energistyrelsen

Danmarks olie og gasproduktion 1992

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

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

Styrelsen administrerer energilovgivningen. Det gælder bl.a. lovgivning om el- og varmeforsyning, vedvarende energi, varmesyn af bygninger, $C0_2$ afgifter og tilskud til energibesparelser, beredskabsforanstaltninger samt efterforskning og indvinding af olie og naturgas.

Energistyrelsen har et omfattende samarbejde med lokale, regionale og statslige myndigheder, med energiforsyningsselskaber, rettighedshavere og brugere af energi. Styrelsen deltager i internationalt samarbejde.

Energistyrelsen
Landemærket 11
1119 København K

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

Udgivet april 1993
Forside foto: Dan feltet oktober 1992. Mærsk Olie og Gas AS
Sats og repro: Schultz Desktop A/S
Tryk: Schultz Print A/S
Trykt på genbrugspapir
ISBN 87-89 072-67-7
ISSN 0907-2675
Eftertryk tilladt med kildeangivelser

Forord

I 1992 fortsattes den positive udvikling for efterforskning og produktion af dansk olie og naturgas.

Produktionen af olie og gas steg yderligere, hvilket sammen med et nogenlunde uændret forbrug af olie og gas medførte en selvforsyningsgrad på over 100%.

Olieproduktionen på 9,12 mio. m^3 udgjorde ca. 98% af det danske olieforbrug.

Naturgassen dækkede et indenlandsk forbrug på 2,1 mia. m^3 og en eksport på 1,5 mia. m^3.

I alt dækkede den indenlandske energiproduktion 66% af det samlede energiforbrug mod 61% året før.

Efterforskningen nåede i 1992 et højdepunkt, først og fremmest som følge af gennemførelsen af de aktiviteter, som olieselskaber med 3. runde efterforskningstilladelser var forpligtede til at udføre. Der blev gjort to fund, hvoraf især det ene betegnes som interessant.

Reserverne af både olie og gas blev i forhold til året før forøget, idet tilvæksten af nye reserver var en smule større end årets produktion.

Der kan også i de nærmeste år forventes en olieproduktion på over 9 mio. m^3 om året, især som følge af de omfattende udbygninger af felterne Dan, Gorm og Skjold.

København, april 1993

Ib Larsen

direktør

Omregningsfaktorer

1 m³ råolie = 0,859 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

1.000 Nm³ naturgas = 37.239 scf ≈ 39,0 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

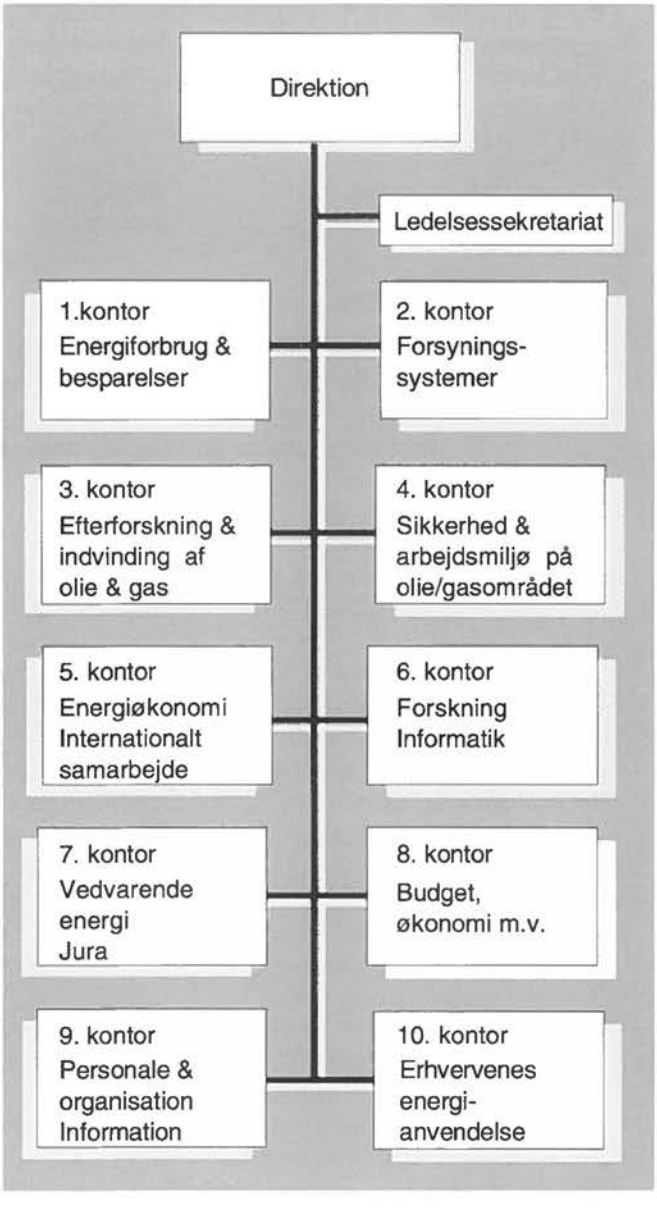
1. Organisation

Ved indgangen til 1993 var Energistyrelsen organiseret i 10 kontorer. Administrationen af olie- og gasaktiviteterne blev varetaget af styrelsens 3., 4. og i et vist omfang 6. og 7. kontor. Fordelingen af opgaver mellem olie- og gaskontorerne er nærmere omtalt i det følgende.

Udviklingen på energiområdet, bortset fra olie- og gasaktiviteter, er beskrevet i "Udvikling og initiativer på energiområdet, Statusnotat 1992", udsendt af Energistyrelsen.

Styrelsen beskæftigede ved årsskiftet 1992/93 medarbejdere svarende til 165 årsværk, heraf ca. 34 årsværk i tilknytning til olie- og gasaktiviteterne.

Fig. 1.1 Energistyrelsens organisation



Olie- og gasopgaverne varetages af :

3. Kontor. Efterforskning og indvinding af olie og gas.

Forundersøgelser, efterforskning, udbygning og produktion. Koncessionsrunder, forslag til udbuds- og tildelingsstrategi. Ressourcemæssige, reservoirtekniske og geologiske vurderinger. Reservevurdering, prognoser og perspektivanalyser for dansk produktion samt vurdering af udbygningsmuligheder og infrastruktur. Olie- og naturgasøkonomi. Tilsyn med koncessioner mv.

4. Kontor. Sikkerhed og arbejdsmiljø på olie- og gasområdet.

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

6. Kontor. Forskning og informatik.

Kontoret varetager informatikopgaver samt opgaver vedrørende uddannelses- og forskningsaktiviteter på olie- og gasområdet.

7. kontor. Vedvarende energi og jura.

Kontoret varetager hovedsageligt opgaver vedrørende vedvarende energi, men deltager herudover ved behandlingen af særlige juridiske spørgsmål på olie- og gasområdet.

2. Efterforskning

Der var i 1992 en høj efterforskningsaktivitet med i alt 11 påbegyndte efterforsknings- og vurderingsboringer. Årsagen var blandt andet, at der blev udført mange af de boringer, som olieselskaber med 3. runde tilladelser var forpligtede til at bore. Aktiviteterne resulterede i 2 nye fund, af hvilke Lulita fundet i nærheden af den norske grænse er særlig interessant.

Der blev i 1992 tildelt én ny tilladelse til efterforskning og indvinding af olie og gas.

En oversigt over de 14 grupper, der ved begyndelsen af 1993 havde tilladelser til efterforskning og indvinding på dansk område, findes i bilag A. Koncessionskortet bagest i rapporten viser den geografiske placering af tilladelser i februar 1993.

Forundersøgelser

I 1992 blev der på dansk område udført sammenlagt 44.222 km seismik. De tredimensionale (3D) programmer udgjorde 42.147 liniekilometer, og de resterende 2.075 km bestod af 2D programmer. 3D seismikken blev skudt over felter eller gjorte fund, mens 2D seismikken blev skudt med henblik på efterforskning.

Der blev endvidere udført et geokemisk program syd for Bornholm i tilladelse 12/89. Undersøgelsen blev udført af Dansk Operatørselskab i-s (Danop) for RWE-DEA gruppen.

Fig. 2.1 Årlig seismik

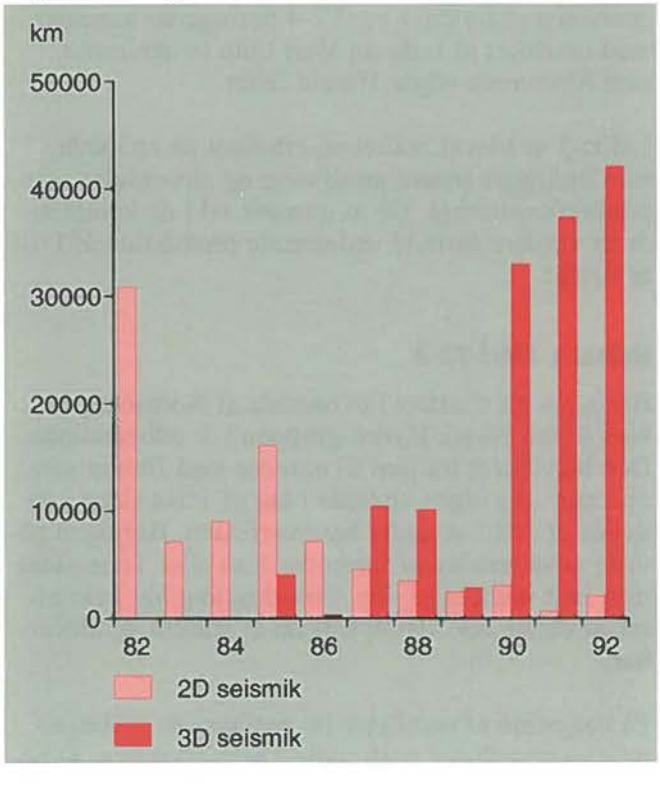
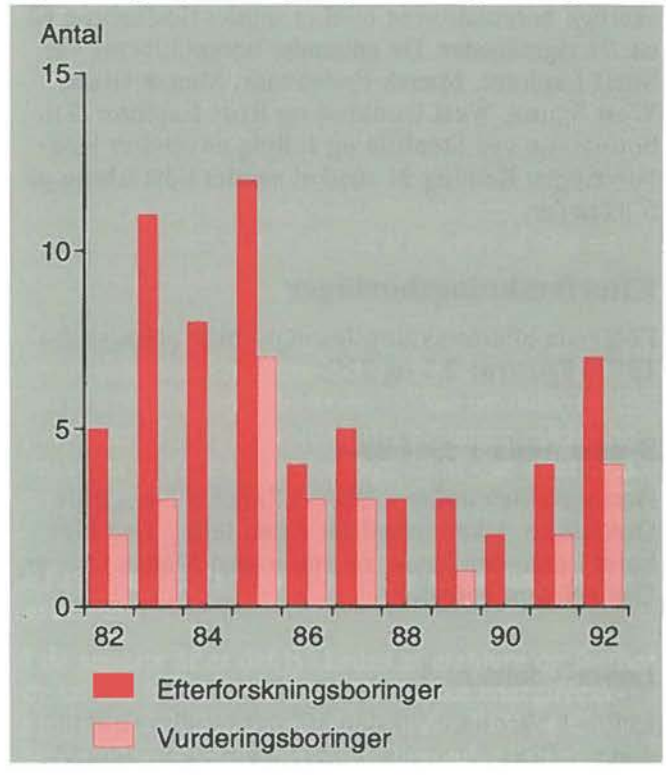


Fig. 2.2 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Som det fremgår af figur 2.1 er aktivitetsniveauet fra 1991 opretholdt. I 1993 forventes en fortsat høj forundersøgelsesaktivitet.

I bilag C findes en oversigt over seismiske undersøgelser i 1992.

Boreaktivitet

I 1992 blev der påbegyndt 7 efterforskningsboringer samt 4 vurderingsboringer (figur 2.2). Der blev i alt boret 40.431 m i forbindelse med efterforskning og vurdering.

Der blev påbegyndt i alt 19 boringer i forbindelse med produktion fra felterne i Nordsøen, heraf 17 vandrette boringer. I afsnittet om *produktion* er produktionsboringerne i 1992 nærmere omtalt, ligesom udviklingen i perioden 1982-1992 er vist.

Endelig blev der udført tre boringer i forbindelse med etablering af et gaslager ved Stenlille på Sjælland. Boringerne udførtes af Dansk Naturgas A/S med Danop som operatør.

Der blev i alt boret 59.022 m i forbindelse med produktion.

Ved boringerne i Nordsøen blev der anvendt 6 forskellige boreplatforme med et samlet tidsforbrug på ca. 71 rigmåneder. De anvendte boreplatforme var Shelf Explorer, Mærsk Endeavour, Mærsk Giant, West Sigma, West Omikron og Ross Explorer. Til boringerne ved Stenlille og Jelling anvendtes landboreriggen Kenting 31 med et samlet tidsforbrug på 6 måneder.

Efterforskningsboringer

Følgende efterforskningsboringer blev påbegyndt i 1992 (figurerne 2.3 og 2.5):

Sydøst Adda-1 5504/08-4

Boringen blev udført i DUC's Sammenhængende Område ca. 1 km sydøst for Adda feltet. Den blev boret i perioden januar til marts med Mærsk Olie og Gas AS som operatør.

Lulita-1 5604/22-3

Lulita-1 blev boret på den såkaldte Lulita struktur i den nordlige del af det danske centralgravsområde. Lulita strukturen dækker dele af DUC's Harald tilladelsesområde samt dele af Statoil-gruppens tilladelsesområder 7/86 og 1/90.

Boringen blev udført i perioden maj til december med Mærsk Olie og Gas AS som operatør for et samarbejde mellem Statoil-gruppen og DUC. Boringen er afbøjet og slutter i Mellem Jura i en dybde af 3749 m under havoverfladen. Boringen har påvist tilstedeværelsen af olieførende sandsten af Mellem Jura alder og har ved prøveproduktion produceret olie med pæne produktionsrater.

Fig. 2.3 Efterforsknings- og vurderingsboringer og fund i Central Graven

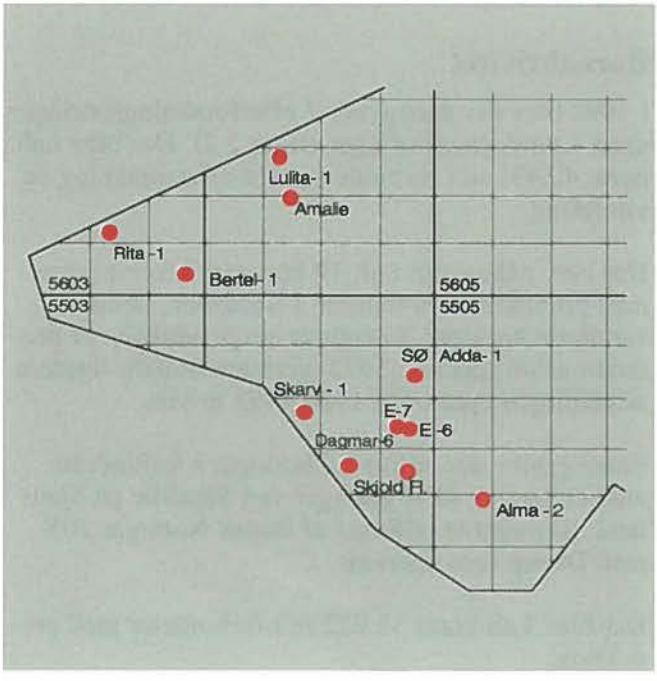
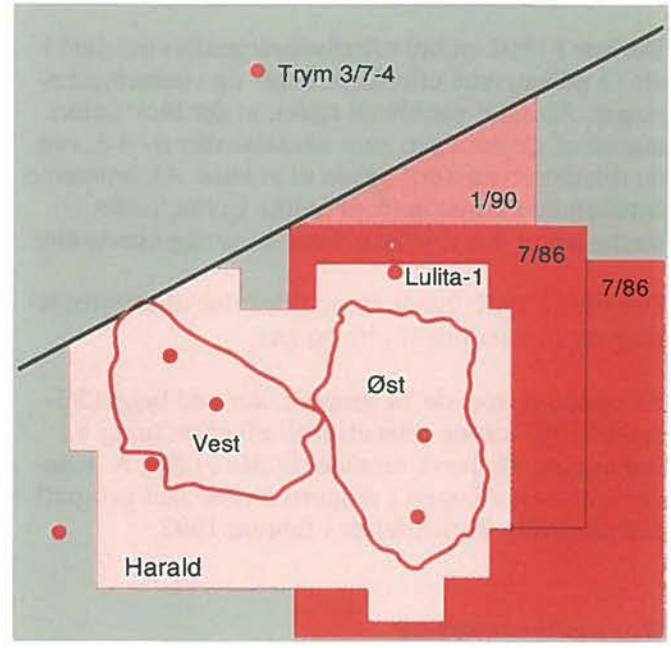


Fig. 2.4 Boringer og tilladelser i Lulita området



Der er ikke fuld klarhed over sammenhængen med den nærliggende Trym struktur, som i 1989 blev påvist af den norske Shell-gruppe med efterforskningsboringen 3/7-4. I den norske boring blev der påvist gas og kondensat. På figur 2.4 er vist beliggenheden af Lulita-1 og 3/7-4 boringerne sammen med omridset af Lulu og Vest Lulu strukturerne, som tilsammen udgør Harald feltet.

Lulita-1 er blevet lukket og efterladt på en måde, som muliggør senere genåbning og anvendelse som produktionsboring. De to grupper vil i de kommende år vurdere forhold vedrørende produktion af Lulita fundet.

Bertel-1 5603/32-3

Boringen blev udført i et område af Nordsøen, der blev tildelt Norsk Hydro-gruppen i 3. udbudsrunde. Den blev boret fra juni til oktober med Danop som operatør. Boringen sluttede i lag af Trias alder i en dybde af 4810 m under havoverfladen. Boringen påviste sandstenslag af formodet Jura eller Trias alder med højt indhold af olie. Prøvetagning har bekræftet, at denne olie sandsynligvis er teknisk producerbar.

På baggrund af resultater fra omfattende målinger og prøvetagninger godkendte Energistyrelsen, at bo-

ringen blev lukket uden gennemførelse af egentlig prøveproduktion. Først efter yderligere arbejde og vurdering vil det kunne afgøres, om det gjorte oliefund vil kunne udnyttes kommercielt.

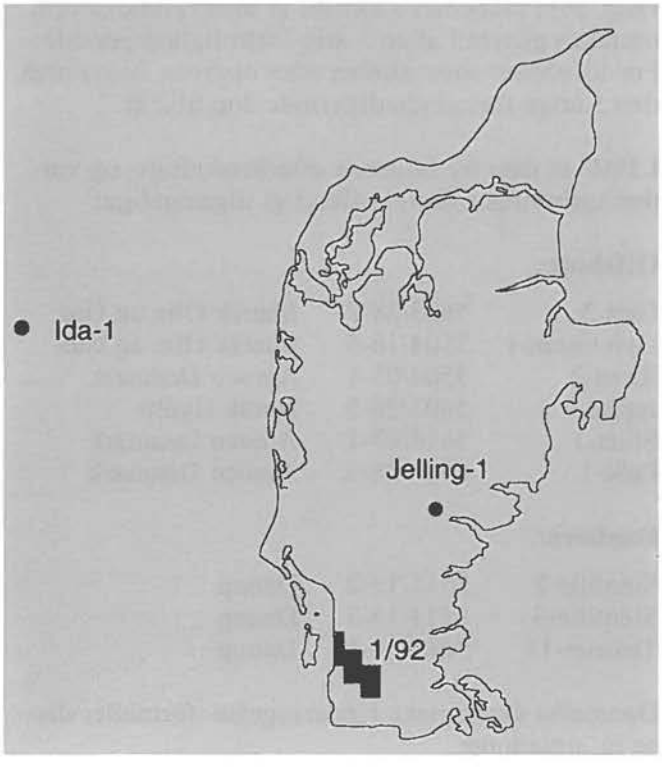
Ida-1 5606/13-1

Boringen blev udført i et område af Nordsøen, som blev tildelt Amoco-gruppen i 3. udbudsrunde med det formål at efterforske kalklag af Tidlig Tertiær/ Sen Kridt alder. Med Amoco som operatør blev boringen udført i september måned. Boringen sluttede i lag af Trias alder i en dybde af 1663 m, uden at der blev fundet kulbrinter.

Rita-1 5603/27-5

Boringen blev udført i et område af Nordsøen, der blev tildelt Mærsk-gruppen i 3. udbudsrunde. Rita-1 blev boret fra september 1992 til februar 1993 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør. Boringen sluttede i lag af formodet Trias alder i en dybde af 4758 m. Boringen påviste tilstedeværelsen af kulbrinteførende sandsten i Øvre Jura og Mellem Jura. Prøveproduktion heraf viste begrænsede produktionsegenskaber. Først efter yderligere arbejde og vurdering vil det kunne afgøres, om oliefundet vil kunne udnyttes kommercielt.

Fig. 2.5 Ny tilladelse i Sønderjylland samt boringer uden for Central Graven



Skarv-1 5504/10-2

Boringen blev udført i et område af Nordsøen, der blev tildelt Amoco-gruppen i 3. udbudsrunde. Skarv-1 blev boret fra oktober til november med Amoco som operatør. Boringen sluttede i en dybde af 3935 m under havoverfladen i lag af Trias alder. Med boringen, som havde til formål at efterforske sandsten af Jura alder, blev der kun fundet små kulbrintemængder, og boringen blev lukket uden gennemførelse af prøveproduktion.

Jelling-1 5509/10-1

Boringen blev udført ved Jelling ca. 10 km vest for Vejle i et område, der blev tildelt Jordan-gruppen i 3. udbudsrunde. Jelling-1 blev boret i oktober måned med Danop som operatør. Boringen sluttede i en dybde af 2023 m fra jordoverfladen svarende til en dybde af 1933 m fra havoverfladen. Jelling-1 havde til formål at efterforske kalkstensaflejringer fra Perm tiden. Boringen blev imidlertid afsluttet, da den nåede det granitiske grundfjeld højere end forventet. Der blev ikke fundet tegn på kulbrinter.

Vurderingsaktiviteter

Følgende vurderingsboringer blev påbegyndt i 1992 (figur 2.3):

E-6 og E-7 5504/12-5 og 6

Boringerne havde til formål at skaffe oplysninger om den sydøstlige del af reservoiret i Tyra feltet, som ligger i Det Sammenhængende Område. De blev boret fra marts til juli med Mærsk Olie og Gas AS som operatør. Yderligere vurderingsaktivitet vil blive udført i forbindelse med det generelle efterforskningsarbejde i Det Sammenhængende Område, se iøvrigt afsnittet om *produktion*.

Alma-2 5505/17-11

Boringen er en vurderingsboring på Alma forekomsten, som blev fundet i 1990. Alma er en Mellem Jura forekomst i Det Sammenhængende Område, ca. 5 km øst for Dan feltet. Alma-2 blev boret i oktober 1992 til februar 1993 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør. I maj 1993 skal DUC afgive en vurdering af, hvorvidt Alma er kommercielt udnyttelig.

Dagmar-6 boringen bliver omtalt i afsnittet om *produktion*.

I 1992 var der yderligere to fund under vurdering (figur 2.3):

Amalie 5604/26

Statoil-gruppen fik i 1992 i henhold til tilladelse 7/86 godkendt et vurderingsprogram for Amalie forekomsten og gennemførte i den forbindelse en 3D seismisk undersøgelse af forekomsten.

Skjold Flanke 5504/16

I 1991 blev der i boringen Skjold Flanke fundet spor af kulbrinter i en dybde af 3.000 m. Mærsk Olie og Gas AS har i 1992 fremsendt et vurderingsprogram for det gjorte fund til Energistyrelsen.

Nye tilladelser

Der blev i 1992 udstedt én ny tilladelse til efterforskning af olie og gas. Tilladelsen blev tildelt efter afholdelse af en "mini runde", Løgumkloster runden, i 1991.

1/92-gruppen består af Dansk Olie- og Gasproduktion A/S, RWE-DEA Denmark Oil GmbH, Ruhrgas Aktiengesellschaft og DENERCO K/S. Det tildelte areal er på ca. 290 km^2 og dækker dele af blokkene 5508/27, 28 og 32 (figur 2.5). Danop er operatør for gruppen. Arbejdsprogrammet omfatter blandt andet en boring, der skal efterforske kulbrinter i Zechstein lag.

Forlængelse af tilladelser

Statoil 7/86 5604/22 og 26

Statoil-gruppen fik i 1992 forlænget efterforskningsperioden for tilladelse 7/86 fra 2. udbudsrunde. Den oprindelige tilladelsesperiode udløb den 24. juni 1992.

Med henblik på yderligere vurderinger af Amalie fundet og områdets øvrige efterforskningspotentiale blev tilladelsen til størsteparten af området forlænget med to år. Tilladelsen til den nordvestligste del af området omkring Lulita fundet (figur 2.4) er dog i denne omgang kun forlænget med ét år.

Tilbageleverede arealer

I 1992 udløb den 6 årige licensperiode for 2. runde tilladelserne. Efter en forlængelse er som nævnt eneste tilbageværende 2. runde tilladelse nu Statoil-gruppens tilladelse 7/86. Der er endvidere i 1992 tilbageleveret nogle af de arealer, som blev tildelt selskabsgrupper i 3. udbudsrunde i 1989. Endelig er den sidste 1. runde tilladelse, Amoco 2/84, blevet tilbageleveret i begyndelsen af 1993.

Agip-gruppen har tilbageleveret tilladelse 1/86, der omfattede to områder i Nordsøen, hvor boringen Eg-1 blev udført på det vestligste.

Amoco-gruppen har tilbageleveret tilladelse 2/86 ved Bornholm. Under denne tilladelse er der udført boringen Stina-1.

Norsk Hydro-gruppen har tilbageleveret tilladelse 3/86 i Nordsøen, hvor boringen Jeppe-1 blev udført.

Norsk Hydro-gruppen har tilbageleveret det resterende område i tilladelse 4/86 i Nordsøen. Gruppen har tidligere udført en boring, Tordenskjold-1, under denne tilladelse.

Cluff-gruppen har tilbageleveret de resterende 2 blokke, der var tilknyttet tilladelse 6/89. Der er ikke udført boringer i forbindelse med denne tilladelse.

RWE-DEA-gruppen har tilbageleveret tilladelse 12/89 ved Bornholm. Der er ikke udført boringer under denne tilladelse.

Amoco-gruppen har i 1993 tilbageleveret tilladelse 2/84 i Nordsøen. Under denne tilladelse er der udført boringerne Ravn-1 og -2 og Falk-1. Der blev i 1986 gjort fund i Ravn-1 boringen, og gruppen har efterfølgende vurderet, om fundet kunne udnyttes kommercielt. Vurderingsaktiviteterne har dog ikke kunnet bekræfte dette.

Frigivelse af boredata

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

I 1992 er data fra følgende efterforsknings- og vurderingsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Offshore:

Gert-3	5603/28-2	Mærsk Olie og Gas
Dyb Gorm-1	5504/16-5	Mærsk Olie og Gas
Ravn-2	5504/05-1	Amoco Denmark
Jeppe-1	5603/28-3	Norsk Hydro
Stina-1	5414/07-1	Amoco Denmark
Falk-1	5504/06-3	Amoco Denmark

Onshore:

Stenlille-2	5511/15-2	Danop
Stenlille-3	5511/15-3	Danop
Tostrup-11	5609/10-11	Danop

Danmarks Geologiske Undersøgelse formidler disse informationer.

3. Produktion

Olie- og gasproduktionen på dansk område kom i 1992 fra 7 felter Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Tyra, Kraka og Dagmar. Dansk Undergrunds Consortium, DUC, forestår indvindingen fra samtlige disse felter med Mærsk Olie og Gas AS som operatør.

De nævnte felter er alle beliggende i Det Sammenhængende Område i den sydlige del af det danske Centralgravsområde.

Producerede mængder

Den samlede produktion af olie og kondensat udgjorde i 1992 9,12 mio. m^3 svarende til 7,84 mio. tons, hvilket er 11% mere end i 1991.

Gasproduktionen udgjorde 6,20 mia. Nm^3 (normalkubikmeter), hvilket er 8% mere end i 1991. Heraf blev 3,94 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 3,63 mia. Nm^3 (58%) leveret til Dansk Naturgas A/S, mens 2,08 mia. Nm^3 (34%) blev pumpet tilbage i undergrunden på Gorm og Tyra. Resten af den producerede gas forbruges eller afbrændes på platformene.

1992-produktionen af olie og gas inkl. egetforbrug på platformene kan opgøres til i alt 11,6 mio. t.o.e. (tons olieækvivalenter), hvilket er 8% mere end i 1991.

Det samlede danske energiforbrug i 1992 udgjorde 19,3 mio. t.o.e, mens forbruget af olieprodukter og naturgas udgjorde 10,3 mio. t.o.e. Selvforsyningsgraden for kulbrinteprodukter (olie + gas) var i 1992 således 112% mod 103% i 1991.

Samtidig er selvforsyningsgraden for olie steget fra 86% i 1991 til 98% i 1992.

I figur 3.1 er vist udviklingen i den danske produktion af olie og naturgas for perioden 1982 til 1992. Gasproduktionen er opdelt i gas, som er leveret til Dansk Naturgas A/S eller nyttiggjort på platformene, samt i gas, som enten er pumpet tilbage i undergrunden på Gorm og Tyra eller er blevet afbrændt. På figuren er til sammenligning anført oplysninger om udviklingen i det faktiske danske energiforbrug.

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 1992 er anført i bilag D sammen med en oversigt over gassalget fra 1984 til 1992 fordelt på de enkelte felter. I bilag D er der endvidere anført en oversigt over den månedlige produktion for året 1992.

Herudover indeholder bilag D en oversigt over sammensætningen af det danske energiforbrug fra 1972 til 1992, en energibalance for 1992 samt en oversigt over økonomiske nøgletal for den danske olie- og gasproduktion for perioden 1972-1992.

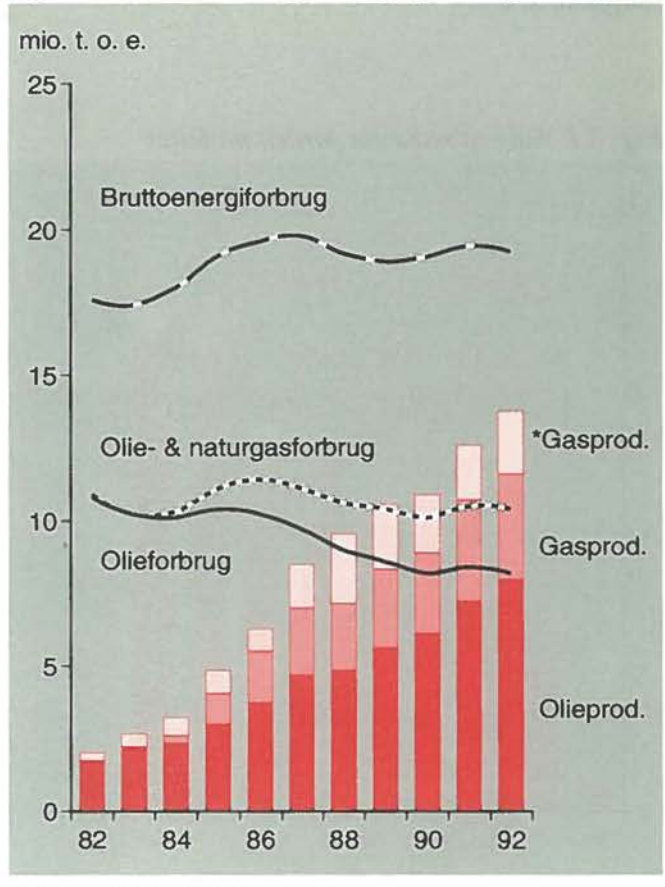
Afbrænding af gas

En del af den producerede gas (4%) benyttes til energiforsyning på platformene i Nordsøen, mens nogenlunde den samme mængde har måttet afbrændes uden nyttiggørelse.

Til brug som brændstof blev der i 1992 benyttet 264 mio. Nm^3 gas.

Gasafbrændingen i 1992 udgjorde totalt 230 mio. Nm^3, hvoraf de 33 mio. Nm^3 bestod af svovlbrinteholdig gas fra Dagmar feltet. For gasafbrændingen fra Dagmar feltet gælder særregler, som muliggør gasafbrænding ud over den tilladte mængde. Særreglerne for Dagmar er begrundet i de særlige problemer ved nyttiggørelsen af den giftige gas.

Fig. 3.1 Produktion og forbrug af olie og naturgas



*) Injiceret og afbrændt gas

Primo 1992 blev rammen for den tilladte gasafbrænding under normal drift øget fra 0,35 mio. Nm^3 pr. dag til 0,49 mio. Nm^3 pr. dag svarende til 178 mio. Nm^3 på årsbasis.

Udvidelsen af rammen er blandt andet begrundet i det stadig stigende antal produktionsbrønde og den øgede kapacitet af procesanlæggene.

På trods af udvidelsen af rammen udgør den afbrændte gasmængde en faldende andel af den samlede gasproduktion.

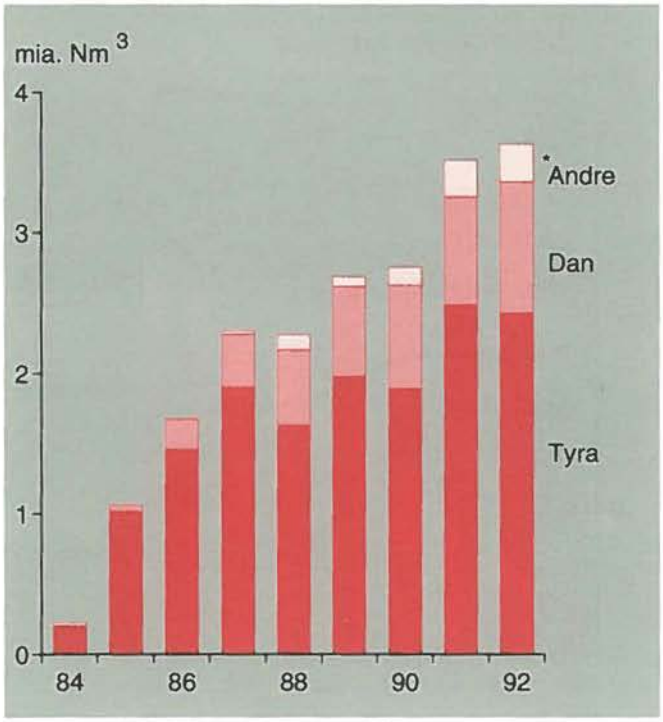
I 1992 er der i korte perioder givet dispensation fra de gældende afbrændingsregler i forbindelse med udbygningen af gasbehandlingsanlæggene på Dan og Gorm.

Generelt om udviklingen i 1992

Energiministeriet har inden for de sidste år godkendt videre udbygning af de større danske felter Dan, Gorm, Skjold og Tyra og dermed fastlagt en ramme for, hvorledes indvindingen i de kommende år vil komme til at foregå.

For indfasning af nye felter og en videre udbygning af gasfeltet Tyra er det en afgørende forudsætning, at der indgås aftale om levering af større gasmængder fra dansk område, end hvad er gældende med de indgåede aftaler.

Fig. 3.2 Salg af naturgas fordelt på felter



*) Gorm, Skjold, Kraka og Rolf

Det forventes, at forhandlinger indledt i 1992 vedrørende et øget salg af naturgas fra dansk område vil resultere i øgede leverancer fra 1996, hvor de nødvendige anlægsudvidelser på Tyra feltet tidligst kan være afsluttet.

I denne forbindelse godkendte Energiministeriet 14. januar 1993 en omfattende plan for udbygningen af Tyra feltet, indeholdende en betydelig udvidelse af indvindingsanlæggene på både Tyra Vest og Øst. Desuden godkendtes indvinding fra den sydøstlige del af feltet, hvor der i 1991 konstateredes tilstedeværelsen af kulbrinter med vurderingsboringen E-5.

Som et led i Tyra godkendelsen har Energiministeriet fastlagt hovedtrækkene i den kommende infrastruktur i det nordlige område. Produktionen fra felterne Harald og Svend vil ifølge denne plan blive ilandført via Tyra feltet, som herefter får en central placering for en række af de kommende udbygninger af danske felter. Ud over produktionen fra Harald og Svend vil produktionen fra Valdemar og Roar samt fra en række mindre felter i de kommende år blive ført til Tyra feltet for behandling og ilandføring.

Den igangværende udbygning af Dan feltet er blevet videreført inden for rammerne af den godkendte udbygningsplan fra 1991. I 1992 er der iværksat nye omfattende udbygninger på Gorm og Skjold på baggrund af Energiministeriets godkendelser af rammer for den videre udbygning af disse felter.

Herudover er der blevet godkendt ændringer i bestående planer for udbygning af de små felter Regnar (det tidligere Nils felt), Dagmar samt Kraka. Energiministeriet har endvidere ansøgninger til behandling om godkendelse af indvindingsplaner for de nye felter Gert og Elly fra henholdsvis 1991 og 1992.

DUC har i januar 1993 fået tilladelse til at udsætte idriftsættelsen af gasfeltet Roar til 1. oktober 1995, hvilket er to år senere end anført i 1990-godkendelsen. Udsættelsen er begrundet i de aktuelle afsætningsprognoser for naturgas fra Dansk Naturgas A/S.

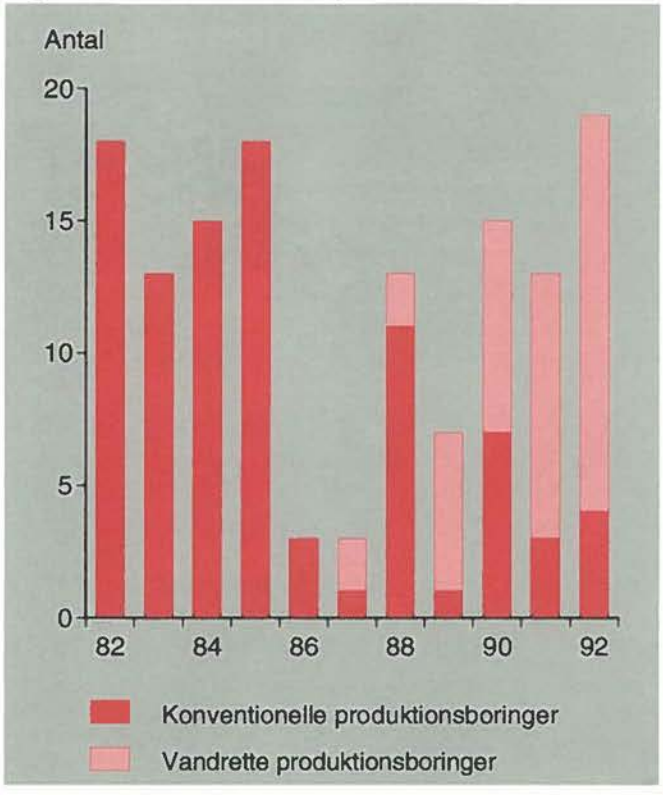
Produktionsboringer

I 1992 blev der indledt borearbejde for 19 brønde i forbindelse med udbygningen af felterne i Nordsøen.

Udviklingen i antallet af påbegyndte produktionsboringer opdelt på konventionelle og vandrette i perioden 1982 til 1992 er vist på figur 3.3.

I løbet af 1992 er antallet af brønde på de producerende felter øget markant, idet der er færdiggjort 17

Fig. 3.3 Produktionsboringer



produktionsboringer, heraf 7 på Dan feltet, 4 på Tyra feltet, 4 på Gorm feltet samt 1 på hver af felterne Skjold og Kraka.

Af disse brønde er 15 vandrette, hvilket bringer antallet af vandrette brønde i drift på dansk område op på 38.

I de kommende år vil antallet af vandrette brønde stige yderligere, idet udbygningen af en række felter, herunder Dan, Gorm, Skjold, Tyra, Svend, Valdemar og Kraka samt sandsynligvis Roar helt overvejende forventes at blive baseret på vandrette boringer.

De producerende felter

De danske producerende olie- og gasfelter er grupperet omkring tre behandlingscentre Dan, Gorm og Tyra.

I nedenstående beskrivelse af de syv felter, der har været i produktion i 1992, er der taget udgangspunkt i denne feltgruppering.

I figur 3.4 er vist status og beliggenhed for de danske olie- og gasfelter, mens de eksisterende produktionsanlæg og rørledningsanlæg for olie og gas fremgår af figur 3.5.

I bilag E findes en oversigt med supplerende data for de producerende felter samt for Regnar og Valdemar, som vil blive udbygget i løbet af 1993. Regnar forventes i produktion omkring 1. oktober 1993, mens Valdemar vil blive sat i produktion senest 1. januar 1994.

Dan Centret

Centret består af felterne Dan og Kraka samt de endnu ikke udbyggede felter Regnar og Igor. Udviklingen i olieproduktionen fra felterne på Dan Centret er vist i figur 3.6.

Dan

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

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.

På baggrund af gode resultater fra den første vandrette brønd, der forsøgsvis blev boret i 1987, blev der i perioden 1988-1991 gennemført en udbygning af den primære indvinding fra feltet bestående af i alt 13 vandrette brønde.

Der blev endvidere i 1987 iværksat pilotforsøg med indvinding fra Dan feltet under vandinjektion (sekundær indvinding). Forsøget blev i 1991 suppleret med forsøgsvis vandinjektion omkring en vandret produktionsbrønd.

Fig. 3.4 Danske olie- og gasfelter

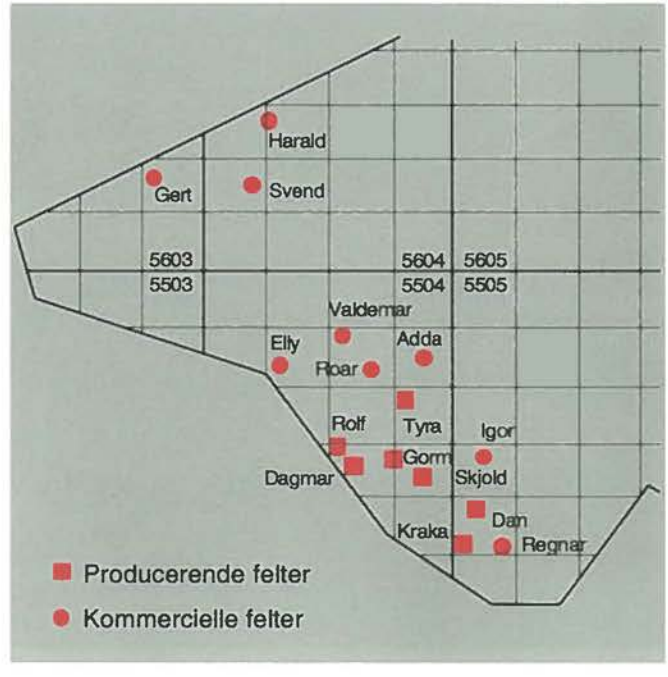
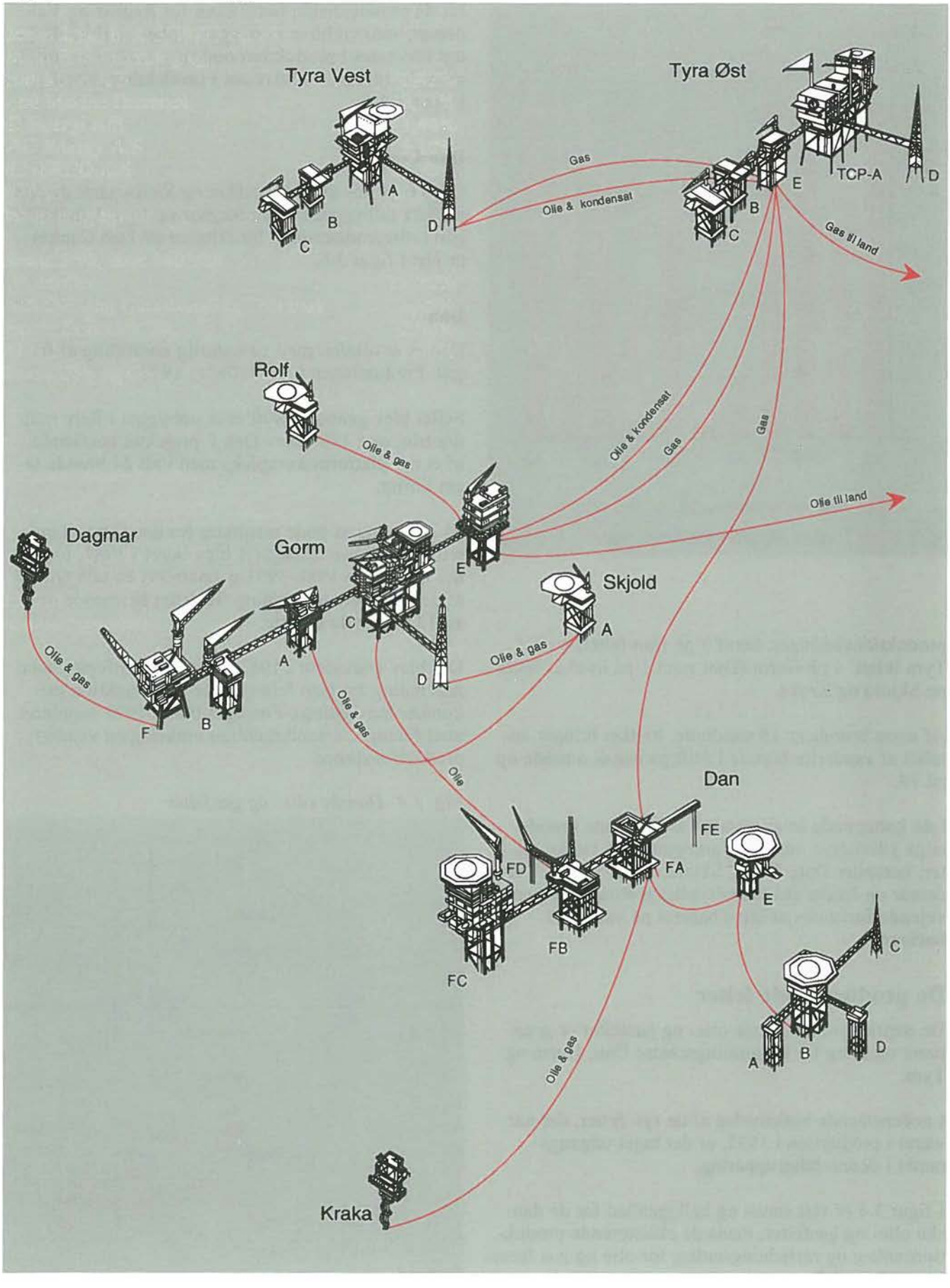


Fig. 3.5 Produktionsanlæggene i Nordsøen 1992



Resultaterne fra den indledende del af feltudbygningen med vandrette brønde samt fra pilotforsøgene med vandinjektion dannede i 1991 baggrund for en plan for den videre udbygning af Dan feltet. Planen består dels i en yderligere udbygning af den primære indvinding gennem boring af yderligere produktionsbrønde og dels i etablering af vandinjektion i dele af feltet.

Den planlagte udbygning af den primære indvinding omfatter i alt 11 vandrette produktionsbrønde, mens vandinjektionsprojektet omfatter yderligere 8 vandrette produktionsbrønde samt 6 vandrette injektionsbrønde.

Der vil endvidere blive etableret vandinjektion i 15 konventionelle brønde, heraf en ny, mens de resterende 14 er ombygninger af eksisterende brønde. Dertil kommer de 6 brønde, hvor der allerede injiceres vand.

Den beskrevne udbygning forventes gennemført i perioden 1992 til 1996.

I 1992 er der udført 7 vandrette brønde, som alle indledningsvis er sat i produktion som produktionsbrønde. Vandinjektionsprojektet ventes gradvist indledt i begyndelsen af 1993 ved injektion af vand dels i vertikale brønde omkring vandrette produktionsbrønde og dels i en vandret brønd omgivet af to vandrette produktionsbrønde.

I forbindelse med gennemførelsen af udbygningsplanen er der endvidere i 1992 blevet installeret 2 nye STAR platforme i tilknytning til Dan F komplekset, en ny gasafbrændingsplatform (FD) samt en ny brøndhovedplatform (FE). FE platformen er broforbundet til FA platformen med en såkaldt "procesbro", hvor nyt udstyr til behandling og pumpning af injektionsvand er placeret. Behandlingsanlægget på Dan FC er i 1992 som følge af den øgede produktion blevet udvidet. På grund af udvidelserne af produktionsanlæggene forventes de årlige gasleverancer fra Dan Centret at stige til ca. 1,3 mia. Nm^3.

Med gennemførelsen af den beskrevne udbygning vil der blive indhentet det nødvendige erfaringsgrundlag for en senere udbredelse af den sekundære olieindvinding ved vandinjektion til de resterende dele af feltet, herunder især feltets sydøstlige flanke samt eventuelt området under gaskappen.

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

Dan har i 1992 produceret 2,70 mio. m^3 olie mod 1,72 mio. m^3 i 1991. Gasproduktionen udgjorde 1,06 mia. Nm^3.

Den store stigning i produktionen fra Dan feltet på 57% afspejler de gode erfaringer med vandrette brønde i den tætte reservoirkalk samt den omfattende feltudbygning, som er gennemført i 1991/ 1992.

Kraka

Kraka er et oliefelt, der ligger ca. 7 km sydvest for Dan i Det Sammenhængende Område. Feltet er udbygget som satellit til Dan feltet.

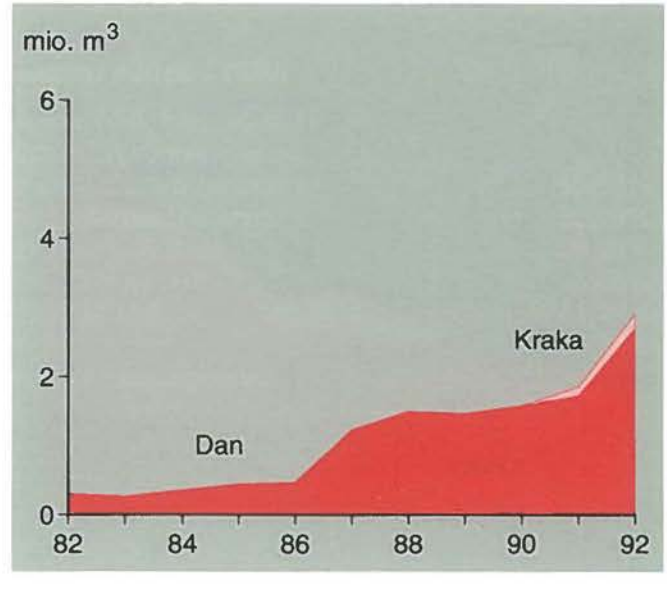
Olieproduktionen fra feltet blev indledt i marts 1991 fra to vandrette brønde placeret på en STAR platform.

På baggrund af erfaringerne fra de indledende trin af feltudbygningen blev der i 1992 udført endnu en vandret brønd, Kraka-6, blandt andet for afprøvning af nye boretekniske metoder. Brønden blev således udført med tre vandrette brøndspor.

De vanskelige indvindingsforhold på Kraka skyldes lav permeabilitet af reservoirkalken samt problemer med at hindre fremtrængen af gas og vand til brøndene. Dette medfører, at DUC anlægger en udbygningspolitik på feltet, hvor erfaringerne fra hvert enkelt udbygningstrin efterfølgende bliver vurderet med henblik på udformningen af de følgende.

Med Kraka-6 brønden er de tre indledende udbygningstrin af Kraka gennemført. I 1993 vil udbygningen i overensstemmelse med udbygningsplanens trin 4 blive iværksat. Den første brønd under dette trin, Kraka-7 planlægges udført med et vandret spor på ca. 3300 m.

Fig. 3.6 Olieproduktionen fra felterne på Dan Centret



Samtidig vil der blive taget stilling til omfang og udformning af den planlagte dæksudvidelse på Kraka platformen.

Der er i 1992 indvundet 0,21 mio. m^3 olie på Kraka mod 0,14 mio. m^3 i 1991.

Den samlede gasproduktion fra felterne på Dan Centret udgjorde i 1992 1,15 mia. Nm3, hvoraf 1,01 mia. Nm^3 blev ilandført via Tyra Centret. Resten af gassen er blevet anvendt som brændstof eller er blevet afbrændt.

Gorm Centret

Centret består af Gorm feltet med omliggende satellitfelter Skjold, Rolf og Dagmar, som alle er i produktion. Fra Gorm Centret udgår rørledningen ejet af DORAS, som fører olie- og kondensatproduktionen fra de danske nordsøfelter til Jyllands vestkyst og videre til terminalanlægget i Fredericia. Udviklingen i olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret er vist i figur 3.7.

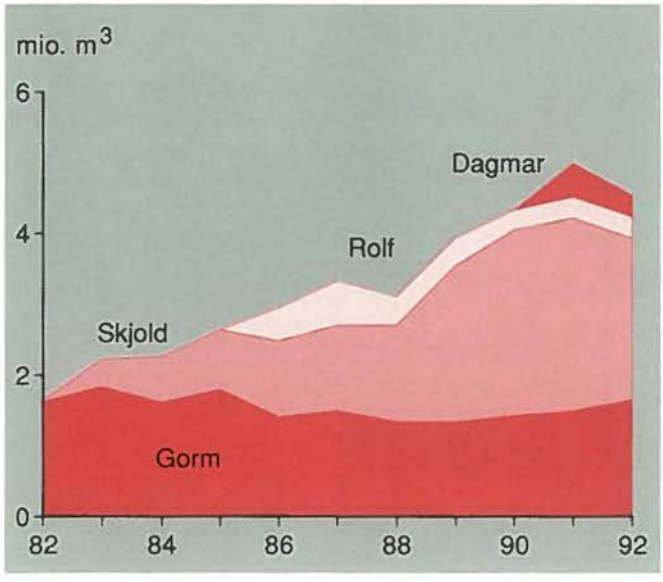
Gorm

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

Reservoiret er delt i to selvstændige reservoirer, som benævnes henholdsvis A- og B-blokken.

I perioden 1989/90 iværksattes et indledende vandinjektionsprojekt på Gorm feltet. I denne forbindelse er der i udvalgte dele af begge reservoirblokke blevet indledt sekundær olieindvinding gennem etablering af vandinjektion.

Fig. 3.7 Olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret



Erfaringerne herfra har dannet udgangspunkt for udvidelse af vandinjektionsprojektet med yderligere tre faser. Projektet blev i april 1992 godkendt af Energiministeriet.

Projektet indebærer, at reservoiret i A-blokken gennemskylles med vand for at opnå en høj indvindingsgrad. Olieindvindingen vil indledningsvis 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.

Hensigten er at fortrænge olien fra strukturens flanker i retning mod dens højereliggende dele, hvorfra den vil blive produceret. Planen indebærer endvidere, at gasinjektionen i Gorm reservoiret forventes indstillet i løbet af 1993.

Hvad angår B-blokken er det på tilsvarende måde hensigten at øge indvindingen gennem en udbygning af vandinjektionen under oliezonen samtidig med, at antallet af produktionsbrønde øges, især på toppen af strukturen.

Gennemførelsen af udbygningsprojektet indebærer boring af 20 nye brønde, hvoraf 12 er vandrette. Herudover vil 8 eksisterende brønde blive konverteret til vandinjektion.

Feltudbygningen vil blive gennemført fra 1992 til 1995.

De nødvendige anlægsudvidelser som følge af feltudbygningen af Gorm og Skjold omfatter især en forøgelse af vandbehandlings- og vandinjektionskapaciteten. Udvidelserne vil ifølge planen blive placeret på et nyt dæk på Gorm F platformen. For at skaffe plads til de nye brønde vil de to allerede installerede rørsøjler ("caissons") med plads til i alt otte brønde blive suppleret med to "caissons", som hver kan rumme otte brønde. Gorm F vil herefter kunne rumme 24 brønde.

Den forventede øgede produktion af vand, især som følge af de udvidede vandinjektionsprojekter på Gorm og Skjold, indebærer, at faciliteterne på Gorm F for håndtering af væskeproduktionen vil blive udvidet.

I 1992 er fire af de planlagte brønde på Gorm blevet udført, herunder to oliebrønde, hvoraf den ene er vandret, samt to vandinjektionsbrønde, som begge er vandrette.

Gorm feltet har i 1992 produceret 1,66 mio. m^3 olie, hvilket er 11% mere end i 1991.

Skjold

Skjold er et oliefelt, som ligger 10 km sydøst for Gorm. Feltet er udbygget som satellit til Gorm.

Indvindingen blev indledt i 1982. Skjold feltet er blevet udbygget i trin, således at udformningen af de enkelte trin byggede på erfaringerne fra de foregående. I 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret.

Energiministeriet godkendte i december 1992 en plan for den videre udbygning af Skjold.

Baggrunden for den nye plan er, at undersøgelser har vist, at de østlige og nordøstlige dele af feltet endnu ikke er fuldt udbyggede med de eksisterende brønde. Reservoirets egenskaber i disse områder medfører, at der er behov for et tættere brøndmønster for at forbedre indvindingen.

Den reviderede strategi for indvindingen fra feltet indebærer, at der etableres 10 nye brønde i de nordøstlige og østlige dele af feltet, samt at en stærkt afbøjet vandinjektionsbrønd i den nordlige del af feltet konverteres til produktionsformål.

Udbygningen af Skjold vil som omtalt under Gorm feltet stille øgede krav til kapaciteten af behandlingsanlæggene på Gorm F platformen. Det tilstræbes i denne forbindelse, at produceret vand fra Gorm og dets satellitfelter Skjold, Rolf og Dagmar i så vid udstrækning som muligt reinjiceres i Gorm og Skjold reservoirerne.

Skjold feltet blev oprindeligt godkendt udbygget som en ubemandet satellit til Gorm. I forbindelse med den foreliggende plan for udbygningen af Skjold vil permanent bemanding af installationerne på feltet imidlertid være nødvendig.

Planen indebærer derfor, at der ved den eksisterende Skjold A platform placeres to nye platforme af STAR typen med broforbindelse til Skjold A. Den ene platform (Skjold B) vil rumme en del af de nye brønde, mens der på Skjold C vil blive indrettet beboelse for drifts- og vedligeholdelsespersonale.

Til transport af den øgede væskeproduktion fra Skjold vil der blive anlagt en supplerende 12" rørledning mellem Skjold B og Gorm F. Den eksisterende 6" rørledning vil herefter blive anvendt til forsyning af Skjold brøndene med løftegas fra Gorm C.

Den videre udbygning af Skjold feltet gennemføres fra 1992 til 1995.

I 1992 er en af de nye brønde, Skjold-12 blevet boret og sat i produktion. Endvidere er Skjold-10H blevet konverteret til produktionsbrønd. Ved udgangen af 1992 er der således i alt 6 produktionsbrønde og 5 vandinjektionsbrønde i drift på Skjold feltet.

Skjold har i 1992 produceret 2,28 mio. m^3 olie, hvilket er 16% mindre end i 1991. Den faldende tendens i produktionen kan tilskrives den stigende vandproduktion som følge af vandgennembrud til tre af produktionsbrøndene.

Rolf

Rolf er et oliefelt, der ligger 15 km vest for Gorm feltet. Feltet blev sat i produktion fra en enkelt brønd som satellit til Gorm i 1986. I 1991 blev der iværksat produktion fra yderligere en brønd.

Feltets produktion har fra 1987 i stigende omfang indeholdt vand. I 1992 er denne stigning fortsat i moderat tempo, og omkring halvdelen af produktionen udgøres nu af vand.

DUC har i løbet af 1992 udført omfattende reservoirstudier på Rolf feltet. Disse viser, at de indvindingsmæssige forhold på feltet er gunstigere end oprindeligt antaget, og at der med de nuværende indvindingsanlæg kan opnås en tilfredsstillende udnyttelse af feltets olie.

Resultaterne danner grundlag for en ansøgning til Energiministeriet om godkendelse af den fortsatte indvinding fra feltet fremsendt ved udgangen af 1992.

Feltet producerede i 1992 0,30 mio. m^3 olie, hvilket er en mindre stigning i forhold til 1991.

Dagmar

Dagmar er et oliefelt, som ligger ca. 10 km vest for Gorm. Feltet er udbygget som satellit til Gorm.

Udbygningen blev på grund af den store usikkerhed om størrelsen af feltets reserver planlagt i trin.

I juni 1991 blev trin 1 af udbygningsplanen bestående af indvinding fra to brønde iværksat.

På grund af det høje svovlbrinteindhold i den associerede gas behandles Dagmar produktionen på et særskilt anlæg på den nye Gorm F platform. Den producerede gas bliver kun delvist udnyttet som brændstof, mens resten afbrændes.

I foråret 1992 blev den første brønd under planens trin 2, Dagmar-6, udført som en vurderingsbrønd i feltets vestlige del blandt andet for at forbedre beslutningsgrundlaget for den planlagte videre udbygning af feltet.

Resultaterne fra den nye Dagmar brønd bragte imidlertid ikke den forventede bekræftelse på den reservoirgeologiske modelopfattelse af feltet, men førte tværtimod til en betydelig reduktion af reserveskønnet for den pågældende del af feltet.

Hertil kommer, at produktionen fra de eksisterende brønde aftager hurtigere end forventet.

På denne baggrund har Energiministeriet i 1992 godkendt, at den oprindelige frist på to år efter produktionsstart for udnyttelse af gassen fra Dagmar udsættes på ubestemt tid.

Dagmar feltet har i 1992 produceret 0,31 mio. m^3 olie, hvilket er 35% mindre end i 1991, hvor der kun produceredes i et halvt år. Gasproduktionen udgjorde 46 mio. Nm^3, hvoraf 33 mio. Nm^3 er blevet afbrændt uden nyttiggørelse.

På felterne tilknyttet Gorm Centret er der, når undtages Dagmar feltet, i alt i 1992 blevet produceret 1,09 mia. Nm^3 gas. Heraf er 215 mio. Nm^3 gas blevet leveret til Dansk Naturgas A/S via Tyra Centret, mens 735 mio. Nm^3 er blevet reinjiceret i Gorm feltet.

Tyra Centret

Centret består af Tyra feltet, som indtil videre er det eneste felt, der er i produktion, samt felterne Valdemar, Svend, Roar, Harald og Adda samt eventuelt Gert og Elly.

Udviklingen i olie- (og kondensat)produktionen på Tyra Centret er vist i figur 3.8.

I tilknytning til den godkendte plan for den videre udbygning af Tyra feltet er det endvidere blevet godkendt, at produktionen fra Harald feltet gennem en gasrørledning og en kondensat/olierørledning føres til Tyra feltet.

Herved får Tyra Centret en central placering i den fremtidige infrastruktur i den danske del af Nordsøen. Hele gasproduktionen fra dansk område vil herefter blive ført over Tyra feltets installationer. Endvidere vil olie- og kondensatproduktionen fra felterne Tyra, Valdemar, Svend, Roar, Harald, Adda samt eventuelt produktionen fra de kommende felter Gert og Elly blive ført til Tyra feltet for behandling.

Tyra

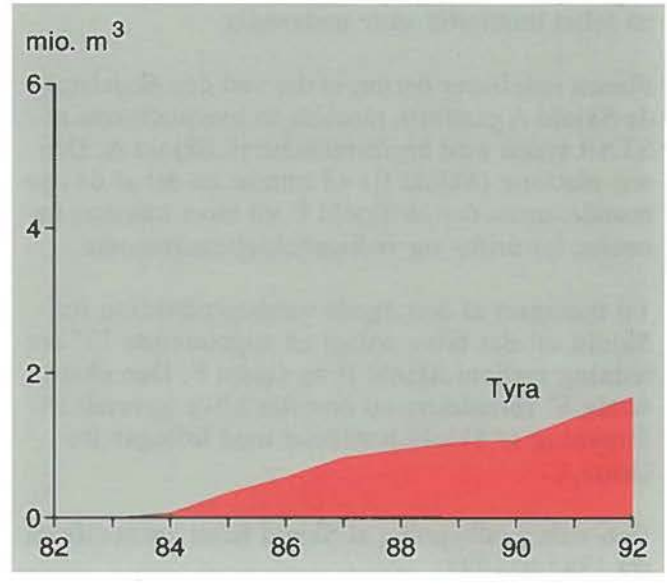
Tyra er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone. Feltet ligger 15 km nordvest for Gorm. Indvindingen blev indledt i 1984. Fra 1987 er en del af den producerede gas blevet reinjiceret i reservoiret for at udnytte overskydende produktionskapacitet til at øge kondensatindvindingen.

De foreløbige resultater af feltafgrænsningen mod sydøst tyder på, at Tyra strukturen dækker et væsentligt større område end hidtil antaget. Det er endvidere sandsynligt, at de tilstedeværende mængder af olie og gas kan være op til dobbelt så store som hidtil antaget. Der forestår derfor et betydeligt feltafgrænsningsarbejde på Tyra feltet.

Energiministeriet har 14. januar 1993 godkendt en faseopdelt plan for den videre udbygning af Tyra feltet. Baggrunden for den nye udbygningsplan er den forventede indgåelse af en aftale om yderligere salg af gas til Dansk Naturgas A/S. Gasleverancerne fra de danske felter forventes øget med ca. 30 mia. Nm^3 i perioden 1996-2012, hvorved de samlede leverancer kommer op på ca. 123 mia. Nm^3.

De øgede gasleverancer under den kommende aftale vil gøre det nødvendigt at gennemføre en betydelig udvidelse af gasbehandlings- og kompressionssystemerne på Tyra feltet. Udvidelsen planlægges gennemført på en sådan måde, at de nye systemer i perioder med lav gasafsætning vil kunne anvendes til gasinjektion i Tyra reservoiret.

Fig. 3.8 Olie- og kondensatproduktionen på Tyra Centret



Den nødvendige anlægsudvidelse vil blive placeret på den eksisterende TWA platform samt i et bromodul understøttet af en ny STAR platform ved Tyra Vest. Herved vil injektionskapaciteten blive knapt firedoblet.

Planen indebærer endvidere udbygning af indvindingen fra oliezonen under den oprindelige del af feltet med 9 vandrette brønde, heraf 8 på Tyra Vest og en enkelt på Tyra Øst. Herved bringes antallet af vandrette oliebrønde på Tyra op på i alt 17. Borearbejdet forventes udført 1993-1995.

Omfattet er også anlæg for tilslutning af Svend, Roar og Harald felterne samt for tilslutning af den kommende udbygning i Tyra Sydøst området. Disse anlæg vil blive placeret i et nyt bromodul understøttet af en STAR platform ved Tyra Øst.

Under forudsætning af indgåelse af en aftale om øgede gasleverancer indebærer planen, at overskudsgas fra 1996 fra gasfelterne Roar og Harald samt fra DUC's oliefelter i perioder vil blive injiceret i reservoiret på Tyra feltet.

I denne forbindelse vil samtlige gasbrønde på Tyra Vest allerede fra 1994 blive konverteret til injektionsbrønde, mens halvdelen af gasbrøndene på Tyra Øst vil blive konverteret fra 1996.

Det udvidede gasinjektionsprojekt vil medføre en øget indvinding af kondensat, samtidig med at forholdene for olieindvindingen forbedres.

Gasproduktionen fra Tyra feltet vil således i en årrække blive reduceret væsentligt, og gasleverancerne til Dansk Naturgas A/S vil i denne periode fortrinsvis komme fra Roar (fra 1996) og Harald (fra 1997) samt fra DUC's oliefelter. Gasproduktionen fra Tyra vil i denne periode komme fra de tilbageværende få gasbrønde på Tyra Øst samt fra feltets oliebrønde.

Det forudses endvidere i planen, at der omkring 1997/98 til sikring af forsyningssikkerheden vil være behov for at supplere feltets gasbrønde med 5 vandrette gasbrønde på Tyra feltets østlige og sydøstlige flanker.

Herudover er det planen gradvist at ophøre med at injicere gas i feltet, når behovet for gasleverancer fra Tyra feltet tilsiger dette.

Udbygningsplanen indeholder endeligt etablering af lavtrykskompression såvel på Tyra Øst som på Tyra Vest. Dette muliggør forbedret indvinding fra Tyra feltet og dets satellitfelter, efterhånden som trykket i reservoirerne falder. Etablering af lavtrykskompression forventes ikke at blive aktuel før efter 2001.

I 1992 er arbejdet med at afgrænse Tyra feltet mod sydøst fortsat med boring af to afgrænsningsbrønde E-6 og E-7. På baggrund af det udførte vurderingsarbejde er det nu DUC's opfattelse, at Tyra forekomsten strækker sig væsentligt længere mod syd og sydøst end hidtil antaget.

Den videre afgrænsning for Tyra forekomsten vil blive foretaget under det generelle efterforskningsarbejde i Det Sammenhængende Område.

Den godkendte udbygningsplan for Tyra feltet indeholder imidlertid en plan for udbygning af området omkring E-5 betegnet som Tyra Sydøst. Området skal udbygges som satellit til Tyra Øst, og der skal udføres fem dobbeltsporede vandrette brønde med de vandrette brøndspor beliggende i henholdsvis gas- og oliezonen. Brøndene udføres fra en STAR platform. Ifølge Energiministeriets godkendelse skal indvinding fra Tyra Sydøst indledes senest 2001.

I 1992 er der i forbindelse med det nu afsluttede undersøgelsesprogram for oliezonen blevet udført og igangsat fire vandrette oliebrønde på Tyra Vest. Under dette program er der således siden 1988 udført en vertikal og otte vandrette oliebrønde på Tyra feltet.

Der er i 1992 indvundet 3,94 mia. Nm^3 gas på Tyra, hvoraf 1,37 mia. Nm^3 er blevet reinjiceret. Gasproduktionen er således steget 7% i forhold til 1991.

Den samlede olie- og kondensatproduktion udgjorde i 1992 1,67 mio. m^3 mod 1,39 mio. m^3 i 1991, hvilket er en stigning på 20%. En væsentlig del af denne stigning kan tilskrives den stærkt øgede olieproduktion fra feltet. Olieproduktionen kan opgøres til 0,96 mio. m^3, hvilket bringer den hidtidige, samlede indvinding fra oliezonen op på 2,69 mio. m^3.

Felter under udbygning

Regnar

Regnar feltet, det tidligere Nils felt, ligger ca. 13 km sydøst for Dan i Det Sammenhængende Område.

Feltet er en mindre olieforekomst i et stærkt opsprækket kalkreservoir i lighed med, hvad der kendes fra andre danske felter som Skjold, Rolf og Dagmar. Som det var tilfældet på disse felter, er det vanskeligt at forudse, hvilken indvinding det vil være muligt at opnå fra Regnar. På det nu kendte

grundlag regnes der kun med en relativt kortvarig produktionstid.

Energiministeriet godkendte i 1988 en plan for udbygning og iværksættelse af produktion fra feltet. Denne godkendelse omfattede en satellitudbygning til Dan FC med produktion fra en enkelt brønd boret fra en platform udført som en rørsøjle støttet af tre ben.

På baggrund af den teknologiske udvikling godkendte Energiministeriet i maj 1992, at feltet produceres fra en undersøisk installation placeret på havbunden. Overvågning og kontrol af brøndinstallationen vil foregå ved fjernstyring fra Dan FC via en bøjeinstallation over undervandsinstallationen.

Borearbejdet på den nye brønd Regnar-3 samt installationen af indvindingsanlæggene ventes udført medio 1993 med forventet produktionsstart ca. 1. oktober 1993.

Valdemar

Valdemar består af flere adskilte olie- og gasforekomster. Feltet er beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra feltet. Valdemar er under udbygning som satellit til Tyra.

I marts 1988 godkendte Energiministeriet en indvindingsplan for feltet.

Planen indebærer en trinsvis feltudbygning begyndende med området omkring Nord Jens boringen. Indvindingen fra op til 4 vandrette boringer skulle efter den oprindelige plan være indledt 1. oktober 1991.

Imidlertid var indvinding fra det lavpermeable Barremien reservoir vanskeligere end forudset, og erfaringerne fra de første to brønde udført i 1989/90 førte til en ændring af udbygningsplanen, som blev godkendt af Energiministeriet i juli 1990. Produktionstart fra 3 vandrette brønde vil ifølge den ændrede plan, som blev godkendt i 1991, ske senest 1. januar 1994.

Det videre anlægsarbejde, som vil blive udført i løbet af 1993, indebærer opstilling af en STAR platform på feltet og lægning af 20 km 8" flerfaserørledning til Tyra Øst. Øvrige arbejder på feltet omfatter tilslutning af de to tidligere udførte vandrette brønde Valdemar-1H og -2H samt boring af en tredie vandret brønd Valdemar-3.

Øvrige felter

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

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 har i 1992 fortsat udbygningen af dets lagerfaciliteter for naturgas.

I Ll. Torup er der således i forbindelse med etablering af en syvende kaverne i en salthorst med et planlagt arbejdsvolumen på 60 mio. Nm^3 udskyllet et geometrisk volumen på 55.000 m^3 ved udgangen af 1992. Det oppumpede saltvand ledes via en rørledning ud i Lovns Bredning ved Virksund.

Ved Stenlille, hvor Dansk Naturgas A/S tillige er i færd med at etablere et naturgaslager i en vandfyldt sandstensstruktur, er der ved udgangen af 1992 injiceret ca. 200 mio. Nm^3 naturgas.

4. Vandrette boringer

Med Mærsk Olie og Gas AS som operatør har DUC indtil videre udført 46 vandrette boringer. I det følgende belyses nogle af fordelene ved vandrette boringer samt nogle af de tekniske vanskeligheder, som er blevet overvundet i forbindelse med gennemførelsen af boringerne. Beskrivelsen er illustreret med eksempler fra Skjold, Gorm, Tyra og Dan felterne.

Den første vandrette boring i Danmark blev udført i 1987. På dette tidspunkt var teknologien kun prøvet få steder i verden. Mærsk Olie og Gas AS har ved udførelsen af de vandrette boringer løbende arbejdet på at videreudvikle de teknologiske muligheder. Herved er der blandt andet udviklet meget effektive produktionssystemer, som har opnået stor betydning for udnyttelsen af de danske olie- og gasforekomster. De vandrette brøndes produktivitet er i dag 5-6 gange større end konventionelle brøndes, under sammenlignelige forhold. Som følge heraf er en overvejende del af produktionsbrøndene i de seneste år blevet udført som vandrette.

Forøgelse af reserverne

For Dan feltets vedkommende er oliereserverne blevet øget med ca. 25 mio. m^3 ved en kombineret anvendelse af horisontale brønde og vandinjektion. Dette er en fordobling i forhold til, hvad der forventedes ved den tidligere gennemførte udbygning med konventionelle brønde. Totalt set er de samlede danske reserver forøget med mere end 50 mio. m^3 olie som følge af feltudbygninger baseret på anvendelse af vandrette brønde.

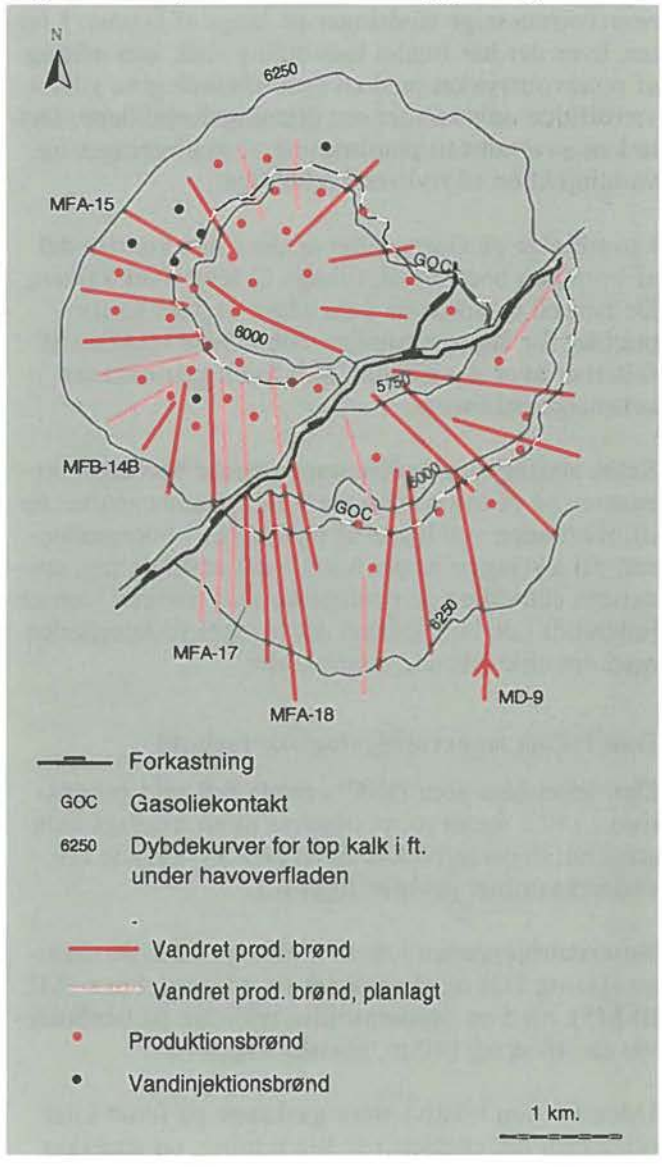
Vandrette boringer i forhold til konventionelle

Ved vandrette boringer forstås i denne forbindelse boringer, der i deres forløb afviger mere end 80 grader fra lodret. Andre stærkt afbøjede boringer vil, når de følger den geologiske lagdeling, være i stand til at dræne reservoiret på samme måde som de vandrette, nemlig fra flere punkter i det samme reservoirlag. Dette er for eksempel tilfældet på Skjold feltet.

Både de vandrette og de stærkt afbøjede brønde gør det muligt at forbinde en række dræningspunkter nede i reservoiret uden at føre mere end et enkelt rør til overfladen. Samtidig kan der nås områder, der ligger længere væk fra udgangpunktet. Dette betyder, at der fra en enkelt platform kan drænes et væsentligt større område af reservoiret, end hvad der er muligt med konventionelle brønde.

I de vandrette og stærkt afbøjede boringer er det ikke muligt at anvende kabel til nedsænkning af måleudstyr og værktøj i brønden. Ved en afbøjning over 60-65 grader bliver gnidningsmodstanden så stor, at udstyret ikke kan nå ned i brønden alene ved hjælp af tyngdekraften.

Fig. 4.1 Dan feltet, eksisterende og planlagte brønde



Ved arbejde i åbent hul (dvs. uden foringsrør) må udstyret i stedet føres frem og tilbage i boringen monteret på spidsen af borestrengen. Dette gælder for eksempel udstyr til geofysiske målinger. I den færdige brønds vandrette del nedsænkes og betjenes udstyret ved hjælp af et 30 til 40 mm tyndt rør. Røret, der har en længde på op til 5000 m, er spolet op på en stor tromle.

Hvor der fra almindelige boringer kun fås oplysninger fra et snævert udsnit af reservoiret, kan der i vandrette boringer måles eller udtages prøver i større dele af reservoiret.

Det er således muligt at kortlægge geologiske eller reservoirmæssige ændringer på langs af lagene. I felter, hvor der har fundet indvinding sted, kan måling af reservoirtrykket med en specialsonde give yderst værdifulde oplysninger om dræningsforholdene. Dette kan anvendes til planlægning af nye boringer og vandinjektion til trykvedligeholdelse.

I to tilfælde på Gorm feltet er der i den yderste del af boringen boret opad, tilbage til leret over kalken. De herved fremkomne data udgør vigtige kontrolpunkter for lagenes rumlige udbredelse i randen af felterne, hvor der normalt kun foreligger data fra seismiske målinger.

Selve styringen af borestrengen under borearbejdet baseres på positionsmålinger, der løbende sendes op til overfladen ved hjælp af trykbølger i boremudderet. Til sikring af at der bores i det ønskede lag, anvendes endvidere de geologiske oplysninger, som er indeholdt i de borespåner, der bringes til overfladen med det cirkulerende boremudder.

Dan feltets reservoirgeologiske forhold

Dan feltet blev som DUC's første felt sat i produktion i 1972. Reservoiret udgøres af en hvælvet kalkstruktur, delt i to blokke af en NØ-SV gående hovedforkastning, jævnfør figur 4.1.

Reservoirbjergarten i de to blokke er kalk fra Danien (D1 og D2) og skrivekridt fra Maastrichtien (M1 til M5), med en gennemsnitlig tykkelse på henholdsvis ca. 40 m og 140 m, jævnfør figur 4.2.

Uden for den relativt store gaskappe på feltet kiler oliezonen ud, specielt i sydlig retning, og strækker sig næsten helt over til Kraka feltet. Porøsiteten, dvs. de små hulrum, hvor gas, olie og vand befinder sig i reservoiret, er relativ høj 20-40%, mens permeabiliteten, som er et mål for, hvor let strømningen mellem de enkelte porerum i bjergarten foregår, er lav (1 millidarcy og derunder).

Mellem de to reservoirenheder findes en næsten uigennemtrængelig zone i den nederste del af D2, der i store dele af feltet virker som en strømningsbarriere mellem lagene. Blandt andet af denne grund er det af afgørende betydning for produktionen, at reservoiret omkring brøndene forsynes med kunstige sprækker, der forbinder de olieførende lag. Da strømningsmodstanden i sprækkerne er meget mindre end i selve bjergarten, bliver det effektive udstrømningsareal fra den olieførende bjergart til brønden herved mange gange større, end hvad kan opnås med traditionel teknik ved perforering af det cementerede foringsrør.

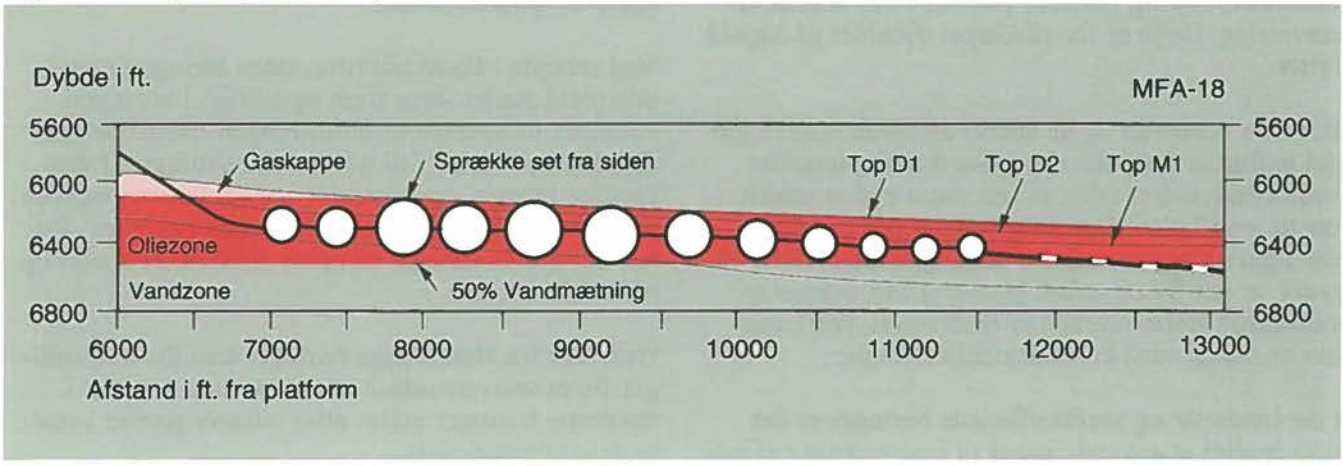
En sammenligning med for eksempel det norske Ekofisk felt viser, at på Dan feltet er det 20-30 gange vanskeligere for olien at strømme hen til brøndene. Brøndene på Dan feltet skal derfor ligge meget tættere for at opnå en tilfredsstillende indvinding af feltets olie inden for feltets levetid.

Udbygning af Dan feltet

Før vandrette boringer blev taget i anvendelse, blev Dan feltet udbygget i tre omgange med traditionelle, afbøjede boringer, der ligger som en vifte under de enkelte brøndhovedplatforme, med afbøjninger fra nul op til ca. 55 grader. Der blev i alt udført 42 brønde, de sidste 24 i perioden 1984-86 i forbindelse med etablering af det nye produktionscenter Dan F.

Den første vandrette brønd MFB-14B, som blev udført i 1987, er placeret i den sydvestlige del af Dan feltet. Brøndens vandrette del er i forhold til de senere brønde ikke særlig lang, kun ca. 350 m. Ud over en tilfredsstillende udførelse af selve borearbej-

Fig. 4.2 Dan feltet, tværsnit af brønden MFA-18

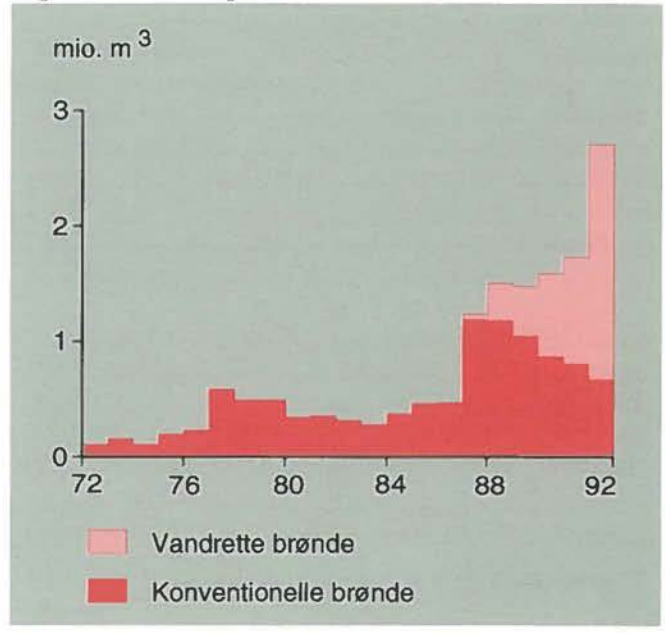


det var opnåelse af en god cementering af den vandrette del af foringsrøret gennem kalken det vigtigste tekniske resultat. Uden disse resultater ville det ikke være muligt at basere den fremtidige udvikling på vandrette brønde.

Imidlertid viste de geofysiske målinger (logs), at boringen i en del af sit forløb var kommet op i den lavpermeable del af Danien kalken. På grund af dette lags dårligere produktionsegenskaber blev der allerede i den første brønd pumpet sand ud i de kunstige sprækker for at holde dem åbne og dermed fastholde tilstrømning af olie til brønden.

Figur 4.2 viser et tværsnit af brønden MFA-18 og illustrerer dagens teknologiske stade. Brønden har 12 sprækker, der hver i princippet svarer til én konventionel brønd, blot ligger sprækkerne væsentligt tættere end konventionelle brønde. De yderste 500 m af brønden er efterladt uden foringsrør og producerer således fra et åbent hul, hvis spids ligger ca. 4 km fra platformen. Olielaget er her så tyndt, at en lodret sprække ville strække sig ned i vandzonen og dermed forårsage en uønsket vandproduktion.

Fig. 4.3 Dan olieproduktion



Udnyttelse af randolie

Indvinding af den stadig tyndere oliezone mod randen af felterne ville med konventionelle brønde være uøkonomisk. Flere af de udførte Dan brønde, for eksempel MFA-18 og MD-9, er blevet forlænget for at undersøge produktionsegenskaberne i randzonen.

Det er derved påvist, at oliezonen strækker sig langt over mod Kraka feltet. Yderst i brønden MD-9 er der etableret tre "brøndfingre" uden foringsrør, der alle kan producere ind i hovedbrønden.

For Dan feltets vedkommende har udviklingen af de vandrette brønde været helt afgørende for en hensigtsmæssig udnyttelse af feltets tilstedeværende oliemængde på knap 300 mio. m³. Med Dan F udbygningens 24 konventionelle brønde blev den forventede indvindinggrad hævet fra ca. 3% til ca. 8%. Som det fremgår af figur 4.3, er det imidlertid bidraget fra de vandrette brønde, der nu beslaglægger det meste af kapaciteten af det nye produktionsanlæg. Med de vandrette brønde og iværksættelse af vandinjektion i store dele af feltet, forventes det i dag, at indvindingsgraden vil blive mere end 16% af de tilstedeværende mængder i hele feltet.

Kunstige sprækker

For at forbedre brøndenes produktivitet udføres som hovedregel opsprækning af reservoiret omkring brøndene ved nedpumpning af enten saltsyre eller en sandopslemning.

Sandfyldningen af sprækkerne foretages, for at de skal holde sig åbne under produktion og mindske strømningsmodstanden hen mod brønden. Ved nedpumpning af saltsyre dannes sprækker, der udvides og bibeholdes, idet syren opløser noget af kalken.

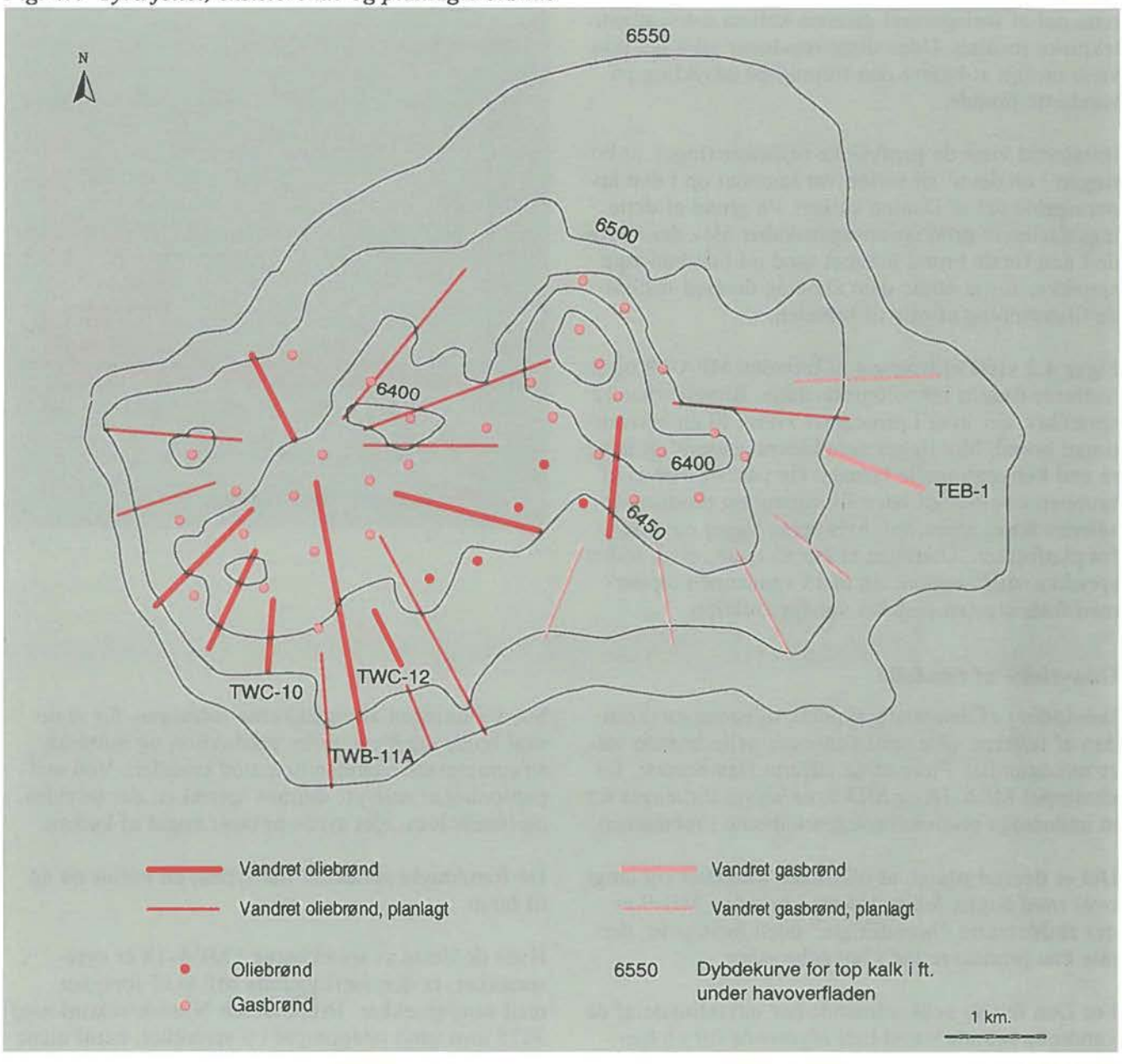
De frembragte sprækker har typisk en radius på op til 60 m.

Hvor de fleste af sprækkerne i MFA-18 er syresprækker, er den nærliggende MFA-17 forsynet med sandsprækker. Brønden har Nordsø-rekord med 3675 tons sand nedpumpet i 9 sprækker, heraf alene 950 tons i én sprække.

I konventionelle brønde er det generelt kun muligt at få plads til én kunstig sprække. I modsætning hertil er det i vandrette (og stærkt afbøjede) brønde, der bores parallelt med laggrænserne i reservoiret, muligt at placere sprækker som perler på en snor, næsten lige så langt ud i brønden, som den er boret.

De frembragte sprækkers rumlige orientering følger hovedtrykspændingerne i reservoirbjergarten, hvilket betyder, at de tilnærmelsesvis er lodrette, og i Dan feltet har retningen N-S. Afhængig af brøndens orientering kan de kunstige sprækker være alt fra vinkelret på til parallelt med brøndens spor. De behøver altså ikke at fremtræde som vist på figur 4.2, parallelt med brønden.

Fig. 4.4 Tyra feltet, eksisterende og planlagte brønde



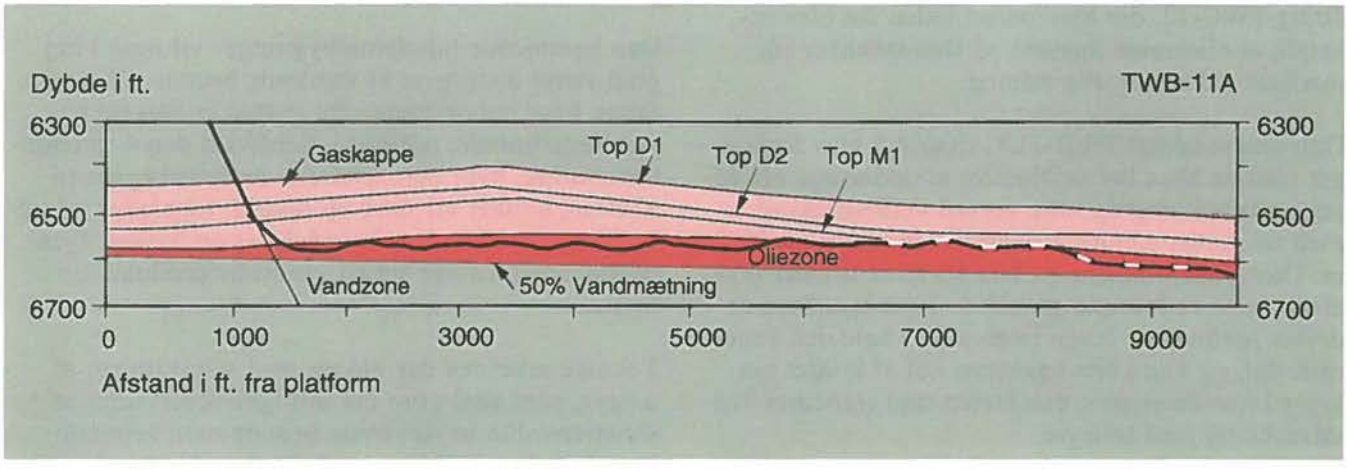
Figuren illustrerer, at sprækkerne udformes, så centerafstanden er mere end den dobbelte radius af sprækkerne. Dette skulle sikre, at sprækkerne ikke "kortslutter". Samtidig skal sprækken ligge mellem 50% vandmætning og gaskappen, idet gassen ønskes bibeholdt længst muligt i reservoiret for at holde trykket oppe, og idet vandproduktion er uønsket.

Opdeling i sektioner

For at kunne opsprække reservoirbjergarten skal trykket ved perforeringerne i brønden være væsentligt højere end reservoirtrykket udenfor. Da der under selve stimuleringen pumpes betydelige vand/syremængder ud i reservoiret, vil stimuleringsvæsken efterfølgende strømme tilbage i brønden med et større tryk end reservoirtrykket. Dette tryk skal afbalanceres, inden man kan gå videre med stimulering af det næste interval. Hvis denne trykligevægt skulle indstille sig naturligt, ville der gå urimelig lang tid. Samtidig er det nødvendigt at isolere de foregående zoner for at kunne lave den næste sprække.

Mærsk Olie og Gas AS har derfor sammen med underleverandører udviklet et system, kaldet PSI til isolering af de enkelte zoner, umiddelbart efter de er stimuleret. PSI står for *perforering*, *stimulering* og *isolering*. Systemet er udformet således, at der in-

Fig. 4.5 Tyra feltet, tværsnit af brønden TWB-11A.



den i brøndens foringsrør er placeret et produktionsrør med pakninger på ydersiden, således at de enkelte perforerede intervaller er isolerede. For at olien kan strømme ind i produktionsrøret, er dette forsynet med ventil for hvert interval. Denne ventil kan åbnes og lukkes med en specialnøgle, der føres ned i brøndens vandrette del ved hjælp af en fleksibel rørstreng.

Mens det traditionelle produktionsrør fra overfladen afsluttes med en pakning oven over samtlige perforationsintervaller, som dermed er forbundne, tillader denne udformning, at der kan åbnes og lukkes for det enkelte interval efter behov.

Under stimuleringsarbejdet monteres sektionerne en for en, efterhånden som de enkelte intervaller bliver perforeret og stimuleret, hvorved det bliver muligt at gå videre til det næste.

PSI systemets mulighed for at lukke de enkelte intervaller er på flere felter udnyttet til både at begrænse gasproduktionen fra enkelte brønde og til at begrænse vandproduktionen, hvorved den øjeblikkelige olieproduktion optimeres.

En af de seneste vandrette brønde på Gorm feltet er placeret og indrettet således, at den begynder med at være vandinjektor i sin yderste del, for siden at blive olieproducerende i sin inderste del, når trykket er steget, og olien skubbet indad.

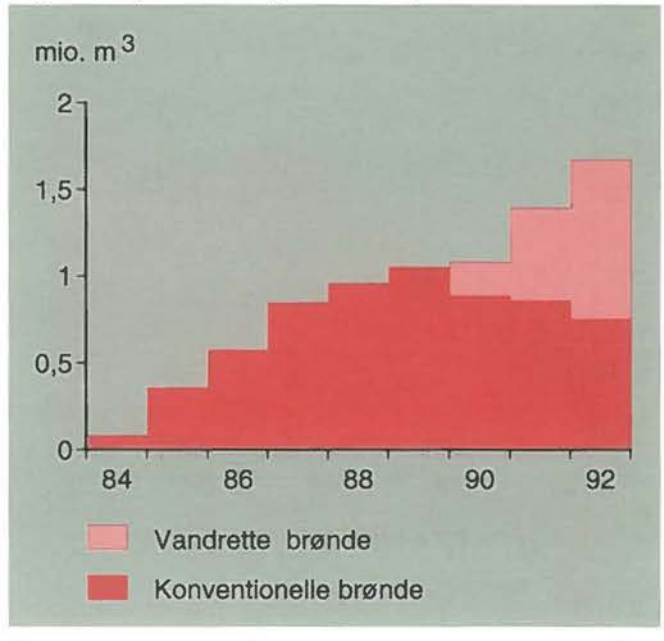
Tyra feltet

Tyra feltet har en geologisk opbygning, som ligner Dan feltets. Gaskappen er imidlertid helt dominerende og oliezonen så tynd, at det ved starten af gasproduktionen ikke ansås for muligt at indvinde olien, blandt andet begrundet i risikoen for, at vandet skulle trænge op i gaszonen og nedsætte gasbrøndenes produktivitet.

Produktionserfaringerne har imidlertid vist, at olien kan produceres uden en ødelæggende optrængning af vand fra vandzonen.

Det er dog først gennem anvendelse af vandrette brønde, at det er blevet økonomisk attraktivt at indvinde fra oliezonen. Figur 4.4 viser de eksisterende og planlagte brønde på feltet. De vandrette brønde er udført som et led i det undersøgelsesprogram, der førte frem til den nu godkendte udbygningsplan for

Fig. 4.6 Tyra olie- og kondensatproduktion



Tyras oliezone. De første af disse brønde var TWC-10 og TWC-12, der blev udført inden det blev erkendt, at oliezonen ligesom på Dan strækker sig markant videre i sydlig retning.

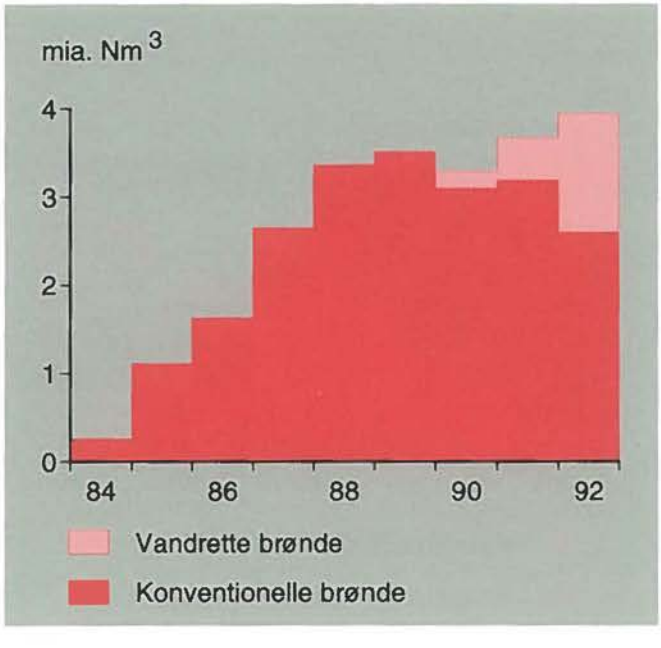
Den senere brønd TWB-11A, figur 4.5 blev forlænget med en åben hul sektion for at undersøge oliezonens udstrækning og satte derved verdensrekord med en samlet vandret sektion i reservoiret på 2443 m. Den tynde oliezone på kun 10-15 m tillader ikke, at der udføres lodrette sprækker. Tyra brøndene er derfor perforeret i lange intervaller i hele den vandrette del, og kun i den nærmeste del af kridtet omkring brønden er permeabiliteten søgt forbedret ved udvaskning med saltsyre.

Figur 4.6 viser den årlige olie- og kondensatproduktion siden 1984. I starten er det hovedsageligt kondensat fra gasproduktionen, der forekommer i statistikken, mens det i dag er olieproduktion fra de vandrette brønde, der dominerer.

Den mest bemærkelsesværdige af de hidtidige brønde er TWC-10, der siden 1990 konstant har produceret omkring 800 m^3 svarende til 5000 tønder olie og kondensat om dagen. Dette udgør mere end en fjerdedel af den samlede produktion fra de 8 vandrette oliebrønde i 1992.

Ud over en økonomisk attraktiv olieproduktion yder de vandrette brønde også et væsentligt bidrag til gasproduktionen, i 1992 ca. en trediedel, jævnfør figur 4.7.

Fig. 4.7 Tyra gasproduktion



Den fremtidige udvikling

Den kommende tids feltudbygninger vil også i høj grad været domineret af vandrette brønde. På Kraka feltet, hvor indvindingen fra starten er baseret på vandrette brønde, udføres i øjeblikket den 4. produktionsboring, hvor den vandrette del planlægges til 3300 m, hvilket vil være ny rekord. Ligeledes vil udbygning af Valdemar, Svend, Roar og Sydøst Tyra udelukkende basere sig på vandrette produktionsbrønde.

Teknisk arbejdes der videre med udviklingen af udstyr, som skal gøre det muligt i reservoiret at sammenkoble to vandrette brønde med separate brøndsektioner. Herved vil det for eksempel være muligt at kombinere en gasbrønd i Danien gaskappen med en oliebrønd i det dybere liggende Maastrichtienlag.

5. Økonomi

Råoliepris og dollarkurs

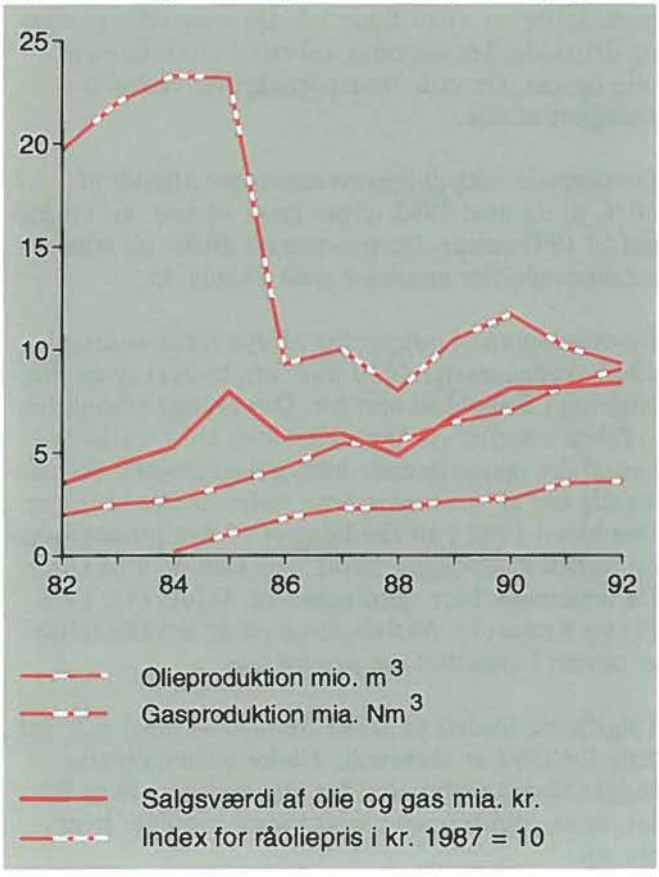
Den internationale råoliepris (udtrykt ved noteringen på Brent olie) var i 1992 mellem 17,6 og 21,1 US$ pr. tønde. Den gennemsnitlige pris for hele året blev 19,3 US$ pr. tønde mod 20,2 US$ pr. tønde i gennemsnit for året 1991, se tabel 5.1.

Råolieprisen har generelt ligget på 18-21 US$ pr. tønde lige siden januar 1991 efter påbegyndelsen af krigshandlingerne under Golf-krisen.

I foråret 1992 var der tendens til stigning i den internationale råoliepris ved udsigten til et OPEC-møde i maj, hvor produktionskvoterne skulle drøftes. Medlemslandene besluttede at fastholde produktionskvoterne i 3. kvartal, hvilket sammen med rigelige lagre og en svag international efterspørgsel som følge af økonomisk afmatning og udsigt til en mild vinter medførte, at prisen igen begyndte at falde.

Ved indgangen til 1993 var råolieprisen således omkring 18 US$ pr. tønde og ligger fortsat på dette niveau i de første måneder af 1993.

Fig. 5.1 Salgsværdi og produktion af olie og gas



Tabel 5.1 Salgsværdi og produktion af olie og naturgas, årets priser

	1988	1989	1990	1991	1992*)
Salgsværdi mio. kr.					
Olie	3.500	5.360	6.394	6.630	6.535
Naturgas	1.355	1.410	1.713	1.722	1.885
I alt	*4.855*	*6.770*	*8.107*	*8.352*	*8.420*
Produktion					
Olie, mio. m^3	5,57	6,47	7.00	8.26	9,12
Naturgas, mia. Nm^3	2,27	2,68	2,75	3,51	3,63
Int. råoliepris (Brent)					
$/tønde	14,94	18,11	23,70	20,15	19,31
$-kurs	6,74	7,32	6,19	6,38	6,04
Kr./m^3	633	834	923	809	734

*) Skøn

Dollarkursen steg i årets første måneder fra godt 6 kr. pr. US$ til knap 6,5 kr. pr. US$ for derefter at falde til godt 5,5 kr. pr. US$ i august-september. I årets sidste måneder steg dollarkursen igen til samme niveau som ved årets begyndelse. Højeste og laveste kurs i 1992 var 6,45 kr. pr. US$ og 5,60 kr. pr. US$. For året som helhed var den gennemsnitlige kurs 6,04 kr. pr. US$ mod 6,38 kr. pr. US$ i 1991.

Råolieprisen udtrykt i danske kroner faldt således i 1992 som følge af dels den lavere oliepris udtrykt i US$, dels en lavere dollarkurs.

Udtrykt i US$ var råolieprisen i 1992 4-5% lavere end året før, mens den udtrykt i kroner var 9-10% lavere.

Dansk olie- og gasproduktion

Den danske olieproduktion steg i 1992 med ca. 11%, mens salget af gas steg ca. 3%. Mængderne er vist i tabel 5.1. Opgjort i tons olieækvivalenter var den samlede olie- og gasproduktion 11,6 mio. t.o.e. mod ca. 10,7 mio. t.o.e. året før. Selvforsyningsgraden for olie var i 1992 98% og for olie og gas under ét 112%. Produktionen af olie og gas bidrog således til en højere grad af forsyningssikkerhed i 1992. Udviklingen i selvforsyningsgrad i den sidste halve snes år er vist i afsnittet om *produktion* samt i bilag D.

Nettovalutaudgifterne til import af energi var i 1992 3,4 mia. kr. mod 5,1 mia. kr. året før. Nettoudgifterne er markant reduceret siden midten af 1980'erne

som følge af lavere oliepriser og stigende selvforsyning. Udviklingen i nettovalutaudgiften er vist i bilag D 4.

Salgsværdien af den danske olie- og gasproduktion var stort set uændret i 1992 i forhold til året før, trods stigningen i de producerede mængder. Som vist i tabel 5.1 over priser og mængder var værdien af den producerede olie og gas i Danmark ca. 8,4 mia. kr.

Efterforskning, udbygning og drift

De samlede udgifter til efterforskning, udbygning, drift og transport udgjorde i 1992 skønsmæssigt ca. 5,5 mia. kr., hvilket er en stigning på et par procent i forhold til året før.

De samlede udgifter til efterforskning og vurdering var i 1992 skønsmæssigt 1050 mio. kr. mod 975 mio. kr. året før. Der blev udført flere boringer i 1992 end i 1991, men udgifterne til flere af de i 1992 udførte boringer var relativt lave. I figur 5.2 er disse udgifter vist for henholdsvis DUC's oprindelige bevilling fra 1962 og for de nye licenser, der er udstedt siden 1984. I sidstnævnte indgår blandt andet DUC's nye licenser.

Udgifterne vedrører især de i alt 11 efterforsknings- og vurderingsboringer, der påbegyndtes i 1992, mod 6 året før. Fire af de syv efterforskningsboringer i 1992 udførtes i henhold til de nye licencer. Aktiviteterne er omtalt i afsnittet om *efterforskning*.

Fig. 5.2 Efterforskningsudgifter, mio. kr. årets priser

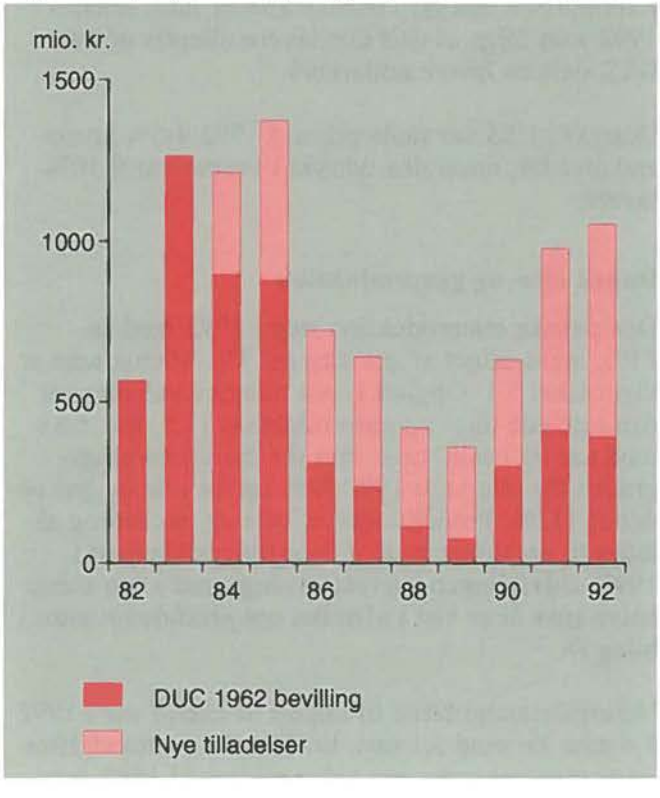
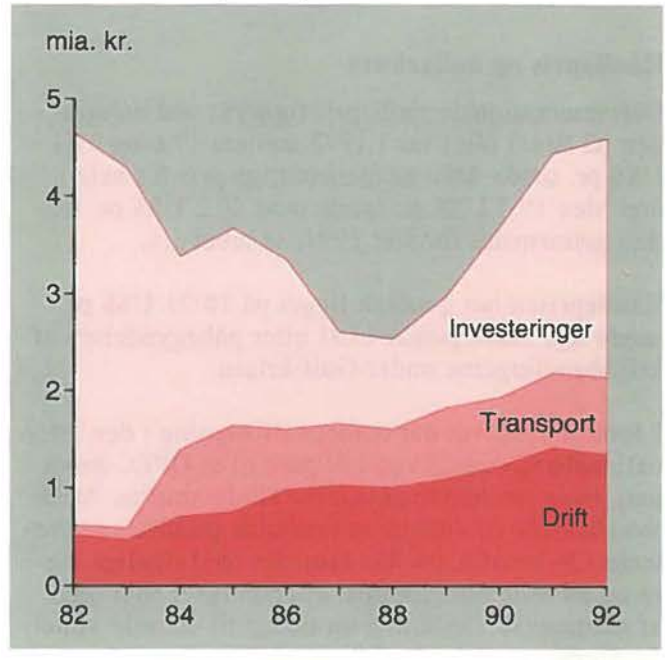


Fig. 5.3 Investeringer i felter, drift og transport, mia. kr., årets priser



Udviklingen i samlede investeringer, drifts- og transportudgifter er vist i figur 5.3. De viste udbygnings- og driftsudgifter vedrører anlæg til produktion af olie og gas. De viste transportudgifter vedrører transport af olie.

De samlede udbygningsinvesteringer afholdt af DUC til og med 1992 udgør knap 36 mia. kr. omregnet til 1993 priser. De tilsvarende drifts- og administrationsudgifter andrager godt 14 mia. kr.

Investeringerne i udbygning af nye felter androg i 1992 skønsmæssigt 2450 mio. kr., hvilket er en lille stigning i forhold til året før. Der er især afholdt betydelige udgifter på Dan feltet som led i realiseringen af det igangværende udbygningsprojekt. En væsentlig del af investeringerne vedrører nye boringer. Der blev i 1992 i alt færdiggjort 17 nye produktions- og injektionsboringer, heraf 7 på Dan og 4 på Gorm. De resterende blev færdiggjort på Skjold (1), Tyra (4) og Kraka (1). Aktiviteterne på de enkelte felter er omtalt i afsnitttet om *produktion*.

Udgifterne fordelt på felter fremgår af tabel 5.2. Tallene for 1992 er skønnede. Under posten diverse indgår blandt andet udgifter, der vedrører flere felter, samt udgifter, som selskaberne afholder hver for sig.

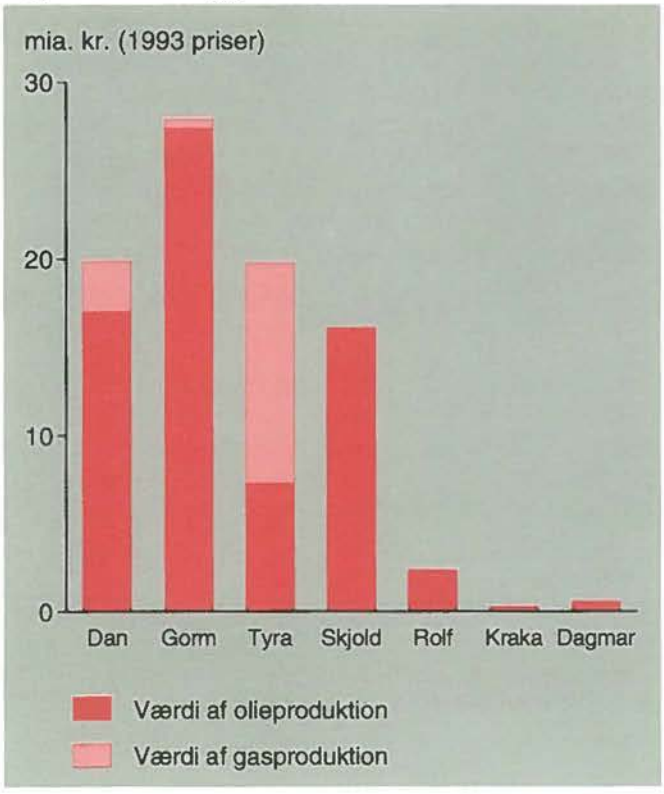
Tabel 5.2 Udbygningsinvesteringer afholdt af DUC, mio. kr., årets priser

	1988	1989	1990	1991	1992*)
Dan	223	362	297	915	1.240
Gorm	262	204	563	409	380
Skjold	236	44	105	297	140
Rolf	-	21	1	50	-
Tyra	107	85	121	274	360
Kraka	4	195	227	87	100
Dagmar	2	8	246	77	50
Valdemar	7	223	123	21	25
Regnar	-	-	1	-	20
Diverse	58	3	69	134	135
I alt	*897*	*1.145*	*1.736*	*2.260*	*2.450*

*) Skøn

Transportomkostningerne vedrører kun transport af råolie og omfatter driftsomkostninger, finansieringsomkostninger og kapitalafdrag i forbindelse med investeringerne i olierørledningen med tilknyttede anlæg. I omkostningerne indgår tillige et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede olie. Olierørledningen ejes af Dansk Olierør A/S, der viderebetaler 95% af fortjenstelementet til staten. Andelen var før 1992 90%. DUC er indtil videre eneste bruger og betaler således de samlede omkostninger.

Fig. 5.4 Værdi af produktion 1972-1992



DUC har i dag 7 felter i produktion. Værdien af den samlede produktion til og med 1992 udgør, omregnet til 1993-priser, ca. 87 mia. kr. På figur 5.4 er vist værdien fordelt på de enkelte felter og på olie- og gasproduktion.

DUC-selskabernes resultat før skat er vist i tabel 5.3. I DUC deltager A.P. Møller, Shell og Texaco, se også bilag A. De viste driftsudgifter omfatter administrations- og transportudgifter, dog ikke det nævnte fortjenstelement. Der foreligger ikke tal for 1992. Oplysningerne er baseret på regnskabstal fra selskaberne, hvorfor resultatet ikke nødvendigvis svarer til det i skattemæssig henseende opgjorte overskud.

Statens direkte indtægter ved olie- og gasindvinding er vist i tabel 5.4. De viste beløb er pålignede beløb i indkomståret, og tallene for 1992 er skønnede. Betalingen af selskabsskat kan fra 1993 ske ved acontobetalinger, hvorved skatteprocenten nedsættes fra 38 til 34.

Betalingen sker således i princippet i indkomståret, ligesom det er tilfældet med kulbrinteskatten. Produktionsafgiften betales et halvt år efter indkomståret, mens fortjenstelementet betales månedligt.

Den samlede produktion af olie henholdsvis gas ilandføres i Danmark. Måling af de solgte oliemængder sker såvel offshore som i Fredericia, mens de solgte gasmængder måles på Tyra Øst.

Tabel 5.3 DUC-selskabernes resultat før skat, mio. kr., årets priser

	1987	1988	1989	1990	1991
Indtægter	5.823	5.103	6.716	7.692	8.446
Driftsudg.	1.663	1.569	1.654	1.858	2.070
Renteudg.	492	628	680	234	336
Valutakursreg.	+943	-324	+85	+282	-182
Bruttoindtj.	4.611	2.582	4.468	5.882	5.858
Afskrivninger	1.586	1.495	1.553	1.600	2.373
Resultat før skat	*3.025*	*1.088*	*2.915*	*4.282*	*3.485*

Statens provenu fra produktionsstarten i 1972 til og med 1992 andrager omregnet i 1993-priser ca. 16 mia. kr. Indtægterne er fordelt på knap 1 mia. kr. i kulbrinteskat, ca. 6 mia. kr. i selskabsskat, ca. 7 mia. kr. i produktionsafgift og godt 2 mia. kr. i fortjenstelement.

De økonomiske analyser i forbindelse med 5 og 20 års produktionsprognoserne er bragt i afsnittet om *prognoser*.

Tabel 5.4 Statens indtægter fra olie- og gasindvindingen mio. kr., årets priser

	1988	1989	1990	1991	1992*)
Kulbrinteskat	0	0	0	0	0
Selskabsskat	0	464	1.314	990	850
Prod.afgift	360	523	633	639	650
Fortjenst-element	131	209	257	264	275
I alt	*505*	*1.219*	*2.232*	*2.028*	*1.775*

*) Skøn

6. Reserveopgørelse

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

Energistyrelsens nye opgørelse pr. 1. januar 1993 viser en lille stigning i olie- og gasreserverne på henholdsvis 1% og 6%, og reserverne vurderes at være større end nogensinde.

Reserverne af olie er i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med 12 mio. m^3. Produktionen i 1992, der var større end i noget tidligere år, blev på godt 9 mio. m^3, og stigningen i oliereserverne er derfor beskeden. Reserverne svarer til, at en olieproduktion på 1992 niveau vil kunne opretholdes i de næste 24 år.

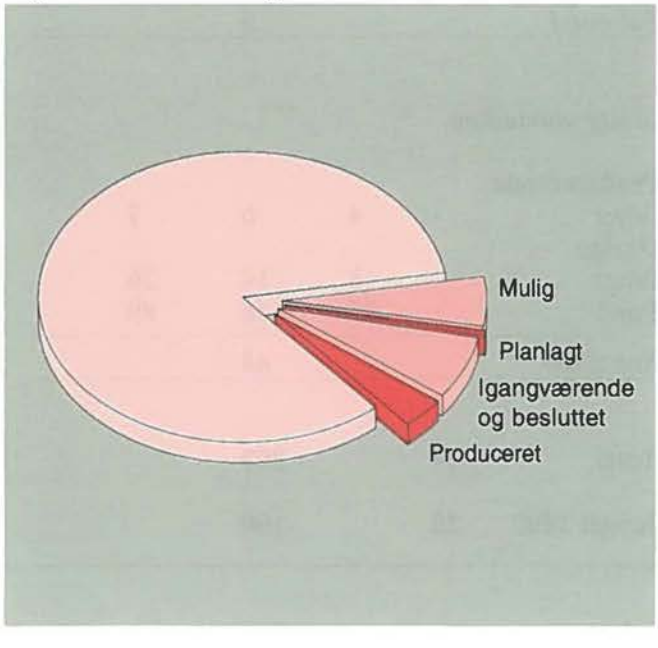
De opgjorte reserver er de mængder af olie og gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi.

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

Metode og definitioner

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

Fig. 6.1 Reservekategorier



Kun en del af den olie og gas, som er tilstede i et reservoir kan produceres. Den del af de tilstedeværende mængder, der kan produceres i hele feltets levetid, betegnes som den endelige indvinding. Forskellen mellem den endelige indvinding og den mængde, der er produceret på et givet tidspunkt, udgør således reserven. Kategoriseringen af reservegrundlaget er illustreret i figur 6.1, hvor den relative størrelse af de enkelte kategorier svarer til den respektive olie- og kondensatindvinding.

Reservekategorier

De projekter, som er i gang, eller som operatøren har fremsendt planer for, kategoriseres 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 af Energiministeriet godkendt indvindingsplan, samtidig med at produktion endnu ikke er påbegyndt, klassificeres de tilhørende reserver som besluttet indvinding.

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

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

I forbindelse med strukturer, for hvilke der er afgivet en positiv kommercialitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver også 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.

Tabel 6.1 Reserver pr. 1. januar 1993

	Olie og kondensat, mio. m³				Gas, mia. Nm³			
	Produceret	Lav	Forv.	Høj	Nettoproduceret	Lav	Forv.	Høj
Igangværende og besluttet indvinding								
Dan	15	28	41	55	6	13	17	20
Kraka	<1	1	2	2	<1	<1	1	1
Regnar	-	<1	<1	1	-	<1	<1	<1
Igor	-	<1	<1	<1	-	1	2	3
Gorm	18	14	22	31	1	5	6	8
Skjold	15	9	19	29	1	1	2	2
Rolf	3	<1	2	4	<1	<1	<1	<1
Dagmar	1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
Tyra	8	8	16	25	16	35	60	87
Valdemar	-	<1	1	2	-	<1	1	1
Roar	-	2	3	3	-	10	14	18
Adda	-	<1	1	2	-	1	1	2
Harald	-	4	5	7	-	20	25	31
Svend	-	4	7	10	-	1	2	2
Sub total	*60*		*119*		*24*		*129*	
Planlagt indvinding								
Kraka	-	1	1	2	-	<1	1	1
Dagmar	-	<1	<1	<1	-	<1	<1	<1
Valdemar	-	<1	1	1	-	<1	1	1
Elly	-	<1	1	1	-	2	4	6
Gert	-	1	2	3	-	<1	<1	<1
Sub total			*5*				*5*	
Mulig indvinding								
Producerende felter	-	34	47	62	-	4	6	7
Øvrige felter	-	6	13	24	-	5	14	26
Fund	-	15	38	70	-	22	48	80
Sub total			*98*				*68*	
Total	60		222		24		202	
Januar 1992	51		219		20		190	

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.

Reservegrundlag pr. 1. januar 1993

Tabel 6.1 viser Energistyrelsens opgørelse over reserver for olie/kondensat og gas fordelt på felter og de nævnte kategorier.

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

På figur 6.2 er olie- og kondensatindvindingen vist for kategorierne igangværende, besluttet og planlagt indvinding. Produktion og reserver er vist for de 7 producerende felter og gruppen af øvrige felter, som endnu ikke er udbygget.

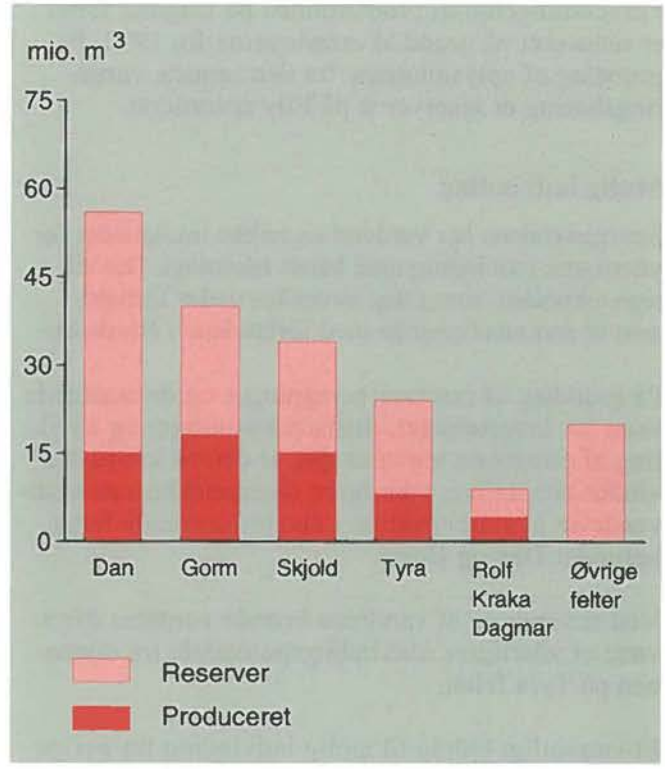
Det fremgår af figuren, at for de producerende felter er der produceret mellem en fjerdedel og halvdelen af den samlede indvinding. Det skal bemærkes, at der for nogle af de producerende felter findes yderligere betydelige reserver under kategorien mulig indvinding.

Det fremgår af figur 6.3, at den samlede forventede olie- og kondensatindvinding udgør mellem 184 og 282 mio. m³. Reserverne for planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figuren, at den forventede gasindvinding udgør mellem 158 og 226 mia. Nm³. 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 ca. 10%, som anvendes til afbrænding og brændstof på platformene.

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse i januar 1992 er der foretaget en række ændringer. Dette skyldes blandt andet, at Energiministeriet har godkendt yderligere udbygning af felterne Gorm, Skjold og Tyra.

Fig. 6.2 Olieindvinding for kategorierne igangværende til planlagt indvinding



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

Igangværende og besluttet indvinding

I 1992 blev der på Gorm og Skjold felterne godkendt større udbygninger baseret på vandinjektion, hvilket medfører en opskrivning af de forventede oliereserver til henholdsvis 22 og 19 mio. m³.

Da produktionsegenskaberne på Dagmar feltet har vist sig dårligere end forventet, er reserverne nedskrevet.

På Tyra feltet blev der i januar 1993 godkendt en omfattende udbygning af olie- og gaszonen, som indebærer en opskrivning af reserverne til henholdsvis 16 mio. m³ olie og 60 mia. Nm³ gas. Den sydøstlige del af Tyra strukturen omkring E-5, benævnt Tyra Sydøst, er i år medtaget som en del af Tyra feltet. Tyra Sydøst var medregnet under mulig indvinding i sidste års reserveopgørelse.

Gasreserverne på Roar feltet er opskrevet på baggrund af de godkendte planer for etablering af lavtrykskompression på Tyra feltet.

Planlagt indvinding

Forventningerne til produktionen på Dagmar feltet er reduceret på grund af erfaringerne fra 1992. På grundlag af oplysningerne fra den seneste vurderingsboring er reserverne på Elly revurderet.

Mulig indvinding

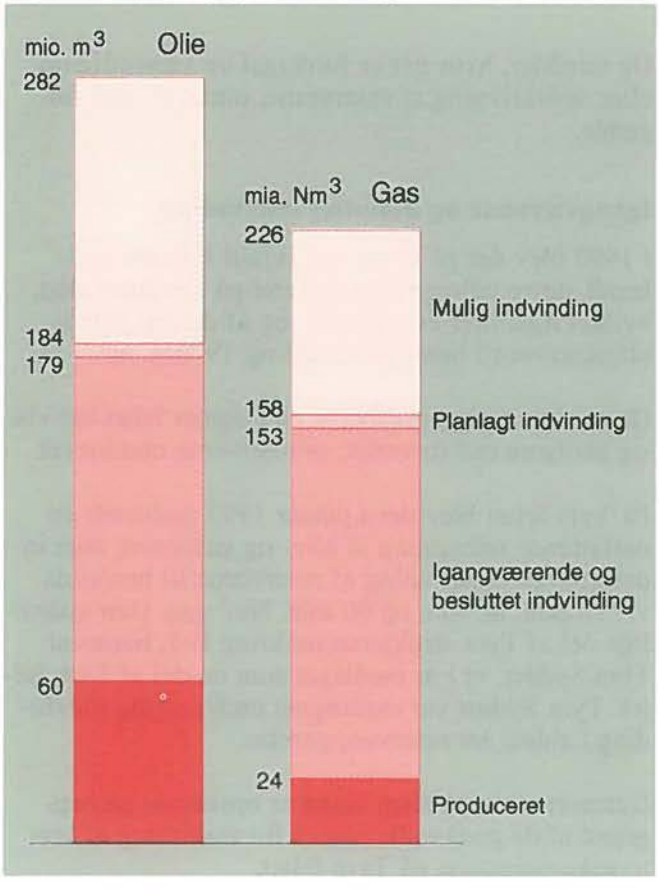
Energistyrelsen har vurderet en række muligheder for yderligere indvinding med kendt teknologi. Det vil sige teknologi, som i dag anvendes under forhold, som er sammenlignelige med forholdene i Nordsøen.

På grundlag af reservoirberegninger og overordnede skøn for investeringer, driftsomkostninger og udvikling af olieprisen vurderes det, at der vil kunne indvindes betydelige, yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i de producerende felter, herunder Dan og Gorm.

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale fra oliezonen på Tyra feltet.

Et væsentligt bidrag til mulig indvinding fra øvrige felter er yderligere reserver i den tætte Barremien kalk i Valdemar og Adda.

Fig. 6.3 Olie- og gasindvinding



Endelig er der medtaget en række fund, som er under vurdering, eller som er erklæret ikke kommercielle ved dagens teknik og priser.

Indvinding ved EOR-metoder

Indvindingen af olie og kondensat inden for de fire nævnte reservekategorier svarer til ca. 16% af de tilstedeværende mængder i samtlige de danske felter, mens indvindingen af olie og kondensat fra de 7 producerende felter udgør ca. 22% af de tilstedeværende mængder i disse felter.

Forbedring af indvindingen ved anvendelse af EOR-metoder (enhanced oil recovery) er under stadig udvikling og omfatter blandt andet injektion af vand tilsat kemikalier for reduktion af overfladespændingen mellem bjergart og olie.

I Danmark udføres der laboratorieforsøg med kemikalier (sæbestoffer) som tilsætning til injektionsvand. Laboratoriearbejdet forventes afsluttet i 1993, og det er derfor for tidligt at konkludere, om kemikalietilsætning kan øge indvindingen under kommercielle vilkår.

7. Prognose

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

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

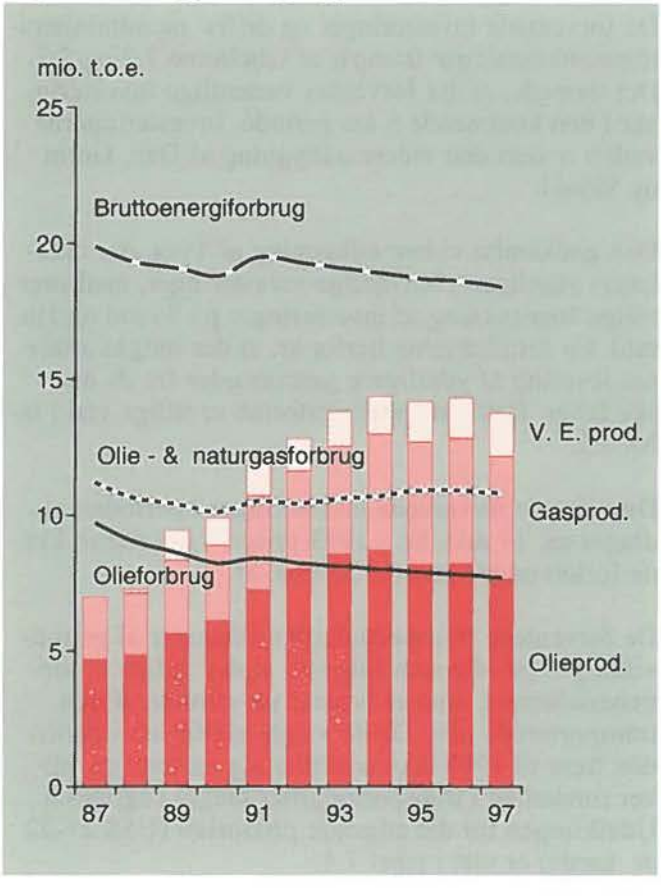
Endvidere bringes Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år.

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. Det er sandsynligt, at produktionen af olie og kondensat vil nå op til kapacitetsgrænsen af olierøret til land.

Fig. 7.1 Energiforbrug og produktion



Tabel 7.1 Olie- og kondensatproduktion, mio. m³

	1993	1994	1995	1996	1997
Igangværende og besluttet					
Dan	3,6	3,5	3,1	2,8	2,7
Kraka	0,3	0,4	0,3	0,2	0,2
Regnar	0,1	0,3	0,1	-	-
Gorm	1,8	1,9	1,9	2,3	2,3
Skjold	2,0	1,6	1,8	1,5	1,4
Rolf	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Dagmar	0,1	0,0	-	-	-
Tyra	1,5	1,4	1,7	1,5	1,2
Valdemar	-	0,5	0,2	0,1	0,1
Roar	-	-	0,1	0,4	0,3
I alt	*9,5*	*9,8*	*9,3*	*9,0*	*8,2*
Planlagt	0,0	0,0	0,0	0,4	0,5
Forventet	*9,6*	*9,8*	*9,3*	*9,4*	*8,7*
Fremrykket	*9,6*	*10,1*	*9,8*	*10,3*	*9,8*

Prognosen for naturgas omfatter den gasproduktion, der forventes leveret til Dansk Naturgas A/S i forbindelse med den eksisterende gaskontrakt.

Olie- og naturgasproduktion

På figur 7.1 er vist den forventede udvikling i produktion af olie, gas og vedvarende energi (V.E.) sammenholdt med forbrug af olie og gas samt det totale forbrug.

Som det fremgår af tabel 7.1 forventes olieproduktionen at nå op på 9,8 mio. m³ i 1994, og selvforsyningsgraden for olie alene vil da være omkring 110%. Produktionen aftager herefter for det forventede forløb.

I forhold til den prognose, der blev bragt i Energistyrelsens rapport foråret 1992, er der tale om en opskrivning af den forventede produktion.

For kategorien igangværende og besluttet indvinding forventes en forøgelse af produktionen fra Dan feltet som følge af, at de hidtil udførte vandrette brønde udviser bedre produktionsegenskaber end forventet.

For Gorm og Skjold felterne er der foretaget en betydelig opskrivning af produktionen på grund af nye omfattende udbygninger baseret på vandinjektion.

Produktionsegenskaberne for Dagmar feltet har vist sig dårligere end forventet, og produktionen er derfor nedskrevet i forhold til tidligere.

På Tyra feltet skyldes stigningen, at der opnås yderligere produktion ved udbygning med brønde i feltets oliezone.

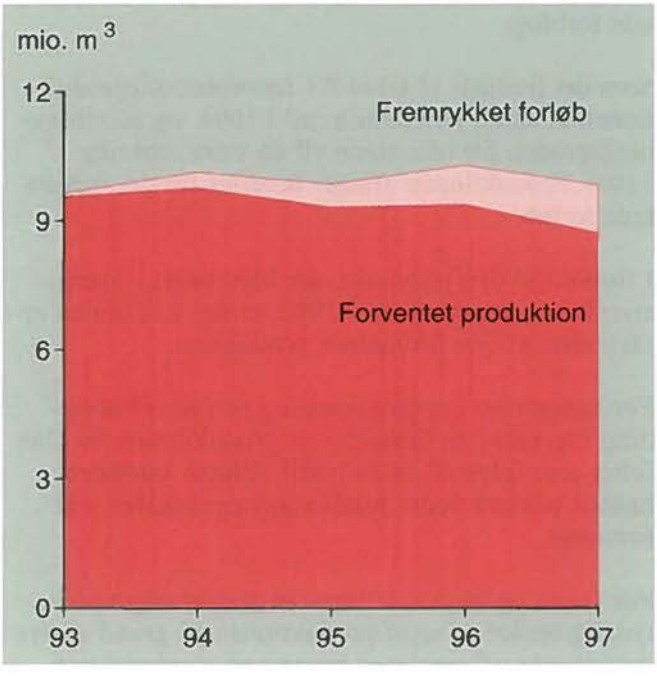
Kategorien planlagt indvinding omfatter yderligere udbygning af Dagmar, Valdemar og Kraka.

I tabel 7.1 er desuden angivet et produktionsforløb, benævnt det fremrykkede forløb, som inkluderer den forventede merproduktion, såfremt de igangværende forhandlinger mellem DUC og Dansk Naturgas A/S resulterer i en aftale om øgede leverancer af naturgas fra 1996.

I dette produktionsforløb forudsættes en fremskyndet indfasning af nye felter i prognoseperioden som følge af gennemførelsen af den godkendte udbygning af Tyra feltet. Som det fremgår af tabel 7.1, vil dette resultere i en årlig produktion, som i prognoseperioden varierer mellem 9,6 og 10,3 mio. m^3 olie og kondensat.

Afsætningen af naturgas inden for den eksisterende kontrakt er vist på figur 7.3 fordelt på de tre behandlingscentre. Desuden er det indenlandske forbrug inklusiv lageropbygning angivet. Forskellen mellem produktion og indenlandsk forbrug udgør således den forventede eksport af naturgas til Sverige og Tyskland.

Fig. 7.2 Olie- og kondensatproduktion med og uden udvidet gasaftale



Tabel 7.2 Investeringer i udbygningsprojekter mia. kr., 1993-priser

	1993	1994	1995	1996	1997
Igangværende og besluttet					
Dan	1,0	0,8	0,4	0,1	-
Kraka	0,1	0,2	-		-
Regnar	0,3	-	-		-
Gorm	0,9	0,9	0,9	0,2	-
Skjold	0,8	0,8	0,2		-
Tyra	-	0,2	0,4	0,3	-
Valdemar	0,4	0,1	-	-	-
Roar	-	0,3	0,7	-	-
Harald	-	-	-	0,9	1,7
I alt	*3,5*	*3,3*	*2,5*	*1,5*	*1,7*
Planlagt	-	-	0,3	0,5	0,6
Forventede	*3,5*	*3,3*	*2,8*	*2,0*	*2,3*
Fremrykket	*4,1*	*4,4*	*5,3*	*3,6*	*2,9*

Udgifter til olie- og gasaktiviteter

De forventede investeringer og drifts- og administrationsomkostninger fremgår af tabellerne 7.2 og 7.3. Det fremgår, at der forventes væsentlige investeringer i den kommende 5 års periode. Investeringerne vedrører især den videre udbygning af Dan, Gorm og Skjold.

Den godkendte videre udbygning af Tyra, der indebærer yderligere, betydelige investeringer, medfører tillige fremrykning af investeringer på Svend og Harald. En forudsætning herfor er, at der indgås aftale om levering af yderligere gasmængder fra de danske felter. Dette investeringsforløb er tillige vist i tabel 7.2.

De samlede forventede investeringer i perioden andrager ca. 14 mia. kr. i 1993-priser. I det fremrykkede forløb udgør de over 20 mia. kr.

De forventede transportudgifter afhænger af prisudviklingen på olie som følge af, at der indgår et fortjenestelement, som er baseret på værdien af den transporterede olie. Da de valgte prisforløb i perioden frem til 1997 ikke adskiller sig væsentligt, bliver forskellen i transportudgifter meget begrænset. Udviklingen for det stigende prisforløb (US$ 21-22 pr. tønde) er vist i tabel 7.4.

I tabel 7.5 er vist de forventede efterforsknings- og vurderingsomkostninger i henhold til alle efterforskningstilladelser. I forhold til forventningerne sidste år er tallene næsten uændrede. Faldet i de forventede udgifter fra 1993 skyldes, at en række forpligtelser i henhold til 3. runde tilladelserne er opfyldt. Der er i forventningerne ikke indarbejdet skøn over aktiviteter som følge af eventuelle nye tilladelser.

På grundlag af den forventede produktion af olie og gas samt den forventede udvikling i energiforbruget er beregnet den forventede grad af selvforsyning i 5 års perioden. Som det fremgår af tabel 7.6 forventes en selvforsyningsgrad for olie og gas under ét på over 100% i perioden. For alle energiformer forventes selvforsyningsgraden at ligge omkring 75%.

Den høje selvforsyningsgrad for olie og gas dækker over en væsentlig import og eksport af olieprodukter. I den aktuelle situation gælder det forhold, at der importeres relativt dyre benzinprodukter, mens der eksporteres relativt billige produkter som tung brændselsolie.

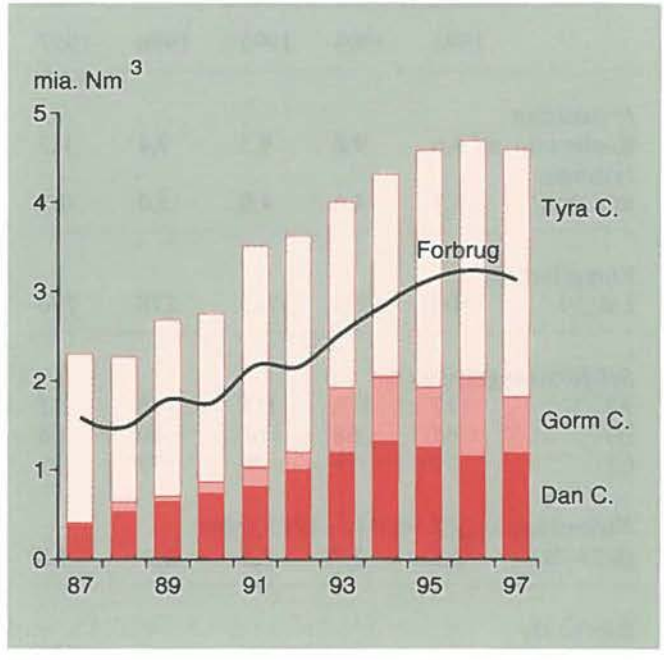
Det forventede energiforbrug er baseret på de forventninger, der indgår i Energiministeriets handlingsplan Energi 2000, der udsendtes i april 1990. Det viste energiforbrug er ikke klima-korrigeret. Ved beregningen af de tre forskellige opgørelser af selvforsyningsgraden er følgende metoder fulgt.

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

Tabel 7.3 Driftsomkostninger fordelt på produktionscentre, mia. kr., 1993-priser

	1993	1994	1995	1996	1997
Igangværende og besluttet					
Dan	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Gorm	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Tyra	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
I alt	*1,3*	*1,4*	*1,4*	*1,4*	*1,4*
Planlagt	-	-	-	-	-
Forventet	*1,3*	*1,4*	*1,4*	*1,4*	*1,4*

Fig. 7.3 Afsætning af naturgas samt indenlandsk forbrug incl. lageropbygning



Tabel 7.4 Transportomkostninger for olie, mia. kr., 1993-priser

	1993	1994	1995	1996	1997
$ 21-22/ tønde	0,9	1,0	0,9	0,9	0,8

Beregningen af nettovalutaudgiften er baseret på de angivne forudsætninger om udviklingen i råolieprisen, bruttoenergiforbruget samt olie- og gasproduktionen. Nettovalutaudgiften er som tidligere beregnet med to sæt prisforudsætninger. Det stigende forløb er imidlertid blevet korrigeret i forhold til sidste år i retning af en afdæmpet, årlig stigningstakt, mens det lave forløb fortsat er US$ 20 pr. tønde. Det medfører - usikkerheden på tallene taget i betragtning - at den beregnede nettovalutaudgift i de to prisforløb ikke afviger væsentligt. Af samme grund er kun vist resultaterne for det ene prisforløb i tabel 7.6.

Tabel 7.5 Efterforsknings- og vurderingsomkostninger, mia. kr., 1993-priser

	1993	1994	1995	1996	1997
I alt	*0,4*	*0,3*	*0,3*	*0,3*	*0,3*

Tabel 7.6 Selvforsyningsgrad og nettovalutaudgift til energiimport

	1993	1994	1995	1996	1997
Produktion					
Råolie mio. m^3	9,6	9,8	9,3	9,4	8,7
Naturgas mia. Nm^3	4,3	4,6	4,9	5,0	4,9
Energiforbrug I alt PJ	800	792	785	778	770
Selvforsyningsgrad i %					
A)	117	120	116	118	112
B)	65	68	68	69	66
C)	72	75	76	77	75
Nettovaluta-udgift, mia. kr., 1993 priser					
($ 21-22)	2,5	2,3	2,5	2,2	2,8
Råoliepris US$/tønde*)	21	21	21	22	22
Dollarkurs kr./US$	6,50	7,00	7,00	7,00	7,00

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
*) Råoliepris angivet cif

Nettovalutaudgiften er beregnet som den umiddelbare effekt på energivaredelen af handelsbalancen. Energivaredelen omfatter samtlige energiformer. Der ses i denne beregning bort fra importdelen i forbindelse med produktionsanlæggenes etablering samt overførsel af udbytter mv. til udlandet. Energiforbrug og -produktion opgjort i mio. t.o.e. fremgår af figur 7.1.

Skatteprovenu og betalingsbalancepåvirkning

På grundlag af de opstillede forudsætninger om produktion, prisudvikling samt udgifter til investeringer og drift er der udarbejdet et skøn over statens indtægter fra olie- og gasproduktionen i den kommende 5 års periode.

De angivne beløb er pålignede beløb i indkomståret.

En væsentlig forudsætning for størrelsen af den beregnede skat er udviklingen i olieprisen og dollarkursen. I tabel 7.8 er vist skøn over provenuet ved stigende oliepris (US$ 21-22 pr. tønde) og i parentes ved US$ 20 pr. tønde. Der er forudsat en fast vekselkurs på 7 kr. pr. US$ fra 1994 (tabel 7.6). Især for selskabsskatten er skønnet usikkert som følge af usikkerhed med hensyn til udviklingen i valutakurser, skattemæssige afskrivninger mv.

Tabel 7.4 Forudsætninger om investeringer og driftsudgifter, mia. kr., 1993-priser

	1993	1994	1995	1996	1997
Investeringer					
Efterforskning	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Feltudbygning	3,5	3,3	2,9	2,0	2,3
Naturgasnet	0,7	0,7	0,5	0,5	0,4
Drift					
Felter	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Naturgasnet	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Olierøret	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Det fremgår, at de forventede samlede skatter og afgifter i 5 års perioden udgør ca. 13 mia. kr. ved US$ 20 pr. tønde og knap 15 mia. kr. ved det højere prisforløb (1993-priser). I begge tilfælde er de viste tal baseret på det planlagte produktionsforløb. I det fremrykkede produktionsforløb ændres de samlede skatter og afgifter ikke væsentligt.

Tabel 7.8 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., 1993-priser)*

	1993	1994	1995	1996	1997
Kulbrinteskat	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskat	1,4 (1,4)	1,5 (1,3)	1,7 (1,4)	2,0 (1,6)	2,0 (1,6)
Prod.afgift	0,8 (0,8)	0,9 (0,9)	0,9 (0,8)	0,9 (0,8)	0,9 (0,8)
Fortj.element	0,3 (0,3)	0,4 (0,4)	0,4 (0,3)	0,4 (0,3)	0,4 (0,3)
I alt	*2,5 (2,5)*	*2,8 (2,6)*	*3,0 (2,5)*	*3,3 (2,7)*	*3,3 (2,7)*

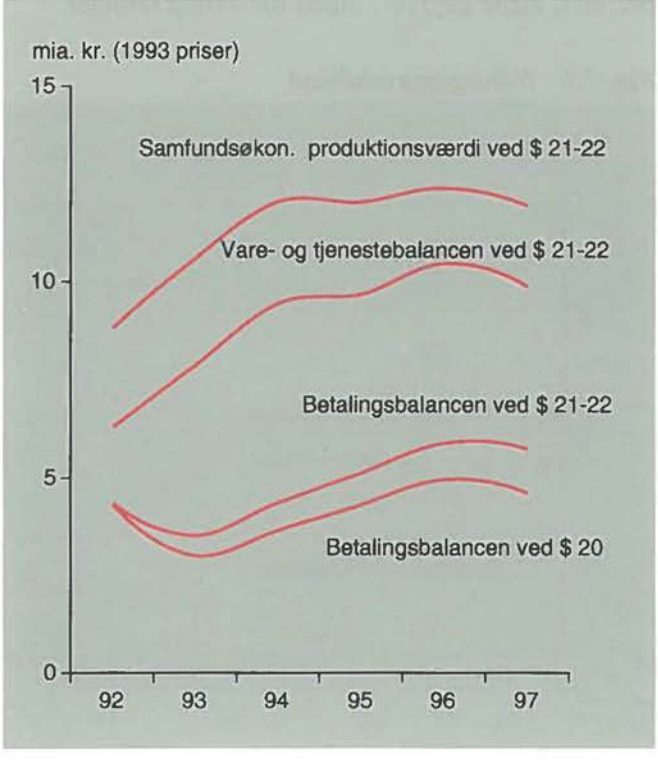
*) Pålignede beløb

På grundlag af samme forudsætninger om udvikling i oliepris er beregnet, i hvilket omfang den danske indvinding af olie og gas påvirker handelsbalancen og betalingsbalancen. Produktionen af olie og gas forbedrer betalingsbalancen over for udlandet ved, at der dels indtjenes direkte eksportindtægter fra den del af produktionen, som eksporteres, dels spares valutaudgifter for den del af produktionen, som anvendes i Danmark, gennem fortrængning af en ellers nødvendig energiimport. På denne baggrund er produktionens samfundsmæssige værdi beregnet for årene 1992 til 1997.

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

Tabel 7.9 viser ikke de direkte eksportindtægter, men er et udtryk for det bidrag, som den danske energiproduktion forbedrer vare- og tjenestebalancen samt betalingsbalancen med. Oversigten er baseret på det planlagte produktionsforløb og på forudsætningen om stigende oliepriser (US$ 21-22 pr. tønde). Tabellen er suppleret med de tilsvarende resultater under forudsætning af en konstant oliepris på US$ 20 pr. tønde.

Fig. 7.4 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt



Tabel 7.9 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 1993-priser

	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Samfundsøkonomisk produktionsværdi	8,8	10,6	12,0	12,0	12,3	11,9
Importindhold	2,5	2,7	2,6	2,3	1,9	2,0
Vare- og tjeneste balancen	6,3	7,8	9,4	9,6	10,4	9,9
Renter og udbytter	1,9	4,3	5,1	4,6	4,6	4,2
Betalingsbalancens løbende poster	4,3	3,5	4,3	5,1	5,9	5,7
($ 20/tønde)	(4,3)	(3,0)	(3,6)	(4,3)	(4,9)	(4,6)

Virkningen på betalingsbalancen er som ventet størst ved stigende oliepriser, men som følge af den relativt begrænsede forskel i de to prisforløb i 5 års perioden viser beregningerne - usikkerheden taget i betragtning - ikke nogen væsentlig forskel. Det fremgår dog, at den danske produktion af olie og naturgas har en særdeles gavnlig effekt på betalingsbalancen.

I det fremrykkede forløb er påvirkningen af de løbende poster lidt mindre i de første år og lidt større i de sidste, men over hele perioden er den samlede påvirkning af samme størrelse som i det planlagte forløb.

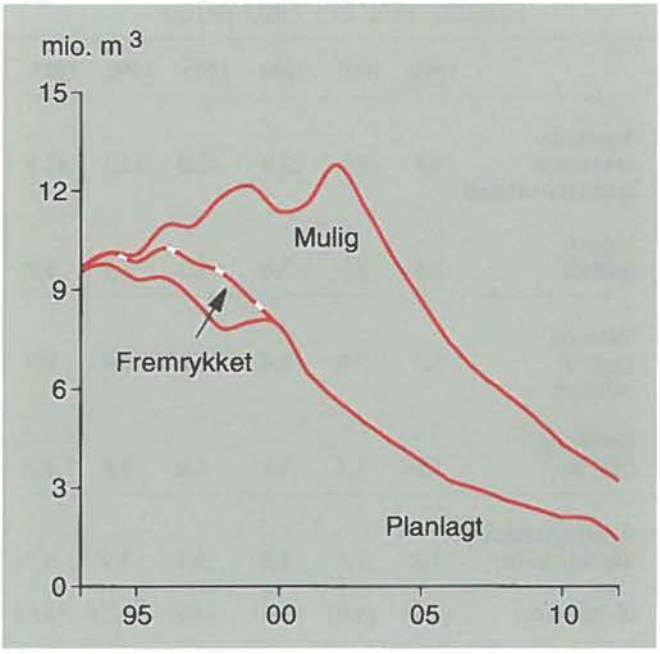
Virkningen på vare- og tjenestebalancen og betalingsbalancens løbende poster er også illustreret i figur 7.4.

Det skal understreges, at beregningerne i tabel 7.9 og figur 7.4 er baseret på modelberegninger med indlagte standardforudsætninger om importindhold mv. Der ligger således kun i begrænset omfang egentlige regnskabstal til grund for resultaterne.

20 års prognose

20 års prognosen er baseret på 5 års prognosens systematik og er således udarbejdet på grundlag af reserveopgørelsen. I modsætning til 5 års prognosen medregnes produktion under kategorien mulig indvinding. Indfasningen af felter, der indgår i forløbet, er baseret på det fremrykkede alternativ, jævnfør omtalen under 5 års prognosen.

Fig. 7.5 Olie- og kondensatproduktion



Den langsigtede prognose for naturgasproduktionen er ikke ført ud over 2011 som følge af udløb af de eksisterende aftaler om levering af gas fra DUC's felter. Tilsvarende er beregningen af skatteprovenu mv. ikke ført ud over 2011, da koncessionsforholdene efter 2012 er uafklarede.

Olie- og naturgasproduktion

Figur 7.5 angiver tre forløb for olie- og kondensatproduktionen. Det planlagte og fremrykkede forløb svarer til en forlængelse af forløbene, som er vist på figur 7.2, mens det tredje forløb inkluderer kategorien mulig indvinding.

Produktionen svarende til det planlagte forløb falder mod slutningen af 1990'erne for derefter at stige svagt. Denne stigning skyldes især indfasningen af felterne Harald og Svend i det nordlige område.

Indvindingen ifølge det fremrykkede forløb er nogenlunde konstant til 1998, hvorefter produktionen falder. Fra omkring år 2000 er indvindingen ifølge det fremrykkede forløb næsten identisk med produktionen for det planlagte forløb.

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 de producerende felter, blandt andet i Dan og Gorm, og at der er et yderligere potentiale for udvidelse af indvindingen fra Tyra feltets oliezone. Herudover omfatter prognosen et yderligere produktionspotentiale fra Valdemar og Adda samt fra en række fund, som er under vurdering.

Det fremgår af figur 7.5, at den årlige danske olieproduktion forventes at kunne udgøre omkring 10-12 mio. m^3 frem til 2004, hvorefter den falder.

Det skal bemærkes, at den angivne produktion i visse år 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 det mulige potentiale.

I figur 7.6 er perspektiverne for naturgasproduktionen illustreret. I modsætning til olieproduktionen, der umiddelbart kan afsættes til den gældende markedspris, er det en forudsætning for produktion af naturgas, at der er indgået langtidskontrakter om levering.

Det viste lave forløb omfatter de to nuværende aftaler mellem DUC og Dansk Naturgas A/S. Den samlede kontraktmængde udgør op til 93 mia. Nm^3.

Det udvidede forløb illustrerer et produktionsforløb, som tager hensyn til den nuværende kapacitet af gasrørledningen til Nybro. Produktionsforløbet vil kunne varieres betydeligt i forhold til det viste eksempel, som alene angiver, inden for hvilke rammer

Fig. 7.6 Naturgasproduktion

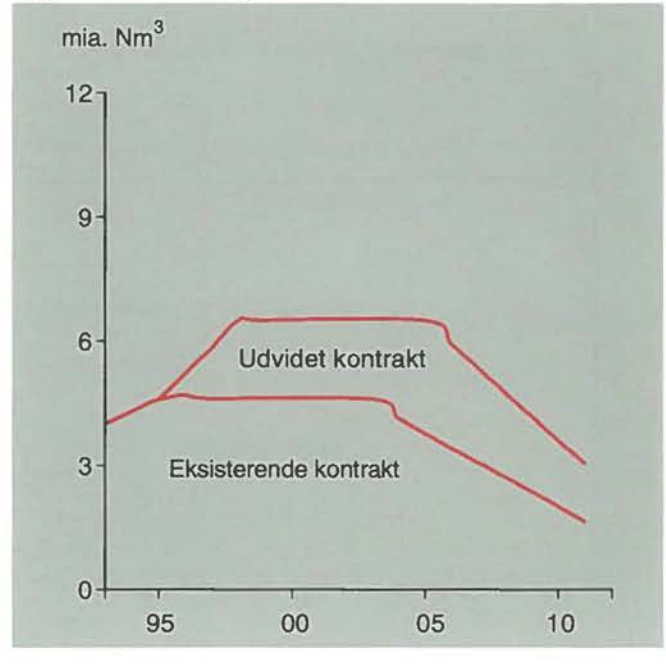


Fig. 7.7 Investeringer

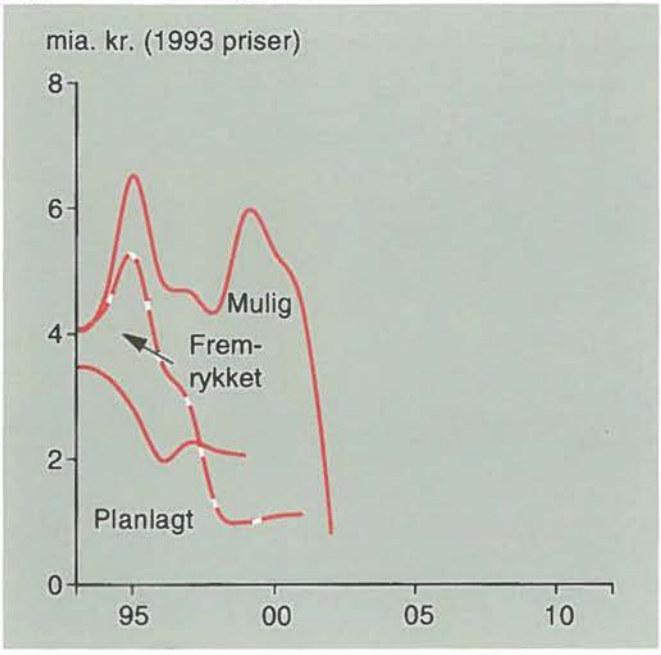
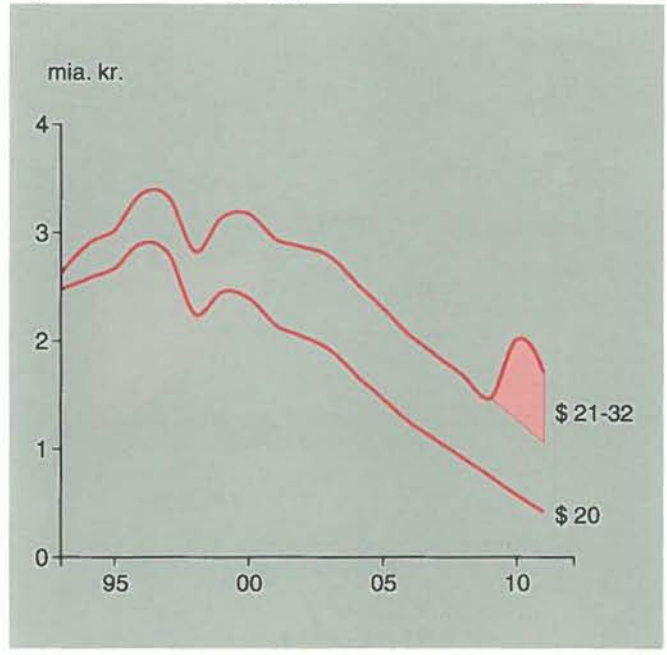


Fig. 7.9 Skatter og afgifter, mia. kr., 1993-priser

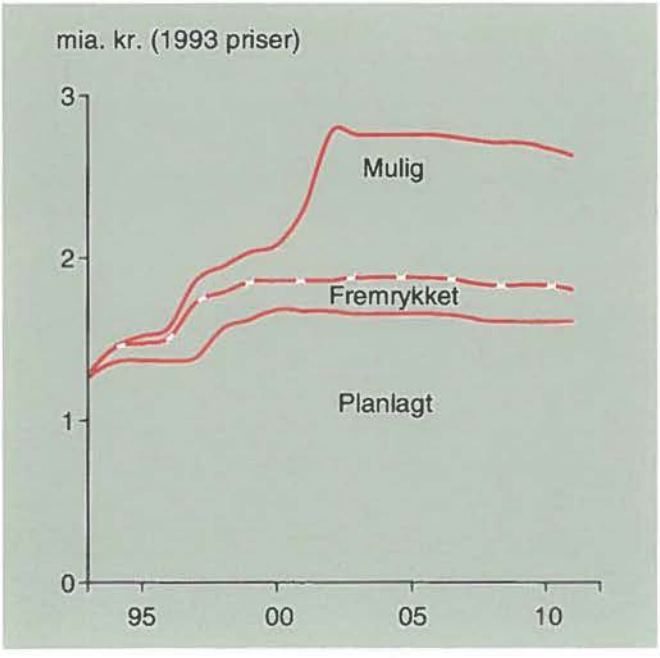


naturgasleverancerne kan finde sted. Den samlede naturgasproduktion for det udvidede forløb andrager i alt ca. 123 mia. Nm^3 fra naturgasprojektets start i 1984 frem til 2011.

Investeringer, driftsomkostninger og skatteprovenu

De forventede investeringer og driftsudgifter, der er knyttet til de nævnte tre produktionsforløb, er vist i figurerne 7.7 og 7.8.

Fig. 7.8 Driftsudgifter



I det planlagte forløb for indvinding er forudsat samlede investeringer i prognoseperioden på ca. 18 mia. kr. (1993 priser), mens der i det fremrykkede forløb er forudsat investeringer på knap 25 mia. kr. Det tilsvarende tal for indvindingsforløbet inklusiv mulig indvinding er ca. 45 mia. kr. Den betydelige merinvestering på 27 mia. kr., der indgår i det mulige forløb, afspejler ud over den godkendte udbygning af Tyra, de betydelige omkostninger (ca. 20 mia. kr.), der er forbundet med med at realisere produktionspotentialet under mulig indvinding.

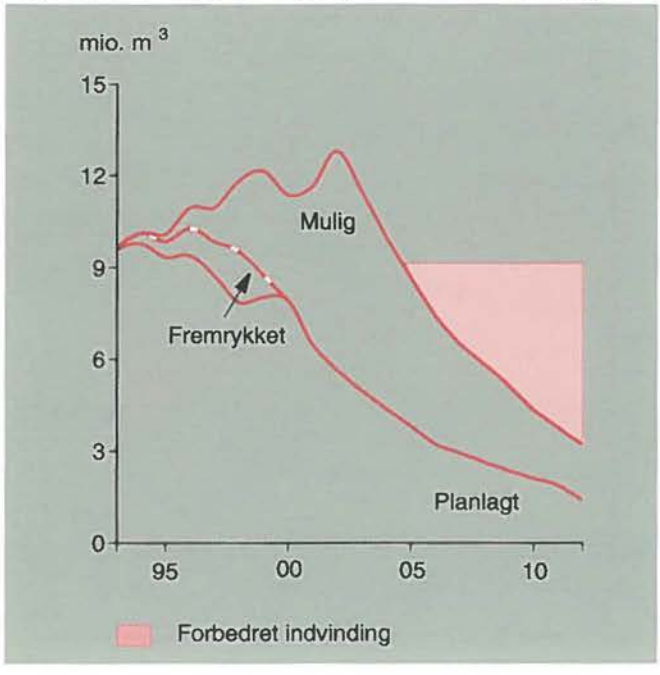
Siden 1970 er der investeret ca. 36 mia. kr. omregnet til 1993 priser i udbygningen af de danske olie- og gasfelter i Nordsøen.

På grundlag af det planlagte forløb er statens indtægter for perioden frem til og med 2011 vist i figur 7.9. De viste skatter og afgifter er beregnede, pålignede beløb for indkomstårene. Især beregningen af selskabsskatten er usikker som følge af uvished med hensyn til udvikling i valutakurser, skattemæssige afskrivninger mv.

Udviklingen i olie- og gaspriser er endvidere af væsentlig betydning for størrelsen af skatter og afgifter. Med de valgte prisforløb beregnes der et samlet provenu fra 1993 og til 2011, der er ca. 13 mia. kr. (1993 priser) større ved stigende oliepris (US$ 21-32) end ved uændret US$ 20 pr. tønde. Forløbene er vist i figur 7.9.

Den særlige kulbrinteskat forventes kun pålignet ved periodens slutning (det skraverede areal på figuren) i det stigende prisforløb.

Fig. 7.10 Perspektiver for forbedret indvinding



En tilsvarende beregning for det fremrykkede produktionsforløb viser en stigning i de pålignede skatter fra omkring 1998. I alt vil det samlede provenu øges med omkring 8 mia. kr. (1993 priser). Pålignin-gen af kulbrinteskat ændres ikke væsentligt.

Indvindingsforbedrende metoder

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

Der er potentiale for en yderligere produktion, hvis igangværende bestræbelser for udvikling af 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. På figur 7.10 er antydet et forløb med yderligere indvinding fra de kendte felter og fund.

8. Sikkerhed og arbejdsmiljø

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerhed og arbejdsmiljø samt med miljømæssige forhold i forbindelse med efterforskning og produktion af olie og naturgas i den danske del af Nordsøen. Det miljømæssige tilsyn sker i samarbejde med Miljøstyrelsen.

Der føres tilsyn med såvel faste som mobile havanlæg. For de faste havanlægs vedkommende foregår tilsynet fortrinsvis efter regler svarende til de på land gældende. Der tages dog hensyn til branchens internationale karakter og de særlige forhold, der kendetegner området, eksempelvis at de beskæftigede i perioder bor på deres arbejdsplads.

For de mobile havanlægs vedkommende er tilsynet delt mellem Energistyrelsen og Søfartsstyrelsen. Forholdene vedrørende anlæggenes sikkerhedsmæssige tilstand er i vid udstrækning reguleret gennem internationale konventioner og varetages hovedsageligt af Søfartsstyrelsen. De arbejdsmiljømæssige forhold varetages af Energistyrelsen.

I de senere år er udviklingen gået i retning af et mere overordnet tilsyn, rettet imod egenkontrolordninger, fremfor et mere detailregulerende og kontrollerende tilsyn. Dette er sket i erkendelse af, at en så kompleks industri ikke kan detailreguleres, men må reguleres gennem tilsyn med kontrolsystemer og i samarbejde med de berørte parter.

Udviklingen i tilsynet i de nærmeste år vil blandt andet indebære, at der vil blive lagt vægt på miljøspørgsmål, for eksempel gennem større opmærksomhed omkring udledning til omgivelserne af affaldsstoffer og den energimæssige optimering af procesanlæggene.

Internationalt samarbejde

Sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige forhold reguleres i stigende grad gennem regler, fastsat af EF og andre internationale samarbejdsorganisationer. Denne udvikling har medført et tæt samarbejde med andre olie- og gasproducerende Nordsø-landes myndigheder. Blandt de internationale arbejdsopgaver kan nævnes EF's direktivforslag for Sikkerhed og Sundhed i Udvindingsindustrien samt revisionen af Paris og Oslo konventionerne vedrørende miljømæssig beskyttelse af Nordatlanten, herunder Nordsøen.

Energistyrelsen deltager endvidere i en arbejdsgruppe med deltagelse af vore nabolandes myndigheder om samordning af sikkerhedsredegørelser for mobile havanlæg samt i en arbejdsgruppe om samordning af sikkerhedsuddannelser. Desuden er Energistyrelsen i 1992 blevet tilknyttet et projekt hos de norske myndigheder om vedligeholdelse af havanlæg.

Nye regler

Energistyrelsen har i 1992 udsendt en ny udgave af "Retningslinier for design m.v. af faste havanlæg". Retningslinierne er en revideret udgave af Sikkerhedskoordinationsudvalgets forskrifter fra 1980. Ændringerne er fortrinsvis af redaktionel art.

Energistyrelsen har i samarbejde med Søfartsstyrelsen udarbejdet en vejledning for, hvilke krav til konstruktion og udstyr der skal være opfyldt for at opnå ibrugtagningstilladelse for eksisterende boreplatforme på dansk område.

I 1992 er arbejdet med regulering af sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold i henhold til havanlægsloven af 1981 fortsat i et nært samarbejde mellem myndigheder og arbejdsmarkedets parter i Koordinationsudvalget. Der er udstedt en bekendtgørelse om sikkerheds- og sundhedsarbejdet på flytbare havanlæg.

De danske myndigheder og Koordinationsudvalget har i 1992 behandlet en række EF-direktivforslag af betydning for havanlæg.

Energistyrelsen har i 1992 udstedt følgende bekendtgørelser til implementering af EF-direktiver:

- Bekendtgørelse nr. 901 af 11. november 1992 om anvendelse af personlige værnemidler på havanlæg.
- Bekendtgørelse nr. 912 af 19. november 1992 om anvendelse af tekniske hjælpemidler på havanlæg.

Der er udarbejdet udkast til bekendtgørelser til implementering af:

- Maskindirektivet.
- Direktiv om arbejde ved skærmterminaler.
- Direktiv om håndtering af byrder.

Disse forventes udstedt i begyndelsen af 1993.

Sikkerhed og arbejdsmiljø på mobile havanlæg.

Ved udgangen af 1992 var der seks borerigge i arbejde i den danske del af Nordsøen, fordelt på to danskejede, en hollandskejet og tre britiskejede. Herudover var den danske beboelsesplatform "Mærsk Explorer" i brug ved Gorm feltet.

Energistyrelsens tilsyn med de mobile havanlæg koncentreredes i 1992 om udstedelse af ibrugtag-

ningstilladelser og godkendelse af bemandings- og organisationsplaner. I den forbindelse har indsatsområderne - i lighed med i 1991 - været indkvarteringsforhold, støj- og ventilationsforhold samt det system af certifikater og procedurer (kontrolordninger), der skal sikre, at myndighedernes sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige krav er opfyldt.

Tilsynsformen har i 1992 hovedsagelig været et traditionelt, inspektionsbaseret tilsyn, men vil i 1993 mere blive baseret på "audits" (revisioner) af den nævnte kontrolordning end inspektioner på stedet. Det forventes, at der i 1993 vil blive indført krav om indsendelse af sikkerhedsredegørelser (se temaafsnittet herom) i forbindelse med ansøgning om ibrugtagningstilladelse samt ved godkendelse af bemandings-, organisations- samt beredskabsplaner. Siden udstedelsen af bekendtgørelsen om opholdsrum mv. på mobile havanlæg i 1990 har Energistyrelsen dispenseret fra denne for indkvarteringer på eksisterende mobile havanlæg, der var godkendt på ikrafttrædelsestidspunktet. Sådanne dispensationer er givet for fire af de borerigge, der for tiden udfører arbejde på dansk område.

Ved udgangen af 1992 er der efter krav fra Energistyrelsen nu ved at blive udarbejdet planer for ombygning af indkvarteringsforholdene på de nævnte rigge med henblik på efterlevelse af kravene i bekendtgørelsen inden for to år. Energistyrelsen har, efter anmodning fra ejer og værft, i 1992 fulgt ombygningen af boreriggen "Mærsk Explorer" til indkvarteringsenhed samt færdigbygningen af to identiske borerigge til A.P. Møller med henblik på at sikre, at anlæggene opfylder danske krav til sikkerhed, sundhed og miljø.

Sikkerhed og arbejdsmiljø på faste havanlæg

Energistyrelsens tilsyn med de faste havanlæg består dels i tilsyn med udbygning af nye samt ændring af eksisterende anlæg og dels i tilsyn med driften af anlæggene. Indsatsområderne for tilsynet har været kontrolordningerne i forbindelse med design og fabrikation af anlæggene, sikkerhedsredegørelserne, forhold vedrørende støj og vedligeholdelse samt inddragelse af sikkerhedsorganisationen.

Arbejdsmiljøtilsynet på de faste havanlæg har gennem de sidste par år været koncentreret om at styrke kontakten til anlæggenes sikkerhedsorganisation. Energistyrelsen har eksempelvis deltaget i seminarer med sikkerheds- og tillidsrepræsentanter, hvor Energistyrelsens tilsyn og administration af lovgivningen på området samt opbygning og funktion af sikkerhedsorganisationen har været diskuteret.

I forbindelse med en udvidelse af Dan F komplekset med blandt andet en ny brøndhovedplatform (FE) er der i oktober måned 1992 installeret et kombineret bro- og procesmodul. Denne procesbro er færdigbygget på land og indeholder fortrinsvis udstyr til vandinjektion. Procesbroen er et eksempel på, hvorledes man reducerer de tidskrævende hook-up arbejder offshore.

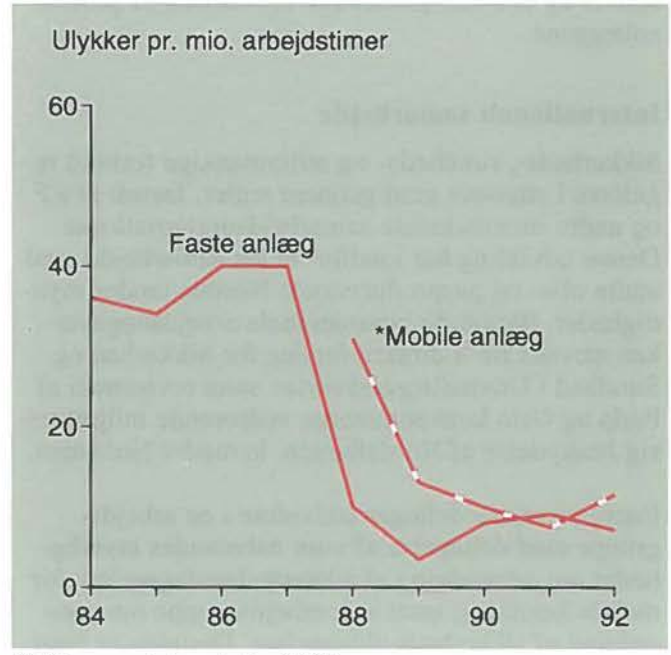
Hidtil har Arbejdstilsynets regler for sikkerhedsorganisationens opbygning og funktion på land været gældende på de faste havanlæg. En beslutning om, hvorvidt der er behov for at udarbejde en særlig bekendtgørelse for sikkerheds- og sundhedsarbejdet på faste havanlæg, er indtil videre udsat, idet der mellem arbejdsgivere og arbejdstagere er indgået en aftale om at oprette et branchesikkerhedsråd (Sikkerhedsrådet) for de faste havanlæg. Sikkerhedsrådets opgave vil blandt andet være udarbejdelse af vejledninger, partsbehandling af arbejdsmiljømæssige spørgsmål mv.

Zeepipeledningen, fiskeriforhold

I 1992 er der givet ibrugtagningstilladelse for Zeepipeledningen, der transporterer gas fra de norske felter til det europæiske fastland. Zeepipeledningen er en 40" rørledning, der krydser dansk sokkelområde over en 20 km lang strækning.

Rørledningen, der udvendig er beklædt med beton, er anbragt direkte på havbunden og er designet til at kunne modstå påvirkninger fra fiskeredskaber. Der gælder således ikke, som det er normalt for offshore rørledninger, forbud mod at anvende bundslæbende fiskeredskaber.

Fig. 8.1 Arbejdsulykker



*) Kun registreret fra 1988

Ulykkesstatistik 1992

Energistyrelsen har i 1992 modtaget 35 anmeldelser om offshore arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 13 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer og 22 på øvrige mobile havanlæg. Ingen af de anmeldte arbejdsulykker har medført død eller alvorlig personskade.

I et enkelt tilfælde, der drejede sig om en utilsigtet affyring af en perforationskanon, blev Esbjerg Politi bedt om at foretage en nærmere efterforskning af omstændighederne omkring ulykken. Det blev i sidste ende besluttet ikke at rejse tiltale i sagen, idet det vurderedes, at de involverede selskaber af egen drift havde indført forskellige sikkerhedsmæssige forbedringer efter ulykken.

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

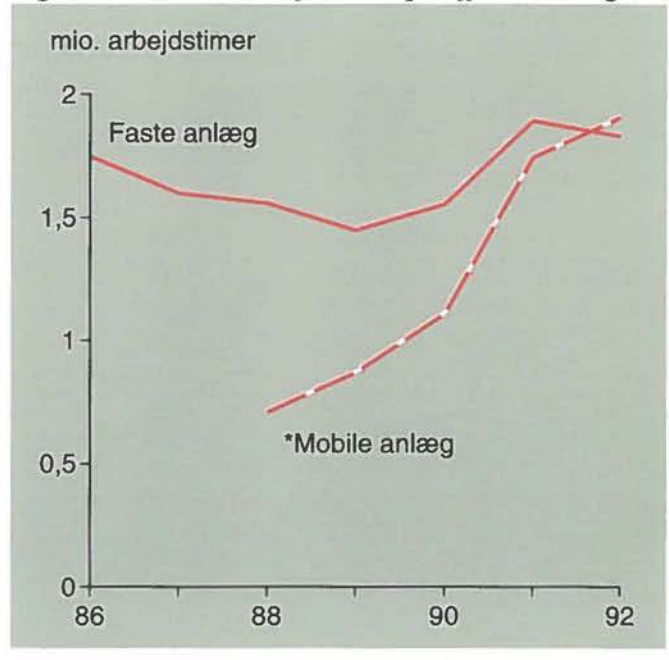
Sættes de 13 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg i relation til antallet af arbejdstimer, fås en ulykkesfrekvens på 7,1 pr. mio. arbejdstimer. Sættes ligeledes de 22 anmeldte arbejdsulykker på mobile havanlæg i relation til antal arbejdstimer på mobile havanlæg, fås en ulykkesfrekvens på 11,5 pr. mio. arbejdstimer.

Figur 8.1 viser antallet af anmeldte arbejdsulykker pr. mio. arbejdstimer i perioden 1984 til 1992 for mobile og faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer. Opgørelsen omfatter udbygning, installation og drift af de pågældende anlæg.

Selskaber i offshore sektoren er i de seneste år i stigende grad blevet opmærksomme på, at det er muligt gennem en aktiv indsats at reducere antallet af arbejdsulykker. Mærsk Olie og Gas AS, der er den væsentligste arbejdsgiver på dansk sektor i Nordsøen, påbegyndte i 1987 en omfattende uddannelses- og oplysningskampagne for sikker adfærd for samtlige offshore ansatte. Resultatet af denne målrettede uddannelseskampagne afspejles blandt andet i ulykkesfrekvensen på faste havanlæg. I 1992 er antallet af arbejdsulykker pr. mio. arbejdstimer faldet til ca. en femtedel af, hvad den var i 1986.

Til beregning af ulykkesfrekvensen anvender Energistyrelsen oplysninger om antallet af arbejdstimer ombord på de enkelte offshore anlæg. Disse er beregnet på baggrund af oplysninger fra selskaberne og "Person-on-board" lister, idet der regnes med en arbejdsdag på gennemsnitlig 13 timer.

Fig. 8.2 Anvendte arbejdstimer på offshoreanlæg



*) Kun registreret fra 1988

Tabel 8.1 og figur 8.2 viser antallet af arbejdstimer på faste og mobile anlæg. Det ses at antallet af arbejdstimer på de faste anlæg i de senere år er steget. Antallet af arbejdstimer er ved at nærme sig anlæggenes bemandingsmæssige kapacitet. For de mobile anlæg har der været tale om en voldsom forøgelse i antallet af arbejdstimer, hvilket skyldes det høje aktivitetsniveau.

Tabel 8.1 Antal arbejdstimer på offshore installationer

År	Faste	Mobile
1986	1.750.000	-
1987	1.600.000	-
1988	1.560.000	710.000
1989	1.450.777	870.000
1990	1.551.187	1.110.000
1991	1.896.849	1.747.772
1992	1.836.952	1.909.939

9. Sikkerhedsredegørelser

Den 6. juli 1988 eksploderede den britiske produktionsplatform Piper Alpha. 167 mennesker omkom ved denne ulykke, der kom til at sætte sig væsentlige spor i arbejdet med sikkerheden offshore i de fleste Nordsø-lande.

Også i Danmark gav ulykken og den efterfølgende undersøgelsesrapport anledning til, at etablerede regler og praksis på sikkerhedsområdet blev vurderet nøjere. Resultatet heraf blev, at der ikke var grundlag for større ændringer på dansk område. Dette skyldes hovedsageligt, at der gennem danske regler og etableret praksis allerede var skabt fornøden sikkerhed mod ulykker af en art som Piper Alpha katastrofen.

Det blev dog besluttet, at det eksisterende krav om systematiske, sikkerhedsmæssige vurderinger skulle præciseres. Der blev derfor udarbejdet et udkast til retningslinier for, hvorledes der skal redegøres for de sikkerhedsmæssige forhold (de såkaldte sikkerhedsredegørelser) på de faste produktionsanlæg.

Udkastet har været anvendt som grundlag for de sikkerhedsredegørelser for Dan F, Gorm, Skjold, Valdemar og Regnar, som styrelsen har modtaget i 1991 og 1992. Erfaringerne med udkastet til retningslinier vil danne grundlag for de endelige retningslinier.

I det efterfølgende vil de væsentligste elementer i sikkerhedsredegørelserne blive gennemgået med udgangspunkt i retningslinierne for de faste anlæg.

Formål med sikkerhedsredegørelser

Ejeren eller operatøren af en offshore installation skal gennem sikkerhedsredegørelsen demonstrere, at det gennem kontrolordninger sikres på systematisk vis, at myndighedernes krav af sikkerheds-, sundheds- og miljømæssig art opfyldes. Endvidere skal det fremgå, at alle muligheder for større ulykker er identificeret, at de forskellige risici er vurderet, og at der er taget skridt til at minimere disse.

Sikkerhedsredegørelsen skal holdes opdateret og afspejle den aktuelle udvikling i selskabernes organisation, platformens udstyr og andre forhold af betydning for sikkerheden.

Sikkerhedsredegørelsen indebærer samling og systematisering af viden og information, i overensstemmelse med hidtidige krav. Hensigten med sikkerhedsredegørelsen er således at samle alle elementer, der indgår i arbejdet med at forbedre sikkerheden på installationerne. Herved forbedres mulighederne for at identificere områder, der ikke har være dækket tilstrækkeligt. Sikkerhedredegørelsen skal således fortrinsvis samle og systematisere dokumentation og sikkerhedsmæssige vurderinger, der allerede findes i selskaberne.

Sikkerhedsredegørelsen består i princippet af to elementer: En beskrivelse af kontrolordningen og en række sikkerhedsmæssige vurderinger.

Kontrolordningen

Som nævnt skal sikkerhedsredegørelsen indeholde en beskrivelse af den etablerede kontrolordning, der som regel kaldes egenkontrolsystemet. Ved hjælp af dette skal operatørselskabet eller platformejeren sikre, at myndighedernes krav til virksomheden overholdes.

Der er tale om krav, der vedrører arbejdsmiljø, sundhed og velfærd på anlæggene, beskyttelse mod brand og eksplosion, beskyttelse af det eksterne miljø samt inddragelse af arbejdstagerne i beslutningsprocessen.

Egenkontrolsystemet består således af en række elementer, der omtales nærmere i det følgende. Sikkerhedsredegørelsen skal indeholde en beskrivelse af operatørselskabets organisation, hvoraf det skal fremgå, at der er en klar ansvarsfordeling og entydige linier for kommunikation gennem hele organisationen. Der skal i sikkerhedsredegørelsen henvises til en godkendt bemandings- og organisationsplan for selve offshoreinstallationen.

Endvidere skal det af sikkerhedsredegørelsen fremgå, hvorledes opgaver og ansvar er fordelt, såfremt der er ansatte fra flere arbejdsgivere på anlægget, og det skal fremgå, hvorledes arbejdstagerne engageres i det sikkerhedsmæssige arbejde. Herunder skal anlæggets sikkerhedsorganisation beskrives. I forbindelse med drift eller vedligehold af installationer er en række procedurer af betydning for sikkerheden. De væsentligste af disse skal være indeholdt i egenkontrolsystemet, og i det omfang det er relevant, skal procedurernes sikkerhedsmæssige betydning indgå i de sikkerhedsmæssige vurderinger af anlægget.

Egenkontrolsystemet skal endvidere dække operatørselskabets beredskabsplan. Denne skal omfatte alle relevante beredskabsmæssige foranstaltninger med henblik på ulykkessituationer.

Egenkontrolsystemet skal endelig sikre, at den sikkerhedsmæssige vurdering, der er en del af sikker-

hedsredegørelsen, har en tilstrækkelig faglig kvalitet, herunder at den er underkastet kvalitetssikring fra uafhængig side.

Sikkerhedsvurderinger

Som nævnt skal det gennem sikkerhedsredegørelsen dokumenteres, at alle muligheder for større ulykker er identificeret og vurderet med henblik på minimering af risikoen. Disse sikkerhedsvurderinger baseres normalt på en række risikoanalyser, der belyser særlige aspekter af det samlede risikobillede.

Der anvendes en såkaldt *Residual Accidential Event* (RAE) analyse til vurdering af sandsynlighed for og konsekvens af store, omfattende ulykker, der medfører tab af et større antal menneskeliv eller af væsentlige dele af anlægget.

Platformens udformning skal være således, at langt størsteparten af de tænkelige uheld ikke vil medføre fare for mandskabet eller anlægget, og at de resterende ulykker, der ikke kan tages højde for i udformningen, forekommer med en acceptabel, lille sandsynlighed.

En såkaldt *Fatal Accident Rate* (FAR) analyse benyttes til vurdering af risici for enkeltpersoner, der er udsat for den pågældende risiko. FAR opgøres som antallet af dødsulykker pr. 100 mio. timer. I FAR analysen vurderes både den gennemsnitlige, individuelle risiko på platformen som helhed og den individuelle risiko for mandskab, der arbejder på særlige udsatte steder eller med særligt risikobetonede aktiviteter.

FAR analysen anvendes blandt andet til at sammenligne risikoen ved offshore arbejde med andre tilsvarende erhvervsmæssige risici.

Der skal gennemføres en persontransportanalyse for at vurdere risikoen ved persontransport til og fra anlæggene. Analysen anvendes til at vurdere alternative transportformer eller ændrede bemandingsmønstre, der medfører andre transportbehov. Gennem persontransportanalysen kan det også identificeres, hvorvidt det kan blive aktuelt at pålægge begrænsninger i bemandingen på de enkelte platforme f.eks. under hårdt vejr.

Yderligere udføres en evakuerings-, flugt- og bjærgningsanalyse, der anvendes til at vurdere den risiko, der er forbundet med en eventuel evakuering, flugt og redning fra en offshore installation. For hvert uheldsscenarie, der kan medføre behov for evakuering, vurderes varigheden af mønstringen, antallet af personer, der forventes at komme til mønstringsomsråderne, tab af liv under mønstringen samt antallet af personer, der kan risikere at falde over bord under mønstringen.

Der foretages herefter en vurdering af mulighederne for, at de forskellige redningsmidler kan anvendes. Det er forbundet med en ikke ubetydelig risiko at evakuere ved brug af redningsbåde, særligt hvis vejret er hårdt, og man vil derfor i videst mulig omfang søge at evakuere over en bro til en anden del af anlægget. Mulighederne for flugt eller evakuering over en bro til en anden platform skal derfor vurderes og sammenholdes med mulighederne for at opholde sig sikkert her eller blive evakueret videre.

Hvis det ikke er muligt at evakuere over en bro, skal redningsbådene benyttes. Analysen skal derfor vurdere brugen af redningsbådene, herunder sandsynligheden for at redningsbåde og mønstringsområder kan anvendes til mønstring og evakuering under ulykken indtil det tidspunkt, hvor evakuering er udført. Det er endvidere muligt at gennemføre en simulering på EDB for at fastsætte sandsynligheden for vellykket søsætning af redningsbådene som funktion af vejret.

Evakuerings-, flugt- og bjærgningsanalysen indeholder endvidere en vurdering af sandsynligheden for, at de personer, der falder over bord fra trapper, stiger, tov eller lignende, overlever. Analysen omfatter faktorer som vejrforhold, redningsveste, overlevelsesdragter, vagtskibes og helikopteres reaktionstid, kommunikationsudstyr mm.

Endelig kan en pålidelighedsanalyse benyttes til at vurdere funktionsdygtigheden af visse væsentlige systemer i en uheldssituation. Nogle anlæg er afgørende i en uheldssituation, enten for at begrænse omfanget af skaderne eller for at hjælpe med at kontrollere situationen på platformen. Dette gælder for eksempel:

- Nødnedluknings- og afblæsningsanlæg
- Brand- og gasdetekteringsanlæg
- Nødstrømsanlæg
- Alarm- og højttaleranlæg
- Brandvandsanlæg
- Kommunikationsanlæg
- Nødbelysningsanlæg

Analysen skal fastslå anlæggenes sårbarhed over for ulykker. Hvis det i andre analyser forudsættes, at visse anlæg fungerer med en given sandsynlighed, skal dette efterprøves. Gennem analysen vil det endvidere være muligt at identificere forhold, der bør vurderes nærmere med henblik på at gøre de enkelte anlæg mere modstandsdygtige mod ulykkespåvirkninger.

Acceptkriterier

Til brug for bedømmelse af risikoanalyserne skal der udvikles et sæt acceptkriterier.

Acceptkriterierne udtrykker accept af, at der er en vis risiko forbundet med efterforskning og produktion af olie og gas, men ikke en accept af, at uheldene rent faktisk indtræffer. Ethvert uheld skal således efterforskes for at sikre mod gentagelser og for at placere et eventuelt ansvar for fejl eller forsømmelser.

Acceptkriterierne fastlægges ud fra det såkaldte ALARP princip (*As Low As Reasonable Practicable*). Princippet anerkender, at ingen industriel aktivitet vil være helt fri for risiko, og at det aldrig vil være muligt at tage højde for alle eventualiteter gennem sikkerhedsmæssige forholdsregler.

Det påhviler efter dette princip de ansvarlige virksomheder at tage alle rimelige, sikkerhedsmæssige forholdsregler, det være sig af teknisk eller organisatorisk karakter, for at nedbringe risikoen. Der skal således være tale om rimelige forholdsregler, idet man i bestræbelserne for at nedbringe risikoen skal have for øje, at der ikke må opstå et væsentligt misforhold mellem omkostningerne (målt i penge og tid) og den sikkerhedsmæssige forbedring, der opnås.

Acceptkriterierne udarbejdes af operatørselskabet, men skal godkendes af Energistyrelsen. Ved godkendelsen af kriterierne lægges vægt på grundige drøftelser med såvel selskabet som arbejdstagerorganisationerne. Acceptkriterierne er et udtryk for samfundets accept af den risiko, der er forbundet med offshore virksomheden, og det er vigtigt, at der er generel forståelse for og accept af det valgte niveau.

10. Forskning

Koncessionsaftaler

I efterforskningstilladelserne i de tre udbudsrunder 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 1992 er der i alt gennemført projekter for ca. 65 mio. kr., mens der er igangværende projekter for ca. 16 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 ekstremsituationer
- at begrænse og forebygge påvirkninger af det omgivende miljø.

Energiforskningsprogram 1993 (EFP 93)

Energiforskningsprogrammerne finansieres via midler afsat på finansloven. Energistyrelsen har det faglige ansvar for vurderingen af projektansøgninger vedrørende olie- og naturgasområdet.

Ved ansøgningsfristens udløb den 1. september 1992 havde Energistyrelsen modtaget 28 ansøgninger om støtte til olie- og gasprojekter med et samlet totalbudget på 108 mio. kr.

Ansøgningerne har været behandlet i *Det Rådgivende Olie og Naturgas Forskningsudvalg*, som har indstillet 10 projektforslag til at modtage en samlet støtte på 15 mio. kr. De indstillede projektforslag, hvis samlede budgetter er på 42 mio. kr., fremgår af bilag F.

Ved tildelingen af støtte har udvalget ud over at lægge vægt på projekternes faglige kvalitet givet nedennævnte emner særlig høj prioritet:

Efterforskning: Prioritet er givet til større, tværfaglige projekter i Centralgravsområdet.

Indvinding: Prioritet er givet til større, sammenhængende projekter inden for forudsigelse af spændingstilstand (orientering af sprækker i reservoiret), reservoirkarakterisering og mikroskalafortrængning. Der er i 1992 generelt sket en opprioritering af indvindingsområdet.

Udbygning: Prioritet er givet til projekter inden for fuldskalamålinger på havanlæg (herunder belastninger fra bølger og indbyrdes påvirkning mellem dele af anlæggene) og større tværfaglige projekter vedrørende multifaseteknologi ved transport af olie og gas i rørledninger.

Arktiske forhold: Prioritet er givet til geologiske og geofysiske forskningprojekter, der vil kunne fremme efterforskningsinteressen i disse områder og til projekter af særlig kvalitet, der på andre måder bedømmes at ville kunne bidrage til at øge efterforskningsinteressen.

EFP 93 og EF's forsknings- og udviklingsprogrammer

I de seneste år er det lykkedes at etablere og fastholde en tæt forbindelse mellem danske energiforsknings- og udviklingsprojekter under EFP og tilsvarende international forskning, herunder i særdeleshed EF's energiforsknings- og udviklingsprogrammer.

Det tilstræbes fra Energistyrelsens side at fremme en udbygning af disse former for internationalt samarbejde. Bestræbelserne har medført en stadig stigende interesse blandt danske projektansøgere for deltagelse i EF's energiprogrammer.

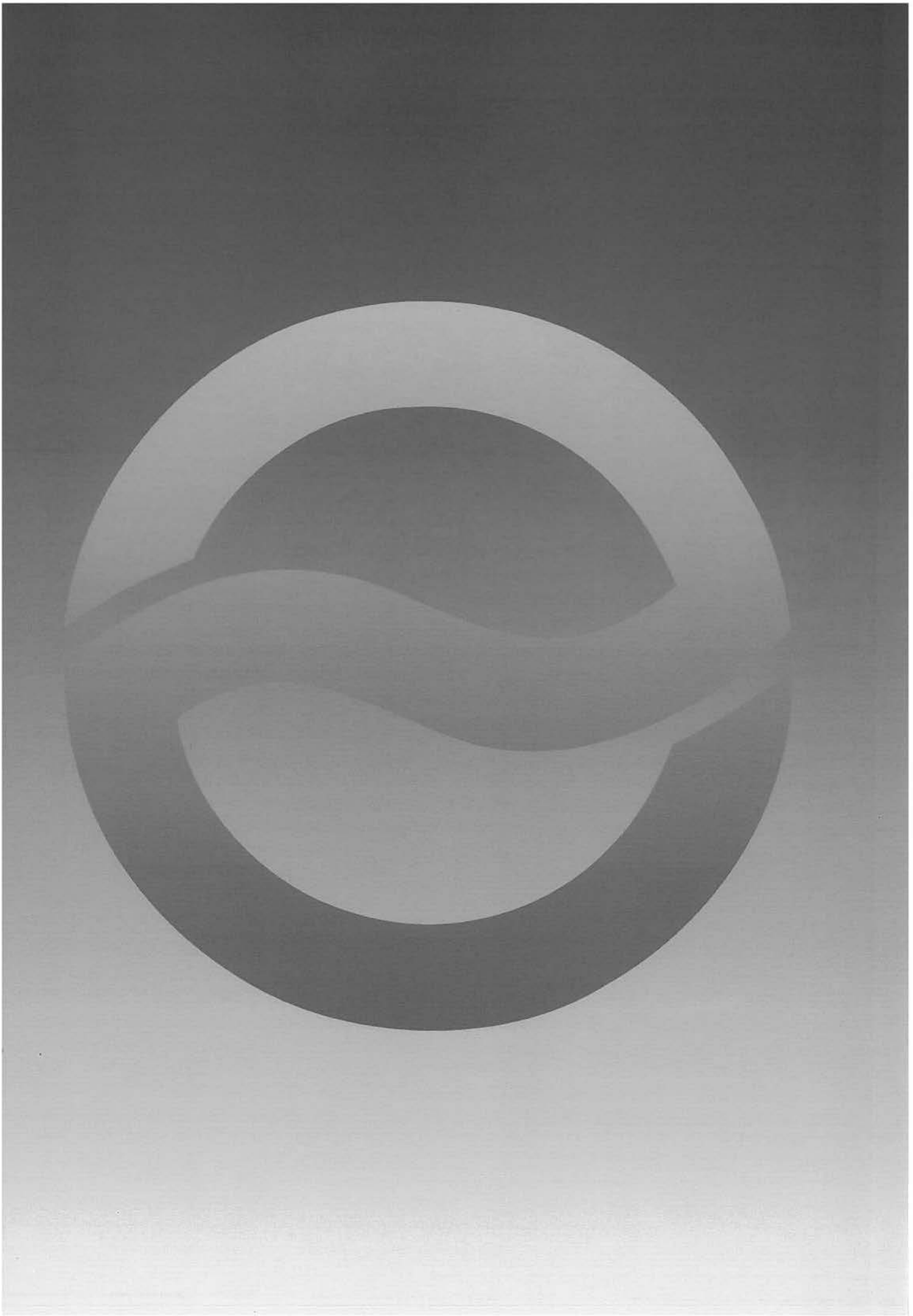
EF's forsknings- og udviklingsprogrammer

EF's forskningsprogrammer er samlet i såkaldte rammeprogrammer, der typisk løber over en periode på 5 år. For perioden 1990-94 løber det 3. rammeprogram med et budget på 46 mia. kr. Det 4. rammeprogram med et foreløbigt budget på ikke mindre end 117 mia. kr. er under forberedelse.

Inden for rammeprogrammerne findes de enkelte særprogrammer inddelt i en række hovedgrupper. En af disse omhandler energi, og herunder findes de ikke-nukleare energiforskningsprogrammer, de såkaldte JOULE-programmer.

Under det 3. rammeprogram findes JOULE II-programmet med et samlet udvidet budget på ca. 2 mia. kr., hvor Danmark forventes at tegne sig for kontrakter på næsten 4% af budgettet, svarende til ca. 80 mio. kr. Udvælgelsen af projekter, der tildeles støtte i JOULE II-programmet, er ikke endeligt fastlagt, men for kulbrinteområdets vedkommende er der udsigt til, at ét projekt med dansk medvirken, ud af i alt 6 støttede projekter, vil få støtte.

Teknologifremmeprogrammet THERMIE nærmer sig sin afslutning, idet den 4. runde for 1993 skal forhandles i første halvår af 1993. Resultaterne for de første 3 år har været særdeles tilfredsstillende for Danmarks vedkommende med projektandele på omkring 10% af den samlede projektmasse. Den høje andel har også været gældende for den danske deltagelse i kulbrinteafsnittet af programmet. Det ser dog ud til, at kulbrinteandelen for Danmarks vedkommende vil falde i 1993, især som følge af større andele til de øvrige områder.



Rettighedshavere på dansk område

(pr. 1. februar 1993)

Selskab	Andel
Dansk Undergrunds Consortium (DUC):	
Eneretsbevillingen af 8. juli 1962	
blok 5603/27 og 28, 5604/21, 22 og 25	
5504/5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 14, 15 og 16,	
5505/13, 17 og 18	
A.P. Møller (bevillingshaver)	39,00%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	46,00%
Texaco Denmark Inc.	15,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
2. Runde grupper:	
Licens 7/86, blok 5604/22 og 26	
Statoil Efterforskning og	
Produktion A/S (operatør)	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%
Danop vil blive operatør i en udbygningsfase	
3. Runde grupper:	
Licens 1/89, 2/89	
blok 5504/6, 10 og 5603/26	
Amoco Denmark Exploration Co.	
(operatør)	70,00%
FLS-Energy A/S	5,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	20,00%
Licens 3/89, 4/89	
blok 5606/13, 14, 15, 17 og 18,	
5514/30 og 31, 5414/2, 3,	
5, 6, 10, 11, 14 og 15	
Amoco Denmark Exploration Co.	
(operatør)	80,00%
FLS-Energy A/S	5,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	10,00%
Licens 5/89, blok 5503/8 og 5504/5	
Elwerath Erdgas und Erdöl GmbH	14,17%
Brigitta Erdgas und Erdöl GmbH	15,15%
RWE-DEA Denmark Oil GmbH	5,15%
Elf Erdöl und Erdgas Deutschland GmbH	8,70%
Wintershall Danmark Expl. A/S	29,33%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
BEB er operatør	
Danop er medoperatør	
Licens 7/89, 8/89, blok 5504/2,	
5604/25, 29 og 30, 5603/32	
Norsk Hydro Udforskning a.s. (operatør)	21,75%
Du Pont E & P No. 6 B.V.	29,00%
British Gas Expl. & Prod. Ltd.	18,13%
Danoil Exploration A/S	1,81%
Korn- og Foderstof Kompagniet A/S	1,81%
DENERCO K/S	7,50%
DOPAS	20,00%
Danop er operatør for licens 8/89	
(det vestligste af gruppens områder)	
Licens 9/89, blok 5509/5, 6, 7, 9, 10 og 11	
Jordan Dansk Corporation	25,00%
G.B.T. Northern Corporation	10,00%
Maxus Denmark, Inc.	45,00%
Pennzoil Denmark, Inc.	5,00%
DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	10,00%
Danop er operatør	
Licens 10/89, blok 5603/27 og 31	
A.P. Møller	26,66%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark	26,66%
Texaco Denmark Inc.	26,66%
DOPAS	20,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
Licenser tildelt i 1990:	
Licens 1/90, blok 5604/18	
Statoil Efterforskning og	
Produktion A/S (operatør)	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%
Danop er medoperatør	

Selskab	Andel
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	36,80%
Texaco Denmark Inc.	12,00%
DOPAS	20,00%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	

Licenser tildelt i 1992:

Licens 1/92, blok 5508/27, 28, 32	
DOPAS	50,00%
RWE-DEA Denmark Oil Gmbh	35,00%
Ruhrgas Aktiengesellschaft	10,00%
DENERCO K/S	5,00%
Danop er operatør	

Efterforsknings- og vurderingsboringer, 1986-1992

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Lulu-2	Mærsk Olie og Gas	56°19'60"	3605 meter	1985-12-15
5604/22-2	Mærsk Endeavour	04°17'31"	Ø.Perm	1986-03-18
Diamant-1	Phillips	56°00'23"	4242 meter	1986-01-10
5603/32-2	Glomar Labrador 1	03°53'44"	N.Perm	1986-03-18
Øst Rosa-3	Mærsk Olie og Gas	55°35'36"	1569 meter	1986-01-20
5504/15-5	Dyvi Epsilon	04°36'31"	Ø.Perm	1986-03-10
Ravn-1	Amoco	55°52'35"	5013 meter	1986-03-24
5504/01-2	Dyvi Epsilon	04°13'52"	Perm	1986-07-17
Øst Rosa Fl.-1	Mærsk Olie og Gas	55°33'51"	3045 meter	1986-03-24
5504/15-6	Mærsk Endeavour	04°37'50"	Ø.Jura	1986-04-30
Midt Rosa Fl.-1	Mærsk Olie og Gas	55°35'27"	3039 meter	1986-05-04
5504/15-7	Mærsk Endeavour	04°31'33"	N.Kridt	1986-06-11
Vest Lulu-4	Mærsk Olie og Gas	56°19'05"	3919 meter	1986-07-27
5604/21-6	Mærsk Endeavour	04°10'16"	N.Trias	1986-09-12
Gwen-2	Mærsk Olie og Gas	56°06'52"	4368 meter	1986-09-30
5604/29-3	Mærsk Endeavour	04°04'10"	N.Trias	1986-12-15
Mejrup-1	Phillips	56°22'39"	2532 meter	1987-03-22
5608/19-1	Kenting 36	08°40'36"	Trias	1987-04-29
Felicia-1	Statoil	57°26'18"	5321 meter	1987-07-03
5708/18-1	Mærsk Guardian	08°18'41"	Perm	1987-12-03
Gert-3	Mærsk Olie og Gas	56°12'43"	5005 meter	1987-07-21
5603/28-2	Mærsk Endeavour	03°45'49"	Devon?	1987-10-28
Stenlille-2	Danop	55°32'17"	1614 meter	1987-07-27
5511/15-2	Kenting 36	11°36'18"	Ø.Trias	1987-08-28
Ibenholt-1	Phillips	56°23'26"	2599 meter	1987-08-11
5605/20-1	Dyvi Sigma	05°58'29"	Prækambrium	1987-09-24
Dyb Gorm-1	Mærsk Olie og Gas	55°34'04"	3823 meter	1987-08-18
5504/16-5	Zapata Scotian	04°45'50"	Trias	1987-12-04
Stenlille-3	Danop	55°32'17"	1456 meter	1987-08-30
5511/15-3	Kenting 36	11°36'18"	N.Jura	1987-09-16
Ravn-2	Amoco	55°50'35"	4507 meter	1987-09-16
5504/05-1	Dan Earl	04°13'41"	Trias	1987-11-17
Tostrup-11	Danop	56°37'55"	1517 meter	1987-10-10
5609/10-11	Kenting 36	09°25'24"	Zechstein	1987-11-07
Elly-2	Mærsk Olie og Gas	55°47'19"		1987-11-15
5504/06-2	Neddrill Trigon	04°19'05"		1988-05-31
Jeppe-1	Norsk Hydro	56°11'04"	5050 meter	1987-12-10
5603/28-3	Mærsk Guardian	03°54'36"	Perm	1988-03-02
Borg-1	Danop	55°02'57"	Palæozoikum	1988-04-18
5508/32-2	Kenting 34	08°48'23"	3074 meter	1988-05-29
Gulnare-1	Statoil	56°10'13"	4735 meter	1988-06-02
5604/26-1	Mærsk Endeavour	04°26'41"	Jura	1988-09-19
Stenlille-4	Danop	55°31'06"		1988-07-19
5511/15-4	Kenting 36	11°35'14"		1988-08-09
Stenlille-5	Danop	55°32'08"		1988-08-14
5511/15-5	Kenting 36	11°37'33"		1988-09-03
Stenlille-6	Danop	55°33'29"		1988-09-07
5511/15-6	Kenting 36	11°39'09"		1988-09-27
Tordenskjold-1	Danop	55°56'19"	3703 meter	1988-12-14
5503/03-2	Neddrill Trigon	03°32'31"	N.Perm	1989-02-04
Pernille-1	Norsk Hydro	55°00'54"	3588 meter	1989-04-07
5514/30-1	Glomar Moray Firth	14°18'43"	Palæozoikum	1989-06-06
Stina-1	Amoco	54°47'20"	2482 meter	1989-06-12
5414/07-1	Glomar Moray Firth	14°37'44"	Palæozoikum	1989-07-11
Falk-1	Amoco	55°50'01"	4200 meter	1989-07-23
5504/06-3	Glomar Moray Firth	04°18'50"	Trias	1989-09-05
Gert-4	Mærsk Olie og Gas	56°13'18"		1989-11-02
5603/27-4	Mærsk Endeavour	03°43'48"		1990-05-16
Alma-1	Mærsk Olie og Gas	55°28'58"		1990-03-18
5505/17-10	Mærsk Giant	05°12'33"		1990-08-16
Amalie-1/1A	Statoil	56°14'39"	5320 meter	1990-08-01
5604/26-2	Neddrill Trigon	04°22'02"	Jura	1991-06-17
Stenlille-7	Danop	55°32'18"		1990-09-10
5511/15-7	Kenting 31	11°36'27"		1990-12-17
E-5	Mærsk Olie og Gas	55°40'25"		1991-02-05
5504/12-4	West Sigma	04°53'10"		1991-05-11
Skjold Fl.-1	Mærsk Olie og Gas	55°33'24"		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°15'30"		1991-08-01
Baron-2/2A	Norsk Hydro	56°01'44"	5100 meter	1991-08-01
5604/30-3	Mærsk Jutlander	04°15'30"	Øvre Jura	1992-01-13
Tyra TWC-3P	Mærsk Olie og Gas	55°42'56"		1991-09-14
5504/11-3	Mærsk Giant	04°44'56"		1991-12-08
Elly-3	Mærsk Olie og Gas	55°47'19"		1991-09-12
5504/06-4	Mærsk Endeavour	04°22'02"		1992-02-12
S. Ø. Adda-1	Mærsk Olie og Gas	55°47'56"		1992-01-26
5504/08-4	Mærsk Giant	04°55'07"		1992-03-05
Dagmar-6	Mærsk Olie og Gas	55°35'04"		1992-02-22
5504/15-8	Mærsk Endeavour	04°35'50"		1992-04-11
E-6	Mærsk Olie og Gas	55°40'29"		1992-03-12
5504/12-5	Mærsk Giant	04°53'22"		1992-05-12
Lulita-1	Mærsk Olie og Gas	56°20'44"	3749 meter	1992-05-17
5604/22-3	Mærsk Giant	04°16'24"	Mellem Jura	1992-12-20
E-7	Mærsk Olie og Gas	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	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°22'35"	Prækambrium	1992-10-24
Alma-2	Mærsk Olie og Gas	55°29'50"		1992-10-18
5505/17-11	Shelf Explorer	05°13'37"		1993-02-06

Forundersøgelser 1992

Undersøgelse	Operatør Kontraktor	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet i 1992
Seismiske undersøgelser					
CG92C	Count Geophysics Ltd. Halliburton Geo. Services	Offshore 2D	1992-04-20 1992-05-24	Central Graven 5503, 5603	2.018 km
DK92C	Mærsk Olie og Gas AS Simon-Horizon Ltd.	Offshore 3D	1992-03-20 1992-07-22	Central Graven Roar	5.969 km
DK92C	Mærsk Olie og Gas AS Simon-Horizon Ltd.	Offshore 3D	1992-03-21 1992-08-20	Central Graven Tyra	11.519 km
DK92C	Mærsk Olie og Gas AS Simon-Horizon Ltd.	Offshore 3D	1992-08-10	Central Graven Skjold	9.529 km
NS92C	A/S Norske Shell Geco-Prakla	Offshore 3D	1992-06-27 1992-06-30	Central Graven 5604	3.598 km
ST92C	Statoil Geco-Prakla	Offshore 3D	1992-04-26 1992-05-23	Central Graven Amalie 7/86	11.532 km
ST92	Statoil Norge Geco-Prakla	Offshore 2D	1992-06-28 1992-07-01	Skagerrak 5708	38 km
DN92T	Danop CGG	Onshore	1992-08-21 1992-08-27	Sønderjylland Løgumkloster	19 km
Geokemiske undersøgelser					
RD92B	RWE-DEA Danop	Offshore	1992-08-03 1992-08-09	Østersøen Bornholm 12/89	51 prøver

Dansk olieproduktion 1972-1992, mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	*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	0,48	*8,25*
1992	2,70	1,66	2,28	1,67	0,30	0,21	0,31	*9,12*
I alt	*15,10*	*17,96*	*15,44*	*7,97*	*2,76*	*0,35*	*0,78*	*60,36*

Dansk gasproduktion 1972-1992, mia. Nm³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	*Total*	*Heraf solgt*
1972	0,02							*0,02*	
1973	0,03							*0,03*	
1974	0,03							*0,03*	
1975	0,06							*0,06*	
1976	0,07							*0,07*	
1977	0,17							*0,17*	
1978	0,16							*0,16*	
1979	0,16							*0,16*	
1980	0,07							*0,07*	
1981	0,08	0,08						*0,16*	
1982	0,08	0,27	0,00					*0,35*	
1983	0,08	0,43	0,04					*0,55*	
1984	0,13	0,51	0,06	0,26				*0,96*	*0,22*
1985	0,21	0,64	0,07	1,11				*2,03*	*1,04*
1986	0,24	0,78	0,10	1,63	0,02			*2,77*	*1,80*
1987	0,44	0,88	0,10	2,65	0,03			*4,10*	*2,30*
1988	0,60	0,98	0,11	3,36	0,02			*5,07*	*2,27*
1989	0,71	0,89	0,19	3,52	0,02			*5,33*	*2,68*
1990	0,80	0,81	0,22	3,30	0,01			*5,14*	*2,75*
1991	0,88	0,84	0,23	3,67	0,01	0,06	0,07	*5,76*	*3,51*
1992	1,06	0,84	0,21	3,94	0,01	0,09	0,05	*6,20*	*3,63*
I alt	*6,08*	*7,95*	*1,33*	*23,45*	*0,12*	*0,14*	*0,11*	*39,19*	*20,23*

En stor del af gassen er reinjiceret

Leverance af naturgas fra danske felter 1984-1992, mio. Nm³

År	Dan	Kraka	Gorm	Skjold	Rolf	Dagmar	Tyra	*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*
I alt	*4256*	*127*	*724*	*152*	*11*	-	*14971*	*20241*

Månedlig produktion af olie og kondensat 1992, tusinde m³

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	*1992*
Dan	184	185	211	208	233	225	238	217	239	265	241	253	*2699*
Gorm	136	137	137	132	137	135	143	133	134	139	145	155	*1661*
Skjold	218	198	203	190	184	169	177	185	184	194	183	196	*2280*
Tyra	157	151	149	146	131	120	116	113	130	149	150	157	*1669*
Rolf	23	23	27	26	27	26	27	27	26	27	21	25	*304*
Kraka	14	13	15	14	13	13	14	15	24	24	26	20	*205*
Dagmar	59	47	42	34	26	21	18	15	12	11	11	11	*305*
I alt	*791*	*752*	*783*	*749*	*751*	*709*	*733*	*706*	*748*	*809*	*777*	*816*	*9125*

Månedlig produktion af gas 1992, mio. Nm³

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	*1992*
Dan	87	86	90	84	86	84	90	82	92	92	86	96	*1056*
Gorm	78	70	73	70	74	70	72	67	68	65	62	77	*844*
Skjold	20	17	18	16	16	16	17	18	18	18	18	19	*212*
Tyra	384	360	375	332	294	229	258	246	292	376	385	413	*3944*
Rolf	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	*12*
Kraka	7	6	6	6	6	6	6	4	9	10	11	9	*88*
Dagmar	9	7	6	5	4	3	3	2	2	2	2	2	*46*
I alt	*586*	*547*	*570*	*514*	*481*	*409*	*446*	*421*	*482*	*564*	*565*	*618*	*6203*

Danmarks energiforsyning 1972-1992 fordelt på brændsler samt energiproduktion og selvforsyningsgrad mio. t.o.e.

	Olie	Naturgas	Kul og koks	Vedv. energi mv.	*I alt*	Energiprod.	Selvforsyning
1972	17,9	-	1,1	0,3	*19,4*	0,4	2
1973*)	17,4	-	1,9	0,2	*19,5*	0,3	2
1974*)	15,9	-	1,7	0,2	*17,8*	0,3	2
1975	15,2	-	2,0	0,3	*17,6*	0,5	3
1976	16,0	-	2,8	0,4	*19,2*	0,6	3
1977	16,0	-	3,2	0,4	*19,6*	0,9	4
1978	16,0	-	4,0	0,3	*20,4*	0,7	4
1979	15,9	-	4,8	0,5	*21,2*	0,9	4
1980	13,2	-	5,7	0,5	*19,4*	0,8	4
1981	11,6	0,0	5,9	0,6	*18,2*	1,4	8
1982	10,8	0,0	6,2	0,7	*17,7*	2,4	14
1983	10,2	0,0	6,6	0,7	*17,6*	3,0	17
1984	10,1	0,2	7,1	0,8	*18,2*	3,4	19
1985	10,4	0,7	7,4	0,8	*19,2*	4,8	25
1986	10,2	1,2	7,4	0,9	*19,6*	6,4	33
1987	9,7	1,5	7,7	1,0	*19,9*	8,0	40
1988	9,0	1,6	7,7	1,0	*19,3*	8,1	42
1989	8,6	1,8	7,6	1,1	*19,1*	9,4	49
1990	8,2	1,9	7,6	1,1	*18,8*	10,0	53
1991	8,4	2,1	7,9	1,2	*19,5*	11,8	61
1992*)	8,2	2,2	7,7	1,2	*19,3*	12,8	66

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

Danmarks energiforbrug 1972-1992 fordelt på anvendelse mio. t.o.e.

	Rumopvarmning	Proces	Transport	Elapparater mv.	Ikke-energi formål	*I alt*
1972	7,4	4,8	3,4	2,8	1,0	*19,4*
1973*)	7,5	5,2	3,3	2,6	0,9	*19,5*
1974*)	6,3	4,9	3,1	2,6	0,9	*17,8*
1975	6,4	4,5	3,2	2,6	0,9	*17,6*
1976	7,1	4,8	3,4	2,9	0,9	*19,2*
1977	7,0	5,1	3,5	3,1	0,9	*19,6*
1978	7,2	5,4	3,8	3,3	0,8	*20,4*
1979	7,5	5,6	3,8	3,4	0,9	*21,2*
1980	6,4	5,4	3,5	3,4	0,8	*19,4*
1981	5,8	4,9	3,3	3,4	0,7	*18,2*
1982	5,6	4,6	3,5	3,4	0,7	*17,7*
1983	5,4	4,6	3,6	3,4	0,7	*17,6*
1984	5,3	4,8	3,7	3,6	0,8	*18,2*
1985	6,1	5,0	3,8	3,6	0,8	*19,2*
1986	5,8	5,3	3,9	3,7	0,9	*19,6*
1987	6,0	5,2	4,0	3,8	1,0	*19,9*
1988	5,3	5,1	4,0	3,9	1,0	*19,3*
1989	4,9	5,2	4,1	3,9	1,0	*19,1*
1990	4,8	5,2	4,1	3,8	0,9	*18,8*
1991	5,2	5,3	4,2	3,9	0,9	*19,5*
1992*)	5,0	5,2	4,2	3,9	0,9	*19,3*

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

Økonomiske nøgletal

	Investeringer i feltudbygning mio. kr.	Driftsomk. for felter mio. kr. [1])	Efterforskningsomk. mio. kr. [2])	Råoliepris $/tønde [3])	$-kurs kr./US$	Inflation % [4])	Nettovalutaudgift til energiimport 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	266	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	758	18,4	6,8	4,0	8,7
1988	897	1604	560	14,8	6,7	4,6	6,7
1989	1145	1821	500	18,0	7,3	4,8	7,4
1990	1736	1924	817	23,5	6,2	2,6	5,7
1991	2260	2173	975	20,0	6,4	2,4	5,1
1992	2450	2140	1050	18,9	6,0	2,1	3,4

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

Felter i produktion:

Dan Centret:

Feltnavn	**Dan**
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift:	1972
Produktionsbrønde:	56
heraf vandrette:	21
Vandinjektionsbrønde:	6
Vanddybde:	40 m
Areal:	20 km^2
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	40,7 mio. m^3
Gas:	16,7 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	15,10 mio. m^3
Gas:	6,08 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælving 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 gas kappe på feltet. Der er indledt vandinjektion 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 til et passende lavt damptryk, før den sendes til Gorm E og videre til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst for endelig behandling.

Procesanlæggene har i 1991/92 været under udvidelse med henblik på håndtering af den øgede produktion fra den igangværende feltudbygning.

Anlæg for behandling og pumpning af vand til injektion er placeret på broen mellem FB og FC platformene. I 1992 er et bromodul med blandt andet anlæg for behandling og pumpning af injektionsvand blevet installeret.

Installationerne på Dan feltet modtager produktionen fra Kraka og vil fra 1993 endvidere modtage produktionen fra Regnar feltet.

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

Feltnavn	**Kraka**
Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1966
I drift:	1991
Produktionsbrønde:	3
heraf vandrette:	3
Vanddybde:	45 m
Areal	20 km^2
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien

Reserver pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	3,1 mio. m^3
Gas:	1,5 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	0,35 mio. m^3
Gas:	0,14 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælving 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. Produktionen sendes ubehandlet til Dan FC.

Gorm Centret:

Feltnavn	**Gorm**
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15 og 16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift:	1981
Produktionsbrønde:	23
heraf vandrette	1
Gasinjektionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	7
heraf vandrette	3
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km^2
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	22,2 mio. m^3
Gas:	6,3 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	17,96 mio. m^3
Gas:	7,95 mia. Nm^3
Gasinjektion:	7,43 mia. Nm^3
Nettogasproduktion:	0,52 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved ophvælving af lagene. En nord-sydgående hovedforkastning deler forekomsten i to selvstændige reservoirer, og desuden er især A-blokken gennemsat af en række mindre forkastninger.

Feltet indeholdt oprindeligt ikke fri gas, men siden produktionsstart er der gennem gasinjektion kunstigt skabt en gaskappe i A-blokken. For at øge olieindvindingen injiceres både gas og vand 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. Gorm F er forsynet med to "caissons" med plads til hver 4 brønde. Der er planlagt installeret yderligere to "caissons", hver med plads til 8 brønde.

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. Et anlæg for behandling og pumpning af vand til injektion på såvel Gorm som Skjold feltet er endvidere placeret på Gorm F.

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

I forbindelse med den videre udbygning af felterne på Gorm Centret vil anlæggene for behandling og pumpning af vand til injektion i såvel Gorm som Skjold og anlæggene for håndtering af den øgede væskeproduktion blive udvidet.

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

Feltnavn	**Skjold**
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift:	1982
Produktionsbrønde:	6
heraf vandrette	1
Vandinjektionsbrønde:	5
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km^2
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	18,6 mio. m^3
Gas:	1,6 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	15,44 mio. m^3
Gas:	1,33 mia. Nm^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. Nye undersøgelser har vist, at reservoiret i feltets nordøst- og østlige dele er væsentligt mindre opsprækket end i feltets øvrige dele. For at øge olieindvindingen injiceres vand i reservoiret.

Anlæg

Skjold feltet er som satellit til Gorm feltet udstyret med en enkelt ubemandet indvindingsplatform Skjold A. Antallet af brønd"slots" på Skjold A er gennem en dæksudvidelse blevet udvidet fra 9 til 15.

Der er intet behandlingsanlæg på Skjold feltet, og produktionen føres til et særskilt anlæg på Gorm F, hvor der endvidere er et anlæg, som forsyner Skjold feltet med injektionsvand.

I 1992 er godkendt installation af to nye platforme af STAR typen ved Skjold A: En supplerende brøndhovedplatform, Skjold B med plads til 7 brønde samt en beboelsesplatform, Skjold C. Begge platforme vil blive broforbundet til Skjold A. Broen mellem Skjold A og B vil indebære øget dæksplads og vil blive forsynet med en kran. De nye platforme er planlagt installeret 1993/94.

Feltnavn	**Rolf**
Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14 og15
Bevillingshavere:	DUC
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, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	2,2 mio. m^3
Gas:	0,1 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	2,76 mio. m^3
Gas:	0,12 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.

Feltnavn	**Dagmar**
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Bevillingshavere:	DUC
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, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	0,1 mio. m^3
Gas:	< 0,1 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	0,78 mio. m^3
Gas:	0,11 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 har indledningsvist ydet høje produktionsrater. De hidtidige produktionserfaringer 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 Dagmar feltets svovlbrinteholdige produktion. I 1992 er installation af udstyr på Gorm F for udnyttelse af Dagmar gassen blevet udsat på ubestemt tid.

Tyra Centret:

Feltnavn	**Tyra**
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11 og 12
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift:	1984
Produktionsbrønde:	37
heraf vandrette:	9
Injektionsbrønde:	8
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km^2
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	9,2 mio. m^3
Kondensat:	7,0 mio. m^3
Gas:	59,7 mia. Nm^3
Akkumuleret produktion:	
Olie:	2,69 mio. m^3
Kondensat:	5,28 mio. m^3
Gas:	23,46 mia. Nm^3
Gasinjektion:	7,35 mia. Nm^3
Netto gasproduktion:	16,11 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælving af lagene. En markant permeabilitetsbarriere adskiller kalklagene af Danien og Øvre Kridt alder. En revideret kortlægning af Tyra strukturen, blandt andet på baggrund af afgrænsningsbrønde udført i 1991 og 1992, viser, at denne har en betydeligt større udstrækning end hidtil antaget.

Forekomsten består af fri gas med en tynd, underliggende oliezone. Med henblik på at øge kondensatproduktionen er der iværksat et gasrecycleprojekt på Tyra Vest. Den nyudviklede teknik med vandrette boringer har åbnet mulighed for at udnytte oliezonen, der imidlertid ikke er færdigafgrænset.

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 TCP-A, en afbrændingsplatform TED og en stigrørsplatform TEE.

På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af produktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret et gasinjektionsanlæg. Olie og kondensat samt gas, der ikke reinjiceres, sendes til færdigbehandling på Tyra Øst. På Tyra Vest er der indkvartering til 80 personer.

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas som olie og kondensat. Gasanlægget omfatter installationer for tørring, dugpunktsregulering samt kompression til rørledningstryk. Kondensat og olie sendes til Gorm feltet for ilandføring. På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer.

Januar 1993 godkendtes en omfattende udbygningsplan for Tyra feltet, som indeholder en betydelig udvidelse af indvindingsanlæggene på såvel Tyra Vest som Tyra Øst. På Tyra Vest omfatter udvidelsen et bromodul understøttet af en STAR platform ved TWB platformen. Bromodulet vil blandt andet indeholde nye gasbehandlings- og kompressionsfaciliteter.

På Tyra Øst omfatter udvidelsen et bromodul understøttet af en STAR platform ved TEE platformen. Dette bromodul vil indeholde modtageanlæggene for produktionen fra satellitfelterne: Roar, Svend og Harald mv.

For indpasning af en del af de planlagte brønde udvides dækkene på brøndhovedplatformene TWC og TEB til at rumme yderligere hver 12 brønde.

En brøndhovedplatform af STAR typen er planlagt installeret på positionen for vurderingsbrønden E-5. Platformen vil kunne rumme 7 brønde. Produktionen fra de planlagte olie og gas brønde vil blive behandlet på Tyra Øst. Produktionen vil blive indledt senest 2001.

Felter under udbygning:

Feltnavn	**Regnar**
Tidligere navne:	Nils
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1979
I drift (planlagt):	ultimo 1993
Produktionsbrønde:	1 (planlagt)
Vanddybde:	45 m
Areal:	8 km^2
Reservoirdybde:	1700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og dolomit
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Zechstein

Ressourcer pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	0,5 mio. m^3
Gas:	< 0,1 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene over en saltdiapir. Reservoiret er i lighed med Skjold og Rolf felterne stærkt opsprækket. Efterforskningsbrønden Nils-1 fremviste usædvanligt gode produktionsegenskaber.

Anlæg

Regnar feltet udbygges som satellit til Dan feltet. Indvinding vil foregå fra en undersøisk installation. Produktionen føres via flerfaserørledning til Dan FC for behandling og videre transport.

Feltnavn	**Valdemar**
Tidligere navne:	Bo/Boje/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/07 og 11
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo), 1982 (Boje) og 1985 (Nord Jens)
I drift (planlagt):	ultimo 1993
Produktionsbrønde:	3 (planlagt)
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, Øvre og Nedre Kridt

Ressourcer pr. 1. januar 1993

Forventet indvinding:	
Olie:	1,8 mio. m^3
Gas:	1,2 mia. Nm^3

Geologisk karakteristik

Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer.

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

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

Anlæg

Valdemar feltet udbygges som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen vil blive sendt ubehandlet til TEE platformen på Tyra Øst.

Kommende feltudbygninger:

Feltnavn	**Roar**
Tidligere navn:	Bent
Beliggenhed:	Blok 5504/07
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
Indv.plan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1996
Vanddybde:	46 m
Reservoirdybde:	2070 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Feltnavn	**Harald**
Tidligere navne:	Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed:	Blok 5604/21 og 22
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1980 (Lulu) og 1983 (Vest Lulu)
Indv.plan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1997 (Harald Vest) 1998 (Harald Øst)
Vanddybde:	64 m
Reservoirdybde:	hhv. 3650 m og 2700 m
Reservoirbjergart:	Sandsten (Vest), Kalksten (Øst)
Geologisk alder:	hhv. Mellem Jura og Danien/Øvre Kridt

Feltnavn	**Svend**
Tidligere navne:	Nord Arne/ Otto
Beliggenhed:	Blok 5604/25
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1975 (Nord Arne) og 1982 (Otto)
Indv.plan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1995
Vanddybde:	65 m
Reservoirdybde:	ca. 2500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Feltnavn	**Adda**
Beliggenhed:	Blok 5504/08
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
Indv.plan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1999
Vanddybde:	38 m
Reservoirdybde:	hhv. 2200 m og 2300 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Øvre og Nedre Kridt

Feltnavn	**Igor**
Beliggenhed:	Blok 5505/13
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
Indv.plan godkendt:	1990
I drift (planlagt):	1999
Vanddybde:	50 m
Reservoirdybde:	2000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Feltnavn	**Gert**
Beliggenhed:	Blok 5603/27 og 28
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indv.plan fremsendt:	1991
Vanddybde:	70 m
Reservoirdybde:	4900 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Øvre Jura

Feltnavn	**Elly**
Beliggenhed:	Blok 5504/06
Bevillingshavere:	DUC
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indv.plan fremsendt:	1992
Vanddybde:	40 m
Reservoirdybde:	hhv. 3200 m og 4000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og sandsten
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Jura

Navngivning af felter

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

EFP-93 projektstøtte

Projekttitel	Projekt budget i 1.000 kr.	EFP-støtte i 1.000 kr.	Deltager
1. Integrerede geofysiske undersøgelser af dybstruktur og geodynamisk udvikling i Central Graven.	4.447	1.250	Geologisk Institut Århus Universitet
2. 3D inversion af seismiske data.	7.412	1.110	Ødegaard & Danneskiold-Samsøe
3. Nedre og Øvre Kridt stratigrafi i Central Truget.	4.791	2.000	Danmarks Geologiske Undersøgelse
4. Anvendelse af elektroosmose til forbedret olieindvinding.	1.342	1.114	Inst. for Geologi og Geoteknik, DtH
5. Adsorption af kulbrinter i kalkreservoirer.	1.000	800	Inst. for Geologi og Geoteknik, DtH
6. Modellering af spændingsfelter og sprækker i et oliefelt.	2.320	1.860	Geoteknisk Institut
7. Kalkreservoirers egenskaber som funktion af diagenese.	2.408	1.360	Danmarks Geologiske Undersøgelse
8. Menneskelige faktorer i risikoanalyse af offshore operationer.	1.534	1.000	Skibsteknisk Laboratorium
9. Ettårns platformes dynamik.	3.000	2.000	Dansk Hydraulisk Institut
10. Havniveau-kontrolleret dannelse af kilde- og reservoirbjergarter.	3.897	2.500	Grønlands Geologiske Undersøgelse
I alt	*32.151*	*14.994*	