redegørelser samt sekretariatet for Det Rådgivende Energiforskningsudvalg. De internationale relationer omfatter primært EU's energiforskningsprogrammer, IEA og Det Nordiske Energiforskningsprogram.

Havretsenheden

Spørgsmål vedrørende havretskonvention og sokkelafgrænsning samt rådgivning til det færøske hjemmestyre.

Rettighedshavere på dansk område

Selskab	Andel

Dansk Undergrunds Consortium (DUC):

Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Blok: 5504/5 og 6 (Elly)
Blok: 5603/27 og 28 (Gert)
Blok: 5504/10 og 14 (Rolf)
Blok: 5604/25 (Svend)
Blok: 5604/21 og 22 (Harald)
Blok: 5504/7, 8, 11, 12, 15 og 16
5505/13, 17 og 18 (DSO)

A.P. Møller (bevillingshaver)	39,00%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	46,00%
Texaco Denmark Inc.	15,00%

Mærsk Olie og Gas AS er operatør

2. og 3. runde grupper:

Licens 7/86
Blok: 5604/22 og 26

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	33,54%
Total Marine Danmark	15,19%
LD Energi A/S	9,49%
EAC Energy A/S	5,06%
DENERCO K/S	11,39%
DOPAS	25,32%

Statoil er operatør og DANOP vil blive operatør i en udbygningsfase

Licens 1/89, 2/89
Blok: 5504/6, 10 (1/89)
Blok: 5603/26 (2/89)

Amoco Denmark Exploration Co.	70,00%
FLS-Energy A/S	5,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	20,00%

Amoco er operatør

Licens 3/89
Blok: 5606/13, 14, 15, 17 og 18

Amoco Denmark Exploration Co.	80,00%
FLS-Energy A/S	5,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	10,00%

Amoco er operatør

Licens 7/89
Blok: 5504/2
Blok: 5604/25, 29 og 30

Amerada Hess (Denmark) A/S	65,69%
Danoil Exploration A/S	1,81%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	25,00%

Amerada Hess er operatør

Selskab	Andel

Licens 8/89
Blok: 5603/32
Blok: 5604/29

Amerada Hess (Denmark) A/S	58,72%
Danoil Exploration A/S	2,55%
DENERCO K/S	10,56%
DOPAS	28,17%

DANOP er operatør

Licens 10/89
Blok: 5603/27 og 31

A.P. Møller	26,67%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,67%
Texaco Denmark Inc.	26,67%
DOPAS	20,00%

Mærsk Olie og Gas AS er operatør

Licenser tildelt i 1990 og 1992:

Licens 1/90
Blok: 5604/18

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	33,54%
Total Marine Danmark	15,19%
LD Energi A/S	9,49%
EAC Energy A/S	5,06%
DENERCO K/S	11,39%
DOPAS	25,32%

Statoil er operatør

Licens 2/90
Blok: 5604/23 og 24

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	40,42%
Total Marine Danmark	18,31%
LD Energi A/S	11,44%
EAC Energy A/S	6,10%
DENERCO K/S	13,73%
DOPAS	10,00%

DANOP er operatør

Licens 3/90
Blok: 5603/28

A.P. Møller	31,20%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,80%
Texaco Denmark Inc.	12,00%
DOPAS	20,00%

Mærsk Olie og Gas AS er operatør

Selskab	Andel
Licens 1/92	
Blok: 5508/27, 28 og 32	
DOPAS	50,00%
RWE-DEA Denmark Oil GmbH	35,00%
Ruhrgas AG	10,00%
DENERCO K/S	5,00%
DANOP er operatør	

4. Runde grupper:

Licens 1/95	
Blok: 5503/2 og 3	
Blok: 5603/30 og 31	
Amerada Hess (Denmark) A/S	40,00%
Premier Oil BV	20,00%
DENERCO K/S	20,00%
DOPAS	20,00%
Amerada Hess er operatør	
Licens 2/95	
Blok: 5503/3 og 4	
Blok: 5603/31	
Blok: 5604/29	
Amerada Hess (Denmark) A/S	69,44%
DOPAS	20,00%
DENERCO K/S	10,56%
DANOP er operatør	
Licens 3/95	
Blok: 5604/19 og 20	
Blok: 5605/21	
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	56,60%
DOPAS	20,00%
DENERCO K/S	13,23%
LD Energi A/S	10,17%
DANOP er operatør	
Licens 4/95	
Blok: 5604/20	
Blok: 5605/4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 og 17	
Blok: 5606/1, 5 og 9	
Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	27,50%
RWE-DEA AG	20,00%
Wintershall AG	20,00%
DOPAS	20,00%
EWE AG	12,50%
DANOP er operatør	

Selskab	Andel
Licens 5/95	
Blok: 5603/30 og 31	
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	35,00%
Amerada Hess (Denmark) A/S	20,00%
DOPAS	20,00%
AS Pelican	15,00%
DENERCO K/S	5,00%
Premier Oil BV	5,00%
Phillips er operatør	
Licens 6/95	
Blok: 5604/16 og 20	
Blok: 5605/13 og 17	
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	50,00%
Enterprise Oil Exploration Ltd.	20,00%
DOPAS	20,00%
DENERCO K/S	10,00%
Statoil er operatør	
Licens 7/95	
Blok: 5505/22	
A.P. Møller	26,67%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,67%
Texaco Denmark Inc.	26,67%
DOPAS	20,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
Licens 8/95	
Blok: 5504/3 og 4	
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,80%
A.P. Møller	31,20%
DOPAS	20,00%
Texaco Denmark Inc.	12,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
Licens 9/95	
Blok: 5604/21, 22, 25 og 26	
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,80%
A.P. Møller	31,20%
DOPAS	20,00%
Texaco Denmark Inc.	12,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	

Efterforsknings-og vurderingsboringer, 1986-1994

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Lulu-2	Mærsk Olie og Gas AS	56°19'06"	3603 meter	1985-12-15
5604/22-2	Mærsk Endeavour	04°17'31"	Ø. Perm	1986-03-18
Diamant-1	Phillips	56°00'23"	4204 meter	1986-01-11
5603/32-2	Glomar Labrador 1	03°53'44"	N. Perm	1986-03-18
Øst Rosa-3	Mærsk Olie og Gas AS	55°35'37"	1569 meter	1986-01-20
5504/15-5	Dyvi Epsilon	04°36'31"	Ø. Perm	1986-03-19
Øst Rosa Fl.-1	Mærsk Olie og Gas AS	55°33'51"	3037 meter	1986-03-24
5504/15-6	Mærsk Endeavour	04°37'54"	Ø. Jura	1986-04-30
Ravn-1	Amoco	55°52'36"	4968 meter	1986-03-24
5504/01-2	Dyvi Epsilon	04°13'52"	N. Perm	1986-07-21
Midt Rosa Fl.-1	Mærsk Olie og Gas AS	55°35'27"	3035 meter	1986-05-04
5504/15-7	Mærsk Endeavour	04°31'33"	N. Kridt	1986-06-11
Vest Lulu-4	Mærsk Olie og Gas AS	56°19'05"	3814 meter	1986-07-28
5604/21-6	Mærsk Endeavour	04°10'17"	N. Trias	1986-09-13
Gwen-2	Mærsk Olie og Gas AS	56°06'52"	4363 meter	1986-09-30
5604/29-3	Mærsk Endevour	04°04'10"	N. Trias	1986-12-15
Mejrup-1	Phillips	56°22'39"	2481 meter	1987-03-22
5608/19-1	Kenting 36	08°40'36"	Ø. Trias	1987-04-29
Felicia-1	Statoil	57°26'18"	5280 meter	1987-07-04
5708/18-1	Mærsk Guardian	08°18'41"	N. Perm	1987-12-03
Gert-3	Mærsk Olie og Gas AS	56°12'43"	5003 meter	1987-07-21
5603/28-2	Mærsk Endeavour	03°45'49"	Palæozoikum	1987-10-28
Ibenholt-1	Phillips	56°23'26"	2558 meter	1987-08-11
5605/20-1	Dyvi Sigma	05°58'29"	Prækambrium	1987-09-24
Dyb Gorm-1	Mærsk Olie og Gas AS	55°34'04"	3823 meter	1987-08-18
5504/16-5	Zapata Scotian	04°45'50"	Trias	1987-12-04
Ravn-2	Amoco	55°50'34"	4466 meter	1987-09-16
5504/05-1	Dan Earl	04°13'40"	Trias	1987-11-17
Elly-2	Mærsk Olie og Gas AS	55°47'19"	4104 meter	1987-11-15
5504/06-2	Neddrill Trigon	04°19'04"	Trias	1988-05-31
Jeppe-1	Norsk Hydro	56°11'04"	5047 meter	1987-12-10
5603/28-3	Mærsk Guardian	03°54'36"	N. Perm	1988-03-02
Borg-1	Danop	55°02'57"	3063 meter	1988-04-18
5508/32-2	Kenting 34	08°48'23"	Palæozoikum	1988-05-29
Gulnare-1	Statoil	56°10'13"	4735 meter	1988-06-04
5604/26-1	Mærsk Endeavour	04°26'41"	Ø. Jura	1988-09-19
Tordenskjold-1	Danop	55°56'19"	3702 meter	1988-12-14
5503/03-2	Neddrill Trigon	03°32'31"	N. Perm	1989-02-04
Pernille-1	Norsk Hydro	55°00'54"	3589 meter	1989-04-09
5514/30-1	Glomar Moray Firth	14°18'43"	Silur	1989-06-06
Stina-1	Amoco	54°47'20"	2482 meter	1989-06-12
5414/07-1	Glomar Moray Firth	14°37'44"	Silur	1989-07-11
Falk-1	Amoco	55°50'01"	4200 meter	1989-07-24
5504/06-3	Glomar Moray Firth	04°18'50"	Ø. Trias	1989-09-05
Gert-4	Mærsk Olie og Gas AS	56°13'18"		1989-11-02
5603/27-4	Mærsk Endeavour	03°43'48"		1990-05-16
Alma-1	Mærsk Olie og Gas AS	55°28'58"		1990-03-18
5505/17-10	Mærsk Giant	05°12'33"		1990-08-16

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Amalie-1	Statoil	56°14'39"	5320 meter	1990-08-01
5604/26-2	Neddrill Trigon	04°22'02"	Jura	1991-06-17
E-5	Mærsk Olie og Gas AS	55°40'25"		1991-02-05
5504/12-4	West Sigma	04°53'11"		1991-05-11
Skjold Fl.-1	Mærsk Olie og Gas AS	55°33'23"		1991-05-10
5504/16-6	West Kappa	04°53'51"		1991-09-22
Eg-1	Agip	55°57'09"	4500 meter	1991-06-24
5503/04-2	Neddrill Trigon	03°58'25"	Perm	1991-09-23
Baron-1	Norsk Hydro	56°01'44"	999 meter	1991-07-25
5604/30-2	Mærsk Jutlander	04°15'29"		1991-08-01
Baron-2	Norsk Hydro	56°01'44"	5100 meter	1991-08-01
5604/30-3	Mærsk Jutlander	04°15'29"	Ø. Jura	1992-01-13
Elly-3	Mærsk Olie og Gas AS	55°47'19"		1991-09-12
5504/06-5	Mærsk Endeavour	04°22'02"		1992-02-12
TWC-3P	Mærsk Olie og Gas AS	55°42'56"		1991-09-14
5504/11-3	Mærsk Giant	04°44'56"		1991-11-24
S.Ø.Adda-1	Mærsk Olie og Gas AS	55°47'56"		1992-01-26
5504/08-5	Mærsk Giant	04°55'07"		1992-03-05
Dagmar-6	Mærsk Olie og Gas AS	55°35'04"		1992-02-22
5504/15-8	Mærsk Endeavour	04°35'50"		1992-04-11
E-6	Mærsk Olie og Gas AS	55°40'29"		1992-03-12
5504/12-5	Mærsk Giant	04°53'22"		1992-05-12
Lulita-1	Mærsk Olie og Gas AS	56°20'46"	3749 meter	1992-05-17
5604/22-3	Mærsk Giant	04°16'24"	M. Jura	1992-12-20
E-7	Mærsk Olie og Gas AS	55°40'43"		1992-06-11
5504/12-6	West Sigma	04°49'24"		1992-07-18
Bertel-1	Danop	56°02'12"	4810 meter	1992-06-27
5603/32-3	West Omikron	03°58'03"	Trias	1992-10-07
Ida-1	Amoco	56°32'11"	1663 meter	1992-09-14
5606/13-1	Ross Explorer	06°06'58"	Trias	1992-09-30
Rita-1	Mærsk Olie og Gas AS	56°09'09"	4758 meter	1992-09-18
5603/27-5	Mærsk Endeavour	03°34'13"	Trias	1993-03-03
Skarv-1	Amoco	55°43'14"	3935 meter	1992-10-04
5504/10-2	Ross Explorer	04°24'58"	Trias	1992-11-17
Jelling-1	Danop	55°44'22"	1933 meter	1992-10-05
5509/10-1	Kenting 31	09°22'33"	Prækambrium	1992-10-24
Alma-2	Mærsk Olie og Gas AS	55°29'50"		1992-10-18
5505/17-11	Shelf Explorer	05°13'37"		1993-02-06
Løgumkloster-2	Danop	55°02'00"	2768 meter	1993-09-01
5508/32-3	Kenting 31	08°56'32"	N. Perm?	1993-10-17
Tabita-1	Statoil	56°13'37"	4313 meter	1993-09-13
5604/26-3	Glomar Moray Firth	04°23'47"	Ø. Jura	1993-12-10
E-8	Mærsk Olie og Gas AS	55°05'22"		1994-04-10
5504/12-7	West Kappa	04°59'12"		1994-06-06
Rigs-1	Amerada Hess	56°05'22"	3050 meter	1994-12-26
5604/29-4	Mærsk Giant	04°12'53"	N. Kridt	1995-02-25

Forundersøgelser 1994

Undersøgelse	Operatør Kontraktor	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet i 1994
AH94C	Amerada Hess Limited Horizon Exploration Ltd.	Offshore 2D	1994-08-23 1994-08-27	Central Graven 5503,5603	223,7 km
DN94I	Dansk Naturgas A/S CGG	Onshore 2D	1994-05-10 1994-06-07	Sjælland Stenlille	64,5 km
DN94T	Dansk Naturgas A/S CGG	Onshore 2D	1994-06-08 1994-06-12	Sønderjylland Tønder	3,3 km
CG94N	CGG Norge CGG Norge	Offshore 2D	1994-02-20 1994-03-20	Nordsøen 5604, 5605	403,1 km
DN94N	Dansk Operatørselskab i-s Geoteam A/S	Offshore 2D	1994-05-17 1994-05-26	Nordsøen Frida	657,6 km

Dansk olieproduktion 1972-1994, mio. m^3

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Total
1972	0,11									**0,11**
1973	0,15									**0,15**
1974	0,10									**0,10**
1975	0,19									**0,19**
1976	0,23									**0,23**
1977	0,58									**0,58**
1978	0,49									**0,49**
1979	0,49									**0,49**
1980	0,34									**0,34**
1981	0,34	0,53								**0,87**
1982	0,31	1,64	0,02							**1,97**
1983	0,27	1,84	0,40							**2,51**
1984	0,36	1,62	0,65	0,07						**2,70**
1985	0,45	1,80	0,85	0,35						**3,45**
1986	0,47	1,72	1,07	0,57	0,47					**4,30**
1987	1,23	1,50	1,21	0,84	0,63					**5,41**
1988	1,50	1,35	1,37	0,95	0,40					**5,57**
1989	1,47	1,35	2,21	1,05	0,39					**6,47**
1990	1,58	1,44	2,63	1,08	0,27					**7,00**
1991	1,72	1,50	2,73	1,39	0,29	0,14	0,47			**8,24**
1992	2,70	1,66	2,28	1,67	0,30	0,21	0,31			**9,13**
1993	3,26	1,89	2,10	1,64	0,18	0,39	0,07	0,15	0,05	**9,73**
1994	3,50	2,42	1,72	1,75	0,09	0,49	0,03	0,43	0,30	**10,73**
I alt	**21,84**	**22,26**	**19,24**	**11,36**	**3,02**	**1,23**	**0,88**	**0,58**	**0,35**	**80,76**

Dansk gasproduktion 1972-1994, mia. Nm^3

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Total	Solgt
1972	0,02									**0,02**	
1973	0,03									**0,03**	
1974	0,03									**0,03**	
1975	0,06									**0,06**	
1976	0,07									**0,07**	
1977	0,17									**0,17**	
1978	0,16									**0,16**	
1979	0,16									**0,16**	
1980	0,07									**0,07**	
1981	0,08	0,08								**0,16**	
1982	0,08	0,27	0,00							**0,35**	
1983	0,08	0,43	0,04							**0,55**	
1984	0,13	0,51	0,06	0,26						**0,96**	**0,22**
1985	0,21	0,64	0,07	1,11						**2,03**	**1,06**
1986	0,24	0,78	0,10	1,63	0,02					**2,77**	**1,80**
1987	0,44	0,88	0,10	2,65	0,03					**4,10**	**2,30**
1988	0,60	0,98	0,11	3,36	0,02					**5,07**	**2,27**
1989	0,71	0,89	0,19	3,52	0,02					**5,33**	**2,68**
1990	0,80	0,81	0,22	3,30	0,01					**5,14**	**2,75**
1991	0,88	0,84	0,23	3,67	0,01	0,06	0,07			**5,76**	**3,52**
1992	1,06	0,84	0,21	3,94	0,01	0,09	0,05			**6,20**	**3,63**
1993	1,34	0,78	0,19	3,85	0,01	0,13	0,01	0,01	0,03	**6,35**	**4,00**
1994	1,26	0,92	0,19	3,65	<0,01	0,12	0,01	0,03	0,10	**6,27**	**4,33**
I alt	**8,68**	**9,65**	**1,71**	**30,94**	**0,13**	**0,40**	**0,14**	**0,04**	**0,13**	**51,82**	**28,57**

En stor del af gassen er reinjiceret

Leverance af naturgas fra danske felter 1984-1994, mio. Nm^3

År	Dan	Kraka	Regnar	Gorm	Skjold	Rolf	Dagmar	Tyra	Valdemar	Total
1984	7	-	-	19	2	-	-	192	-	**220**
1985	49	-	-	0	0	-	-	1015	-	**1064**
1986	211	-	-	116	14	3	-	1460	-	**1804**
1987	378	-	-	21	2	1	-	1898	-	**2300**
1988	534	-	-	96	11	1	-	1629	-	**2271**
1989	639	-	-	55	12	1	-	1977	-	**2684**
1990	737	-	-	99	27	1	-	1889	-	**2753**
1991	769	49	-	167	46	2	-	2484	-	**3517**
1992	932	78	-	151	38	2	-	2427	-	**3628**
1993	1228	115	7	298	75	3	-	2262	17	**4005**
1994	1128	104	24	715	145	3	-	2149	59	**4327**
I alt	**6612**	**346**	**31**	**1737**	**372**	**17**	**-**	**19383**	**76**	**28573**

Månedlig produktion af olie og kondensat 1994, tusinde m^3

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1994
Dan	283	231	278	288	310	291	306	297	289	309	296	318	**3496**
Kraka	36	30	33	31	34	34	48	48	38	53	51	55	**490**
Regnar	76	74	71	54	36	26	21	18	15	14	12	11	**429**
Gorm	201	186	203	200	195	209	212	205	205	203	201	198	**2421**
Skjold	158	141	153	138	138	141	145	136	130	144	146	145	**1715**
Rolf	13	11	8	10	11	7	7	8	9	5	4	<1	**92**
Dagmar	4	3	4	4	3	3	3	2	3	3	0	1	**33**
Tyra	172	147	176	171	144	133	116	103	126	156	151	152	**1748**
Valdemar	24	21	23	24	28	15	32	27	25	30	29	26	**304**
I alt	**968**	**843**	**949**	**920**	**901**	**860**	**891**	**845**	**839**	**914**	**890**	**908**	**10727**

Månedlig produktion af gas 1994, mio. Nm^3

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1994
Dan	112	94	98	101	107	106	104	105	103	112	111	111	**1263**
Krak	11	8	8	8	9	9	10	10	10	11	12	13	**119**
Regnar	4	4	4	3	2	2	2	1	1	1	1	1	**25**
Gorm	82	77	79	79	74	77	78	74	80	75	73	74	**922**
Skjold	18	16	17	14	15	16	17	15	14	16	14	14	**185**
Rolf	1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	**4**
Dagmar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	<1	**8**
Tyra	394	282	376	340	243	218	186	170	247	396	388	407	**3646**
Valdemar	14	12	8	6	7	5	8	7	7	8	8	7	**96**
I alt	**636**	**493**	**593**	**553**	**459**	**434**	**405**	**383**	**463**	**619**	**605**	**626**	**6269**

Danmarks energiforsyning 1972-1994 fordelt på brændsler og energiproduktion mio. t.o.e. samt selvforsyningsgrad i procent

	Olie	Naturgas[1])	Kul	Vedv. energi mv.	I alt	Energiprod.	Selvforsyning A	B	C
1972	17,9	-	1,2	0,3	**19,4**	0,4	<1	<1	2
1973*)	17,4	-	1,9	0,2	**19,5**	0,3	<1	<1	2
1974*)	15,9	-	1,7	0,2	**17,8**	0,3	<1	<1	2
1975	15,2	-	2,0	0,3	**17,6**	0,5	1	1	3
1976	16,0	-	2,9	0,4	**19,2**	0,6	1	1	3
1977	16,0	-	3,3	0,4	**19,6**	0,9	3	3	4
1978	16,0	-	4,0	0,4	**20,5**	0,9	3	2	4
1979	15,9	-	4,8	0,5	**21,2**	0,9	3	2	4
1980	13,2	-	5,7	0,6	**19,5**	0,9	2	2	5
1981	11,6	0,0	6,0	0,7	**18,3**	1,5	7	4	8
1982	10,8	0,0	6,2	0,8	**17,9**	2,5	16	10	14
1983	10,2	0,1	6,6	0,8	**17,8**	3,1	22	13	17
1984	10,2	0,2	7,1	0,9	**18,3**	3,5	25	14	19
1985	10,4	0,7	7,4	0,9	**19,3**	4,9	36	21	25
1986	10,2	1,2	7,4	1,0	**19,7**	6,5	48	28	33
1987	9,7	1,5	7,7	1,1	**20,0**	8,0	63	35	40
1988	9,0	1,6	7,7	1,1	**19,4**	8,3	67	37	43
1989	8,6	1,8	7,6	1,2	**19,1**	9,6	80	44	50
1990	8,3	1,9	7,6	1,2	**18,9**	10,2	88	47	53
1991	8,3	2,1	7,8	1,3	**19,5**	12,0	102	54	6
1992	8,3	2,2	7,7	1,5	**19,6**	13,0	110	59	66
1993	8,1	2,5	7,5	1,5	**19,5**	14,0	117	64	71
1994*)	8,5	2,7	7,0	1,6	**19,7**	15,2	122	69	77

I modsætning til andre forbrugsoversigter er der ikke foretaget klimakorrektion.
Energiforbruget er angivet brutto, dvs. inkl. konverteringstab.
A) Produktion af olie og naturgas i forhold til forbruget af olie og naturgas
B) Produktion af olie og naturgas i forhold til det samlede energiforbrug
C) Produktion af olie og naturgas samt vedvarende energi i forhold til det samlede energiforbrug
*) Skøn
[1]) Inkl. eget forbrug

Økonomiske nøgletal

	Invest. i feltud-bygn. mio. kr.	Driftsomk. for felter mio. kr. [1])	Efterforskn. omk. mio. kr. 2)	Råoliepris $/tønde [3])	$-kurs kr./US$	Inflation % [4])	Nettovalutaudg./ energiimp. mia. kr.
1972	105	32	28	3,0	7,0	6,6	3,3
1973	9	34	83	4,6	6,1	9,3	4,3
1974	38	58	76	11,6	6,1	15,2	9,8
1975	139	64	118	12,3	5,8	19,6	9,4
1976	372	71	114	12,3	6,1	9,0	10,3
1977	64	88	176	14,0	6,0	11,2	11,4
1978	71	128	55	14,0	5,5	10,0	10,9
1979	387	146	78	20,4	5,3	9,6	15,5
1980	956	169	201	37,5	5,6	12,3	21,2
1981	1651	402	257	37,4	7,1	11,7	25,9
1982	3948	652	566	34,0	8,4	10,2	25,9
1983	3528	615	1264	30,5	9,1	6,9	21,9
1984	1596	1405	1211	28,2	10,4	6,3	22,8
1985	1956	2256	1373	27,2	10,6	4,7	23,4
1986	1694	1598	721	14,7	8,1	3,6	11,2
1987	914	1655	639	18,4	6,8	4,0	8,7
1988	897	1604	420	14,8	6,7	4,6	6,7
1989	1145	1821	300	18,0	7,3	4,8	7,4
1990	1736	1924	594	23,5	6,2	2,6	5,7
1991	2260	2173	997	20,0	6,4	2,4	5,1
1992	2412	2081	1256	18,9	6,0	2,1	3,4
1993	3369	2319	545	16,8	6,5	1,2	3,6
1994*	3180	2320	75	15,6	6,4	2,0	3,5

Årets priser [1]) inkl. transportomkostninger [2]) alle rettighedshavere [3]) dansk råolie [4]) forbrugerpriser *) skøn

Felter i produktion:

Dan Centret:

Feltnavn	Dan
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift:	1972
Produktionsbrønde:	58
heraf vandrette:	35
Vandinjektionsbrønde:	20
heraf vandrette:	6
Vanddybde:	40 m
Areal:	20 km^2
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og sen Kridt

Reserver pr. 1. januar 1995

Forventet indvinding:	
Olie:	79,9 mio. m^3
Gas:	14,4 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	21,84 mio. m^3
Gas:	8,68 mia. Nm^3
Akkumuleret injektion:	
Vand:	6,65 mio. m^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af kalklagene. En hovedforkastning deler feltet i to selvstændige reservoirer, som yderligere er gennemsat af en række mindre forkastninger. Kalken har en høj porøsitet, men lav permeabilitet. Der er en gaskappe på feltet. I 1989 indledtes vandinjektion i reservoiret for at øge olieindvindingen.

Anlæg

Dan feltet er udbygget med 6 indvindingsplatforme A, D, E, FA, FB og FE, 2 behandlings/indkvarteringsplatforme B og FC samt 2 afbrændingsplatforme C og FD.

Det meste af procesanlægget på Dan B er i 1987 blevet taget ud af drift, således at kun anlægget for periodevis måling af produktionen for enkeltbrønde er i brug.

Procesanlægget på Dan FC, som behandler den samlede produktion fra felterne på Dan Centret, består af et stabiliseringsanlæg for olie og et gastørringsanlæg. Olien færdigbehandles, før den sendes til Gorm E og videre til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst for endelig behandling.

Vandinjektionskapaciteten er i 1994 blevet udvidet til 8,7 mio. m^3 pr. år. (150.000 tønder pr. dag). Installationerne på Dan modtager produktionen fra Kraka og Regnar.

På Dan feltet er der indkvartering for 91 personer, med 86 på Dan FC.

Feltnavn	Kraka
Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1966
I drift:	1991
Produktionsbrønde:	6
heraf vandrette:	6
Vanddybde:	45 m
Areal:	20 km^2
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien

Reserver pr. 1. januar 1995

Forventet indvinding:	
Olie:	3,3 mio. m^3
Gas:	1,1 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	1,23 mio. m^3
Gas:	0,40 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af lagene. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezonen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe på feltet.

Anlæg

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

Feltnavn	**Regnar**
Tidligere navn:	Nils
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1979
I drift:	1993
Produktionsbrønd:	1
Vanddybde:	45 m
Areal:	8 km^2
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og dolomit
Geologisk alder:	Sen Kridt og Zechstein

Reserver pr. 1. januar 1995

Forventet indvinding:	
Olie:	0,2 mio. m^3
Gas:	<0,1 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	0,58 mio. m^3
Gas:	0,04 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene over en saltdiapir. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf og Dagmar felterne stærkt opsprækket.

Anlæg

Regnar feltet er udbygget som satellit til Dan feltet. Indvinding foregår fra en undersøisk installation. Produktionen føres via flerfaserørledning til Dan FC for behandling og videre transport.

Gorm Centret:

Feltnavn	**Gorm**
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15 og 16
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift:	1981
Produktionsbrønde:	27
heraf vandrette:	4
Gasinjektionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	13
heraf vandrette:	8
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km^2
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og sen Kridt

Reserver pr. 1. januar 1995

Forventet indvinding:	
Olie:	23,8 mio. m^3
Gas:	4,4 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	22,26 mio. m^3
Gas:	9,65 mia. Nm^3
Nettogas:	1,73 mia. Nm^3
Akkumuleret injektion:	
Gas:	7,92 mia. Nm^3
Vand:	10,62 mio. m^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælvning af lagene. En nord-sydgående hovedforkastning deler forekomsten i to selvstændige reservoirer, og desuden er især den vestlige reservoirblok gennemsat af en række mindre forkastninger. Feltet indeholdt oprindeligt ikke fri gas, men siden produktionsstart er der gennem gasinjektion kunstigt skabt en gaskappe i den vestlige reservoirblok. Gasinjektionen er nu under afvikling. I 1989 indledtes vandinjektion i reservoiret.

Anlæg

Gorm feltet er udbygget med to indvindingsplatforme A og B, en behandlings/beboelsesplatform C, en afbrændingsplatform D, en stigrørs/pumpeplatform E samt en kombineret indvindings/behandlings/pumpeplatform F.

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

Anlæggene på Gorm F består af to stabiliseringsanlæg for olie, hvoraf det ene modtager den svovlbrinteholdige produktion fra Dagmar feltet, mens det andet aflaster anlægget på Gorm C.

Vandinjektionskapaciten på Gorm Centret udgør 12,2 mio. m^3 pr. år (210.000 tønder pr. dag).

Gorm F platformen vil i 1995 blive udvidet med et tredie dæk, som skal rumme vandbehandlingsanlæg, en ny vandinjektionspumpe samt et evt. fremtidigt svovlrensningsanlæg. På et planlagt fjerde dæk vil der i 1997 blive taget en lavtrykskompressor i brug for sænkning af brøndhovedtrykket på brøndene på Gorm og Skjold. Der vil endvidere blive placeret en en ny testseparator på dette dæk.

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

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

Feltnavn	**Skjold**
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift:	1982
Produktionsbrønde:	10
heraf vandrette:	6
Vandinjektionsbrønde:	5
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km^2
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og sen Kridt

Reserver pr. 1. januar 1995

Forventet indvinding:	
Olie:	16,7 mio. m^3
Gas:	1,3 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	19,24 mio. m^3
Gas:	1,71 mia. Nm^3
Akkumuleret injektion:	
Vand:	21,64 mio. m^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene over en saltdiapir. Strukturen er på randen gennemskåret af en serie ringforkastninger. På toppen er den gennemsat af talrige og mere vilkårligt orienterede, mindre forkastninger. Reservoiret har på toppen af strukturen vist usædvanlig gode produktionsegenskaber. I 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret.

Anlæg

Skjold feltet er som satellit til Gorm feltet udstyret med to indvindingsplatforme Skjold A og B samt en beboelsesplatform Skjold C. Skjold B og C, som begge er af STAR typen, er blevet installeret i 1993/94. De er begge broforbundet med Skjold A.

Der er endvidere i 1994 blevet anlagt en supplerende rørledning for transport af Skjold produktionen til Gorm feltet.

Der er intet behandlingsanlæg på Skjold feltet, og produktionen føres til et særskilt anlæg på Gorm F, som endvidere forsyner Skjold feltet med injektionsvand og løftegas. På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.

Feltnavn	**Rolf**
Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14 og 15
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1981
I drift:	1986
Produktionsbrønde:	2
Observationsbrønde:	1
Vanddybde:	34 m
Areal:	8 km^2
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og dolomit
Geologisk alder:	Danien, sen Kridt og Zechstein

Reserver pr. 1. januar 1995

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

Akkumuleret produktion:	
Olie:	3,02 mio. m^3
Gas:	0,13 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene over en saltdiapir. Reservoiret er i lighed med Skjold feltet stærkt opsprækket og fremviser usædvanligt gode produktionsegenskaber. Akviferen på Rolf feltet har vist sig at være yderst effektiv.

Anlæg

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Produktionen føres ubehandlet til Gorm F, hvor behandling finder sted sammen med produktionen fra Skjold feltet. Rolf forsynes endvidere med løftegas fra Gorm feltet.

Feltnavn	**Dagmar**
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1983
I drift:	1991
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	9 km^2
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og dolomit
Geologisk alder:	Danien, sen Kridt og Zechstein

Reserver pr. 1. januar 1995

Forventet indvinding:	
Olie:	0,1 mio. m^3
Gas:	<0,1 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	0,88 mio. m^3
Gas:	0,14 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene over en saltdiapir. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf og Regnar felterne stærkt opsprækket og har indledningsvist ydet høje produktionsrater. Produktionserfaringerne tyder ikke på tilsvarende fordelagtige produktionsegenskaber som for felterne Skjold og Rolf.

Anlæg

Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes ubehandlet til Gorm F, hvor der er installeret særlige behandlingsfaciliteter for Dagmars svovlbrinteholdige produktion. Gasproduktionen fra Dagmar afbrændes grundet det høje svovlbrinteindhold.

Tyra Centret:

Feltnavn	**Tyra**
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11 og 12
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift:	1984
Produktionsbrønde:	42
heraf vandrette:	16
Injektionsbrønde:	10
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km^2
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og sen Kridt

Reserver pr. 1. januar 1995

Forventet indvinding:	
Olie:	7,1 mio. m^3
Kondensat:	5,8 mio. m^3
Gas:	55,0 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	4,86 mio. m^3
Kondensat:	6,49 mio. m^3
Gas:	30,96 mia. Nm^3
Nettogas:	20,78 mia. Nm^3
Akkumuleret injektion:	
Gas:	10,18 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af lagene. Forekomsten består af kondensatholdig, fri gas med en tynd underliggende oliezone. Med henblik på at øge kondensatproduktionen iværksattes i 1987 et gas-recycleprojekt på Tyra Vest. Den nyudviklede teknik med vandrette boringer har muliggjort udnyttelse af oliezonen.

Anlæg

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

På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af produktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret et gasinjektionsanlæg. Olie og kondensat samt gas, der ikke reinjiceres, sendes til færdigbehandling på Tyra Øst. Tyra Vest anlægget vil i de kommende år blive udvidet med blandt andet et nyt gasbehandlingsanlæg samt et bromodul understøttet af en firebenet platform ved TWB platformen. Bromodulet vil blandt andet indeholde nye gasbehandlings- og gaskompressionsfaciliteter. På Tyra Vest er der indkvartering til 80 personer.

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas som olie, kondensat og vand. Tyra Øst anlægget vil i de kommende år blive udvidet med blandt andet et bromodul understøttet af en STAR platform ved TEE platformen. Dette bromodul vil indeholde modtageanlæg for produktionen fra de kommende satellitfelter. På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer.

Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra Centret ilandføres via Gorm E, mens gasproduktionen fra procescentrene på Dan og Gorm felterne modtages på Tyra Øst for ilandføring.

Feltnavn	**Valdemar**
Tidligere navne:	Bo/Boje/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo), 1982 (Boje) og 1985 (Nord Jens)
I drift:	1993
Produktionsbrønde:	3
heraf vandrette:	3
Vanddybde:	38 m
Areal:	16 km^2 (Øvre Kridt) 200 km^2 (Nedre Kridt)
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, sen og tidlig Kridt

Reserver pr. 1. januar 1995

Forventet indvinding:	
Olie:	2,6 mio. m^3
Gas:	0,9 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	0,35 mio. m^3
Gas:	0,13 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer. I Nedre Tertiær/Øvre Kridt er der påvist olie og gas i Danien/ Maastrichtien og Campanien kalksten. I Nedre Kridt er der påvist olie i Aptien samt i Barremien kalksten (Tuxen formation). Medens reservoirforholdene i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, har de nedre reservoirer i Aptien og Barremien kalkstenen meget vanskelige produktionsegenskaber. Udviklingen af indvindingsteknikken med lange vandrette brønde med sandfyldte, kunstige sprækker har imidlertid indtil videre fremvist opmuntrende resultater.

Anlæg

Valdemar feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring.

Kommende feltudbygninger:

Feltnavn	Svend
Tidligere navne:	Nord Arne/Otto
Beliggenhed:	Blok 5604/25
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1975 (Nord Arne) og 1982 (Otto)
Indvindingsplan godkendt:	1993
I drift (planlagt):	April 1996
Vanddybde:	65 m
Reservoirdybde:	ca. 2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og sen Kridt

Feltnavn	Roar
Tidligere navn:	Bent
Beliggenhed:	Blok 5504/7
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
Indvindingsplan godkendt:	1993
I drift (planlagt):	Oktober 1996
Vanddybde:	46 m
Reservoirdybde:	2.070 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og sen Kridt

Feltnavn	Harald
Tidligere navne:	Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed:	Blok 5604/21 og 22
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1980 (Lulu) og 1983 (Vest Lulu)
Indvindingsplan godkendt:	1993
I drift (planlagt):	Oktober 1997 (Harald Vest) Oktober 1998 (Harald Øst)
Vanddybde:	64 m
Reservoirdybde:	hhv. 3.650 m og 2.700 m
Reservoirbjergart:	Sandsten (Vest) Kalksten (Øst)
Geologisk alder:	hhv. Mellem Jura og Danien/sen Kridt

Feltnavn	Adda
Beliggenhed:	Blok 5504/8
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1999
Vanddybde:	38 m
Reservoirdybde:	hhv. 2.200 m og 2.300 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Sen og tidlig Kridt

Feltnavn	Igor
Beliggenhed:	Blok 5505/13
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1999
Vanddybde:	50 m
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og sen Kridt

Feltnavn	Elly
Beliggenhed:	Blok 5504/6
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift (planlagt):	1999
Vanddybde:	40 m
Reservoirdybde:	hhv. 3.200 m og 4.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og sandsten
Geologisk alder:	Sen Kridt og Jura

Feltnavn	**Alma**
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1990
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift (planlagt):	2003
Vanddybde:	43 m
Reservoirdybde:	3.600 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Mellem Jura

Feltnavn	**Gert**
Beliggenhed:	Blok 5603/27 og 28
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indvindingsplan fremsendt:	1991
Vanddybde:	70 m
Reservoirdybde:	4.900 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Sen Jura

EFP-95 projektstøtte

Projekttitel	Projekt budget i 1.000 kr.	EFP-støtte i 1.000 kr.	Deltager
1. Dannelse af organiske faste faser i kulbrintereservoirfluider	4.076	2.500	Institut for Kemiteknik, DTU
2. Identifikation af sekvensstratigrafiske flader og enheder ud fra optiske og geokemiske parametre	4.008	2.000	Danmarks Geologiske Undersøgelse
3. Mellemjurassiske aflejringers kildebjergartspotentiale i Central Graven	2.000	1.000	Danmarks Geologiske Undersøgelse
4. Modellering af hævningshistorie ud fra modenhedsdata og fissionsspordata, Vestgrønland	2.660	1.330	Danmarks Geologiske Undersøgelse
5. Geostatisk reservoirkarakterisering af Dan feltet ved brug af inverterede seismiske data	4.044	2.426	Ødegaard Danneskiold-Samsøe
6. Mikrobiel korrosion og revnedannelse i stål	3.332	2.300	Institut for Metallære, DTU
7. Måling af mætningsprofiler på kerneprøver under fortrængningsforsøg	4.636	2.580	Flere institutter på DTU
8. Udvikling af sporstofmetode til måling af multifaseflow i produktionsledninger	3.661	2.500	FORCE-institutter
9. Arktisk rørbunden olietransport i østlande	1.991	920	ABB District Heating Techn. A/S
10. Det polske Mellem Øvre Jura epikratoniske bassin	3.583	1.974	Danmarks Geologiske Undersøgelse
11. Forskningssamarbejde med Vietnam vedr. efterforskningsaktiviteter	6.300	3.150	Danmarks Geologiske Undersøgelse
I alt	**40.291**	**22.680**	