

**Danmarks
olie og gasproduktion 1995**

Energistyrelsen udsender hermed for tiende gang sin årlige rapport, som beskriver udviklingen i efterforskning og indvinding af olie og gas i Danmark.

Det forløbne tiår har været præget af en rivende teknisk udvikling inden for industrien, især hvad angår boreteknik, brøndinstallationer og stimuleringsteknik. Samtidig er den udviklede teknik tilpasset de stigende krav om miljøhensyn. Indvindingen fra de danske producerende felter er desuden blevet løbende vurderet, hvilket har medført optimering af indvindingsstrategierne. Således anvendes der nu i stor udstrækning vandrette borer samt vandinjektion, herunder højratevandinjektion, på felterne Gorm, Skjold og Dan, ligesom der er iværksat et kondensatprojekt med recirkulering af gas på Tyra feltet.

Denne tekniske udvikling og den bedre forståelse af reservoirerne i Nordsøen har gennem årene medført en stigning i forventningen til udnyttelsen af ressourcerne på 55% i løbet af 10 år, idet reserverne er steget fra 163 mio. m³ i 1987 til 252 mio. m³ i 1996. Udviklingen i styrelsens reserveopgørelse og prognoser er beskrevet nærmere i et særligt afsnit.

Udviklingen i 1995 har desuden ført til en forøget optimisme for det kommende tiår. Den 4. udbudsrunde viste en stor interesse for efterforskning på dansk område. Der blev således i maj 1995 tildelt ni nye efterforsknings- og indvindingstilladelser.

Den første efterforskningsboring under disse tilladelser, Statoil-gruppens Siri-1 boring, påviste betydelige mængder olie. Boringen er placeret i et område, som er geologisk adskilt fra de hidtil gjorte fund på dansk område, og giver derved anledning til stor optimisme i den videre efterforskning.

Det indgår i Energi 21 planen, at det er hensigten at tilrettelægge den fremtidige efterforskning, så at der sker en lokalisering af så meget som muligt af den olie og naturgas, der er i den danske undergrund. Hensigten herved er bla. at tilstræbe, at Danmark så længe som muligt kan være helt eller delvist selvforsynende med olie og naturgas.

Resultatet af Siri-1 boringen giver håb om opfyldelse af denne målsætning.

København, maj 1996



Ib Larsen

direktør

Omregningsfaktorer

1 m³ råolie = 0,858 ton ≈ 36,6 GJ

1 m³ motorbenzin = 0,75 ton ≈ 32,9 GJ

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

1 m³ fuelolie = 0,98 ton ≈ 39,6 GJ

1 tønde olie (barrel) = 0,159 m³

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

1 t.o.e. ≈ 1,143 m³ råolie

1 t.o.e. ≈ 1,065 Nm³ naturgas

1.000 Nm³ naturgas = 37.239 scf ≈ 39,3 GJ

1 Nm³ naturgas = 1,057 Sm³

1 ton kul (elværker) ≈ 24,7 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

1. Efterforskning	5
4. udbudsrunde	5
Forundersøgelser	5
Boreaktiviteter	5
Vurderingsaktiviteter	5
Forlængelser af tilladelser	6
Overdragelse af andele	6
Tilbageleverede arealer	7
Frigivelse af boringsoplysninger	7
Ny efterforskningmodel bekræftet	8
2. Produktion	9
Producerede mængder	9
Generelt om udviklingen i 1995	10
Produktionsboringer	10
De producerende felter	11
Dan Centret	11
Gorm Centret	13
Tyra Centret	16
Felter under udbygning	18
Øvrige felter	19
Naturgaslagre	19
3. Reserver	21
Reserveopgørelse	21
Produktionsprognoser	23
Metoder og definitioner	25
4. Oliereserver og prognoser i 10 år	27
Hvornår slipper olien op?	27
Hvorfor er prognoser altid forkerte?	28
5. Økonomi	31
Økonomiske forudsætninger	31
Danmarks energibalance	32
Rettighedshavernes økonomiske forhold	34
Statens indtægter	36
6. Sikkerhed og sundhed	39
Faste havanlæg	39
Mobile havanlæg	39
Nye regler	40
Anmeldelse af arbejdsskader	40
Internationalt samarbejde	42
7. Miljø	43
Reduktion af CO ₂ -udledning	43
Vurdering af Virkninger på Miljøet (VVM)	44
8. Forskning	45
Energiforskningsprogram 1996 (EFP 96)	45
Internationale forskningsrelationer	45
Bilag	
A Organisation	47
B Rettighedshavere i Danmark	49
C Efterforsknings- og vurderingsboringer	51
D Forundersøgelser	52
E1 Årlig olie- og gasproduktion 1972-1995	53
E2 Årlige gasleverancer samt månedlig olie- og gasproduktion 1995	54
F1 Forsyningsdata 1972-1995	55
F2 Økonomiske nøgletal	56
G1 Data for felter i produktion	57
G2 Data for kommende feltudbygninger	62
H EFP-96 projektstøtte	64



1. Efterforskning

I forbindelse med 4. udbudsrunde blev der i maj 1995 meddelt nye tilladelser til efterforskning og indvinding. Dette medførte stor seismisk aktivitet på de nye tilladelser, mens kun en gruppe nåede frem til at bore allerede i 1995. Denne ene boring førte imidlertid til, hvad der vurderes som det største oliefund i Danmark, siden Skjold feltet blev fundet i 1977.

En oversigt over de selskaber, der har tilladelse til efterforskning og indvinding på dansk område, findes i bilag B. Koncessionskortet bagest i rapporten viser den geografiske placering af tilladelserne.

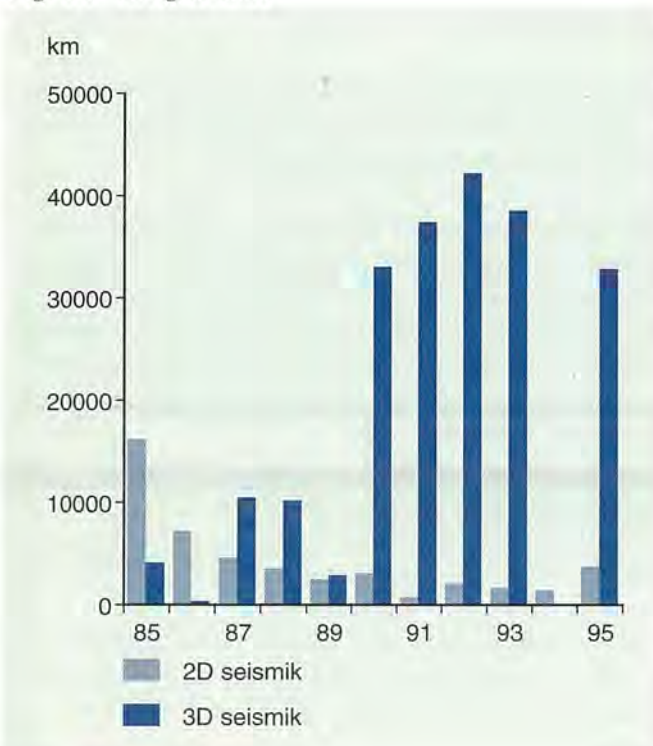
4. udbudsrunde

Der blev i maj 1995 meddelt ni nye tilladelser i forbindelse med den 4. udbudsrunde. Runden blev åbnet i juli 1994, og ved ansøgningsfristens udløb i januar 1995 var der modtaget 12 ansøgninger med deltagelse af 17 selskaber.

Udbudsrunderen omfattede området vest for 6°15' østlig længde. Dette område omfatter Central Graven og afgrænsedes mod øst ud fra en antagelse om den potentielle udbredelse af kulbrinter dannet i Central Graven.

Runden er i øvrigt nærmere omtalt i rapporten *Danmarks Olie og Gasproduktion, 1994*.

Fig. 1.1 Årlig seismik



Forundersøgelser

Efter faldet i aktiviteterne sidste år kom der igen gang i de seismiske undersøgelser i 1995 (figur 1.1). Først og fremmest har de nye 4. runde tilladelser medført aktivitet, idet hovedparten af rettighedshaverne som indledning til efterforskningen på de nye tilladelser gennemførte seismiske forundersøgelser. Herudover er der indsamlet seismik i forbindelse med vurderingen af fund og i forbindelse med den videre efterforskning på 3. runde tilladelser.

På land er der gennemført seismiske undersøgelser i forbindelse med kortlægning af eksisterende samt et muligt nyt gaslager.

Bilag D indeholder en oversigt over de enkelte seismiske programmer.

Boreaktiviteter

Der blev i 1995 kun udført én efterforskningsboring på dansk område, Statoil-gruppens Siri-1 boring i den vestlige del af Det norsk-danske Bassin. Aktiviteten forventes dog at tiltage væsentligt allerede fra 1996, når tolkning af de seismiske forundersøgelser i de nye 4. runde arealer foreligger (figur 1.2).

Siri-1 (5604/20-1)

Statoil stod med Siri-1 boringen for den første boring på de nye 4. runde arealer, og boringen førte til, hvad der vurderes som et af de vigtigste fund på dansk område i mange år. Boringen er placeret i Det norsk-danske Bassin ca. 25 km fra Central Graven, hvor alle hidtidige kommercielle olie- og gasforekomster er konstateret (figur 1.3).

Det nye fund er gjort i sandstenslag af Tertiær alder. I forbindelse med en prøveproduktion blev der produceret olie med en rate på 925 m³/dag (5818 tønner/dag) samt associeret gas. Boringen blev afsluttet i kalken i 2200 meters dybde.

Vurderingsaktiviteter

Amalie

Statoil-gruppen har afsluttet vurderingen af Amalie gasfundet fra 1991 og har nu konkluderet, at forekomsten kan danne grundlag for kommerciel indvinding. Amalie er hermed det andet kommercielle fund, der er beliggende helt eller delvist uden for DUC's områder, idet Lulita fundet som det første blev erklæret kommercielt af Statoil-gruppen i 1994.

Syd Arne

Som led i den videre vurdering af Syd Arne oliefundet har Amerada Hess-gruppen i sommeren 1995 gennemført en 3D seismisk undersøgelse af kalkstrukturen. Rigs-1 boringen, som blev afsluttet tidligt i 1995, bekræftede produktionsmulighederne fra forekomsten. På baggrund af de nye seismiske oplysninger og andre reservoirmæssige vurderinger vil rettighedshaverne i løbet af 1996 tage stilling til, om forekomsten vil kunne udnyttes kommercielt.

Siri

På baggrund af oliefundet i Siri-1 boringen har Statoil-gruppen nu iværksat en større 3D seismisk undersøgelse i samarbejde med seismik firmaet GecoPrakla.

Undersøgelserne strækker sig over både dansk og norsk område. De seismiske data skal indgå i grundlaget for en nærmere vurdering af fundet.

Forlængelser af tilladelser

Med henblik på dels den videre vurdering af Syd Arne fundet, og dels den videre kortlægning af efterforskningspotentialet i området, har Amerada Hess-gruppen i 1995 fået en 2 årig forlængelse af tilladelse 7/89 frem til december 1997.

Fig. 1.2 Efterforsknings- og vurderingsboringer

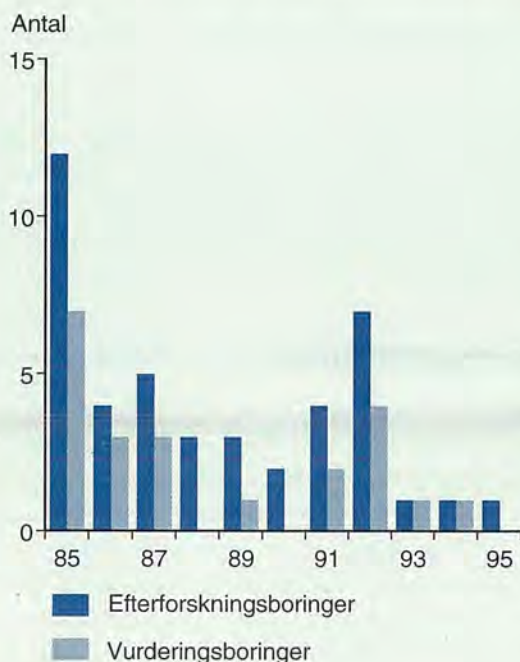
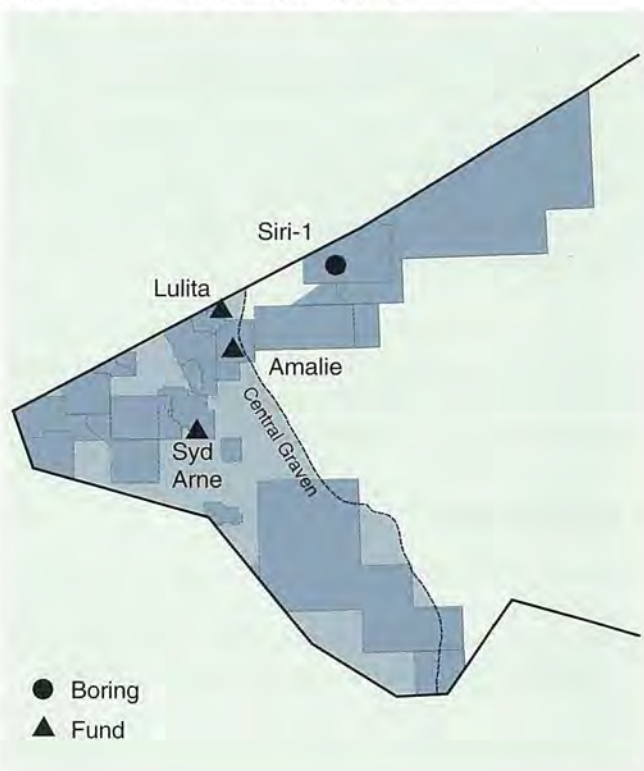


Fig. 1.3 Omtalte boringer og fund



Amerada Hess-gruppen indsamlede i sommeren 1995 3D seismik over et område, der både omfatter tilladelse 8/89 og tilladelse 2/95, som gruppen fik i forbindelse med 4. runde. De seismiske undersøgelser fortsættes i 1996 for at skabe grundlag for en kortlægning af områdets efterforskningsmuligheder. Rettighedshaverne har derfor fået en 2 årig forlængelse af tilladelse 8/89 frem til december 1997.

Mærsk-gruppen har ligeledes fået en 2 årig forlængelse af tilladelse 10/89 for at kunne fortsætte vurderingen af dette områdes efterforskningspotentialer.

Som følge af at Statoil-gruppen har erklæret Lulita fundet for kommercielt, har gruppen fået en forlængelse med henblik på produktion. Forlængelsen omfatter både en del af tilladelse 7/86 og en del af tilladelse 1/90. Med henblik på produktion af Amalie feltet ansøgte Statoil-gruppen i begyndelsen af 1996 om forlængelse af »Amalie-delen« af tilladelse 7/86.

Overdragelser af andele

Amerada Hess A/S har gennem erhvervelsen af ØK datterselskabet EAC Energy A/S med virkning fra 1. januar 1995 overtaget andele på henholdsvis 5,06%, 5,06% og 6,10% i Statoil-gruppens tilladelser 7/86, 1/90 og 2/90. Selskabets navn er herefter ændret til Amerada Hess Energi A/S.

I tilladelse 2/95 har *Danoil Exploration A/S* med tilbagevirkende kraft fra 15. maj 1995, hvor tilladelsen blev meddelt i forbindelse med 4. runde, overtaget en andel på 2,55% fra *Amerada Hess A/S*, der herefter deltager med 66,89% i tilladelsen. Hermed har Danoil opnået samme andel som i naboområdet, hvor den samme gruppe af selskaber deltager i tilladelse 8/89.

Ligeledes med tilbagevirkende kraft fra 15. maj 1995 har *Phillips Petroleum International Corporation Denmark* overtaget en andel på 12,50% i tilladelse 6/95 fra *DENERCO K/S* og *Statoil Efterforskning og Produktion A/S*. Statoil og DENERCO deltager herefter med henholdsvis 40,00% og 7,50% i tilladelsen.

Tilbageleverede arealer

Der er i 1995 tilbageleveret fire tilladelser.

DOPAS-gruppen, der i 1992 ved en særlig udbudsrunde fik tilladelse til et område ved Løgumkloster i Sønderjylland, tilbageleverede tilladelsen i august 1995. Gruppen udførte i 1993 en boring for at få yderligere oplysninger om den kulbrinteforekomst, som blev konstateret med Løgumkloster-1 boringen i 1980. Den seneste boring kunne imidlertid ikke bekræfte forventningerne til forekomsten.

I december 1995 ophørte Amoco-gruppens tre tilladelser, 1/89 og 2/89 i Central Graven samt 3/89 i Det

norsk-danske Bassin. I 1992 udførte Amoco efterforskningsboringer både på tilladelse 1/89 og 3/89, og Amoco-gruppen deltog i forbindelse med tilladelse 2/89 ved den norsk-danske grænse i en fælles efterforskningsboring med rettighedshaverne på den norske side af grænsen. Ingen af boringerne gav imidlertid de forventede resultater. Amoco, der har bidraget væsentligt til efterforskningen på dansk område siden 1. runde i 1984, er hermed ikke længere rettighedshaver.

Frigivelse af boringsoplysninger

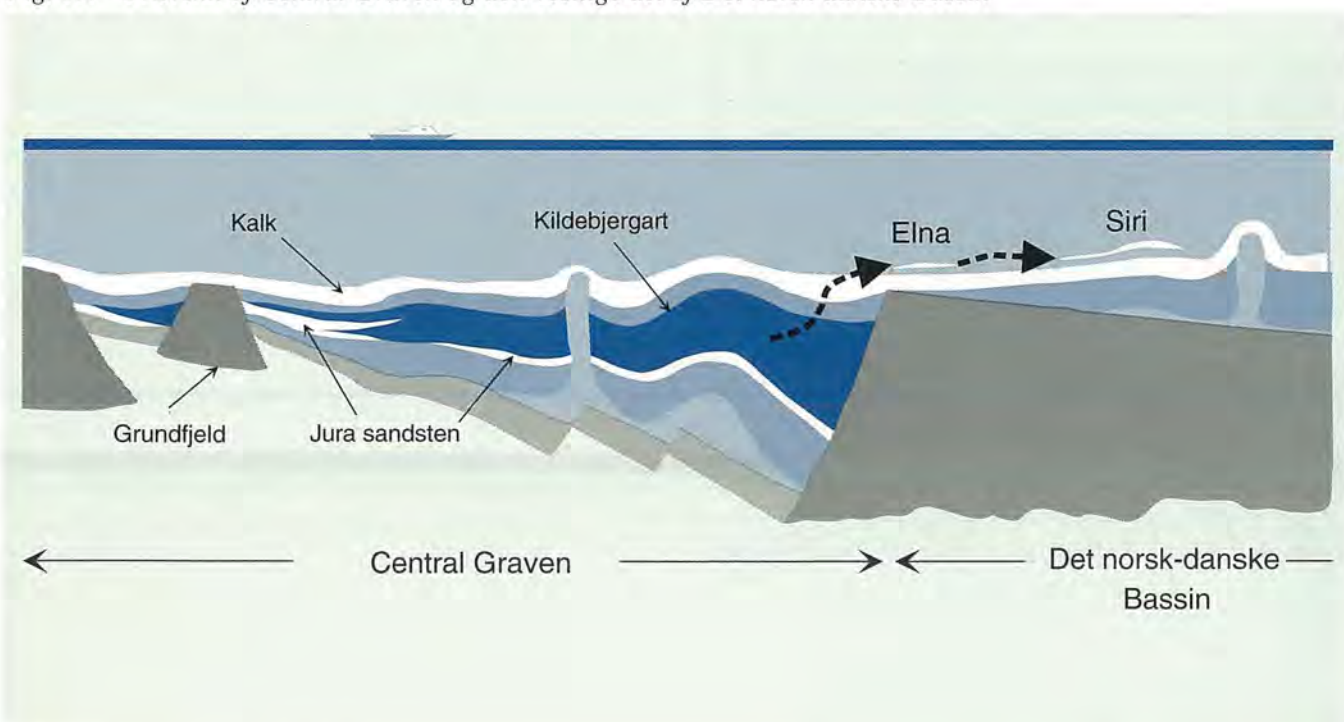
Data, som tilvejebringes i medfør af tilladelser efter Undergrundsloven, omfattes generelt af en 5 årig fortrolighedsperiode. For tilladelser, som ophører eller opgives, begrænses fortrolighedsperioden dog til 2 år.

I 1995 er data fra nedennævnte efterforskningsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Gert-4	5603/27-4	Mærsk
Alma-1	5505/17-10	Mærsk
Skarv-1	5504/10-2	Amoco
Ida-1	5606/13-1	Amoco
Løgumkloster-2	5508/32-3	Danop

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

Fig. 1.4 Tværsnit af Central Graven og den vestlige del af Det norsk-danske Bassin



Ny efterforskningsmodel bekræftet

Som ovenfor nævnt er der med Statoil-gruppens Siri-1 boring nu gjort et væsentligt fund uden for Central Graven. Med denne boring har målrettet efterforskning efter sandsten fra Tertiær tiden hermed for første gang givet resultat på dansk område.

På norsk og britisk område har de Tertiære sandsten været genstand for en omfattende efterforskning gennem flere år, og der er gjort betydelige fund af både olie og gas. På baggrund af erfaringerne herfra har selskaberne i Statoil-gruppen nu med held anvendt samme efterforskningsmodel på den danske del af Nordsøen.

Kulbrinterne i de danske olie- og gasfund er først og fremmest dannet i forbindelse med indsynkning og den hermed forbundne opvarmning af organisk rige leraflejringer af sen Jura alder i Central Graven. Herudover har de underliggende Mellem Jura lag bidraget til olie- og gasdannelsen i visse områder. Fra disse kildebjergarter er olie og gassen herefter migreret ind i de velkendte felter og fund i kalken og i Øvre og Mellem Jura sandsten (se figur 1.4).

I 1985 gjorde DUC et fund af gas og kondensat i Palæocæn sandsten med Elna-1 boringen. Det blev dog vurderet, at der ikke var grundlag for en kommerciel udnyttelse, og området blev senere tilbageleveret. Elna fundet er placeret lige over kanten af Central Graven og hermed ganske tæt på kildebjergarten.

Siri fundet ligger ca. 25 km øst for Central Graven og viser, at olien kan migrere over store afstande.

Arealet af det område, der ligger inden for denne afstand fra kildeområdet, udgør ca. 3000 km². Området er kun i ringe omfang blevet efterforsket med borer, og dækningen med moderne seismisk data er stedvis meget sparsom. Mens der således er boret i gennemsnit 2-3 efterforskningsboringer pr. blok (1 blok svarer til ca. 225 km²) i Central Graven, er der nu kun boret i alt tre borer i randzonen.

Den videre efterforskning i området skal nu afgøre, om der kan gøres andre tilsvarende fund i Tertiære sandsten eller i andre reservoirbjergarter. Endvidere er det væsentligt at få undersøgt, om kulbrinterne har migreret endnu længere, end det nu er vist, og om efterforskningsmodellen hermed kan anvendes i et større område.

2. Produktion

Den danske kulbrinteproduktion kom i 1995 fra ni felter: oliefelterne Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Kraka, Dagmar, Regnar og Valdemar samt gasfeltet Tyra. Alle felterne ligger i den sydlige del af Central Graven.

Dansk Undergrunds Consortium, DUC, forestår indvindingen fra samtlige felter, og Mærsk olie og Gas AS er operatør.

På figur 2.1 er der vist et kort over placeringen af de danske producerende ni felter og felter under udbygning.

Producerede mængder

I 1995 udgjorde den samlede produktion af olie og kondensat 10,79 mio. m³ svarende til 9,46 mio. tons, mens gasproduktionen udgjorde 6,32 mia. Nm³ (normalkubikmeter). Dette betyder, at det høje produktionsniveau fra 1994 er blevet opretholdt.

Af den samlede gasproduktion blev der indvundet 3,84 mia. Nm³ fra Tyra feltet, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieindvindingen fra de øvrige felter.

Der blev leveret 4,70 mia. Nm³ (75%) af den producerede gas til Dansk Naturgas A/S, mens 1,16 mia. Nm³ (18%) blev pumpet tilbage i undergrunden på Tyra og

Fig. 2.1 Danske felter i Nordsøen

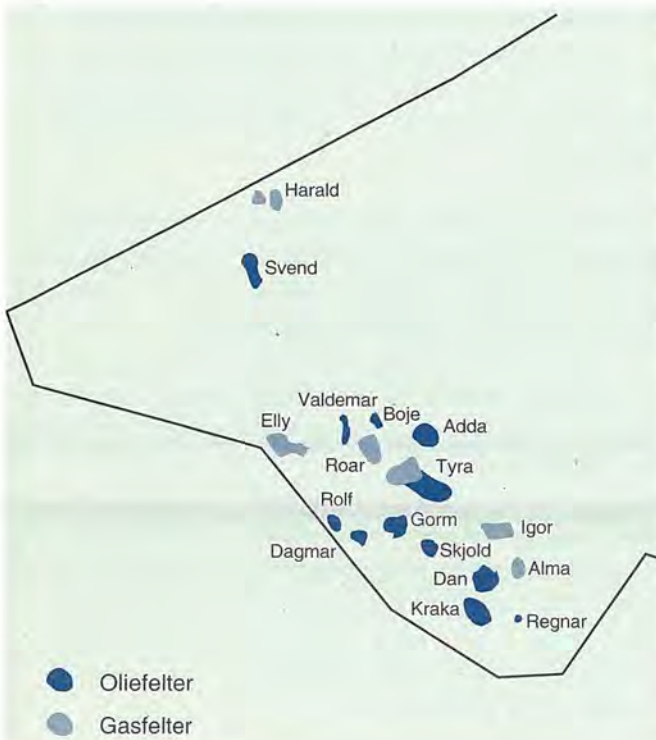
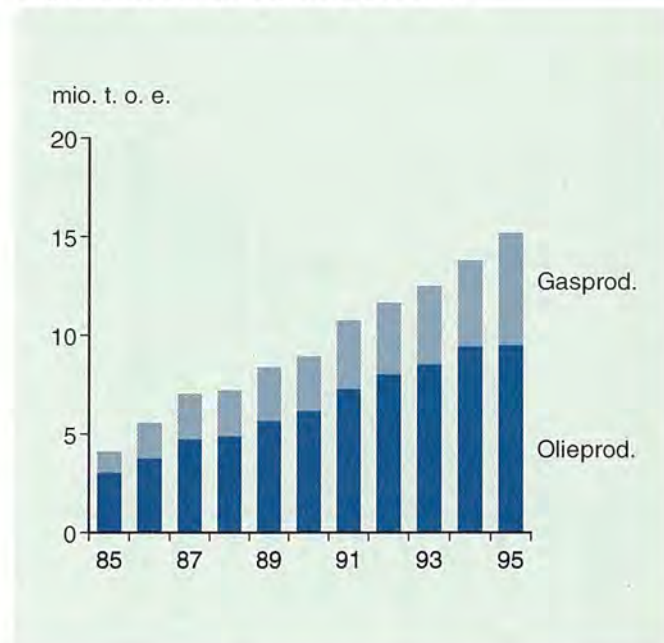


Fig. 2.2 Produktion af olie og naturgas



Gorm med henblik på at forbedre indvindingen af flydende kulbrinter. Resten af den producerede gas forbruges eller afbrændes på platformene.

I figur 2.2 er vist udviklingen i den danske produktion af olie og naturgas for perioden 1985 til 1995. Gasproduktionen omfatter gas, som enten er leveret til Dansk Naturgas A/S eller nyttiggjort til energiforsyning på platformene.

Yderligere oplysninger om olie- og gasproduktionen fra 1972 til 1995 findes i bilag E, hvor der endvidere er vist en oversigt over den månedlige produktion af olie og gas fra de enkelte felter for 1995.

I figur 2.3 er vist udviklingen i gasleverancerne til Dansk Naturgas A/S i perioden 1985 til 1995 fordelt på gasfeltet Tyra, oliefeltet Dan og samlet for de øvrige felter.

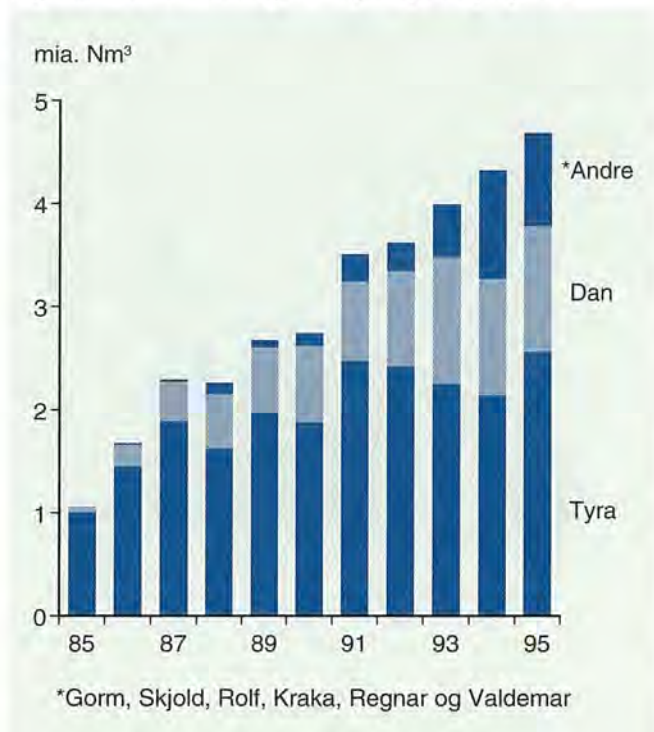
Bilag E indeholder en oversigt over gassalget fra starten i 1984 frem til 1995 fordelt mellem de enkelte felter.

Afbrænding af gas

En del af den producerede gas (4,8%) benyttes til energiforsyning på platformene i Nordsøen, mens en lidt mindre del (2,4%) er blevet afbrændt uden nyttiggørelse. Til platformenes energiforsyning (brændstof) blev der i 1995 således anvendt 314 mio. Nm³ gas.

Den ikke nyttiggjorte del af gasproduktionen (afbrændingen) udgjorde i 1995 totalt 152 mio. Nm³. Afbrænd-

Fig. 2.3 Leverancer af naturgas opdelt på felter



ing sker hovedsaglig af sikkerhedsmæssige hensyn, men også produktionsanlæggenes proces nødvendiggør afbrænding. Af den afbrændte mængde var 5 mio. Nm³ svovlbrinteholdig gas fra Dagmar feltet. Hele Dagmar feltets gasproduktion afbrændes på grund af de særlige problemer, der er ved nyttiggørelsen af den giftige gas.

Generelt om udviklingen i 1995

Aktiviteterne i 1995 var især præget af udbygningerne af felterne Gorm, Skjold og Tyra samt en ny videre udbygning af Dan feltet, som blev påbegyndt i løbet af året. Desuden er der blevet installeret platforme på de to nye felter, Roar og Svend, og boring af de første brønde på felterne startede sidst på året.

På Gorm feltet blev udbygningsplanens sidste fem brønde færdiggjort, og et tredje dæk på Gorm F platformen med behandlingsudstyr blev installeret.

Udbygningsplanen for Skjold feltet blev afsluttet i 1995 med udførelsen af fem vandrette brønde.

På Tyra feltet fortsatte den igangværende udbygning ved installation af en platform, som på Tyra Vest skal understøtte et bromodul til gaskompressionsudstyr. Ligeledes er der installeret et bromodul på Tyra Øst med modtagefaciliteter for blandt andet de nye nordlige felter, Svend og Roar. Derudover er der blevet installeret to nye moduler med procesudstyr.

I juni 1995 godkendtes en plan for en videre udbygning af Dan feltet baseret på udbredelse af vandinjektion til hele feltet, herunder anvendelse af højratevandinjektion. Umiddelbart efter godkendelsen startede udbygningen, og to eksisterende brønde blev genboret til nye brøndhulslokaliteter.

Udbygning af DUC's felter i det nordlige område i Central Graven blev påbegyndt i 1995, idet der blev installeret anlæg på oliefeltet Svend. Desuden blev der installeret anlæg på gasfeltet Roar. I efteråret påbegyndtes boring af de første brønde på begge felter. Roar feltet blev sat i produktion fra den første brønd 7. januar 1996 og Svend feltet forventes at følge efter i april 1996.

I juni 1995 blev en plan for en mindre udbygning på Valdemar feltet godkendt. Planen indebærer boring af op til to brønde.

I henholdsvis februar og marts 1995 blev der desuden godkendt udbygningsplaner for de to små gasfelter Elly og Alma. Elly planlægges udbygget som ubemandet satellit til Tyra Øst i 1999. Alma feltet vil blive udbygget som ubemandet satellit til Dan F komplekset og vil blive sat i produktion i 2003.

Produktionsboringer

I 1995 færdiggjordes 16 nye vandrette eller stærkt afbøjede produktions- og injektionsbrønde i forbindelse med udbygningen af de danske felter i Nordsøen. To af de udførte brønde er genboringer af eksisterende brønde. Antallet af udførte brønde er lidt lavere end året før, hvor der blev færdiggjort 19 brønde. Antallet af nye brønde forventes dog at stige igen i 1996, idet især udbygningen af Dan feltet vil medføre boring af mange nye brønde.

Det samlede antal brønde i drift ved årsskiftet 95/96 udgjorde 215. Antallet af vandrette brønde i produktion er i løbet af 1995 bragt op på 100, hvoraf 83 er produktionsbrønde og 17 vandinjektionsbrønde.

Udviklingen i antallet af produktionsbrønde, der er færdiggjort i de enkelte år mellem 1985 og 1995, er illustreret i figur 2.4.

De 16 nye produktionsbrønde boret i 1995 fordeler sig med fem på hver af felterne Gorm og Skjold, tre på Tyra feltet, to på Dan feltet samt en på det nye gasfelt Roar. Ud over de 16 nye brønde er der udført en forlængelse ved en *coiled tubing* boreoperation af en eksisterende vandret brønd på Dan feltet.

De producerende felter

De producerende danske olie- og gasfelter er grupperet omkring de tre produktionscentre på Dan, Gorm og Tyra. I nedenstående beskrivelse af de ni danske olie- og gasfelter, som producerede ved udgangen af 1995, er der taget udgangspunkt i denne feltgruppering.

I det efterfølgende afsnit er de felter, som var under udbygning i 1995, beskrevet nærmere, herunder Roar og Svend felterne, som blev sat i produktion i begyndelsen af 1996.

I figur 2.5, 2.8 og 2.11 er vist oversigtskort med beliggenheden af de tre centre. De eksisterende og planlagte produktions- og rørledningsanlæg for de tre centre er vist i figur 2.6, 2.9 samt 2.12. Anlægsdelen, som er under opbygning ved udgangen af 1995, er anført med en særlig signatur.

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

Dan Centret

Centret består af felterne Dan, Kraka og Regnar. De endnu ikke udbyggede felter Igor og Alma påregnes også sluttet til Dan. Udviklingen i olieproduktionen fra

Fig. 2.4 Produktionsboringer

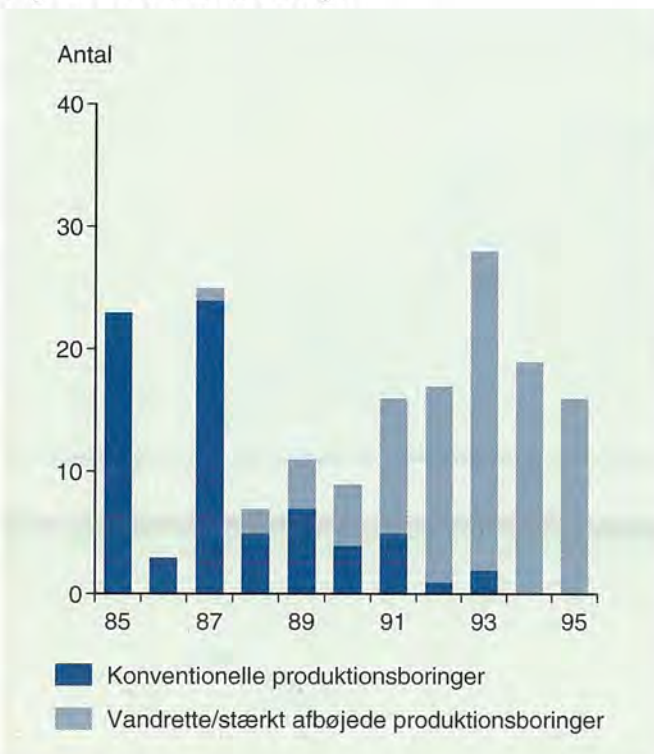
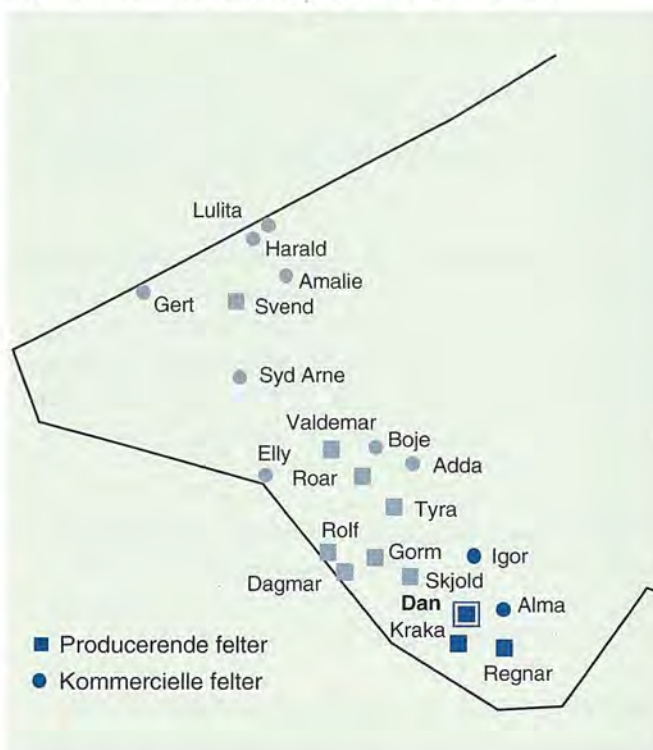


Fig. 2.5 Danske olie- og gasfelter, Dan Centret



felterne på Dan Centret er vist i figur 2.7. Den samlede olieproduktion fra Dan Centret var i 1995 4,27 mio. m³.

Den samlede gasproduktion fra felterne på Dan Centret udgjorde i 1995 1,47 mia. Nm³, hvoraf 1,34 mia. Nm³ blev ilandført via Tyra Centret. Resten af gassen er blevet anvendt som brændstof eller er blevet afbrændt.

Dan

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

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

Indvinding fra feltet er baseret på vandinjektion som blev indledt i 1989. Den seneste udbygningsplan fra 1995 indebærer etablering af højrateinjektion. Det høje tryk, som anvendes ved injektion, bevirker, at vandet danner store sprækker i reservoiret, hvorigennem vandet fordeles ud i reservoiret. Dette giver en meget effektiv fortrængning af olien gennem det tætte kridtreservoir.

Anvendelsen af højratevandinjektion betyder, at der billigt kan injiceres store vandmængder i reservoiret, idet metoden er baseret på færre, konventionelle brønde.

Udbygningsplanen indebærer en betydelig udvidelse af produktionsanlæggene på Dan, herunder etablering af en

Produktion

ny produktions- og procesplatform, Dan FF. Udbygningen ventes fuldt implementeret i løbet af 1999.

Procesfaciliteterne på feltet vil blive udvidet væsentligt, blandt andet vil vandinjektionskapaciteten blive fordoblet, og vandbehandlingskapaciteten vil blive mere end firedoblet.

Ifølge planen skulle der bores 42 brønde, hvoraf 28 var nye brønde, mens de øvrige 14 var genboringer af eksisterende brønde. Kriteriet for valget af de brønde, som anvendes til genboringer, er blandt andet dårlig olieproduktion som følge af høj gas- eller vandproduktion. Ifølge planen skal en række produktionsbrønde i de kommende år konverteres til vandinjektion.

Der foregår dog løbende en optimering af brøndmønstret, hvilket allerede har medført, at antallet af nye brønde er reduceret. Dette er blandt andet en følge af, at flere produktions-/injektionsmål samles i en enkelt brønd.

Genboring af brønde reducerer omkostningerne ved udbygningen. Derudover har borearbejdet kunnet påbegyndes umiddelbart efter godkendelsen af planen, idet det ikke var nødvendigt at afvente installering af den nye platform.

I 1995 er der blevet udført to genboringer af brønde, således at to afbøjede produktionsbrønde er erstattet af en ny vandret injektionsbrønd og en ny vandret produktionsbrønd.

I starten af 1995 blev der desuden foretaget en forlængelse af en vandret produktionsbrønd på feltets vestlige flanke ved hjælp af en forholdsvis ny boremetode, *coiled tubing*. Operationen blev for første gang i Danmark udført uden brug af en borerig.

Desuden er der blevet konverteret fem brønde til vandinjektion i løbet af 1995.

Ved udgangen af 1995 er der 48 producerende oliebrønde på Dan feltet, hvoraf 32 er vandrette. Derudover er der 26 vandinjektorer.

Der er ved udgangen af 1995 i alt blevet injiceret 12,53 mio. m³ vand i Dan feltet, heraf 5,88 mio. m³ i 1995. Fra 1994 til 1995 er der tale om en stigning på 54%. Stigningen er muliggjort af et nyt vandinjektionsanlæg, som blev installeret i 1994.

Fig. 2.6 Produktionsanlæg i Nordsøen 1996, Dan Centret

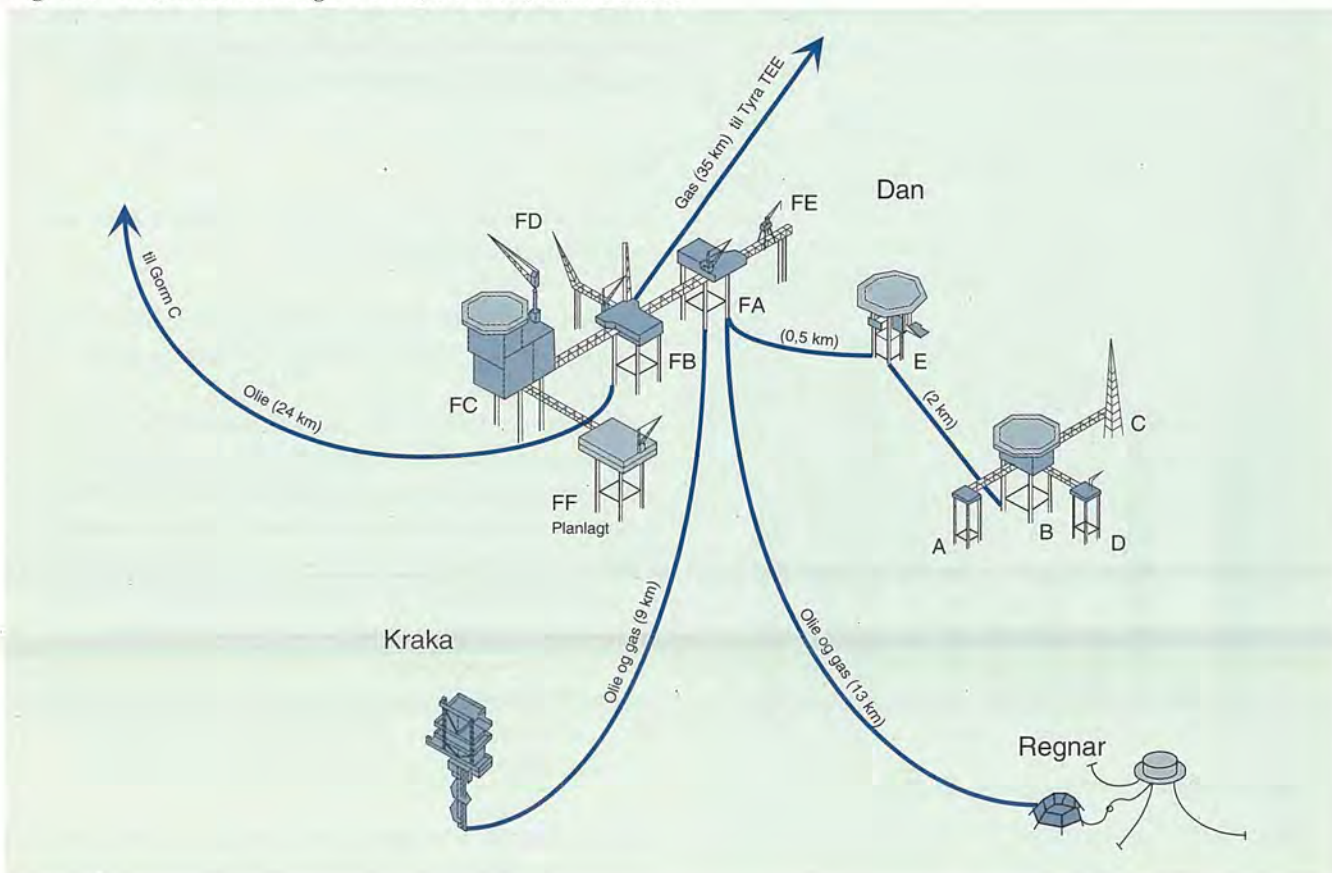
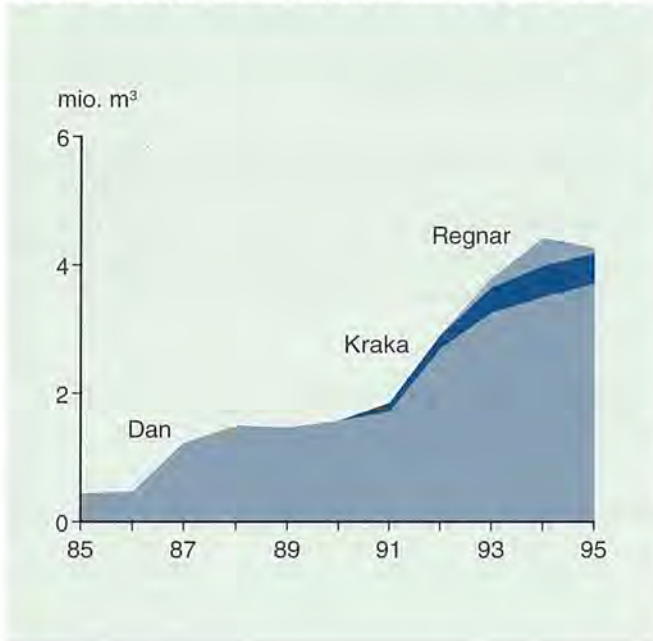


Fig. 2.7 Olieproduktionen fra felterne på Dan Centret



Dan feltet producerede i 1995 3,71 mio. m³ olie mod 3,50 mio. m³ i 1994, mens gasproduktionen i 1995 udgjorde 1,33 mia. Nm³.

Kraka

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

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

Ifølge Energiministeriets seneste godkendelse fra 1994 skal bevillingshaverne i 1996 fremsende en plan for en videre udbygning af feltet i form af en fase II.

Der er i 1995 indvundet 0,47 mio. m³ olie på Kraka mod 0,49 mio. m³ i 1994.

Regnar

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

Feltet er en olieforekomst i et stærkt opsprækket kalkre-

servoir i lighed med andre felter som Skjold, Rolf og Dagmar.

Regnar feltet forventedes at have en relativ kortvarig produktionsperiode, idet det blev anset for mest sandsynligt, at det kun ville være muligt at producere sprækkeolien. De forventede reserver var ved produktionsstart opgjort til 0,52 mio. m³, hvilket svarede til 80% af den forventede tilstedeværende oliemængde i sprækkerne.

Der er i 1995 indvundet 0,09 mio. m³ olie fra Regnar feltet mod 0,43 mio. m³ i 1994. Den samlede produktion fra feltet er derved 0,67 mio. m³, hvilket svarer til næsten 30% mere end de oprindeligt forventede reserver. Dette indikerer, at der ligeledes produceres olie fra den tætte del af formationen, matricen. Feltet vil derfor sandsynligvis kunne producere en årrække med en lav rate.

Gorm Centret

Centret består af Gorm feltet med satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Fra Gorm Centret udgår den DORAS-ejede rørledning, som fører olie- og kondensatproduktionen fra de danske nordsøfelter til Jyllands vestkyst og videre over land til terminalanlægget i Fredericia. På figur 2.8 er vist beliggenheden af Gorm Centret, mens der på figur 2.9 er vist produktionsanlæggene på Gorm Centret i 1996.

Udviklingen i olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret er vist i figur 2.10. Af figuren ses det, at produktionen fra især felterne Skjold og Rolf er øget i 1995.

Gorm

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

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

Olieindvindingen fra feltet er baseret på udbredelse af vandinjektion i hele feltet. Den tidligere gasinjektion på toppen af strukturen vil blive udfaset.

Produktion foregår indledningsvist fra højere liggende dele af reservoiret under samtidig vandinjektion på flankerne. I en senere fase vil produktionen blive flyttet end-

nu højere op mod toppen af strukturen, mens der vil blive indledt vandinjektion i områder, hvorfra der tidligere produceredes olie.

I juni 1995 blev et tredje dæk på Gorm F platformen installeret. Dækket indeholder en ny separator, to injektionspumper samt vandbehandlingsudstyr. Herefter vil separation af Gorm og Skjold produktionen foregå på Gorm F platformen.

I 1994 blev der godkendt en plan for den vestlige blok på feltet. Desuden blev der godkendt en plan, som indebærer, at der vil blive installeret et fjerde dæk med udstyr til lavtrykkompression samt en ny testseparator med opstart i 1997. Lavtrykkompressionen vil betjene Gorm og Skjold felterne, og der vil med det planlagte udstyr ligeledes være mulighed for at effektivisere gasløft på Gorm, Skjold og Rolf.

I 1995 er der udført tre vandrette produktionsbrønde samt en vandret injektionsbrønd. Desuden er der blevet udført et nyt vandret sidespor i en produktionsbrønd på den østlige blok. Boreresultaterne fra disse brønde bekræfter, at strategien med injektion af vand i bunden af reservoiret virker efter hensigten.

Det samlede antal produktionsbrønde på Gorm feltet er nu 30, mens antallet af vandinjektionsbrønde er 13. Des-

uden er der stadig to gasinjektionsbrønde, som hovedsaglig anvendes, når gasproduktionen overstiger eksportkapaciteten. Disse brønde planlægges konverteret i 1997 til produktionsbrønde.

I 1995 blev der i Gorm feltet injiceret 5,75 mio. m³ vand mod 4,61 mio. m³ i 1994. Der er i alt injiceret 16,37 mio. m³ vand på Gorm. Gasinjektion på Gorm er næsten udfaset, og i 1995 blev der kun injiceret 28 mio. Nm³ gas. Siden 1981 er der blevet injiceret i alt 7,95 mia. Nm³.

Gorm feltet har i 1995 produceret 2,49 mio. m³ olie, hvilket næsten svarer til produktionen i 1994.

Skjold

Skjold er et olielfelt, som ligger 10 km sydøst for Gorm. Produktionen sendes i en flerfasestrøm til Gorm feltet til behandling, og Skjold forsynes med løftegas og injektionsvand fra Gorm.

Indvindingen blev indledt i 1982, og allerede i 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret.

Erfaringerne med vandinjektion på feltet er gode. I de seneste år er der i nye boringer fundet zoner med lave oliemætninger. Disse zoner er resultatet af, at vandet effektivt har fortrængt olien.

I løbet af 1995 er der blevet udført i alt fem nye brønde på feltet, en vandret og tre stærkt afbøjede olieproducenter samt en afbøjet vandinjektor. Flere af de nye brønde er desuden forberedt således, at de kan anvendes til både produktion og vandinjektion.

Ved udførelsen af disse brønde er den senest godkendte udbygning afsluttet. Derved er antallet af produktionsbrønde oppe på 14, mens der er seks vandinjektionsbrønde i drift på Skjold feltet.

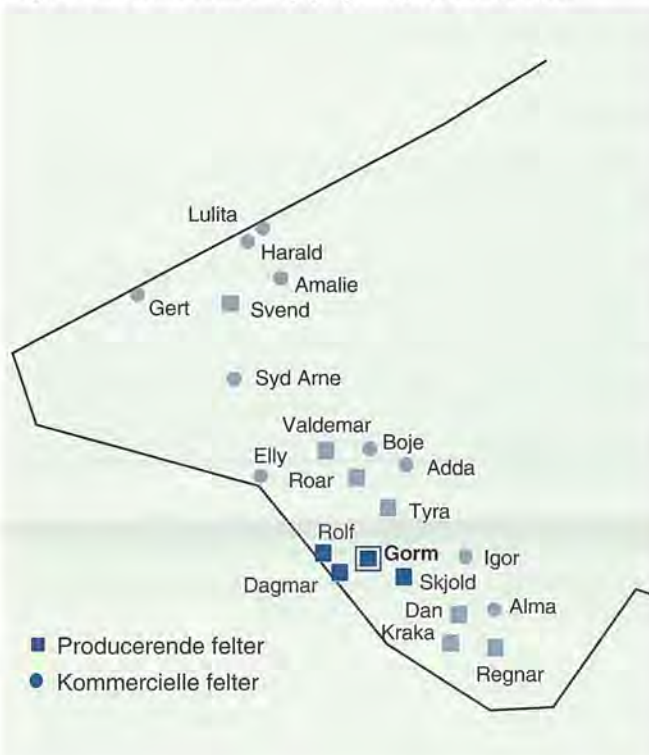
Det vurderes dog, at der stadig er potentiale for videre udbygning af feltet, især i reservoirets randområder.

Skjold feltet har i 1995 produceret 1,98 mio. m³ olie, hvilket er 0,26 mio. m³ mere end i 1994. I 1995 injiceredes 3,99 mio. m³ vand på Skjold mod 3,44 mio. m³ i 1994.

Rolf

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

Fig. 2.8 Danske olie- og gasfelter, Gorm Centret



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

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

Feltet producerede i 1995 0,22 mio. m³ olie mod 0,09 mio. m³ året før. Vandbehandlingskapaciteten på Gorm feltet var i 1994 begrænsende for produktionen fra Rolf feltet, og stigningen i 1995 skyldes især en øget vandbehandlingskapacitet.

Dagmar

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

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

På baggrund af de hidtidige erfaringer med produktionen fra Dagmar feltet er en videreudbygning af feltet foreløbigt stillet i bero.

Dagmar feltet har i 1995 produceret 0,03 m³ olie, hvilket svarer til produktionen året før. Dette kunne indikere, at produktionen fra feltet har stabiliseret sig.

Den producerede gas på 5 mio. Nm³ er blevet afbrændt.

Fig. 2.9 Produktionsanlæg i Nordsøen 1996, Gorm Centret

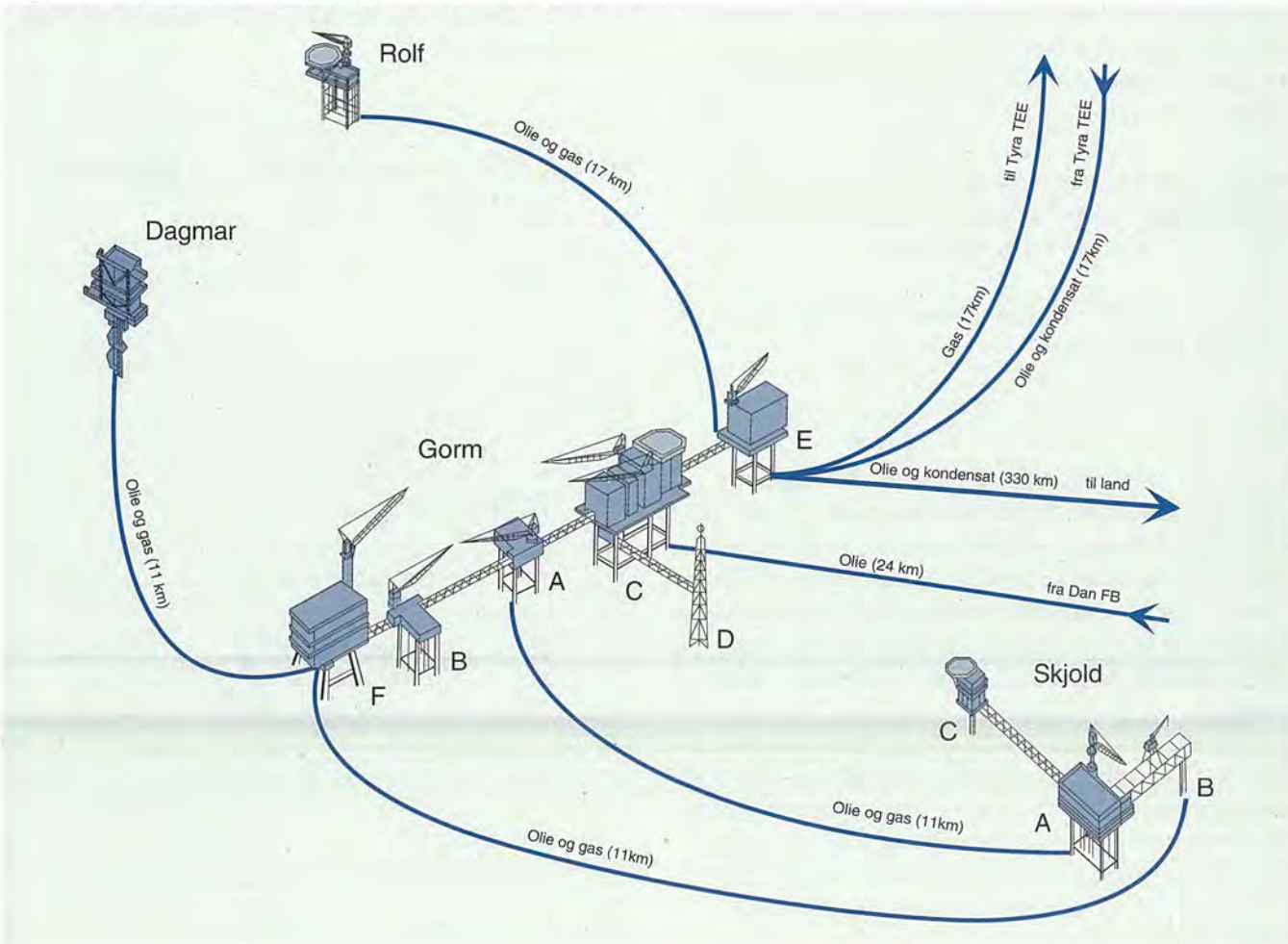
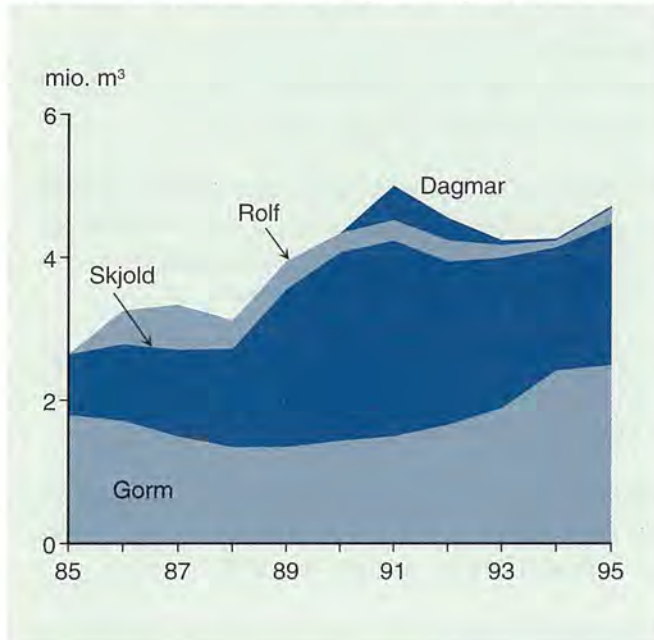


Fig. 2.10 Olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret



Tyra Centret

Produktionen fra Tyra Centret kom i 1995 fra Tyra feltet og satellitfeltet Valdemar, som blev sat i produktion i 1993. Desuden blev felterne Roar og Svend sat i produktion i begyndelsen af 1996. Tyra feltet ligger 15 km nordvest for Gorm.

Harald feltet forventes tilsluttet i 1997, og senere forventes produktionen fra de små satellitter Adda, Elly og Tyra Sydøst tilsluttet Tyras installationer.

I figur 2.13 er vist olieproduktionen fra Tyra Centret for perioden 1985 til 1995.

Tyra

Tyra er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone. Reservoiret består af kalksten af Danien og sen Kridt alder. Indvindingen blev indledt i 1984, og fra 1987 er en del af den producerede gas blevet reinjiceret i reservoiret for at udnytte overskydende produktionskapacitet til at øge kondensatindvindingen. Injektionskapaciteten på feltet udgør over 2 mia. Nm³ tør gas årligt i ti brønde.

Som følge af udbygningsplanen fra 1992 blev der i 1995 foretaget betydelige udvidelser af Tyra feltets installationer. Dette er dels sket med henblik på den betydelige stigning af gasleverancerne til Dansk Naturgas A/S fra 1997 og dels med henblik på tilslutning af felterne Svend, Roar og Harald.

Der blev således i august måned installeret understellet af Tyra Vest E platformen. Platformen skal understøtte et bro modul, som blandt andet indeholder et kompressionsanlæg til gasinjektion. Desuden er der blevet installeret et IPF-procesmodul samt yderligere anlæg til vandbehandling.

På Tyra Øst blev der ligeledes i august installeret et bro modul, som blandt andet indeholder modtagefaciliteter fra Roar, Svend og Harald felterne. Der blev desuden installeret et kompressionsmodul til gaskompression samt vandbehandlingsanlæg.

I 1995 blev der desuden lagt en 10" rørledning på feltet for intern gastransport mellem procesanlæggene på Tyra Øst og Vest, hvorefter samtlige rørledninger ifølge udbygningsplanen fra 1992 er etableret.

Den igangværende udbygning af Tyra feltet omfatter udførelse af op til ni vandrette oliebrønde i feltets oliezone, og i 1995 blev den ottende boret i den bedste del af oliezone på feltets sydvestlige randområde. Den niende oliebrønd var planlagt udført på den nordlige rand på Tyra Vest, men her har reservoirkvaliteten og oliemætningerne været skuffende. Udførelse af brønden er derfor udskudt. Det samlede antal vandrette oliebrønde er nu oppe på 16.

Fig. 2.11 Danske olie- og gasfelter; Tyra Centret samt det Nordlige Område

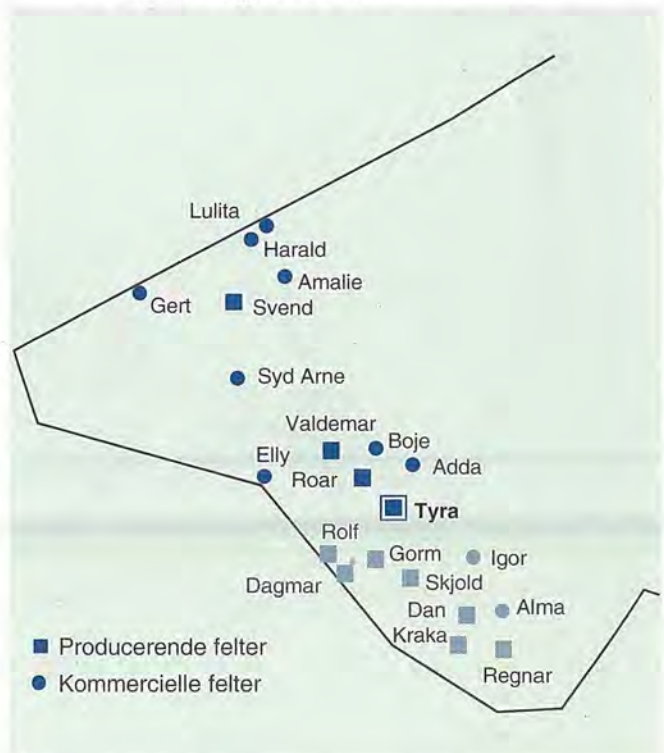
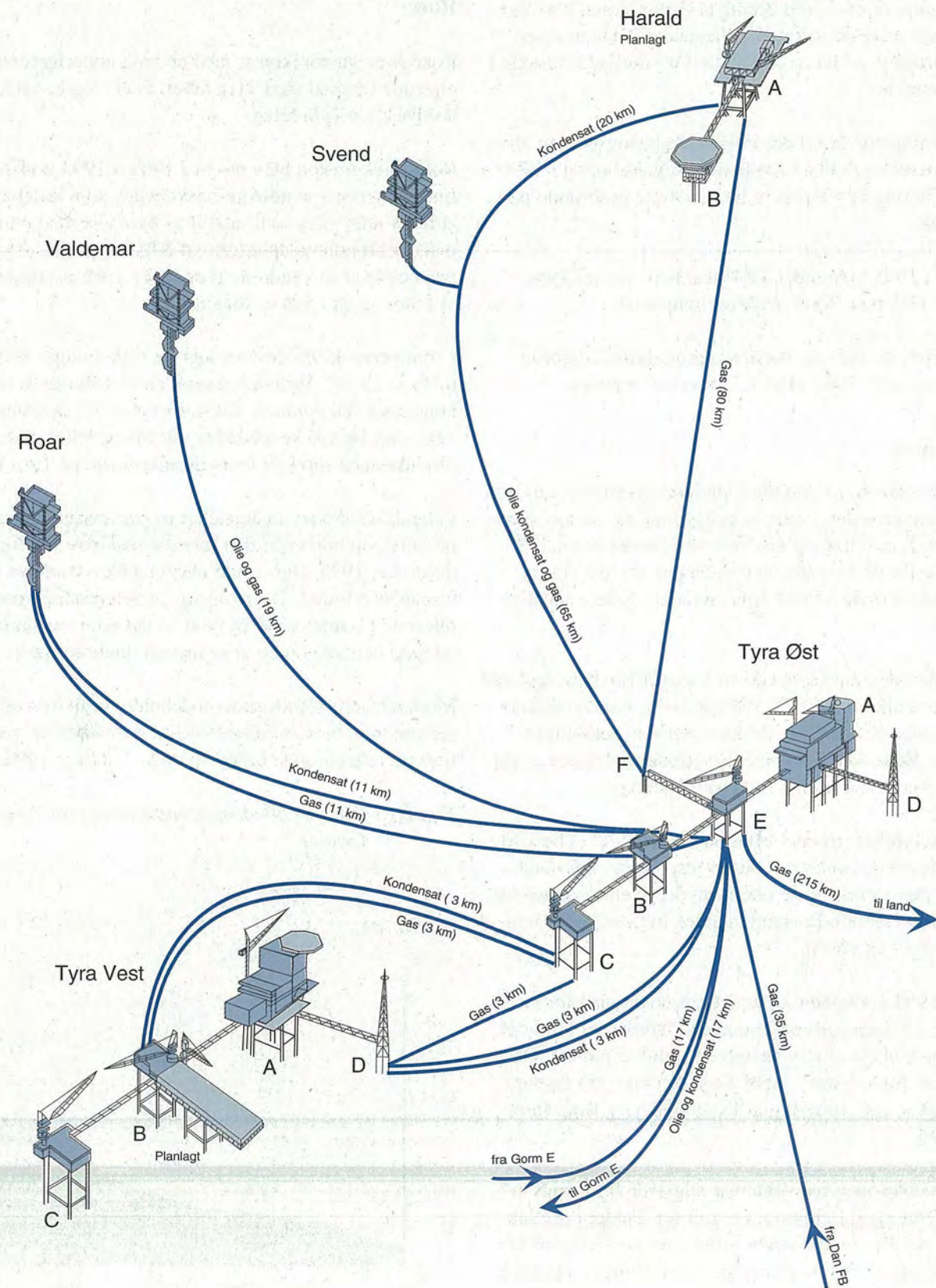


Fig. 2.12 Produktionsanlæg i Nordsøen 1996, Tyra Centret samt det Nordlige Område



Desuden blev der i 1995 boret to horisontale gasbrønde på Tyra Vest til opfyldelse af aftaler om salg af yderligere gas i 1995 og 1996. Den ene brønd er placeret på feltets sydlige flanke. Ved boring af denne brønd blev der for første gang påtruffet olie i lagene af Danien alder. Det vurderes, at der er potentiale for yderligere brønde i dette område.

I de kommende år vil der ifølge udbygningsplanen blive konverteret en række brønde til gasinjektion, og i 1996 starter boring af yderligere tre vandrette gasbrønde på Tyra Øst.

Der er i 1995 indvundet 3,84 mia. Nm³ gas på Tyra, hvoraf 1,13 mia. Nm³ er blevet reinjiceret.

Den samlede olie- og kondensatproduktion udgjorde 1,63 mio. m³ i 1995 mod 1,75 mio. m³ året før.

Valdemar

Hovedreservoiret i oliefeltet Valdemar består af kalksten af Barrimien alder. Feltet er beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra feltet, og det blev sat i produktion i 1993 som satellit til Tyra Øst. Indvindingen foregår fra tre vandrette brønde i Nord Jens området i feltets nordlige del.

Valdemar blev fundet ved de tre borer Bo, Boje og Nord Jens fra henholdsvis 1977, 1982 og 1985. Ved den seneste kortlægning af feltet blev det konstateret, at det østligste område, Boje, ikke er sammenhængende med resten af Valdemar feltet, men er en selvstændig forekomst.

Valdemar feltet rummer efter danske forhold et betydeligt potentiale. Imidlertid består reservoiret, som indeholder den væsentligste oliemængde, af en ekstremt tæt kalksten af Aptien/Barremien alder, hvilket gør indvinding meget vanskelig.

I juni 1995 godkendte Energistyrelsen en plan for en mindre udvidelse af indvindingen i Nord Jens området bestående af op til to yderligere vandrette brønde. Den første vil blive boret i 1996. Desuden blev der fastlagt en tidsplan for vurdering af Bo området og Boje forekomsten.

Olieproduktionen fra Valdemar udgjorde 0,17 mio. m³ olie i 1995 mod 0,30 mio. m³ året før. Faldet i produktionen skyldes blandt andet problemer med eksport af produktionen. Det producerede vand bevirker, at gassen under visse tryk og temperaturforhold i rørledningen danner hydrat. Dette faste stof kan hindre passage gennem rørledningen.

Felter under udbygning

Roar

Roar er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone i lighed med Tyra feltet. Feltet ligger 10 km nordvest for Tyra feltet.

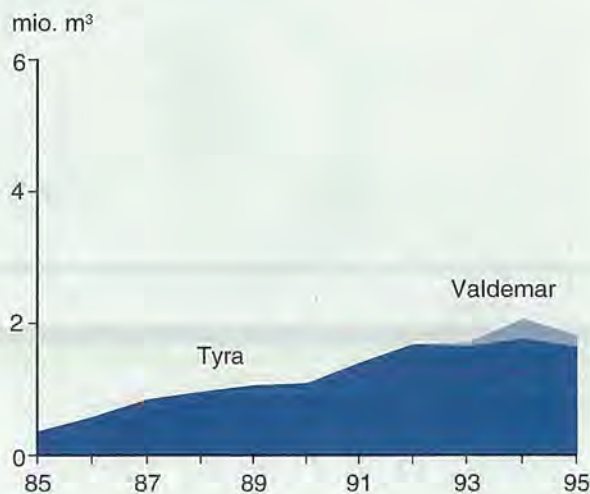
Roar forekomsten blev påvist i 1968. I 1993 godkendte Energistyrelsen et udbygningskoncept, som indebærer, at feltet udbygges som satellit til Tyra Øst med en ube-mandet brøndhovedplatform af STAR typen. Udbygningen består af to vandrette brønde, én i den nordlige del af feltet og én i den sydlige del.

I sommeren 1995 blev der lagt tre rørledninger fra Roar til Tyra, en 16" gasledning samt en 8" ledning til olie og kondensat. Til denne er der koblet en 2 1/2" glykolrørledning. Gas og væske adskilles således på feltet, inden produktionen føres til modtageanlæggene på Tyra Øst.

I august 1995 blev understellet til platformen installeret på feltet, og boring af den første brønd blev færdiggjort i december 1995. Den tynde oliezone blev vurderet ud fra brøndens pilothul. Det viste sig, at den producerbare oliezone i området var så tynd, at det ikke var muligt at udnytte den ved hjælp af et separat oliebrøndspor.

Modulet, som blandt andet indeholder brøndhovedet og separatoren, blev installeret sidst i december og produktion fra feltets første brønd startede 7. januar 1996.

Fig. 2.13 Olie- og kondensatproduktionen på Tyra Centret



Herved blev feltet det andet producerende gasfelt på dansk område.

Svend

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

Udbygningen af feltet blev påbegyndt i 1995, idet der i august blev installeret en ubemandet brøndhovedplatform af STAR typen specielt tilpasset den noget større vanddybde på feltet.

Feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet, og produktionen føres til Tyra Øst via en tilslutning til olierørledningen fra Harald til Tyra. Svend feltet blev således i sommeren 1995 forbundet med Tyra Øst med en 16" rørledning. Den sidste del af rørledningen fra Svend til Harald feltet vil blive lagt i 1996.

Udbygningskonceptet indebærer udførelsen af foreløbigt to vandrette brønde, én i hver struktur. I oktober 1995 startede boring af brønden i den sydlige del af feltet, og feltets produktion forventes indledt i april 1996 fra denne brønd.

Brønden i den nordlige del af feltet, som bores i 1996, indebærer boring af to brøndspor til dræning af forskellige reservoirer.

Harald

Harald består af to gasforekomster beliggende 80 km nord for Tyra, umiddelbart syd for den norske sektorgrænse. Harald feltet omfatter fundene Lulu påvist i 1980 og Vest Lulu påvist i 1983. Harald Vest reservoirer består af sandsten, mens hovedreservoirer på Harald Øst består af kalksten.

Mærsk Olie og Gas AS ansøgte i december 1995 om godkendelse af en revision af udbygningskonceptet for Harald feltet. Revisionen indebærer, at hele Harald feltet udnyttes fra ét enkelt platformkompleks. Komplekset består af en firebenet proces- og brøndhovedplatform broforbundet til en STAR platform med beboelse til drifts- og vedligeholdelsespersonale. På Harald Øst placeres en STAR brøndhovedplatform specielt tilpasset den større vanddybde. Ændringen af placeringen af Harald platformene blev godkendt af Energistyrelsen i marts 1996.

Harald feltet vil indledningsvis blive udbygget med tre brønde i feltets vestlige forekomst, Harald Vest og to brønde i den østlige forekomst, Harald Øst.

Produktionen af gas fra Harald feltet vil blive sendt gennem en gasledning ejet af Dansk Naturgas A/S via Tyra Øst til land, mens kondensatstrømmen ledes gennem en olie- og kondensatrørledning til Tyra Øst. Denne rørledning vil ligeledes føre produktionen fra Svend feltet til Tyra.

Borearbejdet på Harald Vest blev påbegyndt i marts 1996, og produktion herfra planlægges indledt i 1997. Harald feltet vil således blive det første felt på dansk område med produktion fra sandsten.

Der er desuden mulighed for at producere det nærliggende Lulita felt fra Harald feltets installationer.

Øvrige felter

I bilag G2 findes en oversigt med nøgletal for de felter, hvor der foreligger indvindingsplaner. Det drejer sig i første række om feltet Igor, hvor udbygning godkendtes i 1990, samt felterne Elly og Alma, hvor Energistyrelsen i begyndelsen af 1995 godkendte planerne for udbygning og produktion. Hertil kommer Gert feltet, hvor der i 1991 blev fremsendt en udbygningsplan, men hvor der endnu ikke er truffet afgørelse samt Adda feltet, som blev godkendt i 1990. For Adda feltets vedkommende blev der i januar 1996 fremsendt en ajourført plan. For Lulita feltet er der endnu ikke søgt om godkendelse af en udbygningsplan.

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

Naturgaslagre

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

Gaslagret ved Stenlille, der er baseret på nedpumpet gas i en vandfyldt sandstensstruktur, blev indviet i 1994. Lagret er under udvidelse, idet der i 1995 er boret en yderligere brønd til injektion/udtag fra en underliggende femte zone samt en observationsboring. Ved udgangen af 1995 er der samlet nedpumpet et gasvolumen på 600 mio. Nm³. Når der er nedpumpet i alt 800 mio. Nm³, vil der være et arbejdslager på ca. 300 mio. Nm³.

I 1996 vil der blive gennemført en ny boringskampagne, idet der planlægges udført yderligere borer til den femte zone.

I Lille Torup er der etableret seks kaverne i en underjordisk salthorst med en samlet kapacitet på 300 mio. Nm³ naturgas. Lagret er under udbygning med en syvende kaverne, der medio 1997 vil bringe den samlede kapacitet op på 420 mio. Nm³ naturgas.

Som en følge af aftalen mellem Dansk Naturgas A/S og Dansk Undergrunds Consortium om årlige leverancer fra 1997 af op til 7,5 mia. Nm³ naturgas har Dansk Naturgas A/S indledt en revurdering af selskabets lagerbehov for naturgas. Dette har medført, at der i 1995 er blevet udført seismiske undersøgelser for at indsamle oplysninger for en eventuel beslutning om udvidelse af eksisterende lagre eller etablering af et nyt lager.

3. Reserver

Reserveopgørelse

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

Energistylens nye opgørelse pr. 1. januar 1996 viser en stigning i oliereserverne på 13% og et fald i gasreserverne på 6%. Oliereserverne er opgjort til 252 mio. m³ og er dermed de største nogensinde.

Den forventede endelige indvinding af olie og kondensat er i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med 40 mio. m³. Produktionen i 1995, der var 0,1 mio. m³ større end i rekordåret 1994, udgjorde næsten 11 mio. m³, hvorfor stigningen i oliereserverne andrager i alt 29 mio. m³. Reserverne svarer til, at en olieproduktion på 1995 niveau vil kunne opretholdes i de næste 23 år.

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

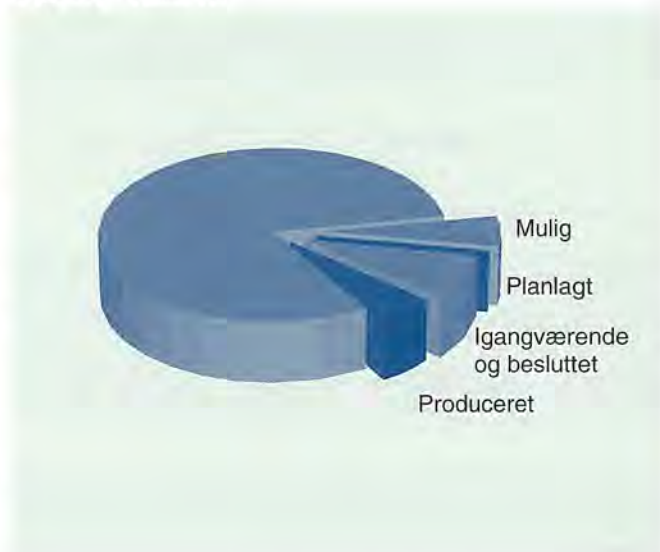
Reservegrundlaget er illustreret i figur 3.1, hvor den relative størrelse af de enkelte kategorier svarer til den respektive olie- og kondensatindvinding. Tabel 3.1 viser Energistylens opgørelse over reserver for olie og kondensat samt gas fordelt på felter og kategorier.

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

Det fremgår af figur 3.2, at de forventede olie- og kondensatreserver udgør mellem 152 og 252 mio. m³. Reserverne for kategorierne planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figur 3.3, at de forventede gasreserver udgør mellem 125 og 169 mia. Nm³. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mæng-

Fig. 3.1 Reserver



der, som kan markedsføres som naturgas, idet differencen udgøres af et fradrag på skønsmæssigt 10-15%, som forbruges eller afbrændes på platformene i forbindelse med produktionen.

I forhold til Energistylens reserveopgørelse i januar 1995 er der foretaget en række ændringer. Revisionerne skyldes nye modeller af felterne som følge af forbedret kendskab til felterne, yderligere produktionserfaringer, og at der er gjort et nyt fund.

De områder, hvor Energistyrelsen har foretaget væsentlige ændringer af reserverne, omtales i det følgende.

Igangværende og besluttet indvinding

Reserver for yderligere udbygning af Dan og Valdemar felterne er medtaget under igangværende og besluttet indvinding, da disse udbygninger blev godkendt i juni 1995.

Reserverne for Tyra er blevet revideret i overensstemmelse med de seneste modeller og produktionserfaringer fra feltet.

Reserverne for Roar er justeret som følge af nye boreoplysninger.

Reserverne for Adda er revideret på baggrund af et nyt udbygningskoncept for feltet.

Planlagt indvinding

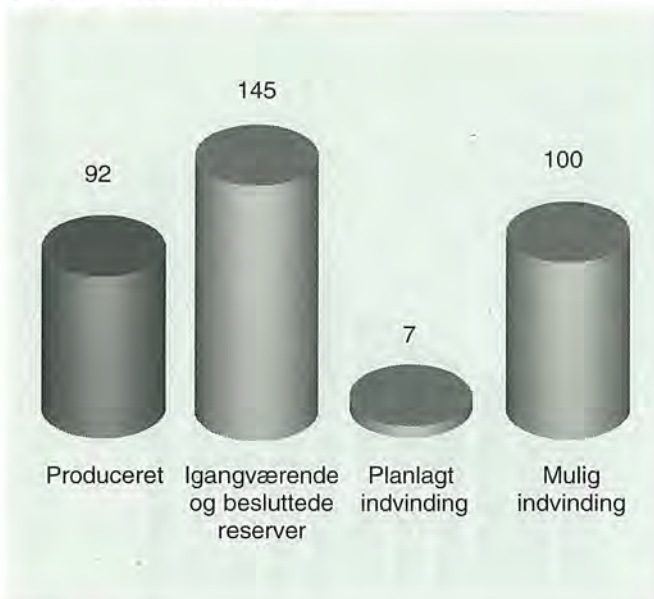
Amalie er medtaget under planlagt indvinding, da strukturen blev erklæret kommerciel i februar 1996.

Reserver

Tabel 3.1 Reserver pr. 1. januar 1996

Olie og kondensat, mio. m ³					Gas, mia. Nm ³				
Produceret	Lav	Forv.	Høj		Netto produceret	Lav	Forv.	Høj	
Igangværende og besluttet indvinding					Igangværende og besluttet indvinding				
Dan	26	52	77	103	Dan	10	8	13	18
Kraka	2	1	3	4	Kraka	1	<1	1	1
Regnar	1	<1	<1	<1	Regnar	<1	<1	<1	<1
Igor	-	<1	<1	<1	Igor	-	1	2	3
Alma	-	<1	1	1	Alma	-	1	1	2
Gorm	25	10	22	34	Gorm	2	2	4	6
Skjold	21	5	15	26	Skjold	2	<1	1	2
Rolf	3	1	2	3	Rolf	<1	<1	<1	<1
Dagmar	1	<1	<1	<1	Dagmar	<1	<1	<1	<1
Tyra	13	5	8	12	Tyra	23	41	53	65
Valdemar	1	1	2	2	Valdemar	<1	1	1	1
Svend	-	3	5	7	Svend	-	<1	1	1
Roar	-	2	3	3	Roar	-	10	14	19
Adda	-	<1	1	1	Adda	-	<1	<1	1
Elly	-	<1	1	1	Elly	-	2	5	7
Harald	-	5	7	9	Harald	-	20	25	31
Sub total	92		145		Sub total	39		120	
Planlagt indvinding					Planlagt indvinding				
Gert	-	1	2	3	Gert	-	<1	<1	<1
Lulita	-	3	4	5	Lulita	-	1	1	2
Amalie	-	1	2	3	Amalie	-	1	3	5
Sub total			7		Sub total			5	
Mulig indvinding					Mulig indvinding				
Prod. felter	-	26	44	63	Prod. felter	-	8	16	24
Øvr. felter	-	3	6	11	Øvr. felter	-	4	7	12
Fund	-	21	50	77	Fund	-	6	21	38
Sub total			100		Sub total			44	
Total	92		252		Total	39		169	
Januar 1995	81		223		Januar 1995	34		180	

Fig. 3.2 Olieindvinding



Mulig indvinding

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

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

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

Endelig er der medtaget en række fund, som er under vurdering. Under denne kategori er reserverne fra Syd Arne og Siri fundene medtaget. Kategorien indeholder endvidere fund, som ikke vurderes at være kommercielle med dagens teknik og priser.

Yderligere indvindingspotentiale

Den samlede indvinding af olie og kondensat under anvendelse af kendt teknologi svarer kun til ca. 19% af de påviste tilstedeværende mængder på dansk område.

På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes opnået en gennemsnitlig indvinding på 35% af de tilstedeværende mængder under anvendelse af kendte metoder, herunder injektion af gas og vand.

I den samlede olieindvinding er der desuden bidrag fra de relativt store forekomster i Valdemar og Tyra felterne,

hvor der forventes relativt lave indvindingsgrader grundet de særligt vanskelige indvindingsforhold.

På grund af disse relativt lave indvindingsgrader er der et incitament hos olieselskaberne og myndighederne til at udvikle metoder til forbedring af olieindvindingen, de såkaldte IOR-metoder (improved oil recovery).

Produktionsprognoser

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

Den foreliggende 5 års prognose viser Energistyrelsens forventninger til produktionen frem til 2000. Endvidere er Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år beskrevet.

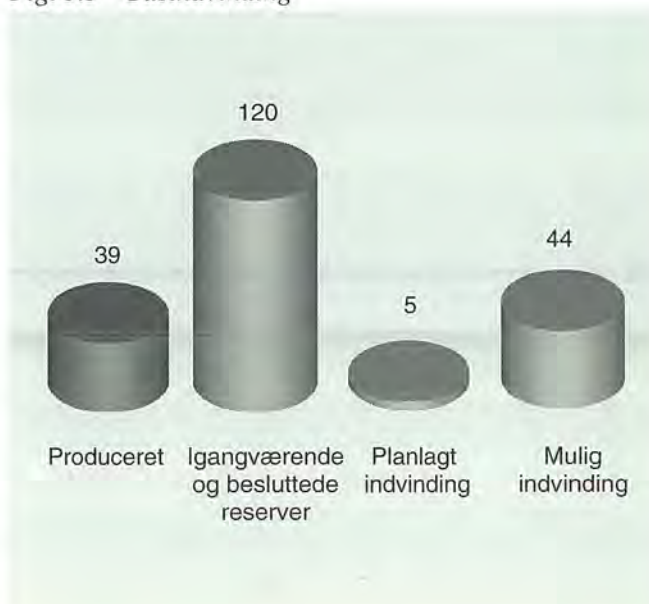
5 års prognose

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

Angående felternes indfasning er der valgt det godkendte eller det tidligst mulige tidspunkt for påbegyndelse af produktion.

Som det fremgår af tabel 3.2 forventes olieproduktionen at blive 11,8 mio. m³ svarende til godt 200.000 tønder/dag i 1996 og stige til 13,8 mio. m³ i 1998. Herefter forventes produktionen at falde. Det skal bemærkes, at et produktionsniveau på knap 14 mio. m³ overstiger den nuværende kapacitet i DORAS' olierørsinstallationer.

Fig. 3.3 Gasindvinding



I forhold til prognosen, der blev bragt i Energistyrelsens rapport fra foråret 1995, er den forventede produktion opskrevet for perioden 1996 til 1998 og nedskrevet for 1999 og 2000.

For kategorien *igangværende og besluttet indvinding* er der foretaget en opskrivning af produktionen fra Dan, Gorm og Skjold felterne som følge af positive produktionserfaringer. Olieproduktionen fra Tyra feltet er derimod nedskrevet som følge af de seneste produktionserfaringer.

Kategorien *planlagt indvinding* omfatter den fremtidige udbygning af felterne Gert, Lulita og Amalie.

Forventningen til afsætningen af naturgas inden for den eksisterende kontrakt er vist på figur 3.4 fordelt på de fire behandlingscentre.

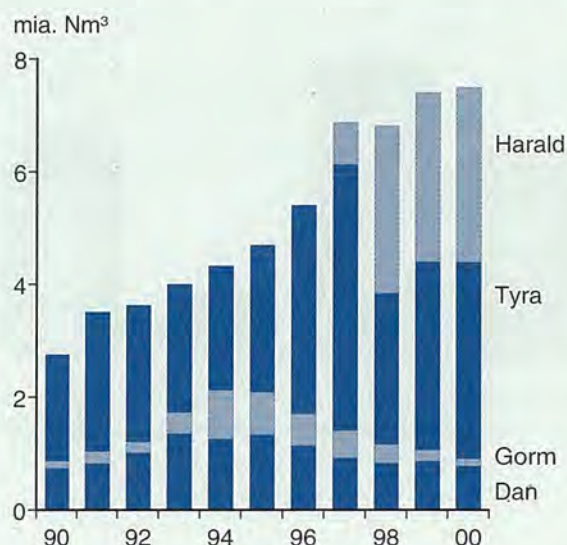
20 års prognose

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*.

Tabel 3.2 Olie- og kondensatproduktion, mio. m³

	1996	1997	1998	1999	2000
Igangværende og besluttet					
Dan	4,1	4,2	4,4	4,9	5,1
Kraka	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Regnar	0,0	0,0	0,0	-	-
Igor	-	-	-	0,0	0,0
Gorm	2,6	2,8	2,9	2,3	1,9
Skjold	1,8	1,8	1,4	1,3	1,1
Rolf	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Dagmar	0,0	0,0	0,0	-	-
Tyra	1,5	1,4	1,0	0,8	0,7
Valdemar	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
Roar	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
Svend	0,6	0,7	0,6	0,5	0,4
Adda	-	-	0,5	0,1	0,0
Elly	-	-	-	0,2	0,1
Harald	-	0,4	1,5	1,3	1,0
I alt	11,8	12,5	13,5	12,2	11,1
Planlagt	-	0,1	0,3	0,6	1,3
Forventet	11,8	12,6	13,8	12,8	12,4

Fig. 3.4 Afsætning af naturgas fordelt på behandlingscentre



Figur 3.5 viser to forløb for olie- og kondensatproduktionen. Det planlagte forløb svarer til en forlængelse af forløbet, som er angivet i tabel 3.2. Det andet forløb inkluderer kategorien *mulig indvinding*, som er opdelt i forventet produktion for tilladelser tildelt henholdsvis før og efter 1981.

Produktionen svarende til det planlagte forløb stiger til knap 14 mio. m³ i 1998, hvorefter produktionen forventes at falde.

Produktionspotentialet for kategorien *mulig indvinding* er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion, hvor der ikke er fremlagt indvindingsplaner.

Energistyrelsen vurderer således, at der er et yderligere potentiale for indvinding ved anvendelse af vandinjektion i visse felter, og at der er et yderligere potentiale for indvinding fra Tyra feltets oliezone samt fra felterne Kraka, Valdemar og Adda.

Herudover omfatter prognosen et yderligere produktionspotentiale fra fund under vurdering.

Det fremgår af figur 3.5, at olieproduktionen forventes at stige til godt 19 mio. m³ omkring 2000, hvilket svarer til, at produktionspotentialet i et par år næsten fordobles i forhold til det nuværende niveau. Efter 2001 forventes produktionen at falde til omkring 6 mio. m³ i 2010 svarende til, at produktionspotentialet næsten halveres sammenlignet med det nuværende niveau.

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

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

Siden gassalget startede i 1984 er leverancerne af danskproduceret naturgas sket i henhold til to gassalgskontrakter fra henholdsvis 1979 og 1990, som omfatter i alt 93 mia. Nm³.

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

Energistyrelsens prognose for det planlagte forløb har et plateau på maksimalt 7,5 mia. Nm³ og omfatter en samlet kontraktmængde på 130 mia. Nm³ indtil 2012.

Prognosen for det mulige forløb omfatter en samlet mængde på 146 mia. Nm³ i prognoseperioden med et plateau på 7,5 mia. Nm³.

Yderligere indvindingspotentiale

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.

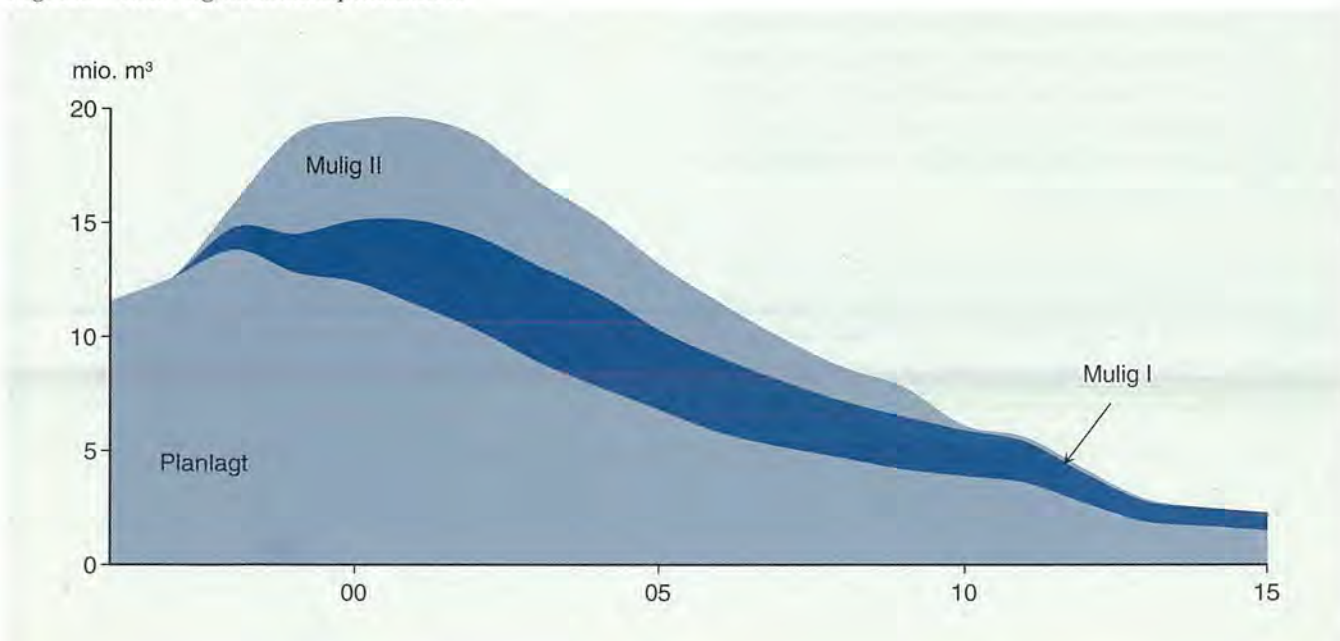
Metode og definitioner

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

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

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

Fig. 3.5 Olie- og kondensatproduktion



Reservekategorier

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

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

Igangværende indvinding

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

Besluttet indvinding

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

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

Planlagt indvinding

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

Mulig indvinding

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

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

4. Oliereserver og prognoser i 10 år

4. Oliereserver og prognoser i 10 år

Hvornår slipper olien op?

Et spørgsmål, der af og til stilles, er: *Hvornår slipper den danske olie op?* Svaret på dette afhænger naturligvis af, hvor store reserverne er, og hvor hurtigt disse produceres.

Energistyrelsen har nu i 10 år anvendt det samme klassifikationssystem til opgørelse af reserver og produktionsprognoser for olie og gas. Der kan derfor være grund til at se på, hvorledes produktion, reserver og prognoser har udviklet sig i tidens løb.

Produktion og reserver

Den årlige olieproduktion er steget fra godt 4 mio. m³ i 1986 til næsten 11 mio. m³ i 1995, og den årlige produktion er derved næsten tredoblet i den forløbne periode.

De forventede reserver blev i 1987 opgjort til 163 mio. m³ olie og kondensat, mens de i 1996 er opgjort til 252 mio. m³. Reserverne er således vokset med mere end 50% i disse år.

I perioden 1987 til 1995 er der i alt produceret 74 mio. m³. Der er med andre ord tale om, at hvis man i 1987 havde kunnet opgøre reserverne på grundlag af den viden, der foreligger i dag, ville reserverne i 1987 have været opgjort til 326 mio. m³ (252 + 74) og ikke 163 mio. m³.

Fig. 4.1 Olie- og kondensatproduktion samt reserver

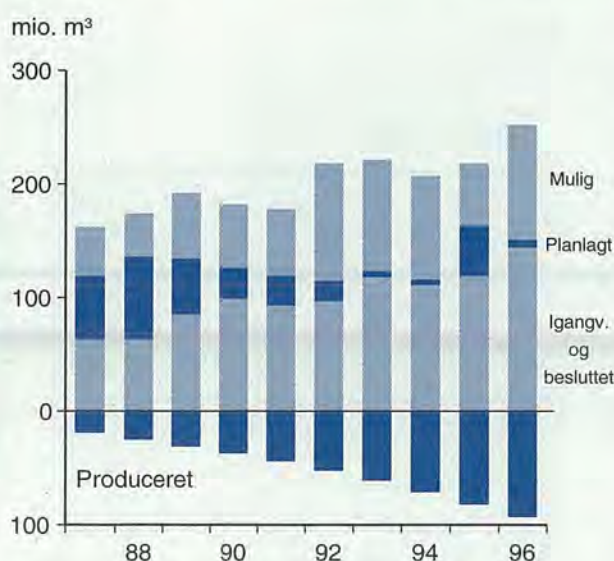
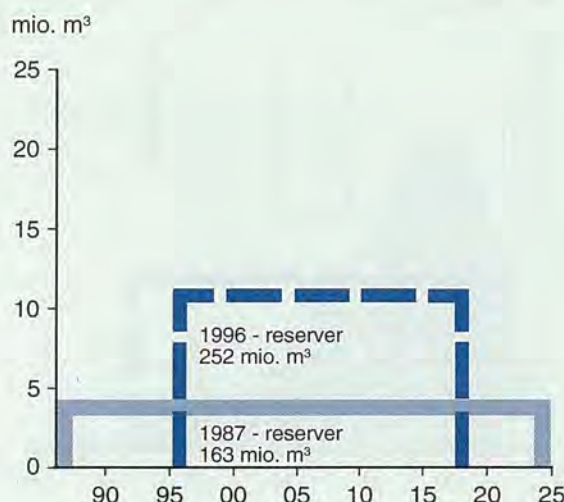


Fig. 4.2 Rækkevidden af reserver



Produktionen og de forventede oliereserver for perioden 1987 til 1996 fremgår af figur 4.1.

At reserverne er øget på trods af en stærkt stigende produktion, skyldes hovedsagelig tre årsager. For det første har operatøren for DUC, *Mærsk Olie og Gas AS*, været førende i udviklingen af teknologien inden for vandrette borer og billige udbygningskoncepter, hvilket løbende har medført en opskrivning af reserverne. For det andet har udbygningen af de store oliefelter med vandinjektion øget reserverne, og desuden er forventningerne til effektiviteten af vandinjektionen øget med årene. For det tredje er der gjort nye fund i den forløbne periode.

R/P-forhold

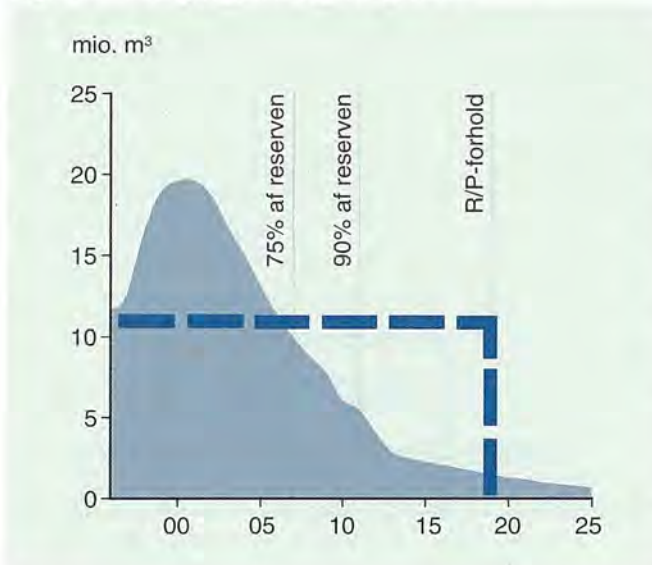
En enkel måde at sætte reserverne i et tidsmæssigt perspektiv er at beregne forholdet mellem reserven og det forrige års produktion. Herved fås det såkaldte *R(reserve)/P(produktion)-forhold*, som er et mål for, hvor mange år olieproduktionen kan opretholdes på det pågældende niveau. Tidspunktet for hvornår olien slipper op med disse forudsætninger, kan dermed beregnes.

R/P-forholdet kunne i 1987 beregnes til 38 svarende til, at en olieproduktion på 1986 niveau beregningsmæssigt kunne opretholdes til 2025. R/P-forholdet i 1996 er 23, hvorved en olieproduktion på 1995 niveau beregningsmæssigt vil kunne opretholdes til 2019. Se figur 4.2.

Selv om disse årsangivelser skal tages med forbehold, er de udtryk for, hvor store reserverne er i forhold til produktionsniveauet på tidspunktet for opgørelsen.

Oliereserver og prognoser i 10 år

Fig. 4.3 1996 prognose og R/P-forhold



Forøgelsen af reserverne fra 1987 til 1996 medfører, at selv om produktionen er næsten tredoblet i perioden, er det beregnede tidspunkt for, hvornår olien slipper op stort set det samme, nemlig omkring 2020-2025.

En anden måde at belyse forøgelse af reserverne på er, at hvis man ikke havde ændret vurderingen af reserverne siden 1987, ville det medføre, at reserverne i 1996 var blevet reduceret til 89 mio. m³ (163-74) på grund af produktionen. R/P-forholdet for disse reserver ville svare til, at produktionen kun kunne opretholdes til 2004.

Prognoser

På grundlag af det seneste R/P-forhold slipper olien op omkring 2019, men hvad viser produktionsprognosen egentlig? Prognosen for olie- og kondensatproduktionen er vist på figur 4.3 sammen med R/P-forholdet. Prognosen er identisk med det samlede forløb på figur 3.5.

Ifølge prognosen forventes den årlige produktion at stige fra 11,8 mio. m³ i 1996 til godt 19 mio. m³ omkring 2000, hvorefter den falder til ca. 3 mio. m³ omkring 2013. Efter 2013 viser prognosen, at der vil være en jævnt faldende produktion frem mod 2025.

Ifølge prognosen forventes 75% af reserverne at være produceret i 2006 og 90% af reserverne at være produceret i 2011.

Prognosen viser altså, at hovedparten af reserverne vil være produceret omkring 2010. Dette forekommer umiddelbart at være en kort tidshorisont, men skyldes, at produktion fra udbygninger typisk strækker sig over en periode på omkring 15 år. Desuden vil produktionen

oftest nå et maksimum inden for de første 5 år efter udbygningstidspunktet og derefter aftage.

Forløbet af produktionsprognosen er således forklarligt, men der er i sagens natur stor usikkerhed knyttet til produktionens absolutte størrelse i prognosen.

R/P-forholdet anvendes ofte, fordi det giver et sammenligneligt mål for, hvor langt reserverne rækker. Det kan imidlertid ikke erstatte en egentlig prognose, især hvis der forventes store variationer i den fremtidige produktion.

Hvorfor er prognoser altid forkerte?

Det er som bekendt vanskeligt at spå især om fremtiden, men da olieproduktionen har stor betydning for samfundsøkonomien, er det nødvendigt at opstille prognoser for den fremtidige produktion.

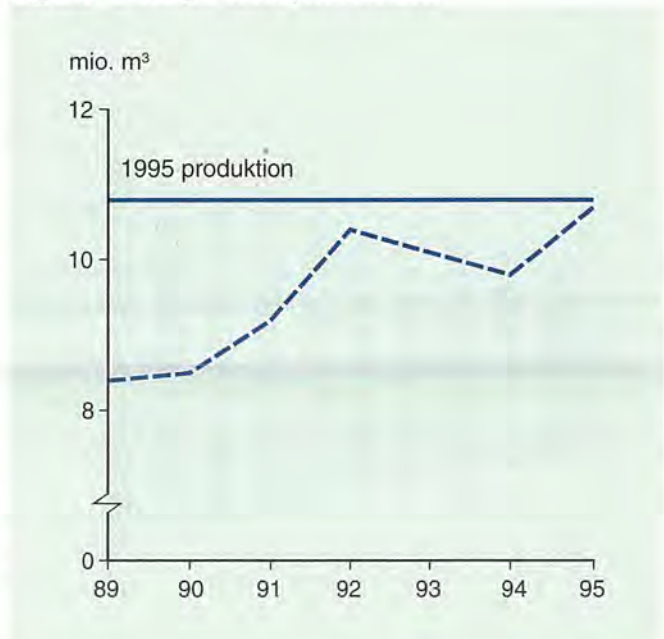
Energistyrelsen har siden 1989 årligt udarbejdet en 20 års prognose for den danske olie- og kondensatproduktion.

Status

For at give en status for hvor godt eller dårligt prognoserne kom til at passe, er de tidligere skøn for produktionen i 1995 vist på figur 4.4. Eksempelvis blev 1995 produktionen skønnet til 8,5 mio. m³ i 1990. Produktionen i 1995 var på 10,8 mio. m³ og var således omkring 25% større end skønnet i 1990.

Det ses, at skønnene for 1995 produktionen alle er konservative, dog således at de naturligvis nærmer sig den faktiske værdi. Således afviger produktionsskønnet

Fig. 4.4 Skøn for 1995 produktionen



fra begyndelsen af 1995 kun ca. 1% fra den faktiske værdi.

De historiske data indikerer altså, at Energistyrelsens prognoser generelt har været konservative.

Der kan angives to grunde til, at prognoserne har været konservative. Det har for det første været vanskeligt at forudse den indvindingsmæssige effekt af vandinjektion. For det andet er den teknologiske udvikling af vandrette borer sket hurtigere end forudset i prognoserne.

Fremtiden

Med baggrund i den historiske udvikling vil det være naturligt at se på, hvorledes fremtiden ser ud ifølge prognoserne. De forventninger, der på forskellige tidspunkter har været til den fremtidige olie- og kondensatproduktion, fremgår af figur 4.5.

Prognoserne fra 1990 og 1992 viste en næsten konstant produktion i de første 10 år af prognoseperioden på henholdsvis 7,5 og 10,5 mio. m³, hvorefter produktionen forventedes at falde.

Produktionen i prognosen fra 1994 og 1995 nåede et maksimum omkring 1999 på henholdsvis 14 og 17 mio. m³, hvorefter produktionen forventedes at falde til omkring 5 mio. m³ i 2010.

Ifølge Energistyrelsens nyeste prognose forventes produktionen at nå et maksimum omkring år 2000 på godt

19 mio. m³, hvilket svarer til, at produktionspotentialet i et par år næsten fordobles i forhold til det nuværende niveau. Efter 2001 forventes produktionen at falde til omkring 6 mio. m³ i 2010 svarende til, at produktionspotentialet næsten halveres sammenlignet med det nuværende niveau. Der forudses således store variationer i produktionen inden for en periode på bare 15 år.

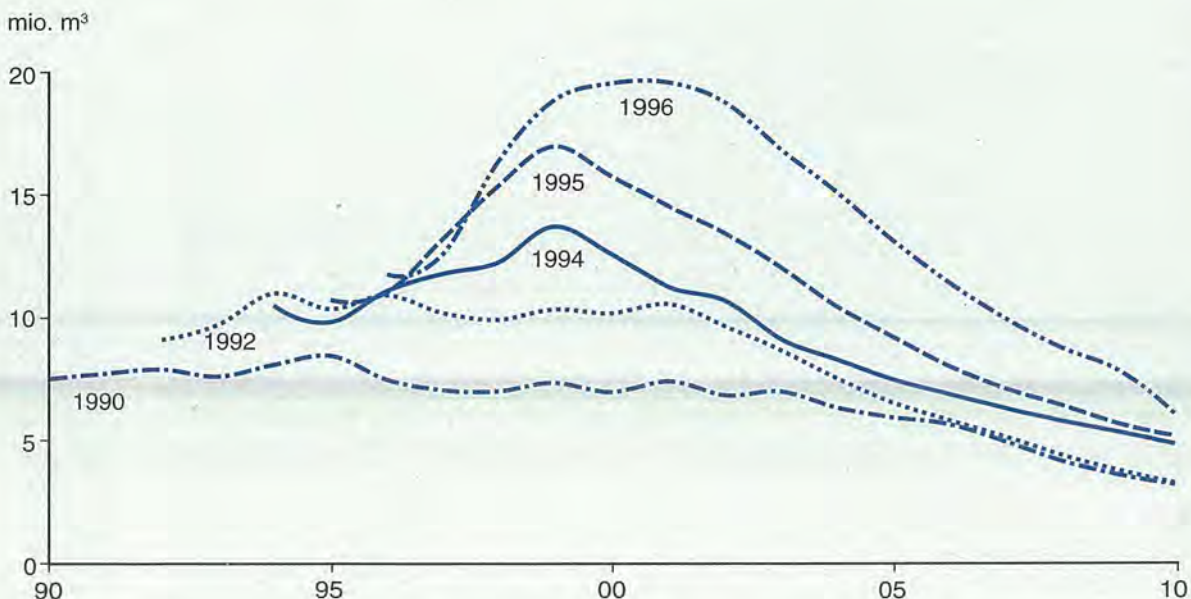
Forventningerne til den fremtidige olieproduktion har således været stærkt stigende i de seneste år, og de nyeste prognoser har et stigende forløb mod et maksimum, der ligger omkring 5 år efter prognosens start, hvorefter produktionen forventes at falde.

De stigende forventninger til produktionen i prognoserne frem til 1995 skyldes hovedsagelig yderligere udbygning af felterne med såvel vandrette brønde som vandinjektion. Baggrunden for ændringen fra 1995 til 1996 er derimod især forventninger om udbygning af fund gjort frem til årsskiftet 1995/96.

Produktionsprognoserne fremkommer ved, at man sammenlægger prognoser for de enkelte felter. Nogle af disse prognoser er ret sikre, mens der for andre er stor forskel på højt og lavt skøn for reserverne og dermed stor usikkerhed i prognosen.

Når dette gør sig gældende for flere store bidrag til en prognose, vil det typisk medføre stor usikkerhed i den samlede prognostisering. Det er eksempelvis tilfældet med Energistyrelsens seneste produktionsprognose.

Fig. 4.5 Prognoser fra perioden 1990-1996



På baggrund af erfaringerne fra de tidligere prognoser er det dog sandsynligt, at den seneste prognose også er konservativ. Der er flere grunde til dette. Der er for det første ikke medtaget skøn for eventuelle nye fund, som kan blive gjort som resultat af den igangværende efterforskningsaktivitet.

For det andet må det forventes, at der er et potentiale for yderligere produktion, hvis bestræbelserne på at udvikle indvindingsforbedrende metoder og udstyr fastholdes og intensiveres. Men det skal understreges, at der også er mulighed for, at prognosen viser sig at være for optimistisk.

5. Økonomi

Økonomiske forudsætninger

Udviklingen i råolieprisen og dollarkursen

Den internationale råoliepris (udtrykt ved noteringen på Brent) lå i 1995 gennemsnitligt på 16,99 US\$ pr. tønde mod 15,81 US\$ i 1994 (svarende til en stigning på 7,5%).

Fra januar til maj 1995 steg råolieprisen fra 16,59 US\$ pr. tønde til 18,32 US\$ pr. tønde. I sommeren 1995 faldt olieprisen imidlertid, og i juli måned lå den gennemsnitlige oliepris på 15,78 US\$. Prislefaldet skyldes en række forhold, herunder at olieproduktionen i Nordsøen blev væsentlig højere end forventet, og at efterspørgslen ikke steg så meget, som markedet havde forventet.

Det kolde vejr i slutningen af året betød, at olieprisen steg igen. Olieprisen sluttede således i december 1995 på 17,80 US\$ pr. tønde.

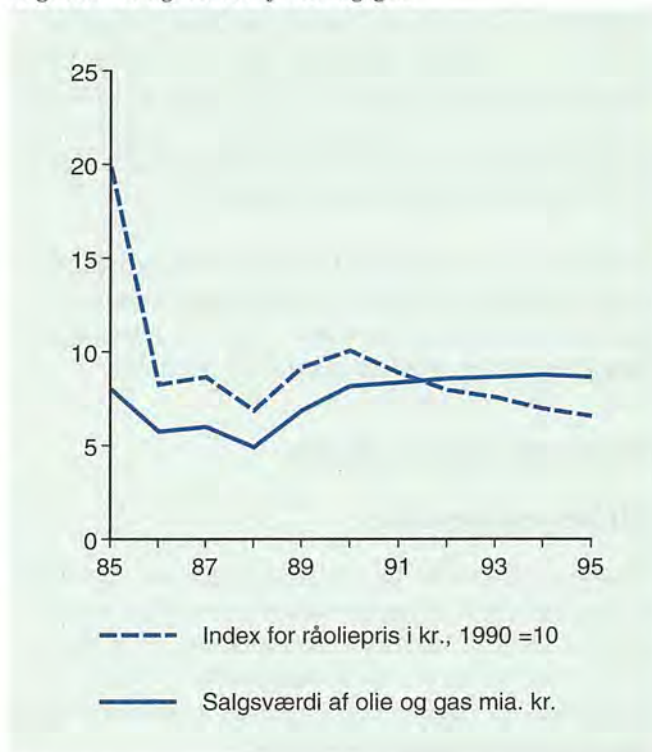
Dollarkursen faldt de første fire måneder af året fra 6,04 kr. pr. US\$ i januar til 5,44 kr. pr. US\$ i april. I resten af året lå den og svingede omkring 5,50 kr. pr. US\$. For hele året var den gennemsnitlige dollarkurs 5,60 kr. pr. US\$ mod 6,35 kr. pr. US\$ i 1994. Samlet var der for året således tale om et fald i dollarkursen på i alt 11,8%.

Udviklingen i oliepris og dollarkurs gennem 1995 er vist i figur 5.1.

Fig. 5.1 Oliepris og dollarkurs 1995



Fig. 5.2 Salgsværdi af olie og gas



Den fremtidige oliepris

Nærværende rapport indeholder ikke en egentlig prognose for de fremtidige råoliepriser, idet der er stor usikkerhed forbundet med sådanne prognoser. I stedet vil der blive benyttet to mulige prisforløb: Et forløb med en konstant realpris på 17 US\$ pr. tønde (svarende til gennemsnitsprisen for 1995) og et forløb med en lineær stigning i olieprisen fra 19 US\$ pr. tønde i 1996 til 28 US\$ pr. tønde i 2005, hvorefter realprisen forudsættes konstant. De to prisforløb vil blive anvendt ved senere beregninger i dette afsnit. I beregningerne er priserne på naturgas og udvalgte olieprodukter blevet fremskrevet i henhold til udviklingen i råolieprisen.

Værdien af olie- og gasproduktionen

På trods af de faldende oliepriser siden golfkrisen i 1990/91 har værdien af olie- og gasproduktionen været stigende i de seneste år. Den samlede produktionsværdi faldt dog en anelse i 1995. Værdien af olien faldt fra 6.709 mio. kr. i 1994 til 6.455 mio. kr. i 1995, mens værdien af den solgte naturgas steg fra 2.000 mio. kr. til 2.189 mio. kr.

Faldet i den samlede produktionsværdi i 1995 skyldes det ovennævnte fald i dollarkursen. Olie- og gasproduktionen fortsatte i 1995 stigningen fra de foregående år, dog i en mere afdæmpet form end det foregående år.

Energistyrelsen forventer i de kommende år en betydelig stigning i produktionen af olie og naturgas, jf. afsnittet om *Reserver*. Således viser prognosen pr. 1. januar 1996, at olieproduktionen vil stige fra 10,79 mio. m³ i 1995 til 13,84 mio. m³ i 1998. Gasproduktionen vil ligeledes på baggrund af de nuværende aftaler mellem Dansk Naturgas AS og DUC stige markant de næste år.

Figur 5.2 viser udviklingen i værdien af den producerede olie og solgte naturgas. På baggrund af produktionsprognoserne forventes værdien af olien og gassen også i fremtiden at stige forudsat et konstant prisforløb.

Danmarks energibalance

Selvforsyningsgrader

Selvforsyningsgraden for olie og naturgas har som følge af den øgede olie- og gasproduktion i mange år været stigende. Dette er ligeledes tilfældet med olie og naturgas set i forhold til det totale energiforbrug. Også i de kommende år forventes den markante positive udvikling i selvforsyningsgraderne at fortsætte.

Figur 5.3, tabel 5.1 samt bilag FI viser udviklingen i selvforsyningsgraden ved anvendelse af tre forskellige metoder: Produktionen af kulbrinter sammenholdt henholdsvis med det indenlandske forbrug heraf (A) og med

Tabel 5.1 Produktion og forbrug

	1996	1997	1998	1999	2000
Produktion					
Råolie					
mio. toe	10,30	10,99	12,11	11,21	10,87
mio. m ³	11,77	12,56	13,84	12,81	12,42
Naturgas					
mio. toe	5,54	6,99	7,06	7,65	7,74
mia. Nm ³	5,85	7,45	7,52	8,15	8,25
Heraf salgsgas	5,40	6,87	6,81	7,40	7,50
- forbrug offshore	0,45	0,58	0,71	0,75	0,75
Vedvarende energi					
mio. toe	1,74	1,81	1,85	1,89	2,27
Energiforbrug *)					
mio. toe	19,63	19,81	19,77	19,68	19,69
PJ	822	829	828	824	825
Selvforsyningsgrad i %					
A)	139	154	155	151	149
B)	80	91	97	95	94
C)	89	100	106	105	106

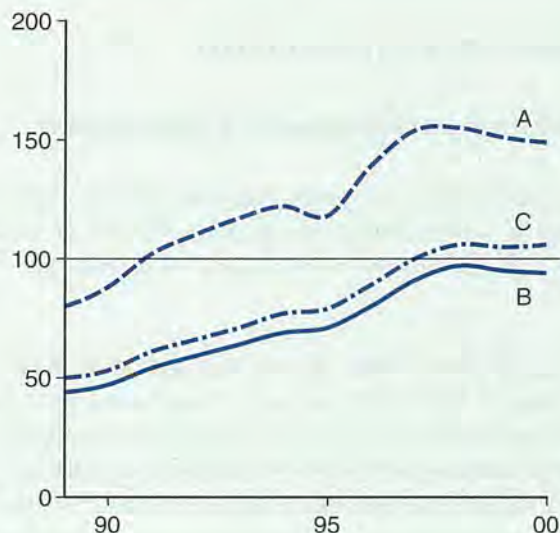
*) Inkl. forbruget offshore

A) Produktion af olie og naturgas i forhold til forbruget af olie og naturgas

B) Produktion af olie og naturgas i forhold til det samlede energiforbrug

C) Produktion af olie og naturgas samt vedvarende energi i forhold til det samlede energiforbrug

Fig. 5.3 Selvforsyningsgrader



det samlede energiforbrug (B). Endelig er der beregnet en selvforsyningsgrad for den samlede indenlandske energiproduktion - inklusive vedvarende energi - i forhold til det samlede energiforbrug (C).

Der er kun sket mindre ændringer i den nye fremskrivning i selvforsyningsgraderne. For 1996 er selvforsyningsgraderne opskrevet, hvilket især skyldes, at olieproduktionen er opskrevet for 1996. Sidst i perioden er der sket en nedskrivning af olieprognosen, hvilket har betydet mindre selvforsyningsgrader for 1999 i forhold til sidste år (se afsnittet *Reserver*). Det skal bemærkes, at Energistyrelsens forbrugsfremskrivning fra marts 1995 er ved at blive revideret. Dette må forventes at få betydning for fremskrivningen i selvforsyningsgraderne.

Allerede i 1991 opnåede Danmark 100% selvforsyning med kulbrinter (A). Selvforsyningsgraden ventes at stige yderligere i de kommende år og nå 155% i 1998. Det er især prognosen for olieproduktionen, der viser et maksimum i 1998, som ligger til grund for denne forventning. Selv om selvforsyningsgraden for olie er over 100%, er det ikke ensbetydende med en nettoeksport af alle olieprodukter. I de foregående år har Danmark været nettoimportør af benzinprodukter og flybrændstof. Efter uvidelsen af raffinaderikapaciteten i 1995 forventes Danmark imidlertid at blive nettoeksportør af benzinprodukter i 1996.

Med de nuværende prognoser for olie- og gasproduktionen forventes forsyningsituationen i 1997/98 at være så gunstig, at den samlede produktion af olie, naturgas og vedvarende energikilder vil overstige Danmarks samlede energiforbrug. På baggrund af de i dag forventede olie- og gasreserver forventes denne situation dog kun at ville

vare ved i en forholdsvis kort periode, hvis der ikke gøres nye fund.

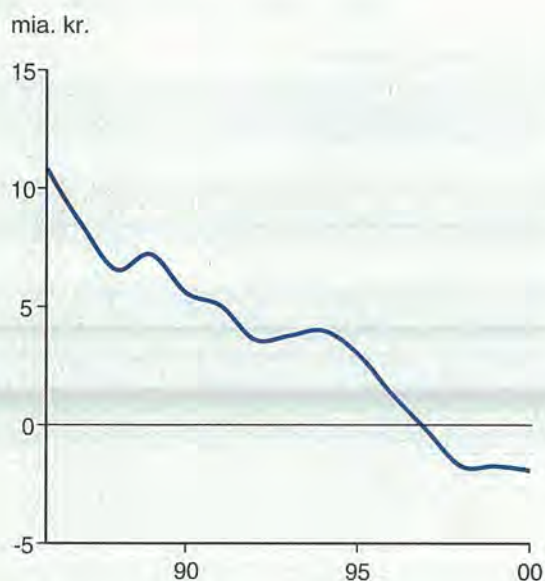
Nettovalutaudgift

Nettovalutaudgiften er beregnet som den umiddelbare effekt på energivare delen af handelsbalancen. Der ses i denne sammenhæng bort fra importdelen i forbindelse med produktionsanlæggenes etablering samt overførsel af udbytter mv. til udlandet.

Figur 5.4 viser, at faldet i nettovalutaudgiften de sidste 10 år har været markant. Inden det bratte olieprisfald i 1985 var nettoudgiften til energi således over 20 mia. kr. Bortset fra den korte prisstigning i forbindelse med golfkrigen har olieprisen frem til 1994 været jævnt faldende. Dette har sammen med den stigende egenproduktion bevirket, at nettovalutaudgiften til energi i 1995 skønnes at være ca. 3 mia. kr.

Energistyrelsen har for perioden 1996-2000 beregnet nettovalutaudgiften på baggrund af de i tabel 5.1 angivne forudsætninger om bruttoenergiforbruget og olie- og gasproduktionen. Baseret på de nuværende forbrugsfremskrivninger og en stigende råoliepris, som forudsat i tidligere afsnit, viser beregningerne en nettoindtægt fra energiekspert fra 1997. Nettoudviklingen forventes at vokse yderligere i de efterfølgende år. Udviklingen vil være mindre iøjnefaldende med et konstant prisforløb.

Fig. 5.4 Nettovalutaudgift til energiimport



Tabel 5.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 1995-priser, stigende prisforløb

	1996	1997	1998	1999	2000
Samf. økonomisk pro. værdi	11,3	14,4	17,1	17,5	18,6
Importindhold	4,8	4,5	2,8	2,9	1,3
Vare- og tjenestebalancen	6,5	9,9	14,3	14,6	17,3
Renter og udbytter	3,9	5,8	6,8	6,0	6,0
Betalingsbal. løbende poster	2,6	4,1	7,5	8,5	11,3
Kons. prisforløb (US\$ 17/tønde)	2,0	2,7	5,3	5,8	7,9

De historiske værdier for nettovalutaudgifter er angivet i bilag F2.

Påvirkning af betalingsbalancen

I lighed med tidligere år er der som et supplement til beregningerne af nettovalutaudgiften til energi, der er påvirket af energi priserne og af egenproduktionen, foretaget et skøn for den fremtidige direkte effekt på betalingsbalancen af den danske produktion af olie og naturgas.

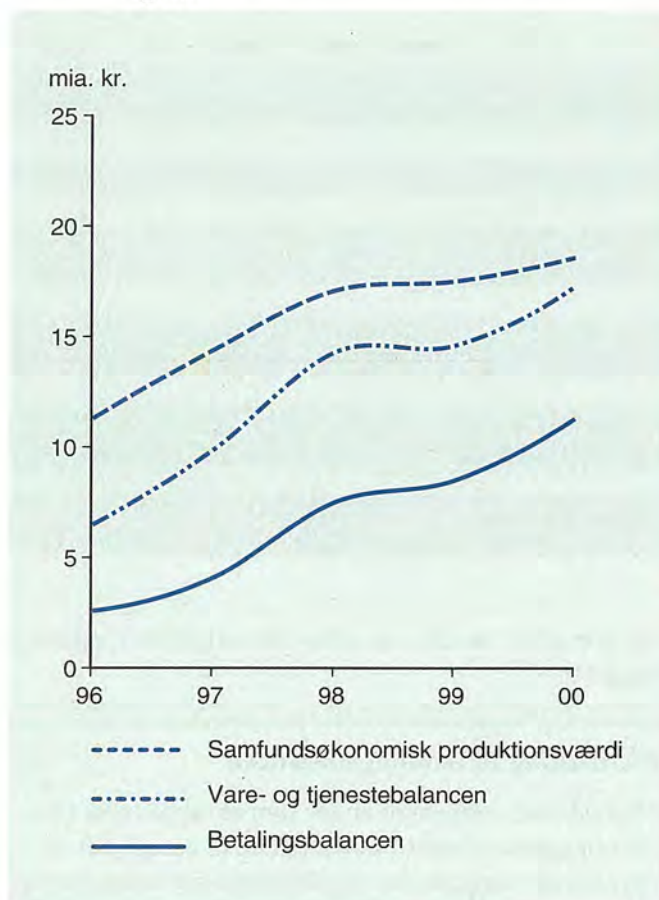
Egenproduktionen af olie og gas har i de senere år haft en positiv indvirkning på betalingsbalancens løbende poster. Denne udvikling forventes i de kommende år at forstærkes yderligere.

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

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

Påvirkningen af betalingsbalancen er meget følsom overfor ændringer i råolieprisen. Beregninger baseret på en stigende realpris viser, at den direkte nettoeffekt på beta-

Fig. 5.5 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalance-effekt



lingsbalancen stiger til ca. 11 mia. kr. i 2000. Ved et konstant prisforløb på 17 US\$ pr. tønde er nettoeffekten i år 2000 ca. 8 mia. kr.

Rettighedshavernes økonomiske forhold

Udgifter til efterforskning, udbygning og drift

Investeringerne i Nordsøen har siden slutningen af 1980'erne været stigende, hvilket også afspejler sig i udviklingen i olie- og gasproduktionen.

I 1995 androg investeringerne ca. 4,2 mia. kr., hvilket er en stigning på 33% i forhold til året før. Der er især afholdt betydelige udgifter på Tyra feltet (ca. 1,4 mia. kr.) med henblik på at øge gasleverancerne som led i gas-salgsaftalen, der blev indgået mellem Dansk Naturgas A/S og DUC i 1993. Endvidere kan fremhæves udgifter til udbygningen af Harald feltet, der ventes sat i produktion i 1997. En mere omfattende omtale af aktiviteterne på de enkelte felter i 1995 kan findes i afsnittet *Produktion*.

I de kommende år forventes udviklingen i investeringsaktiviteten at fortsætte. Det forventes, at investeringerne

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

	1991	1992	1993	1994	1995*)
Dan	915	1.244	1.081	412	526
Kraka	87	97	79	175	3
Regnar	-	21	168	1	-
Gorm	409	411	722	516	632
Skjold	297	196	453	556	265
Rolf	50	-	-	-	-
Dagmar	77	2	-	-	-
Tyra	274	372	380	1.158	1.449
Valdemar	21	27	375	106	1
Roar	12	1	2	25	289
Svend	51	-11	5	55	200
Harald	5	-4	6	149	810
Diverse	62	46	88	-14	9
I alt	2.260	2.402	3.358	3.140	4.184

*) Skøn

i 1996 kommer op på ca. 5 mia. kr. Det høje investeringsniveau skyldes ligesom i 1995 de igangværende udbygninger af Dan, Tyra og Harald felterne. I 1997 og 1998 forventes hovedaktiviteterne forsat at koncentrere sig om udbygningen af Dan og Harald. Endvidere forventes investeringer i forbindelse med nye felter, der planlægges sat i produktion i slutningen af dette årti.

Tabel 5.4 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 1995-priser

	1996	1997	1998	1999	2000
Igangværende og besluttet					
Dan	2,1	1,3	0,9	1,0	-
Igor	-	-	-	0,3	-
Gorm	0,2	0,1	-	-	-
Skjold	0,1	-	-	-	-
Tyra	1,0	0,8	0,3	0,8	0,7
Valdemar	0,1	0,1	-	-	-
Svend	0,1	0,3	-	-	-
Roar	0,2	0,1	-	-	-
Adda	-	0,2	-	-	-
Elly	-	0,4	0,4	-	-
Harald	1,2	1,3	0,6	-	-
I alt	5,0	4,6	2,2	2,1	0,7
Planlagt	0,2	0,2	0,5	0,9	-
Forventet i øvrigt	0,2	0,3	0,3	0,2	0,1
Forventet i alt	5,4	5,1	3,0	3,2	0,8

Energistyrelsen forventer herudover, at der er et yderligere potentiale for mulige udbygninger og videreudbygninger af en række felter, hvilket også vil påvirke investeringsomfanget i de kommende år. Blandt andet kan nævnes en kommende udbygning af Siri fundet, der blev gjort af Statoil-gruppen i december 1995 (se omtale i afsnittet *Efterforskning*).

De historiske investeringer fordelt på felter er angivet i tabel 5.3, mens de fremtidige forventede investeringer er angivet i tabel 5.4.

Efterforskningsaktiviteten steg i 1995 som følge af de nye tilladelser fra 4. runde. I de kommende år forventes en stigende aktivitet, dels som følge af arbejdsprogrammerne fra 4. runde, dels forventer Energistyrelsen, at fundet af Siri vil have en afsmittende effekt på aktiviteten. Baseret på de nuværende arbejdsprogrammer forventes efterforskningsudgifterne for de næste par år at ligge på ca. 300-400 mio. kr. årligt. Figur 5.6 viser udviklingen i efterforskningsudgifterne de seneste ti år.

Udgifter til administration og drift af anlæg til produktion af olie og gas har de sidste par år ligget forholdsvis konstant omkring 1,5 mia. kr. I lyset af de igangværende, besluttede og planlagte investeringer forventes driftsudgifterne i de kommende år at stige.

For transportudgifternes vedkommende har kapital- og driftsudgifterne i forbindelse med driften af olierøret

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

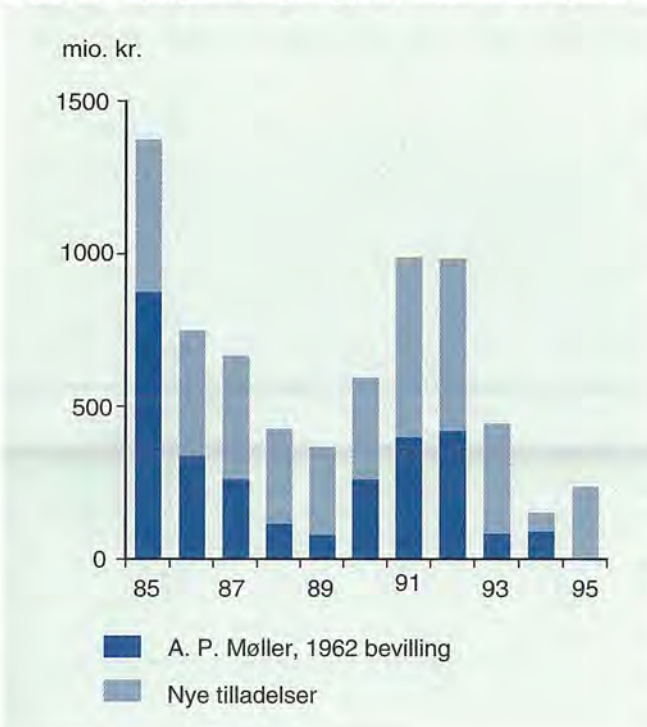
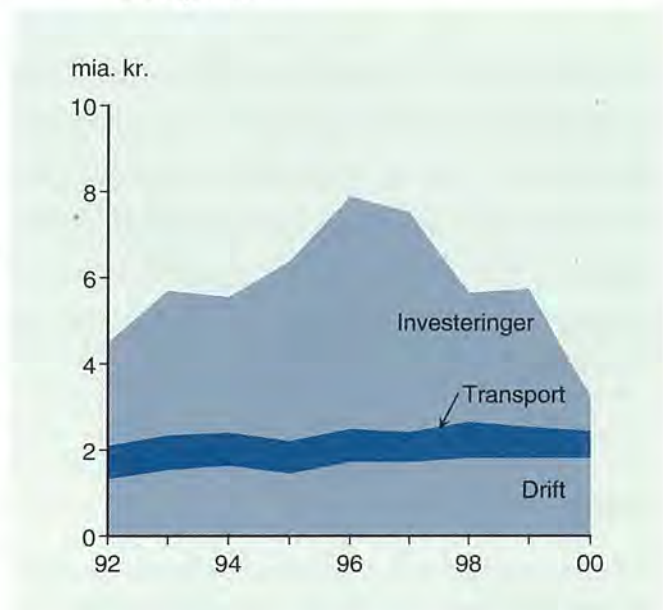


Fig. 5.7 Investeringer i felter, drift og transport, mia. kr., årets priser



været svagt faldende, mens betalinger af fortjenstelementet, blandt andet som følge af den øgede olieproduktion, har været stigende. Kapitaludgifterne forventes at falde i de kommende år, mens driftsudgifterne forventes forholdsvis uændrede. Endvidere forventes en stigning i betalingerne af fortjenstelementet, jf. senere i dette afsnit. Figur 5.7 viser den historiske udvikling i udgifterne til investeringer, drift og transport samt forventningerne til de fremtidige udgifter.

DUC-selskabernes økonomiske resultater

De selskabsøkonomiske resultater på olie- og gasindvindingsområdet påvirkes af flere variable. Især har udviklingen i olie- og gasproduktionen, som i høj grad er styret af investeringsomfanget, og udviklingen i olie- og gaspriserne samt dollarkursen betydning for de selskabsøkonomiske resultater og den skattepligtige indkomst.

Siden eneretsbevillingens start i 1962 har DUC-selskaberne haft efterforskningsudgifter på godt 7,5 mia. kr., udbygningsudgifter på ca. 35 mia. kr. og drifts- og transportudgifter (inkl. fortjenstelement) på godt 25 mia. kr. Samtidig har DUC haft indtægter på ca. 100 mia. kr. I alt er der blevet betalt ca. 20 mia. kr. i skat og afgifter (inkl. fortjenstelement) til staten. De angivne beløb er i løbende priser.

Den øgede produktionsværdi og stigningen i investeringerne i de senere år afspejles i DUC-selskabernes resultat før skat. Det ses af tabel 5.5, at indtægterne og afskrivningerne har været svagt stigende, og at resultatet før skat i 1995 er steget i forhold til tidligere år.

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

	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Indtægt	6.716	7.692	8.446	8.468	8.741	8.723
Driftsudgift *)	1.654	1.858	2.070	2.023	2.299	2.209
Renteudgift	680	234	336	267	297	314
Valutakursreg.	+85	+282	-182	-167	-408	632
Bruttoindtjen.	4.468	5.882	5.858	6.011	5.737	6.833
Afskrivninger	1.553	1.600	2.373	2.126	2.386	2.716
Resultat før skat og afgifter	2.915	4.282	3.485	3.885	3.351	4.117

*) inkl. transportudgifter og udgiftsførte efterforskningsudgifter

Statens indtægter

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

Beregning og opkrævning af selskabsskat og kulbrinteskate administreres af Told- og Skattestyrelsen. Opgørelse og opkrævning af produktionsafgift og olierørledningsafgift administreres af Energistyrelsen.

De samlede indtægter fra olie- og gasindvindingen har i de seneste år været på ca. 2 mia. kr. Indtægterne forventes at stige i de kommende år. Ved et konstant prisforløb forventes de samlede indtægter at ligge på omkring 3,5 mia. kr. ved årtusindskiftet. Forudsættes stigende priser forventes indtægterne at være i størrelsesordenen 5-6 mia. kr.

Statens historiske indtægter er angivet i tabel 5.6, mens de forventede fremtidige indtægter er angivet i tabel 5.7. De fremtidige indtægter vedrører kun DUC's aktiviteter. I slutningen af 1990'erne forventes også indtægter fra et par felter, der indehaves af andre rettighedshavere end DUC.

Selskabsskat

Først i begyndelsen af 1980'erne kom DUC-selskaberne i selskabsskatteposition. Ved udgangen af 1995 er statens indtægter fra selskabsskat opgjort til ca. 8,5 mia. kr. i løbende priser. I de seneste år har den indbetalte selskabsskat ligget på omkring 1 mia. kr. årligt. I de kommende år forventes produktionsindtægterne som nævnt at øges markant. Dette forventes at medføre en stigning i den indbetalte selskabsskat.

Kulbrinteskate

Kulbrinteskatten blev indført i 1982. Intentionerne bag loven var at pålægge en særlig skat for høje fortjenester,

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

	1991	1992	1993	1994	1995*)
Kulbrinteskate	0	0	0	0	0
Selskabsskat	990	1.000	866	1.106	1.138
Produktionsafgift	639	666	664	670	667
Olierørledningsafgift	264	274	277	281	271
I alt	1.893	1.940	1.807	2.057	2.076

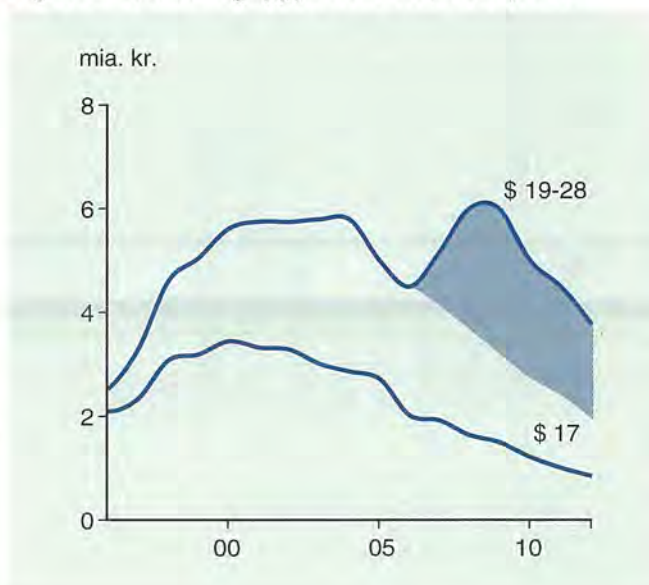
*) Skøn

eksempelvis som følge af høje oliepriser. Hidtil er der kun blevet betalt kulbrinteskate i nogle få år i begyndelsen af 1980'erne. I alt er der blevet betalt under 1 mia. kr. I de nærmeste år må det på baggrund af de forventede investeringer og priser betragtes som usandsynligt, at der vil kunne pålægges kulbrinteskate. På længere sigt vil dette kunne indtræffe forudsat et højt prisniveau. Figur 5.8 viser den forventede udvikling i den pålignede kulbrinteskate ved et højt og lavt prisscenarie.

Olierørledningsafgift

Brugerne af olierørledningen er forpligtet til at betale omkostningerne i forbindelse med driften. Derudover indgår i transportafgiften et fortjenstelement på 5% af værdien af olien. Olierørledningens ejer, Dansk Olierør A/S, betaler en årlig afgift til staten, her benævnt olierørledningsafgift. I de seneste år har afgiften været på 95% af indtægten for fortjenstelementet. Til og med 1995 har staten modtaget godt 3 mia. kr. i afgifter fra Dansk Olierør A/S. Indtægterne fra fortjenstelementet afhænger af mængden og prisen på olien. I de seneste år har stigningen i mængderne mere end opvejet faldende oliepriser.

Fig. 5.8 Skatter og afgifter mio. kr., 1995-priser



Tabel 5.7 Statens forventede indtægter fra olie- og gasindvindingen, mia. kr., 1995-priser *)

	1996	1997	1998	1999	2000
Kulbrinteskatt	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskatt	1,3 (1,0)	1,7 (1,0)	2,7 (1,6)	3,1 (1,7)	3,6 (2,0)
Produktionsafgift	0,9 (0,8)	1,1 (0,9)	1,4 (1,0)	1,4 (1,0)	1,4 (1,0)
Olierørledningsafgift	0,4 (0,3)	0,4 (0,4)	0,5 (0,4)	0,5 (0,4)	0,5 (0,4)
I alt	2,6 (2,1)	3,2 (2,3)	4,6 (3,0)	5,0 (3,1)	5,5 (3,4)

*) Pålignede beløb

() Baseret på et konstant prisforløb

Ved en uændret fastsættelse af afgiften til staten forventes statens indtægter at stige i de kommende år forudsat, at markante prisfald ikke indtræffer.

Produktionsafgift

Produktionsafgift betales for tiden kun af DUC. DUC's produktionsafgift udgør 8,5% af produktionsværdien af olie og gas efter fradrag af transportomkostninger for olie. I alt er der siden 1972 indbetalt 7,5 mia. kr. De indbetalte beløb har i de seneste år udgjort over 0,5 mia. kr. Energistyrelsen forventer, at produktionsafgiften ligesom fortjenstelementet i de kommende år vil stige som følge af den forventede stigning i olie- og gasproduktionen.

Måling af kulbrinteproduktionen

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

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

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



6. Sikkerhed og sundhed

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige forhold i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og naturgas i den danske del af Nordsøen.

I forbindelse med det sikkerhedsmæssige tilsyn varetages de mere maritime sider af tilsynet af Søfartsstyrelsen, herunder især forhold vedrørende mobile anlægs konstruktion, styrke, flydeevne, indretning og udstyr af maritim karakter samt forhold vedrørende faste anlægs redningsmidler mv.

Miljøstyrelsen varetager det miljømæssige tilsyn i forbindelse med forhold omkring beredskabet i tilfælde af forurening af havet fra havanlæg, og varetager beføjelserne vedrørende udledning til havet af stoffer og materialer fra havanlæg.

De miljømæssige forhold behandles i afsnittet om *Miljø*.

Faste havanlæg

Forberedelsen af udbygningen af felterne i Det Nordlige Område og etableringen af den nødvendige infrastruktur i området har i 1995 betydet, at der især på Tyra feltet har været en betydelig anlægsaktivitet, som direkte er relateret til udbygningen af de nordlige felter. Desuden er udbygningen af en række af de øvrige producerende felter fortsat.

Der er således blevet gennemført betydelige anlægsarbejder på felterne Gorm, Skjold, Tyra samt på felterne Svend og Roar. På både Gorm og Tyra er der blevet installeret nye moduler for udvidelse af de bestående behandlingsanlæg for produktionen. På felterne Roar og Svend, som sættes i produktion i 1996, er der blevet installeret helt nye produktionsanlæg. På alle de nævnte felter er der i 1995 blevet udført borearbejder.

Anlægsarbejderne omfatter endvidere i alt 100 km rørledninger til transport af olie og gas mellem de forskellige platforme i Nordsøen.

Svend platformen er således blevet forbundet med Tyra Øst med en 16" rørledning med en længde på 65 km. Denne rørledning vil i 1996 blive forlænget med 18 km til Harald feltet. Rørledningen er som den første på dansk område i umiddelbar nærhed af de respektive platforme forsynet med undersøiske sikkerhedsafspærringssventiler, hvilket betyder, at strømmingen gennem røret kan afbrydes i en uhelds- eller nødsituation.

Hermed følges en af anbefalingerne fra *Lord Cullen* rapporten fra 1990, som blev udarbejdet efter eksplosionsulykken i 1988 på den britiske produktionsplatform *Piper Alpha*.

Roar platformen er blevet forbundet med Tyra Øst med tre rørledninger, en strækning på 11 km. Det drejer sig om en 16" gasledning samt en 8" kondensatledning, hvortil der er købet en 2 1/2" glykolledning.

Herudover er der blevet lagt en 10" rørledning til intern transport af injektionsgas mellem Tyra Øst og Vest.

Arbejdet med etablering af de nævnte rørledningsanlæg begyndte i marts måned og afsluttedes i november 1995.

Endvidere er de sikkerheds- og miljømæssige problemstillinger for udbygningen af en række felter, herunder Dan, Elly, Alma og Valdemar blevet behandlet, jf. afsnittet om *Produktion*.

Som led i gennemførelsen af de godkendte udbygningsplaner fra de senere år har Energistyrelsen efterfølgende behandlet og godkendt et betydeligt antal ansøgninger om bygge-, installations- og igbrugtagningsstilladelser.

I denne forbindelse har Energistyrelsen i lighed med tidligere år især koncentreret opmærksomheden om de enkelte anlægs sikkerhedsmæssige forhold, som er dokumenteret i de fremsendte sikkerhedsredegørelser samt selskabernes egenkontrollsystemer. Endvidere har Energistyrelsen fortsat sine bestræbelser for at sikre et tilfredsstillende arbejdsmiljø på de nye faste anlæg, idet der især er lagt vægt på nedbringelse af støjniveauet.

Mobile havanlæg

Til gennemførelsen af de betydelige anlægsarbejder på de nævnte felter har der igen i 1995 været anvendt en række mobile havanlæg i Nordsøen, herunder boreplatforme, rørlægnings-, indkvarterings- og kranfartøjer.

Mærsk Olie og Gas AS har således udført en række produktionsboringer ved anvendelse af fire boreplatforme, de to A.P. Møller-ejede *Mærsk Endeavour* og *Maersk Exerter* samt *Shelf Explorer* fra britiske Transocean Drilling Ltd og *Neddrill 10* fra hollandske Neddrill.

Endvidere udførte Statoil Efterforskning og Produktion A/S i slutningen af 1995 efterforskningsboringen Siri-1 med boreplatformen *Deepsea Bergen* fra det norske Odfjell Drilling and Consulting Co. A/S.

Rørlægningsfartøjet *Lorelay* (Allseas) har desuden været anvendt til lægning af de ovenfor omtalte rørledninger.

De tunge løft i forbindelse med installationsarbejderne på Gorm, Tyra, Svend og Roar er blevet udført af kranfartøjet *DB 102* fra det hollandske selskab Heeremac.

Udbygningsaktiviteterne har i hele 1995 medført en øgning af arbejdsstyrken offshore. Mærsk Olie og Gas AS har i den forbindelse til indkvartering af mandskabet gjort brug af A.P. Møllers *Mærsk Explorer* samt *Neddrill Kolskaya* fra hollandske Neddrill.

Der er for de enkelte platforme og fartøjer i samarbejde med Søfartsstyrelsen blevet udstedt ibrugtagningstilladelser, ligesom Energistyrelsen har godkendt bemandings- og organisationsplaner for de enkelte anlæg. Boreriggen *Maersk Exerter* har i den forbindelse opnået en 5 årig ibrugtagningstilladelse. Endvidere har Energistyrelsen rutinemæssigt udført tilsyn af sikkerhed og arbejdsmiljø på de enkelte anlæg.

Ud over indretningen af beboelsen på de flytbare havanlæg, som for fleres vedkommende er opgraderet betydeligt, har støj og anvendelse af kemikalier været de primære problemområder. På rørlægningsfartøjerne har der især været fokuseret på arbejdsmiljøet i forbindelse med sammensvejsningen af rørene. Efter krav fra Energistyrelsen er ventilation og udsugning af svejserøg på fartøjerne blevet forbedret.

Rørlægningsfartøjet *Stena Apache* (fra Coflexip Stena Offshore, tidligere Stena Offshore) har i 1995 opnået et 5 årigt tilsagn om ibrugtagningstilladelse på dansk sokkel efter en betydelig opgradering af indkvarteringen samt forbedring af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold. Fartøjet forventes at skulle udføre arbejde på dansk område i 1996.

Nye regler

Som tidligere er udarbejdelse af regler på olie/gas området sket i samarbejde med arbejdsmarkedets parter i Koordinationsudvalget, som er nedsat i medfør af Havanlægsloven.

Energistyrelsen har i 1995 udstedt bekendtgørelse nr. 76 af 1. februar 1995 om arbejde med kodenummererede produkter på faste havanlæg. Der skal herefter udarbejdes en tilsvarende bekendtgørelse for mobile anlæg.

Endvidere har Energistyrelsen i 1995 udarbejdet en række bekendtgørelser blandt andet til gennemførelse af en række EU-direktiver. Bekendtgørelserne, som er udstedt primo 1996, er følgende:

- Bekendtgørelse nr. 64 af 7. februar 1996 om stoffer og materialer, der anvendes på havanlæg.
- Bekendtgørelse nr. 127 af 6. marts 1996 om arbejdets udførelse mv. på havanlæg.
- Bekendtgørelse nr. 128 af 6. marts 1996 om indretning af arbejdssteder mv. på havanlæg.

Anmeldelse af arbejdsskader

Statistikken for 1995 over anmeldte arbejdsskader offshore er delt op i to afsnit, statistik over anmeldte arbejdsulykker og statistik over anmeldte formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser.

Arbejdsulykker

Anmeldelse af en arbejdsskade offshore sker til Energistyrelsen. Kriteriet for om en arbejdsulykke skal anmeldes er, at tilskadekommande har været uarbejdsdygtig i én dag eller mere ud over tilskadekomstdagen.

Fig. 6.1 Ulykkesfrekvens for offshore anlæg



Tabel 6.1 Antal ulykker pr. mio. arbejdstimer

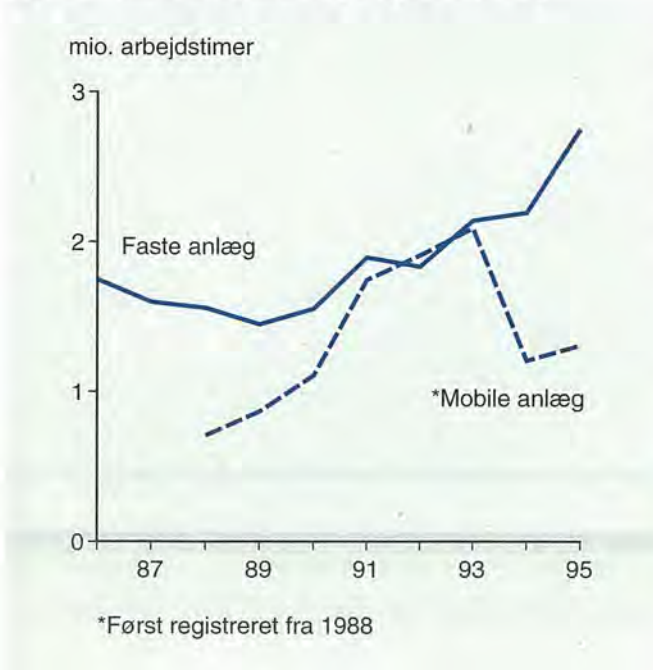
År	Faste	Mobile
1988	10,3	31,0
1989	3,4	12,7
1990	7,9	9,9
1991	9,0	7,4
1992	7,1	11,5
1993	8,9	5,7
1994	*5,5	13,2
1995	3,3	5,3

* Ændret i forhold til Danmarks olie og gasproduktion 1994.

I 1995 har Energistyrelsen modtaget 16 anmeldelser om arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis ni arbejdsulykker på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer og syv på øvrige mobile havanlæg. Ingen af de anmeldte arbejdsulykker har medført død eller alvorlig personskade.

Sættes de ni anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg i relation til antallet af arbejdstimer (2,8 mio.) fås en ulykkesfrekvens på 3,3 pr. mio. arbejdstimer. Sættes ligeledes de syv anmeldte arbejdsulykker på mobile havanlæg i relation til antallet af arbejdstimer (1,3 mio.) på mobile havanlæg, fås en ulykkesfrekvens på 5,3 pr. mio. arbejdstimer.

Fig. 6.2 Antal arbejdstimer på offshore anlæg



Antallet af arbejdstimer er beregnet på baggrund af oplysninger fra selskaberne og bemandingslister. Der er regnet med en gennemsnitlig arbejdsdag på 13 timer.

Tabel 6.1 og Figur 6.2 viser ulykkesfrekvensen for hvert år i perioden 1988 til 1995 for mobile og for faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer. Opgørelsen omfatter samtlige arbejdsfunktioner, herunder drift og installationsarbejder på anlæggene.

Det fremgår af ovenstående statistiske oplysninger, at ulykkesfrekvensen offshore på såvel faste som mobile anlæg i lighed med de seneste år ligger på et lavt niveau.

Til sammenligning kan oplyses, at gennemsnitsfrekvensen for ulykker inden for dansk landbaseret industri siden 1988 har ligget på ca. 50 ulykker pr. mio. arbejdstimer. For 1994 er ulykkesfrekvensen inden for industrien på land blevet opgjort til 51,7 pr. mio. arbejdstimer, (*Dansk Arbejdsgiverforening, Arbejdsulykker 1994*).

Figur 6.2 viser antallet af udførte arbejdstimer på faste og mobile havanlæg i Nordsøen. Antallet af arbejdstimer udført på mobile havanlæg er steget lidt i 1995 i forhold til 1994. For de faste havanlægs vedkommende er antallet af arbejdstimer steget i 1995 med ca. 25% i forhold til 1994 og med ca. 50% i forhold til 1992. Dette skyldes primært de store installations- og anlægsarbejder nødvendiggjort af udbygningen af felterne i den nordlige del af den danske sektor.

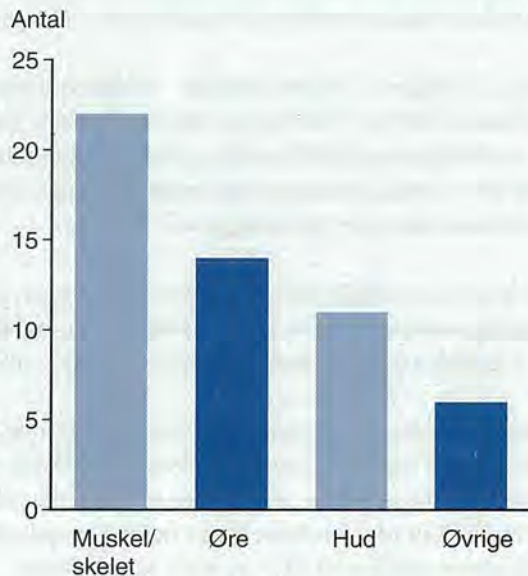
Formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser

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

Tabel 6.3 Antal anmeldte formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser

Diagnose	1993	1994	1995
Muskel-skeletlidelser	1	1	2
Høreskader	2	1	0
Hudlidelser	1	0	0
Øvrige	2	0	0
I alt	6	2	2

Fig. 6.3 Antal anmeldte formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser, 1985-1995.



Energistyrelsen har siden 1993 modtaget ti anmeldelser. Disse anmeldelser kan opdeles mellem hoveddiagnoserne *muskel-skeletlidelser*, *høreskader*, *hudlidelser* og *øvrige lidelser*. Muskel-skeletlidelser dækker således over lidelser i ryg, lænd, skuldre, arme og ben.

Tabel 6.3 viser fordelingen mellem disse diagnosegrupper af de anmeldte skader i årene 1993, 1994 og 1995, mens figur 6.3 viser fordelingen over perioden fra 1985 til 1995.

Det er ikke muligt at henføre de anmeldte skader til mobile eller faste havanlæg. Som følge heraf dækker den ovenstående tabel skader eller mistanke om skader pådraget på såvel faste som på mobile anlæg.

Internationalt samarbejde

Energistyrelsen har i 1995 i forbindelse med samarbejdet med de øvrige nordsølandes tilsynsmyndigheder på sikkerheds- og arbejdsmiljøområdet afholdt de sædvanlige årlige kontaktmøder med de respektive landes tilsynsmyndigheder. Endvidere har Energistyrelsen deltaget i samarbejdet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) om sikkerhedsuddannelse og sikkerhedsredegørelser. Energistyrelsen var som indehaver af formandskabet i 1995 vært for NSOAF's årsmøde i maj.

Endvidere har Energistyrelsen fortsat sin deltagelse i arbejdet i Kommissionen for Sikkerhed og Sundhed i Mineindustrien og Anden Udvindingsindustri under EU-Kommissionen (SHCMOEI).

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

7. Miljø

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

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

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

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

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

I de senere år er der i stigende grad blevet lagt vægt på, at miljøpåvirkninger begrænses ved, at de involverede selskaber anvender den miljømæssigt bedst mulige teknik og arbejdsmetode. I denne sammenhæng vil der ved tilsynet blive fokuseret på operatøremes vurdering af aktivitetens konsekvenser for det omgivende miljø og på de dertil knyttede kontrolprocedurer.

Reduktion af CO₂-udledning

Ved produktion og transport af olie og naturgas anvendes betydelige mængder energi, ligesom det på havanlæggen er nødvendigt at afbrænde en del gas, som af sikkerhedsmæssige eller tekniske grunde ikke kan nyttiggøres. Havanlæggen udleder derfor CO₂ i mængder, som afhænger dels af produktionens størrelse og dels af geologiske og anlægstekniske forhold.

I forhold til størrelsen af Danmarks kulbrinteproduktion er der etableret mange produktionsanlæg, og dette begrænser mulighederne for energimæssig effektivisering. Der produceres væsentlige mængder naturgas, og gastransporten til land forbruger store energimængder.

Samtidig ligger de danske olieforekomster hovedsageligt i relativt vanskeligt producerbare reservoirer, som bedst kan udvindes ved hjælp af vandinjektion eller andre energikrævende teknikker.

Energiplan 2000 opstillede den første danske målsætning for reduktion af CO₂-udledningen fra det samlede danske energiforbrug, herunder også for energiproduktionen på offshore-anlæggene. Planen specificerede dog ikke særlige reduktionsmål for offshore-anlæggene.

I 1993 tiltrådte Danmark Klimakonventionen, som omfatter alle CO₂-udledninger inden for de deltagende landes områder og således også udledningen fra offshore-sektoren inklusive gasafbrænding. Den samlede udledning fra offshore-sektoren indgik således i den danske 1994 indberetning til Klimakonventionen.

For gennemførelsen af Energi 2000 målsætningen om at reducere den samlede danske CO₂-udledning med 20% i perioden 1988-2005 spiller øget brug af naturgas en central rolle. Det er ikke mindst naturgassens anvendelse i decentrale kraftvarmeværker, der har været med til at nedbringe den danske CO₂-udledning.

Den kraftige vækst i afsætningen af naturgas og den stigende olieproduktion betyder, at CO₂-udledningen fra kulbrinteproduktionen i Nordsøen er vokset siden 1988, fra 0,8 mio. tons i 1988 til over 1,1 mio. tons i 1993. Energistyrelsens prognose på baggrund af aktuelle udbygningsplaner og forventninger til det fremtidige gasalg viser, at CO₂-udledningen skønnes at stige til 2,6 mio. tons i 1998.

Selv om denne udledning er betydelig mindre end de CO₂-besparelser, der opnås gennem det øgede gasalg på land, er den af betydning for opfyldelsen af målsætningen for reduktion af CO₂-udledningen.

I 1993 blev det derfor besluttet at kortlægge mulighederne for at reducere CO₂-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen. Mærsk Olie og Gas AS, der er operatør på alle producerende danske felter, fremsendte ved årsskiftet 1994/95 en rapport om energi- og drivhusgasforholdene og indvinding fra danske havanlæg. På baggrund af denne rapport har Energistyrelsen igangsat et udredningsarbejde for at vurdere, under hvilke forhold CO₂-udledningen kan reduceres.

De foreløbige konklusioner fra dette arbejde viser, at bestræbelserne på at reducere CO₂-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen skal koncentreres om de faste havanlæg. De flytbare anlæg tegner sig kun for ca. 10% af udledningen og opererer kun midlertidigt på dansk område.

For de faste havanlægs vedkommende er der tre hovedkilder til CO₂-udledningen, gaskompression for transport af naturgas til land, vand- og gasinjektion, som spiller en vigtig rolle i olieindvindingen, og gasafbrænding, som primært tjener sikkerhedsmæssige formål.

For at begrænse energiforbruget er det vigtigt, at der på anlæggene anvendes energieffektive metoder og udstyr. Disse metoder gennemgår en konstant udvikling, og dagens teknologi er på mange områder mere energieffektiv end den, der eksisterede, da de centrale danske produktionsanlæg blev bygget. Energistyrelsen mener imidlertid ikke, at det teknisk eller økonomisk er forsvareligt at foretage en gennemgribende ombygning af eksisterende anlæg.

Det må dog forventes, at offshore-sektoren på lige fod med det øvrige erhvervsliv gennemfører økonomisk rimelige investeringer til begrænsning af udledningen af drivhusgas.

Det er således under overvejelse, hvordan CO₂-udledningen kan begrænses på den mest effektive måde – også set i forhold til de omkostninger, der er forbundet dermed. Det er et hensyn, som det især er vigtigt at prioritere ved udvidelse eller væsentlige ombygninger af eksisterende anlæg og ved nye feltudbygninger.

Som eksempel herpå kan nævnes den igangværende udbygning af Dan feltet. Det er i forbindelse med dette projekt besluttet at benytte mulighederne for at flytte nogle energitunge processer fra det mindre effektive udstyr på det eksisterende anlæg til det nye energioptimerede udstyr. Denne omlægning bidrager til at mindske den forøgelse af CO₂-udledningen, som kommer fra den betydelige udvidelse af Dan feltets produktion.

Vurdering af Virkninger på Miljøet (VVM)

I forbindelse med godkendelser af projektering, bygning, installation og ibrugtagning af havanlæg varetages en række sikkerhedsmæssige hensyn, som samtidig inkluderer en række miljømæssige aspekter.

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

Ved ændringen af Undergrundsloven i 1995, primært til implementering af Koncessionsdirektivet, blev VVM-direktivet implementeret, for så vidt angår projekter på havområdet, der er omfattet af Undergrundsloven. Lovændringen trådte i kraft 1. juli 1995.

Det er herefter Energistyrelsens hensigt at udarbejde de nærmere regler om miljøkonsekvensvurderinger, herunder krav til indhold og omfang af den redegørelse, der skal danne grundlag for vurderingen samt regler vedrørende offentlighedsprocedure mv. Disse regler vil blive udarbejdet i samarbejde med de berørte parter.

8. Forskning

Energiforskningsprogram 1996 (EFP 96)

Energiforskningsprogrammet finansieres af midler afsat på finansloven. Der blev i 1995 givet ca. 120 mio. kr. i tilskud til 70 energiprojekter. Heraf var der 10 projektforslag vedrørende olie og naturgas med et samlet omkostningsbudget på 30 mio. kr. Disse projekter fik tildelt 18 mio. kr. i tilskud svarende til et gennemsnitligt tilskud på 60%.

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

Det overordnede kriterium for tilskud har de seneste år været projekternes samfundsmæssige betydning og energimæssige relevans. Fagligt er prioriteringen rettet mod de fire områder: *Efterforskning, indvinding, udstyr og anlæg samt særlige arktiske olie- og gasproblemer.*

Inden for disse områder har følgende emner været prioriteret:

- Lokalisering af reservoirtbjergarter i Central Graven.
- Lokalisering af kildebjergarter uden for Central Graven.
- Bedre måleteknik ved forsøg med forbedrede indvindingsmetoder.
- Videreudvikling af den stokastiske reservoirmodelering.
- Optimering af konstruktioner og udstyr.
- Katalyserende projekter vedrørende arktisk efterforskning.

Herudover er der tildelt støtte til projekter i samarbejde med øst- og ulande. Det har her været prioriteret, at disse projekter indeholder forskning og udvikling, der i samarbejde med virksomheder og institutioner i de pågældende lande kan videreudvikles til anvendelse dér.

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

Internationale forskningsrelationer

Energistyrelsen har i de senere år skabt et tæt samarbejde med den internationale energiforskning. Dette er sket gennem styrelsens repræsentation i internationale komitéer og ved at støtte danske forskningsprojekters integration i større internationale projekter.

De vigtigste samarbejdsprogrammer på olie- og naturgasområdet er Kalkforskningsprogrammet, Det Nordiske Energiforskningsprogram, EU's ikke-nukleare programmer *Joule* og *Thermie* samt IOR-samarbejdet under Det Internationale Energi Agentur (IEA).

Kalkforskningsprogrammet

Programmet blev påbegyndt i 1982 på initiativ af de norske og danske myndigheder. Forskningen har som mål at løse de særlige problemer, der knytter sig til indvinding fra kalkformationer. Udgifterne hertil deles mellem syv olieselskaber med olieproduktion i Nordsøen, heriblandt Mærsk Olie og Gas AS.

Programmet gennemføres i faser. Den 4. fase, som blev påbegyndt i 1994, forventes afsluttet ved udgangen af 1996. I denne fase videreføres forskningen inden for områderne: *Karakterisering af Kalkbjergarter, Vandinjektion og Mekaniske Egenskaber af Kalkbjergarter.*

EU's forsknings- og udviklingsprogrammer

EU's 4. rammeprogram for Forskning, Udvikling og Demonstration blev annonceret i 1994. Programmet er på ca. 8 mia. kr. På energiområdet er der igangsat to ikke-nukleare underprogrammer, *Joule* (forskning og udvikling) og *Thermie* (demonstration). Olie- og naturgasområdet har ud fra et dansk synspunkt fået en god placering, idet prioriteringen inden for de fleste emner er på linie med den nationale prioritering.

Andelen af projekter på kulbrinteområdet i første ansøgningsrunde var i modsætning til den samlede danske andel af projekter ikke tilfredsstillende. Projektkvaliteten var ifølge EU ikke på samme niveau som ved de tidligere programmer, og der var langt mellem de projekter, som kunne forventes at bidrage med væsentligt nyt.

Det Nordiske Energiforskningsprogram

Det Nordiske Energiforskningsprogram tildeler støtte til seniorforskere og forskningsstuderende, som deltager i tværnordisk forskningssamarbejde på nordiske universiteter.

Den danske deltagelse finansieres af Energiforskningsprogrammet (EFP). Energistyrelsen er repræsenteret i programmets overordnede forskningsudvalg, og der sidder repræsentanter fra dansk forskning i de faglige udvalg.

Fagudvalget for Petroleumsteknologi behandler ansøgninger vedrørende olie- og naturgasområdet. I 1995 tildelede fagudvalget støtte til otte PhD-studerende, tre professorer og seniorforskere.

Det Nordiske Energiforskningsprogram påbegyndte i 1995 et nyt 4 årigt program. Hovedvægten i det nye program vil på kulbrinteområdet især blive lagt på områderne: *Petroleumsfluider, olieteknologi og petrofysik* (opstrøms) samt *katalyse, separationsprocesser og reaktiv destillation* (nedstrøms).

Organisation

Energistyrelsen er en institution under Miljø- og Energi- ministeriet. Styrelsen udfører alle faglige og forvaltningsmæssige opgaver på energiområdet, herunder forberedelse af sager til ministeren, samt varetager kontakten og koordineringen til eksterne parter.

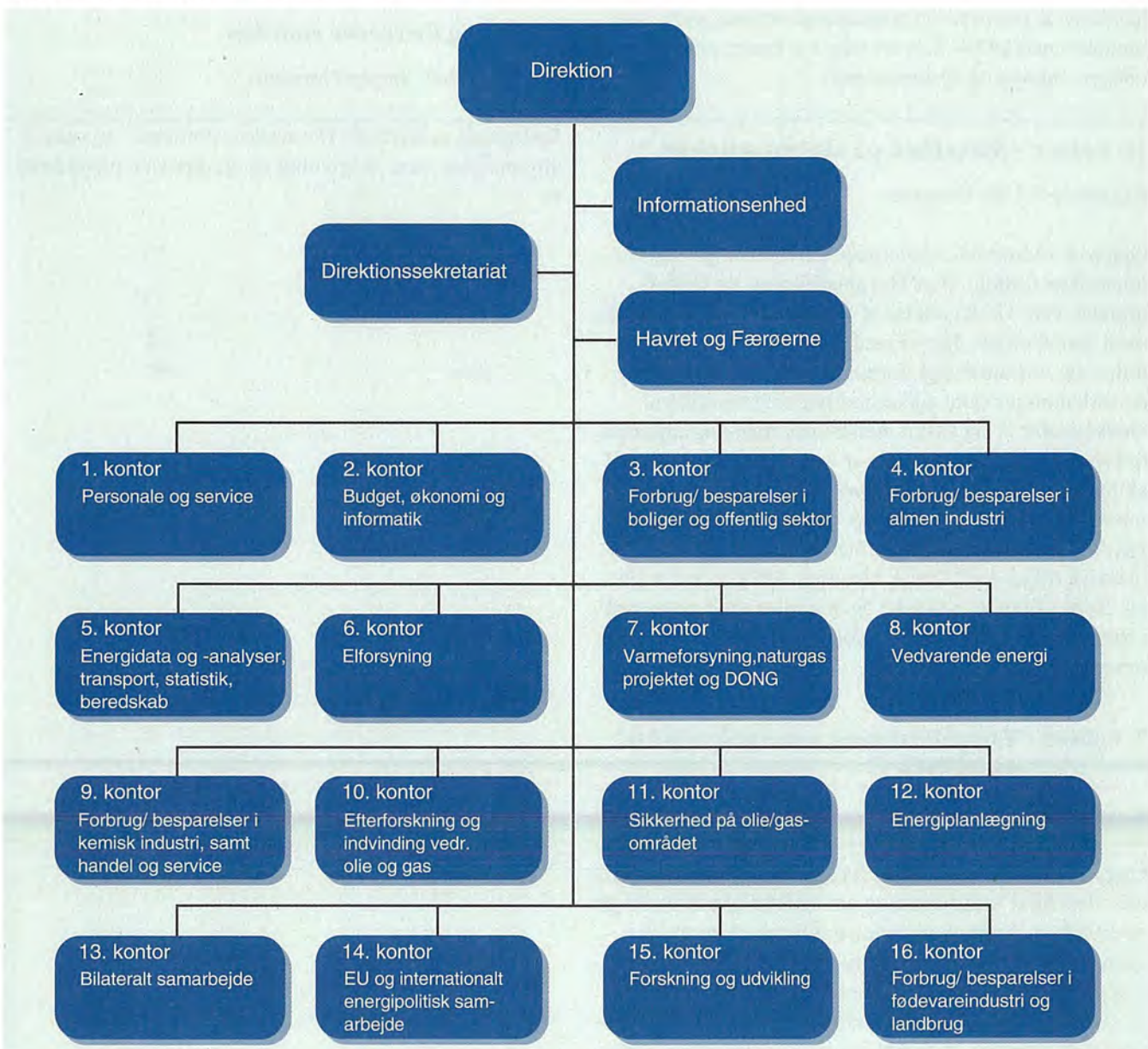
Energistyrelsens struktur fremgår af figur A.1.

Energistyrelsen består af 16 kontorer samt en særlig enhed for havretsspørgsmål og rådgivning til det færøske hjemmestyre. Energistyrelsen varetager desuden sekretariatsbetjeningen af Råstofforvaltningen for Grønland.

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

Styrelsen beskæftigede ved årsskiftet 1995/96 medarbejdere svarende til ca. 270 årsværk, heraf ca. 40 årsværk i tilknytning til olie- og gasaktiviteterne.

Fig. A.1 Energistyrelsens organisation



Olie- og gasopgaverne varetages af:

10. kontor - Efterforskning og indvinding vedr. olie og gas

Kontorchef: Søren Enevoldsen

Ressourcemæssigt, økonomisk og juridisk tilsyn med efterforskning og indvinding. Koncessionspolitik og -forvaltning, udbudsrunder og koncessionsudstedelse. Godkendelse af vurderingsprogrammer og arbejdsprogrammer. Vurdering af kommerzialitetserklæringer. Godkendelse af udbygningsplaner og produktionsprofiler. Sager vedrørende tilslutningspligt og fritagelse fra rørledningsafgift. Sager vedrørende unitisering og forsvarelig indvinding. Geologiske og reservoirmæssige vurderinger og beregninger. Analyser, potentialer og prognoser vedrørende de danske olie- og gasressourcer. Perspektivvurderinger, herunder Energiplanarbejde. Behandling af politiske og administrative spørgsmål i forbindelse med DOPAS. Ansvarlig for Energistyrelsens olie/gas relaterede systemeksport.

11. kontor - Sikkerhed på olie/gas området

Kontorchef: Uffe Danvold

Opgaver vedrørende sikkerheds-, arbejdsmiljø- og miljømæssige forhold efter Havanlægsloven og Undergrundsloven. Godkendelse af flytbare og faste havanlæg samt rørledninger. Tilsyn med de sikkerheds-, arbejdsmiljø- og miljømæssige forhold i relation til havanlæg og rørledninger samt sikkerhedsmæssigt boretilsyn. Godkendelse af og tilsyn med bemandings- og organisationsplaner samt varetagelse af opgaver i tilknytning til aktionskomitéen, koordinationsudvalget og havarikommissionen. Forsyningsmæssigt tilsyn med Dansk Naturgas A/S's transmissionssystemer og teknisk sikkerhedsmæssigt tilsyn med Dansk Naturgas A/S's lagerfaciliteter. Behandling af politiske og administrative spørgsmål i forbindelse med DORAS. Kontoret varetager endvidere regelarbejdet på området.

7. kontor - Varmeforsyning, naturgasprojektet og DONG

Kontorchef: Thomas Bastholm Bille

Opgaver i henhold til Varmeforsyningsloven, udbygning med decentral kraftvarme og anvendelse af miljøvenlige energikilder. Juridiske/administrative og økonomiske spørgsmål. Godkendelse af projekter og behandling af klagesager i henhold til Varmeforsyningsloven. Agenda 21-planlægning og Brundtlandby arbejde. Lov om stats-tilskud til fremme af tilslutning til kulkraftvarme. Sager

vedrørende DONG-koncernen og de regionale naturgas-selskaber. Økonomiske, juridiske, tekniske og organisatoriske forhold omkring gennemførelse af naturgasprojektet. Love om naturgasforsyning, sager om køb og eksport af naturgas.

15. kontor - Forskning og udvikling

Kontorchef: Stefan Hultberg

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

Havret og Færøerne enheden

Afdelingschef: Jørgen Nørgaard

Spørgsmål vedrørende Havretskonventionen og sokkel-afgrænsning samt rådgivning til det færøske hjemmestyre.

Rettighedshavere i Danmark

Selskab	Andel	Selskab	Andel
Dansk Undergrunds Consortium (DUC):		Licens 10/89	
Eneretsbevillingen af 8. juli 1962		Blok: 5603/27 og 31	
Blok: 5504/5 og 6 (Elly)		A.P. Møller	26,67%
Blok: 5603/27 og 28 (Gert)		Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,67%
Blok: 5504/10 og 14 (Rolf)		Texaco Denmark Inc.	26,67%
Blok: 5604/25 (Svend)		DOPAS	20,00%
Blok: 5604/21 og 22 (Harald)		Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
Blok: 5504/7, 8, 11, 12, 15 og 16			
5505/13, 17 og 18 (Det Sammenhængende Område)			
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	46,00%	Licenser tildelt i 1990:	
A.P. Møller (Bevillingshaver)	39,00%	Licens 1/90	
Texaco Denmark Inc.	15,00%	Blok: 5604/18	
Mærsk Olie og Gas AS er operatør			
2. og 3. runde grupper:			
Licens 7/86			
Blok: 5604/22 og 26			
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	33,54%	Statoil Efterforskning og Produktion A/S	33,54%
DOPAS	25,32%	DOPAS	25,32%
Total Marine Danmark	15,19%	Total Marine Danmark	15,19%
DENERCO K/S	11,39%	DENERCO K/S	11,39%
LD Energi A/S	9,49%	LD Energi A/S	9,49%
Amerada Hess Energi A/S	5,06%	Amerada Hess Energi A/S	5,06%
Statoil er operatør og Danop vil blive operatør i en udbygningsfase		Statoil er operatør og Danop er medoperatør	
Licens 7/89			
Blok: 5504/2			
Blok: 5604/25, 29 og 30			
Amerada Hess A/S	65,69%	Licens 2/90	
DOPAS	25,00%	Blok: 5604/23 og 24	
DENERCO K/S	7,50%		
Danoil Exploration A/S	1,81%	Statoil Efterforskning og Produktion A/S	40,42%
Amerada Hess er operatør		Total Marine Danmark	18,31%
		DENERCO K/S	13,73%
		LD Energi A/S	11,44%
		DOPAS	10,00%
		Amerada Hess Energi A/S	6,10%
		Danop er operatør	
Licens 8/89			
Blok: 5603/32			
Blok: 5604/29			
Amerada Hess A/S	58,72%	Licens 3/90	
DOPAS	28,17%	Blok: 5603/28	
DENERCO K/S	10,56%		
Danoil Exploration A/S	2,55%	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,80%
Danop er operatør		A.P. Møller	31,20%
		DOPAS	20,00%
		Texaco Denmark Inc.	12,00%
		Mærsk Olie og Gas AS er operatør	

Bilag B

Selskab	Andel	Selskab	Andel
4. runde grupper:		Licens 5/95	
Licens 1/95		Blokk: 5603/30 og 31	
Blokk: 5503/2 og 3		Phillips Petroleum Int. Corp. Danmark	35,00%
Blokk: 5603/30 og 31		Amerada Hess A/S	20,00%
Amerada Hess A/S	40,00%	DOPAS	20,00%
Premier Oil BV	20,00%	Pelican A/S Danmark	15,00%
DENERCO K/S	20,00%	DENERCO K/S	5,00%
DOPAS	20,00%	Premier Oil BV	5,00%
Amerada Hess er operatør, Danop er medoperatør		Phillips er operatør	
Licens 2/95		Licens 6/95	
Blokk: 5503/3 og 4		Blokk: 5604/16 og 20	
Blokk: 5603/31		Blokk: 5605/13 og 17	
Blokk: 5604/29		Statoil Efterforskning og Produktion A/S	40,00%
Amerada Hess A/S	66,89%	Enterprise Oil Exploration Ltd,	20,00%
DOPAS	20,00%	DOPAS	20,00%
DENERCO K/S	10,56%	Phillips Petroleum Int. Corp. Danmark	12,50%
Danoil Exploration A/S	2,55%	DENERCO K/S	7,50%
Danop er operatør, Amerada Hess er medoperatør		Statoil er operatør, Danop er medoperatør	
Licens 3/95		Licens 7/95	
Blokk: 5604/19 og 20		Blokk: 5505/22	
Blokk: 5605/21		A.P. Møller	26,67%
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	56,60%	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,67%
DOPAS	20,00%	Texaco Denmark Inc.	26,67%
DENERCO K/S	13,23%	DOPAS	20,00%
LD Energi A/S	10,17%	Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
Danop er operatør, Statoil er medoperatør		Licens 8/95	
Licens 4/95		Blokk: 5504/3 og 4	
Blokk: 5604/20		Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,80%
Blokk: 5605/4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 og 17		A.P. Møller	31,20%
Blokk: 5606/1, 5 og 9		DOPAS	20,00%
Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	27,50%	Texaco Denmark Inc.	12,00%
RWE-DEA AG	20,00%	Mærsk Olie og Gas AS er operatør	
Wintershall AG	20,00%	Licens 9/95	
DOPAS	20,00%	Blokk: 5604/21, 22, 25 og 26	
EWE AG	12,50%	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,80%
Danop er operatør		A.P. Møller	31,20%
		DOPAS	20,00%
		Texaco Denmark Inc.	12,00%
		Mærsk Olie og Gas AS er operatør	

Det bemærkes, at der er afrundet til to decimaler.

Efterforsknings- og vurderingsboringer, 1986-1995

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Lulu-2 5604/22-2	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	56°19'06" 04°17'31"	3603 meter Ø. Perm	1985-12-15 1986-03-18
Diamant-1 5603/32-2	Phillips Glomar Labrador 1	56°00'23" 03°53'44"	4204 meter N. Perm	1986-01-11 1986-03-18
Øst Rosa-3 5504/15-5	Mærsk Olie og Gas AS Dyvi Epsilon	55°35'37" 04°36'31"	1569 meter Ø. Perm	1986-01-20 1986-03-19
Øst Rosa Fl.-1 5504/15-6	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	55°33'51" 04°37'54"	3037 meter Ø. Jura	1986-03-24 1986-04-30
Ravn-1 5504/01-2	Amoco Dyvi Epsilon	55°52'36" 04°13'52"	4968 meter N. Perm	1986-03-24 1986-07-21
Midt Rosa Fl.-1 5504/15-7	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	55°35'27" 04°31'33"	3035 meter N. Kridt	1986-05-04 1986-06-11
Vest Lulu-4 5604/21-6	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	56°19'05" 04°10'17"	3814 meter N. Trias	1986-07-28 1986-09-13
Gwen-2 5604/29-3	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	56°06'52" 04°04'10"	4363 meter N. Trias	1986-09-30 1986-12-15
Mejrup-1 5608/19-1	Phillips Kenting 36	56°22'39" 08°40'36"	2481 meter Ø. Trias	1987-03-22 1987-04-29
Felicia-1 5708/18-1	Statoil Mærsk Guardian	57°26'18" 08°18'41"	5280 meter N. Perm	1987-07-04 1987-12-03
Gert-3 5603/28-2	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	56°12'43" 03°45'49"	5003 meter Palæozoikum	1987-07-21 1987-10-28
Ibenholt-1 5605/20-1	Phillips Dyvi Sigma	56°23'26" 05°58'29"	2558 meter Prækambrium	1987-08-11 1987-09-24
Dyb Gorm-1 5504/16-5	Mærsk Olie og Gas AS Zapata Scotian	55°34'04" 04°45'50"	3823 meter Trias	1987-08-18 1987-12-04
Ravn-2 5504/05-1	Amoco Dan Earl	55°50'34" 04°13'40"	4466 meter Trias	1987-09-16 1987-11-17
Elly-2 5504/06-2	Mærsk Olie og Gas AS Neddrill Trigon	55°47'19" 04°19'04"	4104 meter Trias	1987-11-15 1988-05-31
Jeppe-1 5603/28-3	Norsk Hydro Mærsk Guardian	56°11'04" 03°54'36"	5047 meter N. Perm	1987-12-10 1988-03-02
Borg-1 5508/32-2	Danop Kenting 34	55°02'57" 08°48'23"	3063 meter Palæozoikum	1988-04-18 1988-05-29
Gulnare-1 5604/26-1	Statoil Mærsk Endeavour	56°10'13" 04°26'41"	4735 meter Ø. Jura	1988-06-04 1988-09-19
Tordenskjold-1 5503/03-2	Danop Neddrill Trigon	55°56'19" 03°32'31"	3702 meter N. Perm	1988-12-14 1989-02-04
Pemille-1 5514/30-1	Norsk Hydro Glomar Moray Firth	55°00'54" 14°18'43"	3589 meter Silur	1989-04-09 1989-06-06
Stina-1 5414/07-1	Amoco Glomar Moray Firth	54°47'20" 14°37'44"	2482 meter Silur	1989-06-12 1989-07-11
Falk-1 5504/06-3	Amoco Glomar Moray Firth	55°50'01" 04°18'50"	4200 meter Ø. Trias	1989-07-24 1989-09-05
Gert-4 5603/27-4	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	56°13'18" 03°43'48"	5363 meter Ø. Perm	1989-11-02 1990-05-16
Alma-1 5505/17-10	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Giant	55°28'58" 05°12'33"	3882 meter Trias	1990-03-18 1990-08-16

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
Amalie-1 5604/26-2	Statoil Neddrill Trigon	56°14'39" 04°22'02"	5320 meter Jura	1990-08-01 1991-06-17
E-5 5504/12-4	Mærsk Olie og Gas AS West Sigma	55°40'25" 04°53'11"		1991-02-05 1991-05-11
Skjold Fl.-1 5504/16-6	Mærsk Olie og Gas AS West Kappa	55°33'23" 04°53'51"		1991-05-10 1991-09-22
Eg-1 5503/04-2	Agip Neddrill Trigon	55°57'09" 03°58'25"	4500 meter Perm	1991-06-24 1991-09-23
Baron-1 5604/30-2	Norsk Hydro Mærsk Jutlander	56°01'44" 04°15'29"	999 meter	1991-07-25 1991-08-01
Baron-2 5604/30-3	Norsk Hydro Mærsk Jutlander	56°01'44" 04°15'29"	5100 meter Ø. Jura	1991-08-01 1992-01-13
Elly-3 5504/06-5	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	55°47'19" 04°22'02"		1991-09-12 1992-02-12
TWC-3P 5504/11-3	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Giant	55°42'56" 04°44'56"		1991-09-14 1991-11-24
S.Ø.Adda-1 5504/08-5	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Giant	55°47'56" 04°55'07"		1992-01-26 1992-03-05
Dagmar-6 5504/15-8	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	55°35'04" 04°35'50"		1992-02-22 1992-04-11
E-6 5504/12-5	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Giant	55°40'29" 04°53'22"		1992-03-12 1992-05-12
Lulita-1 5604/22-3	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Giant	56°20'46" 04°16'24"	3749 meter M. Jura	1992-05-17 1992-12-20
E-7 5504/12-6	Mærsk Olie og Gas AS West Sigma	55°40'43" 04°49'24"		1992-06-11 1992-07-18
Bertel-1 5603/32-3	Danop West Omikron	56°02'12" 03°58'03"	4810 meter Trias	1992-06-27 1992-10-07
Ida-1 5606/13-1	Amoco Ross Explorer	56°32'11" 06°06'58"	1663 meter Trias	1992-09-14 1992-09-30
Rita-1 5603/27-5	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	56°09'09" 03°34'13"	4758 meter Trias	1992-09-18 1993-03-03
Skarv-1 5504/10-2	Amoco Ross Explorer	55°43'14" 04°24'58"	3935 meter Trias	1992-10-04 1992-11-17
Jelling-1 5509/10-1	Danop Kenting 31	55°44'22" 09°22'33"	1933 meter Prækambrium	1992-10-05 1992-10-24
Alma-2 5505/17-11	Mærsk Olie og Gas AS Shelf Explorer	55°29'50" 05°13'37"		1992-10-18 1993-02-06
Løgumkloster-2 5508/32-3	Danop Kenting 31	55°02'00" 08°56'32"	2768 meter N. Perm?	1993-09-01 1993-10-17
Tabita-1 5604/26-3	Statoil Glomar Moray Firth	56°13'37" 04°23'47"	4313 meter Ø. Jura	1993-09-13 1993-12-10
E-8 5504/12-7	Mærsk Olie og Gas AS West Kappa	55°05'22" 04°59'12"		1994-04-10 1994-06-06
Rigs-1 5604/29-4	Amerada Hess Mærsk Giant	56°05'22" 04°12'53"	3050 meter N. Kridt	1994-12-26 1995-02-25
Siri-1 5601/20-1	Statoil Deepsea Bergen	56°29'11" 04°54'57"	2197 meter N. Tertier?	1995-11-28 1995-12-24

Forundersøgelser 1995

Undersøgelse	Operatør Kontraktør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område	Indsamlet i 1995
DN95D	DANGAS Thor Geophysikalische Prospektion	Onshore 2D	1995-11-01 1995-12-05	Ll. Torup	33 km
DN950	DANGAS Geco-Prakla	Onshore 2D	1995-08-14 1995-08-18	Stenlille	10 km
DK95N 4/95	Danop Geoteam A/S	Offshore 2D	1995-08-09 1995-09-03	Nordsøen 5604, 5605, 5606	1.806 km
DK95 9/95	Mærsk Olie og Gas A/S Geco-Prakla	Offshore 2D	1995-08-21 1995-09-07	Central Graven 5604	785 km
DK95 8/95	Mærsk Olie og Gas A/S Geco-Prakla	Offshore 2D	1995-09-07 1995-09-16	Central Graven 5504	396 km
DK95 7/95	Mærsk Olie og Gas A/S Geco-Prakla	Offshore 2D	1995-09-16 1995-09-22	Central Graven 5505	361 km
ST9510 6/95	Statoil Gardline Surveys Ltd.	Offshore 2D	1995-07-09 1995-09-22	Nordsøen 5604, 5605	339 km
Syd Arne 7/89	Amerada Hess Geco-Prakla	Offshore 3D	1995-06-22 1995-06-21	Central Graven 5604	8.808 km
Tønder-95	DANGAS Geco-Prakla	Onshore 3D	1995-08-29 1995-10-20	Tønder	1.944 km
DN95 2/95 + 8/89	Danop Geco-Prakla	Offshore 3D	1995-06-22 1995-08-13	Central Graven 5603, 5503	16.339 km
PAG95 1/95 + 5/95	Phillips/Amerada Geco-Prakla	Offshore 3D	1995-12-04 Ikke afsluttet	Central Graven 5503, 5603	5.681 km

Dansk olieproduktion 1972-1995, mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Total
1972	0,11									0,11
1973	0,15									0,15
1974	0,10									0,10
1975	0,19									0,19
1976	0,23									0,23
1977	0,58									0,58
1978	0,49									0,49
1979	0,49									0,49
1980	0,34									0,34
1981	0,34	0,53								0,87
1982	0,31	1,64	0,02							1,97
1983	0,27	1,84	0,40							2,51
1984	0,36	1,62	0,65	0,07						2,70
1985	0,45	1,80	0,85	0,35						3,45
1986	0,47	1,72	1,07	0,57	0,47					4,30
1987	1,23	1,50	1,21	0,84	0,63					5,41
1988	1,50	1,35	1,37	0,95	0,40					5,57
1989	1,47	1,35	2,21	1,05	0,39					6,47
1990	1,58	1,44	2,63	1,08	0,27					7,00
1991	1,72	1,50	2,73	1,39	0,29	0,14	0,47			8,24
1992	2,70	1,66	2,28	1,67	0,30	0,21	0,31			9,13
1993	3,26	1,89	2,10	1,64	0,18	0,39	0,07	0,15	0,05	9,73
1994	3,50	2,42	1,72	1,75	0,09	0,49	0,03	0,43	0,30	10,73
1995	3,71	2,49	1,98	1,63	0,22	0,47	0,03	0,09	0,17	10,79
I alt	25,55	24,75	21,22	12,99	3,24	1,70	0,91	0,67	0,52	91,55

Dansk gasproduktion 1972-1995, mia. Nm³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Total
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	<0,01							0,35
1983	0,08	0,43	0,04							0,55
1984	0,13	0,51	0,06	0,26						0,96
1985	0,21	0,64	0,07	1,11						2,03
1986	0,24	0,78	0,10	1,63	0,02					2,77
1987	0,44	0,88	0,10	2,65	0,03					4,10
1988	0,60	0,98	0,11	3,36	0,02					5,07
1989	0,71	0,89	0,19	3,52	0,02					5,33
1990	0,80	0,81	0,22	3,30	0,01					5,14
1991	0,88	0,84	0,23	3,67	0,01	0,06	0,07			5,76
1992	1,06	0,84	0,21	3,94	0,01	0,09	0,05			6,20
1993	1,34	0,78	0,19	3,85	0,01	0,13	0,01	0,01	0,03	6,35
1994	1,26	0,92	0,19	3,65	<0,01	0,12	0,01	0,03	0,10	6,27
1995	1,33	0,76	0,19	3,84	0,01	0,13	0,01	0,01	0,05	6,32
I alt	10,01	10,41	1,90	34,78	0,14	0,53	0,15	0,05	0,18	58,14

Leverance af naturgas fra danske felter 1984-1995, mio. Nm³

År	Dan	Kraka	Regnar	Gorm	Skjold	Rolf	Dagmar	Tyra	Valdemar	Total
1984	7	-	-	19	2	-	-	192	-	220
1985	49	-	-	0	0	-	-	1015	-	1064
1986	211	-	-	116	14	3	-	1460	-	1804
1987	378	-	-	21	2	1	-	1898	-	2300
1988	534	-	-	96	11	1	-	1629	-	2271
1989	639	-	-	55	12	1	-	1977	-	2684
1990	737	-	-	99	27	1	-	1889	-	2753
1991	769	49	-	167	46	2	-	2484	-	3517
1992	932	78	-	151	38	2	-	2427	-	3628
1993	1228	115	7	298	75	3	-	2262	17	4005
1994	1128	104	24	715	145	3	-	2149	59	4327
1995	1214	117	6	596	147	7	-	2572	35	4695
I alt	7826	463	37	2333	519	24	-	21955	111	33268

Månedlig produktion af olie og kondensat 1995, tusinde m³

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1995
Dan	325	292	320	312	314	293	311	288	311	322	311	315	3713
Kraka	51	40	40	37	39	40	41	36	36	40	34	34	469
Regnar	10	8	9	8	8	7	7	6	6	6	5	5	86
Gorm	199	193	223	218	211	188	228	239	210	205	186	194	2494
Skjold	137	124	151	135	172	184	180	199	180	180	162	174	1979
Rolf	8	14	19	22	22	10	16	20	20	22	20	22	216
Dagmar	4	4	4	3	3	3	3	3	2	3	2	1	35
Tyra	146	137	149	148	139	142	115	106	120	140	141	146	1631
Valdemar	29	18	18	6	5	17	15	12	15	16	9	5	165
I alt	910	831	934	890	913	885	916	907	902	934	870	897	10788

Månedlig produktion af gas 1995, mio. Nm³

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1995
Dan	118	108	121	115	117	108	103	99	107	109	109	120	1331
Kraka	13	10	11	10	11	11	12	10	10	11	10	10	128
Regnar	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	7
Gorm	68	60	72	65	67	58	69	63	61	62	57	59	761
Skjold	14	13	16	15	18	19	18	19	15	14	12	14	188
Rolf	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	9
Dagmar	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1	5
Tyra	399	338	380	344	276	295	244	202	242	341	374	407	3840
Valdemar	7	8	5	2	1	5	5	4	6	6	3	2	52
I alt	619	539	605	553	492	496	452	399	443	545	566	613	6321

Danmarks energiforbrug 1972-1995 fordelt på brændsler og energiproduktion mio. t.o.e. samt selvforsyningsgrad i procent

	Olie	Naturgas ¹⁾	Kul	Vedv. energi mv.	I alt	Energiprod.	Selvforsyning		
							A	B	C
1972	17,9	-	1,2	0,3	19,4	0,4	<1	<1	2
1973*)	17,4	-	1,9	0,2	19,5	0,3	<1	<1	2
1974*)	15,9	-	1,7	0,2	17,8	0,3	<1	<1	2
1975	15,2	-	2,0	0,3	17,6	0,5	1	1	3
1976	16,0	-	2,9	0,4	19,2	0,6	1	1	3
1977	16,0	-	3,3	0,4	19,6	0,9	3	3	4
1978	16,0	-	4,0	0,4	20,5	0,9	3	2	4
1979	15,9	-	4,8	0,5	21,2	0,9	3	2	4
1980	13,2	-	5,7	0,6	19,5	0,9	2	2	5
1981	11,6	0,0	6,0	0,7	18,3	1,5	7	4	8
1982	10,8	0,0	6,2	0,8	17,9	2,5	16	10	14
1983	10,2	0,1	6,6	0,8	17,8	3,1	22	13	17
1984	10,2	0,2	7,1	0,9	18,3	3,5	25	14	19
1985	10,4	0,7	7,4	0,9	19,3	4,9	36	21	25
1986	10,2	1,2	7,4	1,0	19,7	6,5	48	28	33
1987	9,7	1,5	7,7	1,1	20,0	8,0	63	35	40
1988	9,0	1,6	7,7	1,1	19,4	8,3	67	37	43
1989	8,6	1,8	7,6	1,2	19,1	9,6	80	44	50
1990	8,3	1,9	7,6	1,2	18,9	10,2	88	47	53
1991	8,3	2,1	7,8	1,3	19,5	12,0	102	54	6
1992	8,3	2,2	7,7	1,5	19,6	13,0	110	59	66
1993	8,1	2,5	7,5	1,5	19,5	13,9	117	64	71
1994	8,4	2,7	6,8	1,5	19,4	15,1	122	70	78
1995*)	8,8	3,1	6,4	1,6	19,8	15,6	118	71	79

I modsætning til andre forbrugsoversigter er der ikke foretaget klimakorrektion.

Energiforbruget er angivet brutto, dvs. inkl. konverteringstab.

A) Produktion af olie og naturgas i forhold til forbruget af olie og naturgas

B) Produktion af olie og naturgas i forhold til det samlede energiforbrug

C) Produktion af olie og naturgas samt vedvarende energi i forhold til det samlede energiforbrug

*) Skøn

¹⁾ Inkl. forbruget offshore

Bilag F2

Økonomiske nøgletal

	Invest. i feltud- bygn. mio. kr.	Driftsomk. for felter mio. kr. ¹⁾	Efterforskn. omk. mio. kr. ²⁾	Råoliepris \$/tønde ³⁾	\$-kurs kr./US\$	Inflation % ⁴⁾	Nettovalutaudg./ energiimp. mia. kr.
1972	105	32	28	3,0	7,0	6,6	3,3
1973	9	34	83	4,6	6,1	9,3	4,3
1974	38	58	76	11,6	6,1	15,2	9,8
1975	139	64	118	12,3	5,8	19,6	9,4
1976	372	71	114	12,3	6,1	9,0	10,3
1977	64	88	176	14,0	6,0	11,2	11,4
1978	71	128	55	14,0	5,5	10,0	10,9
1979	387	146	78	20,4	5,3	9,6	15,5
1980	956	169	201	37,5	5,6	12,3	21,2
1981	1651	402	257	37,4	7,1	11,7	25,9
1982	3948	652	566	34,0	8,4	10,2	25,9
1983	3528	615	1264	30,5	9,1	6,9	21,9
1984	1596	1405	1211	28,2	10,4	6,3	22,8
1985	1953	2256	1373	27,2	10,6	4,7	23,4
1986	1694	1598	747	14,7	8,1	3,6	11,2
1987	908	1655	664	18,3	6,8	4,0	8,7
1988	897	1604	424	14,8	6,7	4,6	6,7
1989	1153	1821	366	18,2	7,3	4,8	7,4
1990	1738	1924	592	23,5	6,2	2,6	5,7
1991	2260	2173	986	20,0	6,4	2,4	5,1
1992	2402	2080	983	19,3	6,0	2,1	3,6
1993	3358	2324	442	16,8	6,5	1,2	3,8
1994	3140	2395	151	15,6	6,4	2,0	4,0
1995*	4184	2235	236	17,0	5,6	2,1	3,0

Årets priser ¹⁾ inkl. transportomkostninger, herunder fortjenstelementet ²⁾ alle rettighedshavere ³⁾ dansk råolie ⁴⁾ forbrugerpriser ^{*)} skøn

Felter i produktion

Dan Centret:

Felt navn	Dan
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972

Produktionsbrønde:	48
heraf vandrette:	32
Vandinjektionsbrønde:	26
heraf vandrette:	8
Vanddybde:	40 m
Areal:	20 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	76,9 mio. m ³
Gas:	13,1 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	25,57 mio. m ³
Gas:	10,01 mia. Nm ³

Akkumuleret injektion:

Vand:	12,53 mio. m ³
-------	---------------------------

Geologisk karakteristik

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

Anlæg

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

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

Procesanlægget på Dan FC, som behandler den samlede produktion fra felterne på Dan Centret, består af et stabiliseringsanlæg for olie og et gastørringsanlæg. Olien færdigbehandles, før den sendes til Gorm E og videre til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst for endelig behandling. Vandinjektionskapaciteten er 8,7 mio. m³ pr. år. (150.000 tønner pr. dag).

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

Felt navn

Felt navn	Kraka
Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1966
I drift år:	1991

Produktionsbrønde:	6
heraf vandrette:	6
Vanddybde:	45 m
Areal:	20 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien

Reserver og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	2,9 mio. m ³
Gas:	0,8 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	1,70 mio. m ³
Gas:	0,52 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

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

Anlæg

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

Felt navn	Regnar
Tidligere navn:	Nils
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1979
I drift år:	1993
Produktionsbrønd:	1
Vanddybde:	45 m
Areal:	8 km ²
Reservoirdybde:	1700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Zechstein

Reserver og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	0,1 mio. m ³
Gas:	< 0,1 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	0,66 mio. m ³
Gas:	0,04 mia. Nm ³

Geologisk karakteristisk

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

Anlæg

Regnar feltet er udbygget som satellit til Dan feltet. Indvinding foregår fra en undersøisk installation. Produktionen sendes ubehandlet til Dan FC.

Gorm Centret:

Felt navn	Gorm
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15 og 16
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1981
Produktionsbrønde:	30
heraf vandrette	7
Gasinjektionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	14
heraf vandrette	9
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	21,7 mio. m ³
Gas:	3,9 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	24,76 mio. m ³
Gas:	10,41 mia. Nm ³
Nettogas:	2,46 mia. Nm ³

Akkumuleret injektion:

Gas:	7,95 mia. Nm ³
Vand:	16,37 mio. m ³

Geologisk karakteristisk

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

Anlæg

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

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

Anlæggene på Gorm F består af to stabiliseringsanlæg for olie, hvoraf det ene modtager den svovlbrinteholdige produktion fra Dagmar feltet, mens det andet behandler produktionen fra Gorm og Skjold.

Vandinjektionskapaciteten på Gorm Centret udgør 12,2 mio. m³ pr. år (210.000 tønder pr. dag).

Gorm F platformen blev i 1995 udvidet med et tredje dæk, som rummer vandbehandlingsanlæg og en ny vandinjektionspumpe. Her vil også et evt. fremtidigt svovlrensingsanlæg placeres. På et planlagt fjerde dæk vil der i 1997 blive taget en lavtrykskompressor i brug for sænkning af brøndhovedtrykket på brøndene på Gorm og Skjold. Der vil endvidere blive placeret en ny testseparator på dette dæk.

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

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

Felt navn	Skjold
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift år:	1982
Produktionsbrønde:	14
heraf vandrette:	7
Vandinjektionsbrønde:	6
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km ²
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	15,1 mio. m ³
Gas:	1,2 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	21,22 mio. m ³
Gas:	1,90 mia. Nm ³

Akkumuleret injektion:

Vand:	25,62 mio. m ³
-------	---------------------------

Geologisk karakteristik

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

Anlæg

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

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

Felt navn	Rolf
Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14 og 15
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1981
I drift år:	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 og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	2,1 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	3,24 mio. m ³
Gas:	0,14 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af lagene over en saltdiapir. Reservoiret er i lighed med Skjold feltet stærkt opsprækket og fremviser usædvanlig gode produktionsegenskaber. Vandzonen 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 C, hvor behandling finder sted. Rolf forsynes endvidere med løftegas fra Gorm feltet.

Felt navn	Dagmar
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1983
I drift år:	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 og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	< 0,1 mio. m ³
Gas:	< 0,1 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	0,92 mio. m ³
Gas:	0,14 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

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

Anlæg

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

Tyra Centret:

Felt navn	Tyra
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11 og 12
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1984
Produktionsbrønde:	45
heraf vandrette:	19
Injektionsbrønde:	10
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	3,3 mio. m ³
Kondensat:	4,9 mio. m ³
Gas:	52,7 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	5,92 mio. m ³
Kondensat:	7,06 mio. m ³
Gas:	34,80 mia. Nm ³
Nettogas:	11,31 mia. Nm ³

Akkumuleret injektion:

Gas:	23,49 mia. Nm ³
------	----------------------------

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af lagene. Forekomsten består af kondensatholdig, fri gas med en tynd underliggende oliezone. Med henblik på at øge kondensatproduktionen iværksattes i 1987 et gasre-cirkuleringsprojekt på Tyra Vest. Oliezonen indvindes ved hjælp af vandrette borer.

Anlæg

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

På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af produktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret et gasinjektionsanlæg. Olie og kondensat samt gas, der ikke reinjiceres, sendes til færdigbehandling på Tyra Øst. Tyra Vest anlægget vil i de kommende år blive udvidet med bla. et nyt gasbehandlingsanlæg samt et bromodul understøttet af en firebenet platform ved TWB platformen. Bromodulet vil bla. indeholde nye gasbehandlings- og gaskompressionsfaciliteter. I 1995 blev understøttet af den firebenede platform installeret. På Tyra Vest er der indkvartering for 80 personer.

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas som olie, kondensat og vand. Tyra Øst anlægget blev i 1995 udvidet med bla. et bromodul understøttet af en STAR platform ved TEE platformen. Dette bromodul indeholder modtageanlæg for produktionen fra de kommende satellitfelter. På Tyra Øst er der indkvartering for 96 personer.

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

Produktionsbrønde:	3
heraf vandrette:	3
Vanddybde:	38 m
Areal:	15 km ² (Øvre Kridt) 15 km ² (Nedre Kridt)
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt

Reserver og produktion

Reserver pr. 1. januar 1996:

Olie:	1,8 mio. m ³
Gas:	1,0 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion:

Olie:	0,52 mio. m ³
Gas:	0,18 mia. Nm ³

Geologisk karakteristik

Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer.

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

Tidligere blev Boje området medregnet til Valdemar feltet. I 1995 blev det ved en ny kortlægning af området konstateret, at dette område er adskilt fra områderne Nord Jens og Bo. Boje området er derfor en separat forekomst.

Anlæg

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

Felt navn	Valdemar
Tidligere navne:	Bo/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Bevillingshaver:	A.P. Møller
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo), 1985 (Nord Jens)
I drift år:	1993 (Nord Jens)

Kommende feltudbygninger

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

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

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

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

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

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

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




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

EFP-96 projektstøtte

Projekttitel	Projektbudget i 1.000 kr.	EFP-støtte i 1.000 kr.	Deltager
1. Petrologisk undersøgelse af Øvre Silur reservoirbjergarter, Kudirko Atolo, Lithauen	2.773	1.580	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse (GEUS)
2. Vurdering af potentielle reservoirenheder i et basin-aksialt viftesystem i Central Graven	4.274	2.000	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse (GEUS)
3. Forbedret seismisk inversion til kortlægning af bla. Præ-kalkreservoirer	3.792	2.100	ØD-S Holding A/S
4. Nuklear bestemmelse af todimensionale mætningsprofiler i borekerner	600	442	Afd. f. Elektrofysik, DTU
5. Bestemmelse af mætningsfunktioner og vædningsgrad for kalk på basis af målte fluidmætninger	2.410	2.000	Lab. f. Energiteknik, DTU
6. Skalering og stokastisk modellering	4.339	2.600	COWI
7. Sprækker og bjergartsmekanik, fase 1	1.554	1.000	Geoteknisk Institut
8. Bølgekinematik og respons fra slanke offshore konstruktioner	3.074	2.000	LICengineering A/S
9. Optimering af rørledninger for marginale felter	4.160	2.600	LICengineering A/S
10. Reservoirmodellering af det vestlige Nuussuaq	2.683	1.342	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse (GEUS)
I alt	29.659	17.664	

Dansk koncessionsområde Maj 1996

Det vestlige område

-  A. P. Møller, 1962 bevilling
-  Koncessioner tildelt 1986-90
-  4. runde koncessioner

