



Energistyrelsen
MILJØ- OG ENERGIMINISTERIET



Danmarks olie og gasproduktion 1996

Energistyrelsen udsender hermed sin årlige rapport om udviklingen i efterforskning og indvinding af olie og gas i Danmark i 1996.

Den danske produktion af olie og gas har endnu engang været større end i tidligere år, og rækken af succeser med stigende produktion fra år til år kom således også til at omfatte 1996.

I forhold til 5 års prognosen, der blev bragt i årsrapporten for 1995, er den forventede produktion opskrevet. Det er især forventninger til den kommende produktion fra de nye felter, Syd Arne og Siri, der er hovedårsagen til, at prognosen er blevet opskrevet markant for perioden 1999-2001. For 1999 er prognosen eksempelvis opskrevet med mere end 40%.

Den øgede olie- og gasproduktion samt omlægningen af den danske energiforsyning til et flerstrengt system har betydet, at Danmark siden 1991 har været selvforsynende med olie og naturgas.

På baggrund af den nye produktionsprognose forventer Energistyrelsen, at Danmark vil blive helt selvforsynende med energi fra 1997. Endvidere forventes den samlede olie- og gasproduktion at overstige det samlede energiforbrug fra 1998.

Hovedformålet med den fremtidige efterforskning af olie og gas er fortsat at påvise så meget som muligt af den olie og gas, der findes i den danske undergrund. Derved muliggøres en forlængelse af den periode, hvor Danmark er helt eller delvist selvforsynende med olie og naturgas. Samtidig sikres en forlænget anvendelse af de eksisterende anlæg og rørledninger.

Årsrapporten indeholder derfor i år et særligt afsnit om de nye muligheder for efterforskning, der tegner sig i Danmark. Det drejer sig dels om den allerede igangsatte *åben dør procedure* og dels den planlagte *5. koncessionsrunde*, som forventes åbnet medio 1997.

København, maj 1997



Ib Larsen

direktør

Omregningsfaktorer

I oliebranchen benyttes jævnligt to typer enheder: SI enhederne (også kaldet de metriske enheder) og de såkaldte *oil field units*, der oprindeligt kommer fra USA. For de metriske enheder findes internationalt fastlagte definitioner, mens der kan være traditionsbestemte forskelle på de *oil field units*, der anvendes i forskellige lande.

For *oil field units* benyttes de forkortelser, som Society of Petroleum Engineers (SPE) anbefaler.

Olie- og naturgas angives som rumfang eller som energiindhold. Da gassen og i nogen grad også olien er sammentrykkelig, varierer rumfanget af en bestemt mængde med tryk og temperatur. Rumfangsangivelser er derfor kun entydige, hvis tryk og temperatur oplyses.

Dertil kommer, at sammensætningerne og dermed brændværdien pr. rumfangsenhed af råolie og naturgas varierer fra felt til felt. Sammensætningen af den danske råolie varierer lidt over tiden, og derfor er omregningsfaktorerne til t og GJ tidsafhængige. I nedenstående tabel er gennemsnittet for 1996 angivet. For olien er angivet den nedre brændværdi, og for gassen er angivet den øvre brændværdi.

SI prefixerne k (kilo), M (mega), G (giga), T (tera) og P (peta) står for henholdsvis 10^3 , 10^6 , 10^9 , 10^{12} og 10^{15} .

I *oil field units* benyttes et lidt specielt prefix: M (romertal 1000). Én million *stock tank barrels* skrives 1 MMstb og én milliard *standard cubic feet* skrives 1 MMMscf eller 1 Bscf (amerikansk *billion*).

I visse sammenhænge benytter man enheden t.o.e. (=ton olieækvivalent). Den er internationalt defineret ved: 1 t.o.e = 10 Gcal.

	Fra	Til	Gang med	Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder er:			
Råolie	m ³ (st)	stb	6,292955*	Råolie	m ³ (st)	Temp.	Tryk
	m ³ (st)	GJ	36,3				
	m ³ (st)	t	0,851 ⁱ	stb	60°F	14,73 psia ⁱⁱ	
	t	GJ	42,62 ⁱ				
Naturgas	Nm ³	scf	37,2396	Naturgas	m ³ (st)	15°C	101,325 kPa
	Nm ³	GJ	0,0393				
	Nm ³	kmol	0,0446158				
	m ³ (st)	scf	35,3014				
	m ³ (st)	GJ	0,0373				
	m ³ (st)	kmol	0,0422932				
Rummål	m ³	bbl	6,28981				
	m ³	ft ³	35,1467				
	gallon	in ³	231*				
	bbl	gallon	42*				
Energi	t.o.e.	GJ	41,868*				
	GJ	Btu	947817				

*) Eksakt værdi

i) 1996 værdi

ii) Trykket 14,73 psia benyttes blandt andet i Danmark og i enkelte stater i og offshore USA.

1. Nye muligheder for efterforskning	5	Bilag	
5. runde.....	5	A Rettighedshavere i Danmark	47
Åben dør procedure.....	5	B Efterforsknings- og vurderingsboringer	49
2. Efterforskning	7	C Forundersøgelser	50
Forundersøgelser	7	D Nye felter under udbygning.....	51
Boreaktiviteter	8	E Olie- og gasproduktion 1972-1996 samt gas- og vandinjektion.....	53
Nye DUC arbejdsprogrammer	9	F Felter i produktion	55
Forlængelser af tilladelser	9	G1 Forsyningsdata 1975-1996.....	63
Overdragelser af andele.....	10	G2 Økonomiske nøgletal	64
Tilbageleverede arealer	10	H EFP-97 projektstøtte	65
Frigivelse af boreoplysninger.....	10	I Organisation	66
3. Nye felter under udbygning	11		
Harald	11		
Siri	11		
Syd Arne	12		
4. Produktion	13		
Fortsat stigende produktion.....	13		
Generelt om udviklingen i 1996	14		
Succes med injektion af vand	14		
Stigende producerede vandmængder.....	15		
Produktionsboringer	16		
De producerende felter.....	16		
Dan Centret.....	18		
Gorm Centret.....	19		
Tyra Centret.....	20		
Naturgaslagre.....	22		
5. Reserver	23		
Reserveopgørelse.....	23		
Produktionsprognoser.....	26		
Metode og definitioner.....	27		
6. Økonomi	29		
Råolieprisen og dollarkursen i 1996	29		
Økonomiske forudsætninger	29		
Værdien af olie- og gasproduktionen	29		
Danmarks energibalance	30		
Olie- og gasproduktionens betydning for dansk økonomi	31		
Rettighedshavernes økonomiske forhold.....	33		
7. Sikkerhed og sundhed	37		
Udbygningen af de faste havanlæg.....	37		
Planlagte faste havanlæg.....	37		
Nye transitørledninger for gas	38		
Energistyrelsens driftstilsyn	38		
Love og bekendtgørelser	38		
Anmeldelse af arbejdsskader	39		
Internationalt samarbejde	40		
8. Miljø	41		
CO ₂ -udledningen fra danske offshoreanlæg.....	41		
Vurdering af Virkningen på Miljøet (VVM)	44		
9. Forskning	45		
Energiforskningsprogram 1997 (EFP 97).....	45		
Internationalt forskningssamarbejde	45		



1. Nye muligheder for efterforskning

Hovedformålet med den fremtidige efterforskning af olie og gas er at påvise så meget som muligt af den olie og gas, der findes i den danske undergrund. Derved muliggøres en forlængelse af den periode, hvor Danmark er helt eller delvist selvforsynende med olie- og naturgas. Samtidig sikres en forlænget anvendelse af de eksisterende anlæg og rørledninger.

Der synes at være gode muligheder for at realisere målsætningen, idet interessen for den 4. udbudsrunde i Danmark var større end forventet. Denne interesse for fortsat efterforskning i den danske del af Nordsøen er yderligere blevet forstærket med Statoil-gruppens oliefund med Siri-1 boringen i december 1995. Generelt må der derfor siges at være gode udsigter for, at der i mange år fremover vil kunne skabes interesse hos selskaberne for at efterforske i Danmark.

For Central Graven og tilgrænsende områder vil Energistyrelsen derfor søge at opretholde efterforskningsaktiviteten på det nuværende niveau, idet de senere års erfaringer kunne tyde på, at nogle fundmuligheder består af små felter, der kun vil være rentable, såfremt de kan udnyttes i forbindelse med de eksisterende behandlingsanlæg og rørledninger. Området må på grundlag af de foreliggende oplysninger antages fortsat at rumme et så attraktivt potentiale, at der må forventes konkurrence om nye koncessioner. For dette område vil runde-systemet derfor blive opretholdt.

Hvad angår det øvrige Danmark, *Øst Danmark*, blev der i 1.-3. runde i 1984-90 gjort forsøg på at skabe større aktivitet i disse områder gennem den såkaldte *koblingsprocedure*, hvor det som led i udvælgelsen af ansøgere blev tilkendegivet, at ansøgninger, der også indeholdt tilbud om efterforskning i de mindre attraktive områder i Øst Danmark, ville blive prioriteret.

Der blev på baggrund heraf givet en række koncessioner og udført en del aktivitet blandt andet med en række boringer på land, som dog ikke medførte givtige resultater. Siden har interessen blandt selskaberne for disse områder været begrænset.

Der er et potentiale for efterforskning i disse områder, og interessen herfor vil blive afprøvet ved at lette selskabernes adgang til at søge koncessioner ved anvendelse af en såkaldt *åben dør procedure*. På denne måde kan tildeling ske på en mere fleksibel måde i takt med den interesse, der vises for bestemte områder, uden at afvente en runde, der afholdes med års mellemrum.

5. runde

De arbejdsprogrammer, der blev fastsat i tilladelserne for 4. runde, vil sikre opretholdelsen af en stabil efterforskningsaktivitet i det næste års tid. Samtlige faste arbejdsforpligtelser kan forventes at være opfyldt ved udgangen af 1997. Statoil-gruppens oliefund med Siri-1 boringen har som nævnt forstærket interessen for de områder, der grænser op til Centralgravsområdet. Mulighederne for at kunne udbyde en ny runde i disse områder er derfor gode, og en 5. udbudsrunde forventes derfor åbnet medio 1997.

Åben dør procedure

Inden iværksættelsen af 5. runde er der etableret en åben dør procedure for resten af det danske område. Ved ændringen af Undergrundsloven i 1995 blev der givet mulighed for anvendelse af denne procedure, der vil være velegnet for de områder, hvor efterforskningsinteressen er så begrænset, at der ikke kan forventes at komme mange ansøgninger eller opstå konkurrence mellem selskaber. Proceduren kan også være velegnet til at motivere mindre selskaber med nye ideer til at søge om tilladelser og afsætte ressourcer til undersøgelser af det danske område uden at skulle frygte konkurrence fra de mere "etablerede" selskaber. Proceduren giver mulighed for på en mere fleksibel måde at tildele koncessioner uden afholdelse af en egentlig udbudsrunde. Åben dør proceduren indebærer, at Energistyrelsen bekendtgør, at der i nærmere angivne områder vil være mulighed for løbende at meddele tilladelser, når selskaberne viser interesse for et område.

Proceduren vil blive anvendt for hele området Øst for 6° 15' østlig længde, jf. figur 1.1 på næste side.

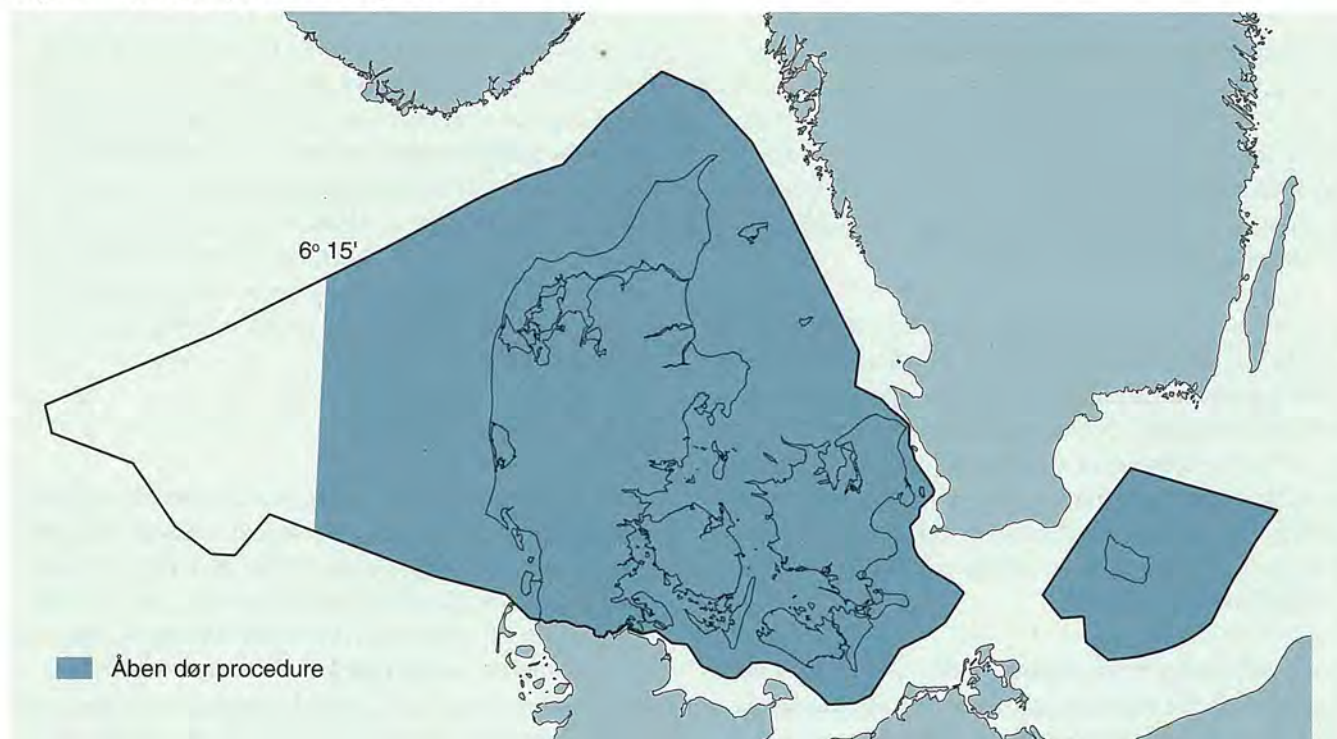
Tidsplan og vilkår for åben dør

Ansøgninger vil blive behandlet og tilladelser meddelt i den rækkefølge ansøgninger modtages. Ansøgninger vil kunne indgives i år indtil 30. september og derefter hvert år i perioden 2. januar - 30. september. Proceduren kan indstilles med tre måneders varsel og giver dermed Energistyrelsen mulighed for mellem to ansøgningsperioder at overveje, om åbningen skal indstilles eller justeres med henblik på at udtage nogle af områderne til en ny runde eller ændre vilkårene for proceduren.

Øst Danmark, som ikke blev udbudt i 4. runde, vil dermed være åbent for ansøgninger. Vilklårene fra 4. runde vil blive anvendt. Det indebærer blandt andet, at det statsejede selskab DOPAS selv betaler for sin forholdsmæssige andel på 20% i tilladelsen og således ikke bæres af de øvrige deltagere.

Nye muligheder for efterforskning

Fig. 1.1 Området for åben dør procedure.



Undergrundslovens krav til ansøgeres sagkundskab og økonomiske baggrund anvendes i øvrigt uændret, ligesom der stilles krav om gennemførelse af et arbejdsprogram som betingelse for at kunne opnå en koncession. Kravene til arbejdsprogrammets omfang vil dog næppe kunne opretholdes på det hidtidige niveau på grund af efterforskningsrisikoen i disse områder.

Størrelsen af områder og varigheden af en tilladelse vil afhænge af det arbejdsprogram, der tilbydes for de pågældende arealer. Hensigten hermed er at undgå, at store arealer henligger som koncessionsbelagte i længere tid, uden at der efterforskes aktivt i området.

Arbejdsprogrammer i tilladelserne vil blive opbygget således, at tilladelserne meddeles for en seks års periode. Den tvungne del af arbejdet skal herefter udføres inden for to år. Forudsætningerne for at beholde området ud over to år vil derefter være, at selskaberne udfører yderligere seismiske undersøgelser, der sikrer, at en borelokalitet kan udpeges. Derefter er forudsætningen for at beholde området ud over fire år, at selskaberne påtager sig en boreforpligtelse.

I de arealer, der åbnes for ansøgninger, indgår også områder, hvortil der er knyttet særlige interesser såsom miljø, fredning, vildtforvaltning, råstofindvinding, fiskeri og søfart.

Såfremt der indkommer ansøgninger, der berører sådanne områder, vil koncessioner kun blive givet på vilkår, der sikrer varetagelsen af disse hensyn. Dette kan eventuelt forhindre, at der kan gives koncession i særligt følsomme områder.

2. Efterforskning

Efterforskningen på dansk område har i 1996 været præget af stor seismisk aktivitet. Dels som følge af forpligtelserne i 4. runde tilladelserne og dels som følge af den fornyede interesse, der er fulgt i kølvandet på Statoil-gruppens Siri fund i december 1995. Omfanget af seismiske 3D undersøgelser nåede således i 1996 det højeste niveau nogensinde på dansk område.

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

Forundersøgelser

Placeringen af de seismiske undersøgelser, som blev gennemført i 1996, viser klart, at Statoil-gruppens Siri fund fra slutningen af 1995 har givet anledning til forny-

et interesse, specielt for områderne umiddelbart øst for Central Graven, jf. figur 2.1.

I det åbne område lige vest for Siri fundet er der foretaget en 3D seismisk undersøgelse. Her påviste Dansk Undergrunds Consortium's (DUC) Elna-1 boring i 1985 gas og kondensat i Palæocæn sandsten.

I den øvrige del af de åbne områder øst for Central Graven er der i 1996 indsamlet et omfattende net af 2D seismiske linier. De nye linier udgør et væsentligt supplement til de eksisterende data, idet store dele af området kun i begrænset omfang har været undersøgt tidligere.

De nævnte undersøgelser er foretaget enten af seismikselskaber alene eller i samarbejde med olieselskaber, og de indsamlede data videresælges til interesserede olieselskaber.

Fig. 2.1 Seismiske undersøgelser i 1996



Herudover er der indsamlet både 2D og 3D seismik i forbindelse med efterforsknings- og vurderingsaktiviteter inden for de eksisterende tilladelser. I den vestligste del af Central Graven har Amerada Hess- og Phillips-grupperne afsluttet en 3D undersøgelse, som blev påbegyndt i 1995. Endvidere har Dansk Operatørselskab, Danop, stået for gennemførelsen af anden fase af et større 3D program i Central Graven. Programmets første fase blev indsamlet i 1995. Statoil-gruppen har på baggrund af Siri fundet gennemført en større 3D undersøgelse i samarbejde med seismikfirmaet Geco-Prakla.

Endelig har Norges Geologiske Undersøgelse stået for en norsk/dansk aeromagnetisk undersøgelse i Skagerrak og den nordøstlige del af Nordsøen.

Samlet har forundersøgelseraktiviteterne i 1996 nået et rekordniveau, når det gælder 3D seismik, og omfanget af 2D seismik har været det højeste siden 1986, jf. figur 2.2.

Bilag C indeholder en oversigt over de enkelte forundersøgelserprogrammer.

Ud over de nye seismiske undersøgelser er der ved såkaldt reprocessering foretaget en omfattende genbearbejdning og modernisering af tidligere indsamlede seismiske data. Disse reprocesseringer omfatter både data fra Central Graven og områderne øst herfor.

Fig. 2.2 Årlig seismik

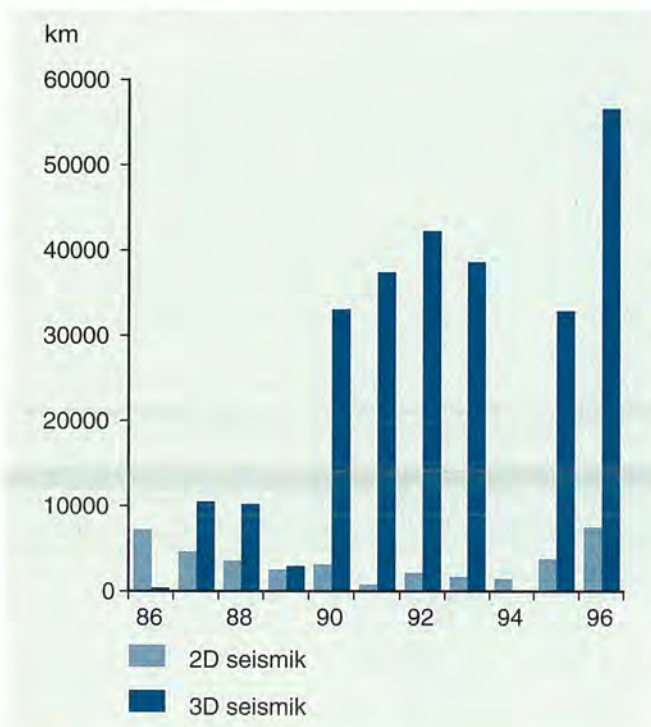
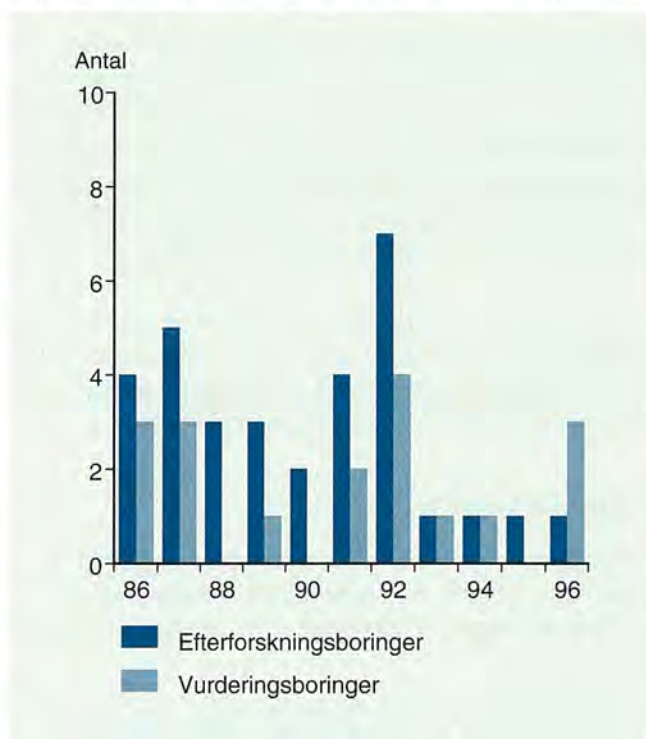


Fig. 2.3 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Boreaktiviteter

Der blev i 1996 udført tre vurderingsboringer og én efterforskningsboring, jf. figur 2.3.

Rigs-2 (5604/29-5)

Amerada Hess-gruppen i tilladelse 7/89 udførte Rigs-2 boringen som led i de videre undersøgelser af Syd Arne forekomsten, der nu planlægges udbygget. Boringen, der blev udført på strukturens nordøstlige flanke, viste gode reservoirgenskaber både ved en vertikal gennemboring af kalkreservoiret og i to efterfølgende afbøjede hulsektioner længere ude på flanken. Ved en prøveproduktion blev der produceret olie med en rate på ca. 850 m³/dag. Raten var begrænset af tekniske årsager. Den er således ikke udtryk for boringens maksimale kapacitet. Syd Arne feltet er nærmere omtalt i afsnittet *Nye felter under udbygning*.

Siri-2 (5604/20-2)

Siri-2 vurderingsboringen blev udført i den vestlige del af Siri strukturen for at afgrænse den olieforekomst, som blev fundet af Statoil-gruppen i slutningen af 1995 inden for tilladelse 6/95. Forud for boringen var der foretaget en omfattende 3D seismisk undersøgelse af området. Statoil-gruppen har på denne baggrund afsluttet vurderingen af Siri, erklæret forekomsten kommerciel og fremlagt planer for en feltudbygning. Siri omtales nærmere i afsnittet *Nye felter under udbygning*.

MFB-2E (5505/17-12)

For nærmere at undersøge udstrækningen af Dan olieforekomstens vestflanke har Mærsk Olie og Gas AS med MFB-2E boringen sat *Nordsø-rekord* med hensyn til horisontal boring. MFB-2E, der også indgår som produktionsboring i videreudbygningen af Dan feltet, blev således forlænget ud til ca. 3,5 km for at afgrænse den olieførende højporøse kalk. Ved starten af 1997 påbegyndte Mærsk en yderligere afgrænsningsboring på feltets vestflanke.

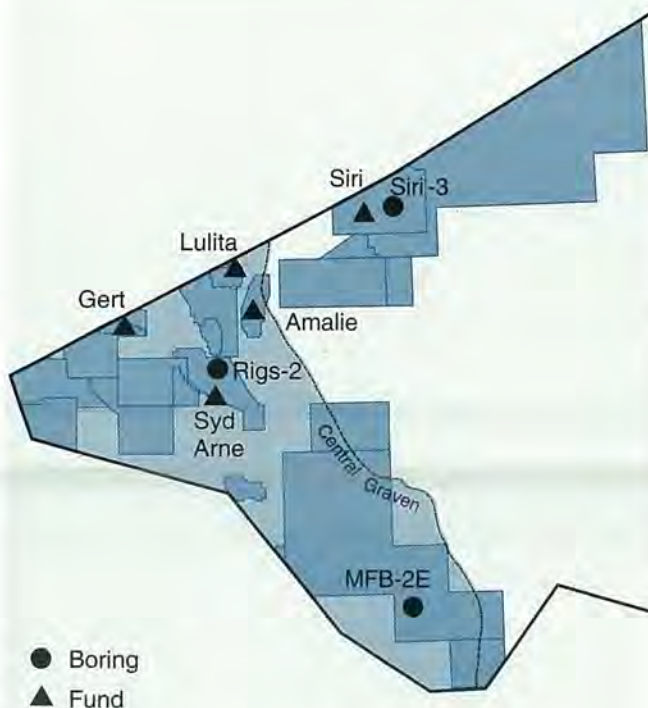
Siri-3 (5605/13-1)

Siri-3 boringen, der ligger ca. 8 km øst for Siri fundet, er den anden efterforskningsboring inden for Statoil-gruppens tilladelse 6/95. I boringen blev der, ligesom i de tidligere Siri boringer, påvist olie i sandsten af Tertiær alder. For at skaffe yderligere oplysninger om fundet blev der boret en afbøjet hulsektion, og der blev herfra produceret olie med pæne rater. Statoil-gruppen vil nu foretage en nærmere vurdering af oliefundet for at undersøge, om der er grundlag for en kommerciel udnyttelse.

Nye DUC arbejdsprogrammer

Ifølge statens aftale fra 1981 med A.P. Møller skal der hvert tredje år fastlægges seksårige arbejdsprogrammer

Fig. 2.4 Omtalte boringer og fund



for hver af de ni blokke i Det sammenhængende Område. Mærsk Olie og Gas AS, som er operatør for DUC-gruppen, har nu fremsendt forslag til arbejdsprogrammer for perioden 1997-2002. Allerede fra år 2000 skal der imidlertid indledes en gradvis tilbagelevering af det næsten 2000 km² store område. Først tilbageleveres 25% og i år 2005 tilbageleveres yderligere 25%. Tilladelsen, den såkaldte Eneretsbevilling, blev givet til A.P. Møller i 1962 for en 50-årig periode.

Forlængelser af tilladelser

Statoil-gruppen erklærede i slutningen af 1994 Lulita fundet kommercielt. Med henblik på en senere udnyttelse af forekomsten har gruppen den 8. marts 1996 fået en 30-årig produktionstilladelse, og der er samtidig foretaget en afgrænsning af forekomsten. Afgrænsningen omfatter dele af Statoil-gruppens to tilladelser 7/86 og 1/90.

Energistyrelsen har den 14. august 1996 ligeledes meddelt en 30-årig forlængelse af Statoil-gruppens tilladelse til Amalie forekomsten, der blev påvist i 1991 inden for tilladelse 7/86. Gasforekomsten blev erklæret kommerciel af Statoil-gruppen i 1996. I forbindelse med forlængelsen er der foretaget en afgrænsning af denne forekomst.

Bortset fra de nævnte feltafgrænsninger er tilladelsen til de resterende dele af 7/86 og 1/90 områderne nu ophørt.

Til Amerada Hess-gruppens Syd Arne forekomst er der den 17. februar 1997 givet 30-årig produktionstilladelse. Der var forinden sket en mindre udvidelse af 7/89 tilladelsesområdet, dels for at inkludere en del af Syd Arne olieforekomsten, som strakte sig ud over det oprindelige område, og dels for at give rettighedshaveren mulighed for en hensigtsmæssig efterforskning af den dybereliggende Nora struktur på Mellem Jura niveau. Den 30-årige forlængelse gælder selve Syd Arne forekomsten, som i denne forbindelse er blevet afgrænset.

Efterforskningsperioden for Mærsk-gruppens tilladelse 3/90 er blevet forlænget med to år for at give rettighedshaveren mulighed for at fortsætte vurderingen af licensområdet, som grænser op til Gert feltet.

Til Statoil-gruppens tilladelse 2/90 er der ligeledes givet en toårig forlængelse. Samtidig er der sket en justering af tilladelsesperioden for licens 3/95, således at perioderne er koordineret i de to tilladelser, som efterforskes under ét.

Overdragelser af andele

Total Marine Danmark har med virkning fra 1. januar 1996 trukket sig ud af de tre Statoil tilladelser 7/86, 1/90 og 2/90. Denerco Oil A/S og LD Energi A/S har i denne forbindelse øget deres andele i disse tilladelser. Samtidig har Amerada Hess Energi A/S øget selskabets andel i tilladelse 2/90 og i den del af tilladelse 7/86, som vedrører Amalie fundet.

I tilladelse 3/95 har Amerada Hess Energi A/S overtaget en andel på godt 6%, idet Statoil Efterforskning og Produktion A/S har reduceret sin andel tilsvarende. Overdragelsen har virkning fra 15. maj 1995, hvor tilladelsen blev meddelt.

Rettighedshaverne i tilladelse 2/95 og 8/89 har endvidere justeret deres andele, således at den procentvise sammensætning af konsortierne nu er identisk i de to Amerada Hess-grupper. Der skete i forvejen en koordineret efterforskning af de to områder, som grænser op til hinanden.

Tilbageleverede arealer

Som nævnt ovenfor er tilladelsen til dele af 1/90 og 7/86 licensområderne ophørt.

Frigivelse af boreoplysninger

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

I 1996 er data fra nedennævnte efterforskningsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Amalie-1	5604/26-2	Statoil
E-5	5504/12-4	Mærsk
Skjold Flanke-1	5504/16-6	Mærsk
Baron-1	5604/30-2	Norsk Hydro
TWC-3P	5504/11-3	Mærsk

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

3. Nye felter under udbygning

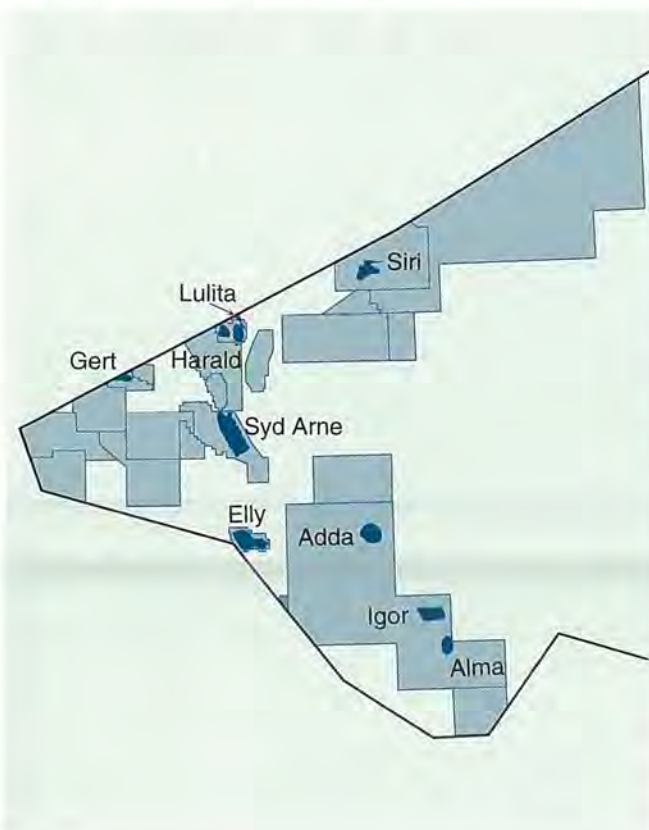
Hidtil har Dansk Undergrunds Consortium (DUC) været den eneste producent af olie og gas fra den danske del af Nordsøen. Dette forhold ser nu ud til at blive ændret, idet to andre licensgrupper har gjort fund, som forventes udbygget inden for nær fremtid. Det drejer sig om Statoil-gruppens Siri felt og Amerada Hess-gruppens Syd Arne felt.

Mærsk Olie og Gas AS forbereder også udbygning og igangsætning af en række nye felter inden for de nærmeste år. I første række drejer det sig om gasfeltet Harald, hvor produktionen ventes igangsat i første halvdel af 1997.

Endvidere forventes Mærsk Olie og Gas AS på vegne af DUC (Eneretsbevillingen) og Statoil-gruppen (licenserne 7/86 og 1/90) at fremsende en udbygningsplan for Lulita feltet i foråret 1997. Produktionsstart forventes i slutningen af 1997.

I bilag D findes en samlet oversigt med nøgletal for de felter, hvor der foreligger udbygningsplaner. Ud over de nævnte felter drejer det sig om felterne Igor og Adda, hvor udbygning blev godkendt i 1990. Udbygning af felterne Elly og Alma blev godkendt i begyndelsen af 1995. Der er endnu ikke truffet nogen afgørelse med

Fig. 3.1 Kommende udbygninger



hensyn til Gert feltet, for hvilket der i 1991 blev fremsendt en udbygningsplan. Der pågår fortsat forhandlinger mellem rettighedshaverne på dansk og norsk side af grænsen med henblik på samordning af Gert/Mjølner feltet.

Nedenfor følger en beskrivelse af de nærmest forestående udbygninger: Harald, Siri og Syd Arne.

Figur 3.1 viser beliggenheden af de kommende feltudbygninger. For felternes beliggenhed i forhold til eksisterende felter henvises til figur 4.1 i efterfølgende afsnit.

Harald

Harald feltet består af to gasforekomster beliggende 80 km nord for Tyra feltet, umiddelbart syd for den dansk-norske sektorgrænse. Harald feltet omfatter forekomsterne Lulu påvist i 1980, og Vest Lulu påvist i 1983. Lulu reservoiret består af kalksten af Danien og Maastrichtien alder, mens reservoiret i Vest Lulu består af sandsten af Mellem Jura alder. Harald feltet vil således blive det første felt på dansk område med produktion fra sandsten.

I marts 1996 godkendtes en revision af udbygningskonceptet for Harald feltet. Revisionen indebærer, at begge gasforekomster udnyttes fra ét enkelt platformskompleks bestående af to platforme, der placeres på Harald Øst. Denne placering af platformene er begrundet i, at Lulita feltet dermed vil kunne blive produceret via Harald feltets installationer.

De to platforme på Harald feltet er blevet installeret i løbet af 1996. Produktionen vil indledningsvis foregå fra tre brønde på Vest Lulu forekomsten og to brønde på Lulu forekomsten. Borearbejdet på Vest Lulu blev påbegyndt i marts 1996, mens borearbejdet på Lulu blev indledt i slutningen af 1996. Den første naturgas fra Harald feltet ventes leveret i første halvdel af 1997.

Gasproduktionen fra Harald feltet vil blive sendt gennem en gasledning (ejet af Dansk Naturgas A/S) via Tyra Øst til land, mens kondensatproduktionen vil blive ført gennem en olie- og kondensatrørledning til Tyra Øst for behandling og videre transport til land. Denne rørledning vil ligeledes føre produktionen fra Svend feltet til Tyra.

Siri

Siri feltet er en olieforekomst i sandsten af Tertiær alder. Siri feltet er placeret ca. 25 km øst for Central Graven, hvor alle hidtidige kommercielle olie- og gasforekom-

ster er konstateret. Statoil Efterforskning og Produktion A/S er operatør for feltet med Danop som medoperatør.

Siri fundet blev påvist i 1995 inden for tilladelse 6/95. Feltet blev erklæret kommercielt i marts 1997 samtidig med indgivelsen af en udbygningsansøgning til Energi-styrelsen.

Siri forekomsten er forholdsvis gasfattig. Den gas, der vil blive produceret, planlægges reinjiceret eller anvendt til drift af platformen.

Det udbygningskoncept, der er sendt til godkendelse, baserer sig på en jack-up platform med integrerede bolig-, produktions- og støttefaciliteter. Platformen vil blive installeret på en olielagertank på havbunden. Olien planlægges transporteret via bøjelastning og tankskibs-transport. Ifølge planen vil feltet blive udbygget ved hjælp af seks vandrette oliebrønde og tre kombinerede vand/gasinjektorer. Ifølge udbygningsplanen forventes produktionsstart i oktober 1998.

Syd Arne

Syd Arne feltet er en olieforekomst med forholdsvis højt gasindhold, som findes i kalksten af Danien og Maastrichtien alder. Feltet er beliggende i den nordlige del af den danske del af Central Graven, ca. 250 km vest for den jyske vestkyst og ca. 15 km syd for Svend feltet. Amerada Hess er operatør for feltet med Danop som medoperatør.

Syd Arne fundet blev påvist i 1969, men blev først i 1996 under tilladelse 7/89 erklæret kommercielt. Amerada Hess-gruppen har i august 1996, suppleret med materiale fra februar 1997, indleveret en plan for udbygning og produktion af feltet.

Ifølge det ansøgte forventes produktionen fra feltet påbegyndt i sommeren 1999. Udbygningen vil foregå i tre faser. Fase I omfatter op til 12 vandrette produktionsbrønde, hvoraf de fem vil være forhåndsborede. Indvindingen vil i fase I foregå ved hjælp af trykaflastning. Der overvejes injektion af vand i feltet i fase II. Fase III er baseret på en eventuel yderligere udbygning af feltet med boring af flere brønde på feltet og produktion fra strukturer og formationer, som ikke er omfattet af fase I.

Med de nuværende planer tænkes feltet udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform, hvor der er afsat den fornødne plads til evt. senere installation af vandinjektionsudstyr. Der planlægges endvidere installeret en lagertank for den producerede olie, idet det ansøgte projekt forudsætter bøjelastning.

4. Produktion

Den danske kulbrinteproduktion kom i 1996 fra 11 felter: Oliefelterne Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Kraka, Dagmar, Regnar, Valdemar og Svend samt gasfelterne Tyra og Roar. Bortset fra Svend feltet er alle felterne beliggende i den sydlige del af Central Graven.

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

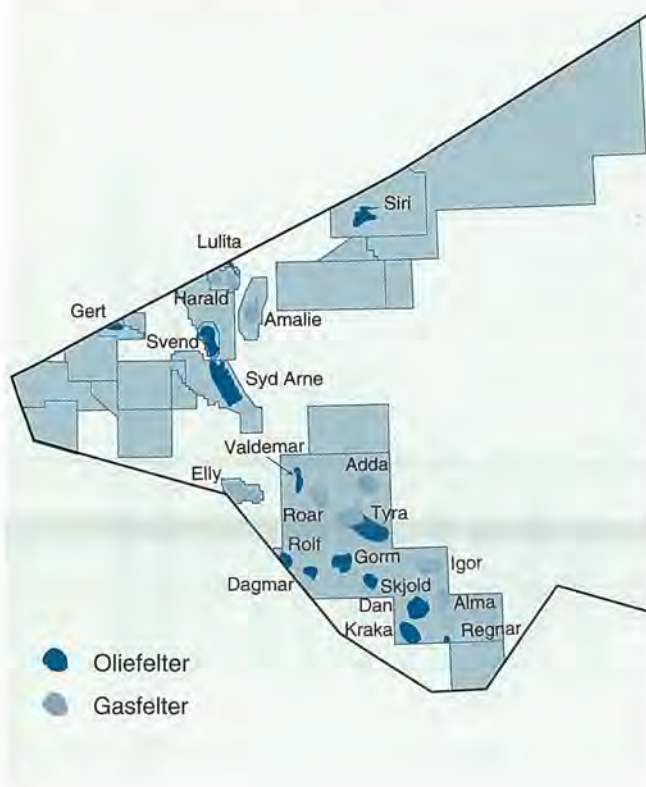
Figur 4.1 viser placeringen af de danske producerende felter. Endvidere vises felter, der er under udbygning, eller som vil blive udbygget, se i øvrigt afsnittet *Nye felter under udbygning*.

Fortsat stigende produktion

Den danske produktion af olie og gas var endnu engang større end tidligere år, og rækken af succeser med årligt stigende produktion kom således også til at omfatte 1996.

Den danske olieproduktion har været jævnt stigende de seneste 10 år, og det er værd at bemærke, at dette i høj grad skyldes øget produktion fra felterne Dan, Gorm og

Fig. 4.1 Danske felter i Nordsøen



Skjold. Olieproduktionen fra disse tre felter er i dag mere end dobbelt så stor som for 10 år siden, og produktionsforøgelsen for de omtalte felter tegner sig for hele 70% af den totale, øgede danske olieproduktion. Stigende produktion fra de samme felter over så mange år er usædvanligt – også i international sammenhæng.

Årsagen til den succesfulde danske udvikling i olieproduktionen er ikke mindst anvendelse af vandrette brønde samt injektion af vand i de tætte danske kalkfelter.

Baggrunden for den anførte stigende produktion af gas er optakten til den nye gasaftale mellem DUC og Dansk Naturgas A/S om årlige leverancer fra 1997 af op til 7,5 mia. Nm³ naturgas.

I 1996 udgjorde den samlede produktion af olie og kondensat 12,09 mio. m³ svarende til 10,29 mio. tons. Dette betyder, at produktionen af olie og kondensat i 1996 blev 12% højere end i 1995.

Bruttogasproduktionen udgjorde i 1996 7,5 mia. Nm³, hvoraf 1,25 mia. Nm³ blev pumpet tilbage i undergrunden på felterne Gorm og Tyra. Nettogasproduktionen udgjorde derved 6,25 mia. Nm³. 98% af den tilbageførte gas har haft til formål at øge indvindingen af flydende kulbrinter fra Tyra feltet. Nettogasproduktionen blev 21% højere i 1996 end i året før.

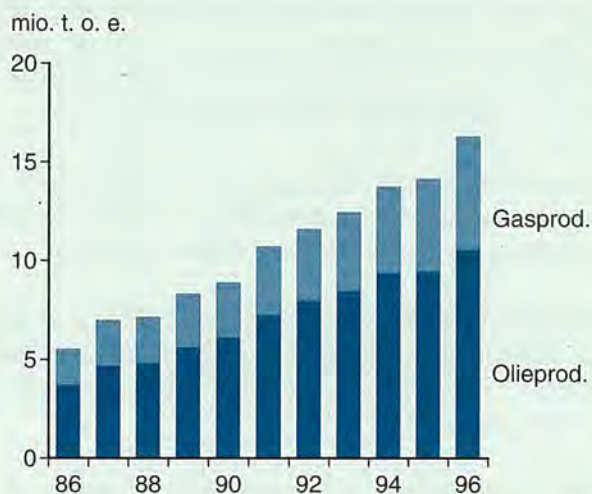
Af den samlede nettogasproduktion blev der indvundet henholdsvis 2,62 og 1,33 mia. Nm³ fra gasfelterne Tyra og Roar, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieindvindingen fra de øvrige felter.

Der blev leveret 5,71 mia. Nm³ (ca. 91% af nettogasproduktionen) som naturgas til Dansk Naturgas A/S. Af den resterende nettogas blev 0,37 mia. Nm³ (ca. 6%) anvendt til energiforsyning på platformene, mens en lidt mindre del 0,17 mia. Nm³ (ca. 3%) blev afbrændt uden nyttiggørelse. Afbrændingen sker hovedsageligt af sikkerhedsmæssige og tekniske grunde. Af den afbrændte mængde var 2 mio. Nm³ svovlbrinteholdig giftig gas fra Dagmar feltet.

Figur 4.2 viser udviklingen i den danske produktion af olie og gas for perioden 1986 til 1996. Gasproduktionen omfatter naturgas leveret til Dansk Naturgas A/S samt gas nyttiggjort til energiforsyning på platformene.

Yderligere oplysninger om olie- og gasproduktionen samt vand- og gasinjektionen i perioden fra 1972 til 1996 findes i bilag E.

Fig. 4.2 Produktion af olie og gas



Figur 4.3 viser udviklingen i naturgasleverancerne til Dansk Naturgas A/S i perioden 1986 til 1996 fordelt på gasfelterne Tyra og Roar samt samlet som associeret naturgas fra de øvrige danske olieletter.

Generelt om udviklingen i 1996

Aktiviteterne i 1996 var især præget af videreudbygning af olieproduktionen på Dan feltet og opstart på felterne Roar den 7. januar og Svend den 2. maj. Endvidere blev der etableret omfattende nyanlæg og foretaget ombygninger af eksisterende installationer med henblik på opfyldelse af DUC's naturgasaftale med Dansk Naturgas A/S.

Videreudbygningen af Dan feltet indebærer en betydelig udvidelse af produktionsanlæggene på centret. I august 1996 blev understellet til den nye Dan FF produktions- og behandlingsplatform installeret. Forøgelsen af indvindingen på Dan feltet er baseret på udførelse af nye produktionsbrønde og udbredelse af vandinjektion til hele feltet. På baggrund heraf blev der udført ni brønde på Dan feltet i løbet af 1996.

Aftalen om øgede gasleverancer har ført til udbygning af gasfelterne Roar og Harald samt etablering af den nødvendige infrastruktur til det såkaldte Nordlige Område ved anlæg af rørledninger til transport af produktionen herfra til Tyra feltet. Det har endvidere været nødvendigt at etablere nye kompressions- og modtagefaciliteter på Tyra Centret. Der er blevet installeret to platforme på Harald feltet i den nordligste del af den danske del af Central Graven. Den første naturgas forventes leveret fra Harald feltet i første halvdel af 1997.

For at effektivisere gasløftet og øge indvindingen på Gorm, Skjold og Rolf blev der i august 1996 installeret et ekstra dæk på Gorm F med udstyr til lavtryksskompression på Gorm Centret.

I juni 1995 blev en plan for en mindre udbygning på Valdemar feltet godkendt, og den første af to brønde blev udført i 1996.

Endelig modtog Energistyrelsen i oktober 1996 en plan for en videre udbygning af Kraka feltet.

Succes med injektion af vand

For flere af de danske olieletter har det vist sig, at injektion af vand fører til væsentlig bedre indvinding af olie. Totalt set blev der i 1996 injiceret 22 mio. m³ vand i felterne Dan, Gorm og Skjold. Dette er en stigning på ca. 41% i forhold til 1995. Vandinjektionen er navnlig steget på Dan og Gorm i 1996.

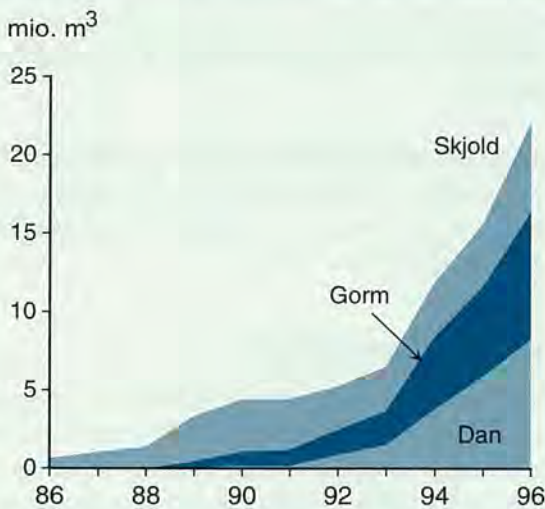
De bedste indvindingsforhold for olie opnås, hvis reservoirtrykket under produktionen stabiliseres over oliens boblepunkt. Dette sker, når naturligt indstrømmende vand fra vandzonen balancerer de reservoirmængder, der fjernes ved produktion af olie, gas og vand, uden reservoirtrykket falder under boblepunktet. I andre situationer er det nødvendigt at injicere vand for at stabilisere reservoirtrykket på det ønskede niveau.

Fig. 4.3 Leverancer af naturgas opdelt på felter



*Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Kraka, Regnar, Valdemar og Svend

Fig. 4.4 Injiceret vand i danske felter



For felterne Rolf og Regnar er der indtil nu sket en tilstrækkelig, naturlig indstrømning af vand fra vandzonen til at opnå den ønskede stabilisering af reservoirtrykket. På felterne Dan, Gorm og Skjold er der injiceret vand for ligeledes at opnå denne reservoirmæssige tilstand. For felterne Dagmar, Kraka, Valdemar og Svend er det usikkert, om olieindvindingen vil blive øget ved vandinjektion.

Vandinjektion indledtes i mindre omfang på Skjold i 1986, og på Dan og Gorm i 1989. De injicerede vandmængder har især siden 1993 været stærkt stigende. Mængderne af injiceret vand er for perioden 1986 til 1996 illustreret på figur 4.4.

Planerne for den fremtidige drift af Dan, Gorm og Skjold felterne er billedligt talt at drukne reservoirerne i vand og derved fortrænge olien ud af reservoiret. Bruttomængden af injiceret vand forventes inden for de næste par år at stige til 35 mio. m³ om året, hvilket er en stigning på ca. 60% i forhold til niveauet i 1996.

På baggrund af succesen med vandinjektion er forventningerne til indvinding af olie øget betydeligt de seneste år. Det skønnes nu, at indvindingsgraden på felterne Dan, Gorm og Skjold vil øges med mindst 20 procentpoint ved injektion af vand i reservoirerne.

Stigende producerede vandmængder

I 1996 blev der produceret 9,9 mio. m³ vand fra de danske felter, og der blev således produceret næsten lige så meget vand som olie. Indtil 1991 var vandproduktionen moderat og udgjorde kun op til 1,5 mio. m³. Imidlertid er vandproduktionen steget med 8,4 mio. m³ inden for

de seneste år og er altså mere end femdoblet i denne periode. Figur 4.5 viser udviklingen i vandproduktionen for de danske felter i Nordsøen fordelt på de enkelte behandlingscentre, mens figur 4.6 viser vandandelens størrelse i forhold til den samlede væskeproduktion. Vandandelen af den samlede væskeproduktion udgjorde i 1996 ca. 45%.

Der kan peges på flere årsager til den stigende vandproduktion. Generelt må der i et felts produktionsforløb forventes en stigende vandproduktion. Der befinder sig både olie og vand i kalkreservoirerne, hvorfra der produceres. Oftest strømmer olien meget lettere i reservoiret hen mod produktionsbrøndene. Derfor vil der ofte de første år kun ske produktion af olie, mens intet eller kun lidt vand medfølger. Eftersom mere og mere af olien produceres, begynder vandet også at strømme med olien. Der observeres på dette tidspunkt i produktionsstrømmen på overfladen et voksende indhold af vand.

Oliereservoirerne er desuden som oftest omgivet af vandfyldte formationer, såkaldte vandzoner, og med tiden vil der også ske en naturlig tilstrømning af vand herfra til produktionsbrøndene.

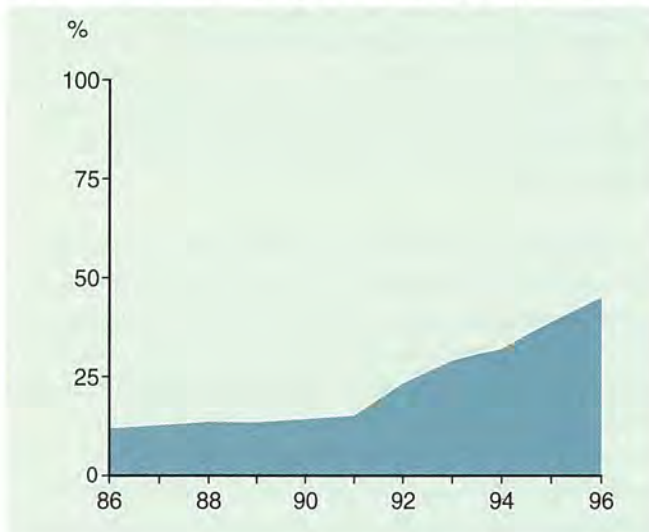
En konsekvens af vandinjektionen er en efterfølgende stigende vandproduktion, idet det injicerede vand vil bryde igennem til produktionsbrøndene.

Indtil 1990'erne har vandandelen kun andraget op til 15% af den samlede væskeproduktion. Injektion af vand blev påbegyndt i Skjold i 1986 og i Dan og Gorm i 1989, og de producerede mængder vand er steget markant i løbet af 1990'erne. For Dan, Gorm og Skjold er vandandelene i 1996 steget til henholdsvis ca. 30, 40 og 60%.

Fig. 4.5 Udviklingen i vandproduktion fordelt på behandlingscentre



Fig. 4.6 Vandandelen af den samlede væskeproduktion



Skjold feltet er således et af de felter, hvor der produceres mere vand end olie.

Perspektiverne for fremtiden vil være, at vandandelen af den samlede væskeproduktion for felterne fortsat vil stige for til slut at andrage op mod 100%. Således udgør vandandelene for Regnar og Dagmar felternes produktion allerede i dag de højeste andele på dansk område med henholdsvis 88 og 96%. Olieproduktionen fra Regnar og Dagmar udgør dog kun mindre end 1% af den samlede produktion, mens vandproduktionen udgør næsten 10% af den samlede vandproduktion.

Det producerede vand gennemgår en grundig rensningsproces, før det udledes til havet. Med henblik på yderligere at begrænse miljøbelastningen gennemføres for tiden forsøg med at injicere det producerede vand.

Udfordringen for fremtiden vil være at udskyde produktionen af vand længst muligt. Et mål for felternes drift vil være at fordele det injicerede vand bedre og fortrænge olien fra alle dele af reservoiret.

Produktionsboringer

I 1996 udførtes 18 nye vandrette eller stærkt afbøjede produktions- og injektionsbrønde i forbindelse med udbygningen af de danske felter i Nordsøen. Ni af de udførte brønde var genboringer af eksisterende brønde. Antallet af udførte brønde var lidt højere end året før, hvor der blev færdiggjort 16 brønde. Det var især udbygningen af Dan feltet, der medførte boring af mange nye brønde. Det samlede antal af nye brønde forventes at blive lidt større i 1997 end i 1996.

Det samlede antal brønde i drift på dansk område var ved årsskiftet 1996/1997 bragt op på 217. Antallet af vandrette brønde i drift blev i løbet af 1996 bragt op på 106, hvoraf 83 er produktionsbrønde og 23 vandinjektionsbrønde.

De 18 nye produktionsbrønde, som blev boret i 1996, fordeler sig med ni på Dan feltet, tre på Harald (under udførelse), to på Svend og én brønd på hvert af felterne Skjold, Valdemar, Tyra og Roar.

De producerende felter

De producerende danske olie- og gasfelter er grupperet omkring de tre produktionscentre Dan, Gorm og Tyra. I nedenstående præsentation af de danske olie- og gasfelter er der taget udgangspunkt i denne feltgruppering, og der fokuseres ved fremstillingen primært på udviklingen i 1996.

Figur 4.7 viser et oversigtskort med beliggenheden af de tre centre. De eksisterende og planlagte produktionsanlæg for de tre centre er vist i figur 4.8.

I bilag F findes en oversigt med supplerende information om de producerende felter, ligesom de vigtigste nøgletal er anført.

Fig. 4.7 Danske olie- og gasfelter

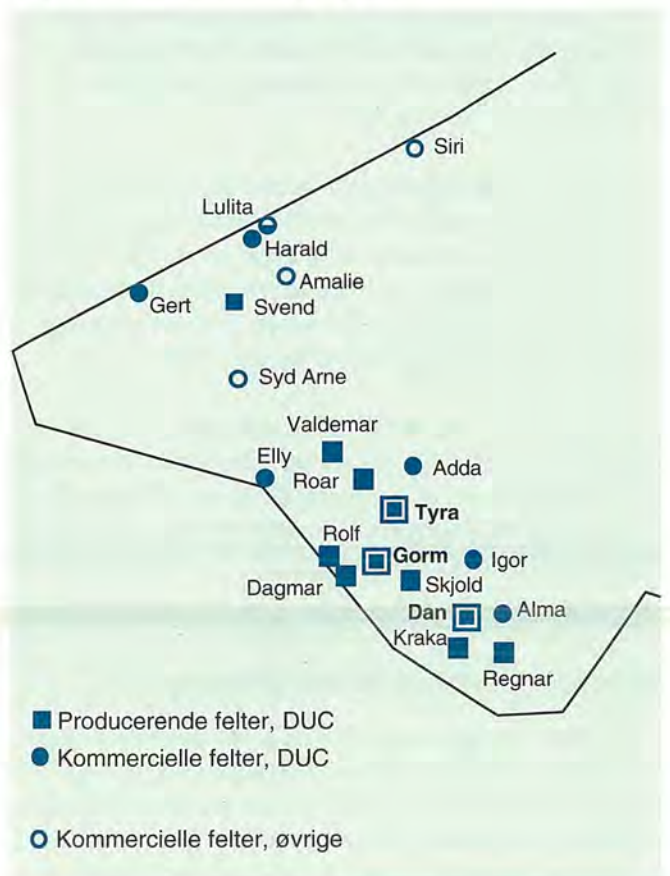
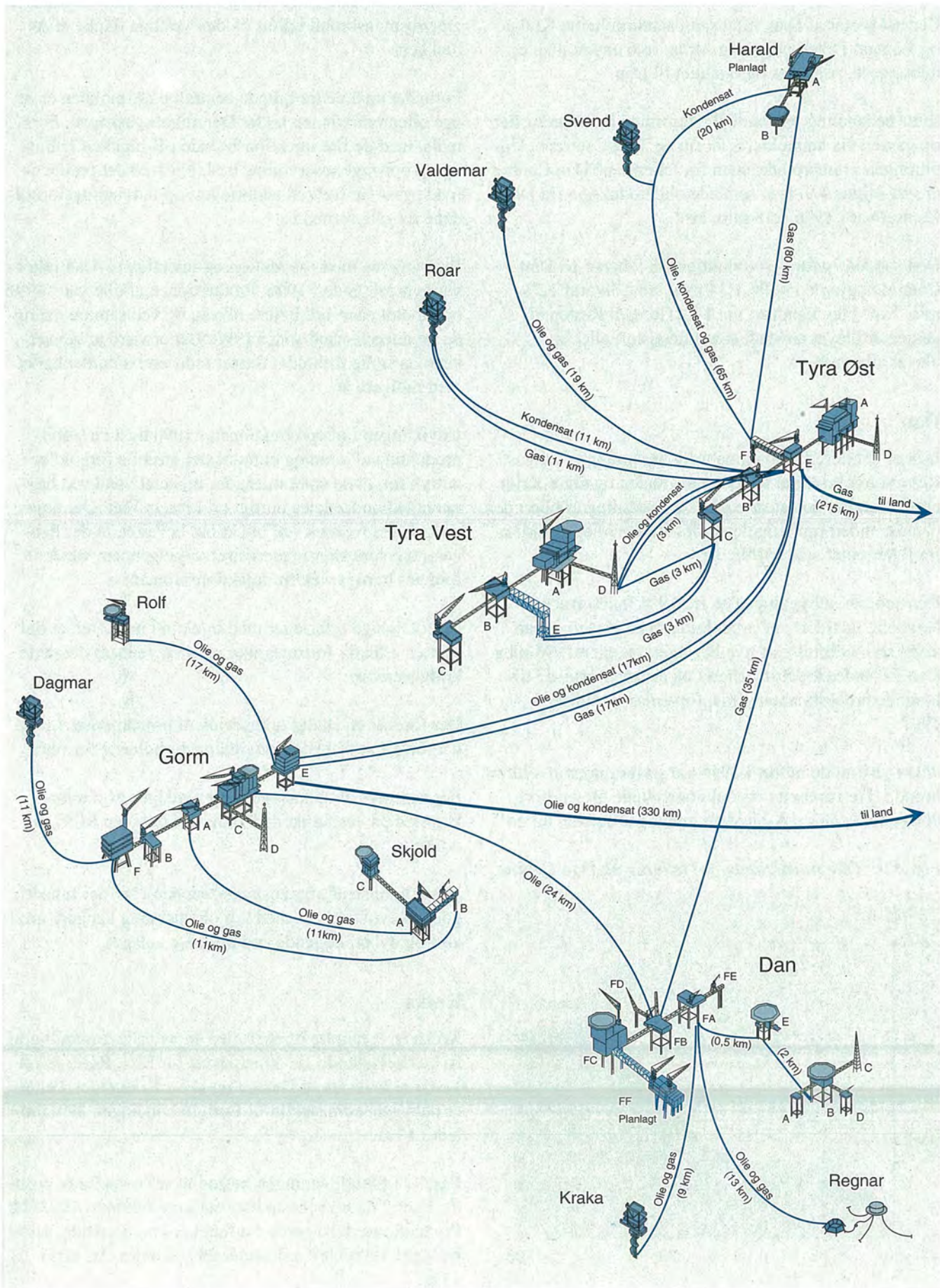


Fig. 4.8 Produktionsanlæg i Nordsøen 1997



Dan Centret

Centret består af Dan feltet samt satellitfelterne Kraka og Regnar. Felterne Igor og Alma, som endnu ikke er udbyggede, påregnes også sluttet til Dan.

Efter behandling på Dan FC platformen ilandføres olien og gassen via henholdsvis Gorm og Tyra Centrene. Udviklingen i olieproduktionen fra felterne på Dan Centret er vist i figur 4.9. Den samlede olieproduktion fra Dan Centret var i 1996 4,18 mio. m³.

Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Dan Centret udgjorde i 1996 1,34 mia. Nm³, hvoraf 1,21 mia. Nm³ blev ilandført via Tyra Centret. Resten af gassen er blevet anvendt som brændstof, eller er blevet afbrændt.

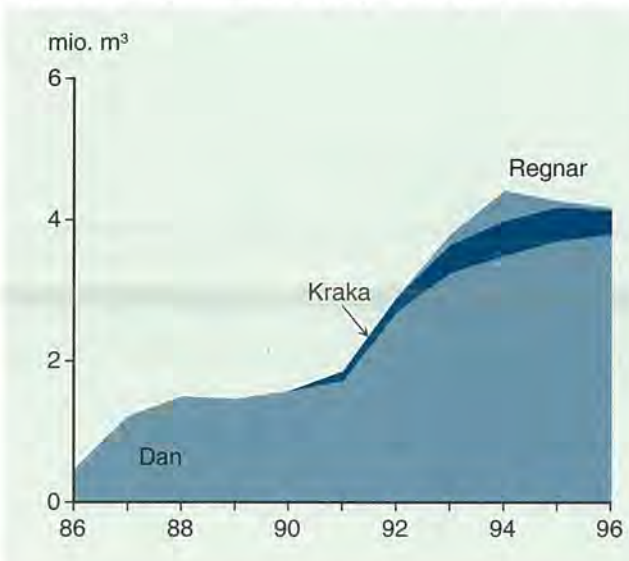
Dan

Dan er et oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas. Reservoiret består af kalksten af Danien og Øvre Kridt alder. Dan har den største påviste ansamling af olie i den danske undergrund, og den hidtil største olieproduktion fra feltet fandt sted i 1996.

Den seneste udbygningsplan fra 1995 indebærer en betydelig udvidelse af produktionsanlæggene på Dan såvel som udførelse af nye borer. I august 1996 blev Dan FF understellet installeret på centret, mens de tilhørende procesfaciliteter mv. forventes installeret i 1997.

Alle nye brønde udført i 1996 var genboringer af ældre brønde. Tre vandrette produktionsbrønde blev udført i den centrale del af A-blokken under gaskappen, og én

Fig. 4.9 Olieproduktionen fra felterne på Dan Centret



vandret produktionsbrønd og fire vandrette injektionsbrønde blev udført i B-blokken. Endelig blev én vandret afgrænsningsbrønd udført på den vestlige flanke af A-blokken.

Formålet med de tre brønde centralt på A-blokken er at øge olieproduktionen under Dan feltets gaskappe. Formålet med de fire injektionsbrønde i B-blokken er hurtigt at opbygge reservoires tryk, hvorved det producerende gas/olie forhold nedbringes, og indvindingsforholdene for olie forbedres.

Erfaringerne med produktion og injektion på Dan feltet var generelt gode i 1996. Produktionen af olie var i 1996 opretholdt på et lidt højere niveau og ved samme mængde produceret vand som i 1995. Det er værd at bemærke, at gas/olie forholdet fortsat reduceres sammenlignet med tidligere år.

Udviklingen i olieproduktionen i 1996 med en stabil produktion af vand og et reduceret gas/olie forhold er udtryk for, at de store mængder injiceret vand ved højrateinjektion fordeles hurtigt ud i reservoiret. Det høje tryk, som anvendes ved injektion, bevirker, at der dannes store sprækker i reservoiret, hvorigennem vandet fordeles hurtigt væk fra injektionsbrønden.

De foreløbige erfaringer med injektion indikerer, at der sker en effektiv fortrængning af olien gennem det tætte kridtreservoir.

Der foregår en stadig optimering af brøndmønstret med det formål at forbedre indvindingsforholdene for olie.

For nærmere at undersøge udstrækningen af olieforekomsten på vestflanken af Dan blev brønden MFB-2E udført.

Ved udførelse af afgrænsningsbrønden blev der fundet god reservoirkvalitet med høj oliemætning længere mod vest og dybereliggende end tidligere antaget.

Kraka

Kraka er et mindre oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas beliggende syv km sydvest for Dan. Reservoiret består af kalksten af Danien og Øvre Kridt alder. Feltet er udbygget som satellit til Dan. Indvindingen blev indledt i 1991.

Fase I af feltudbygningen bestod af seks vandrette brønde, hvoraf de tre seneste blev sat i produktion i 1993/94. Produktionserfaringerne fra feltet er opmuntrende, selvom der i 1996 blev indvundet 28% mindre olie end i 1995.

Bevillingshaverne har i oktober 1996 fremsendt en plan for en videre udbygning af feltet, en fase II, der i trin 1 består af en yderligere produktionsbrønd til feltets nordlige del samt etablering af løftegas i brøndene. Brønden skal blandt andet afklare produktionspotentialet i denne del af feltet. Vurderingsbrønden vil blive udført i begyndelsen af 1997.

Regnar

Regnar er et mindre oliefelt, der ligger 13 km sydøst for Dan i Det Sammenhængende Område. Reservoiret består af kalksten af Danien, Øvre Kridt og Zechstein alder. Feltet blev sat i produktion i 1993 fra en undersøisk satellitinstallation til Dan.

Feltet er en olieforekomst i et stærkt opsprækket kalkreservoir i lighed med felterne Skjold, Rolf og Dagmar.

Produktionen har siden efteråret 1996 været midlertidigt afbrudt på grund af tekniske problemer.

Produktionen har udviklet sig bedre i 1996 end forventet, og det formodes, at feltet vil kunne producere i endnu en årrække. Olieproduktionen har i 1996 været på 0,04 mio. m³.

Gorm Centret

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

Udviklingen i olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret er vist i figur 4.10. Figuren viser, at produktionen fra især felterne Gorm og Skjold har været betydelig i 1996.

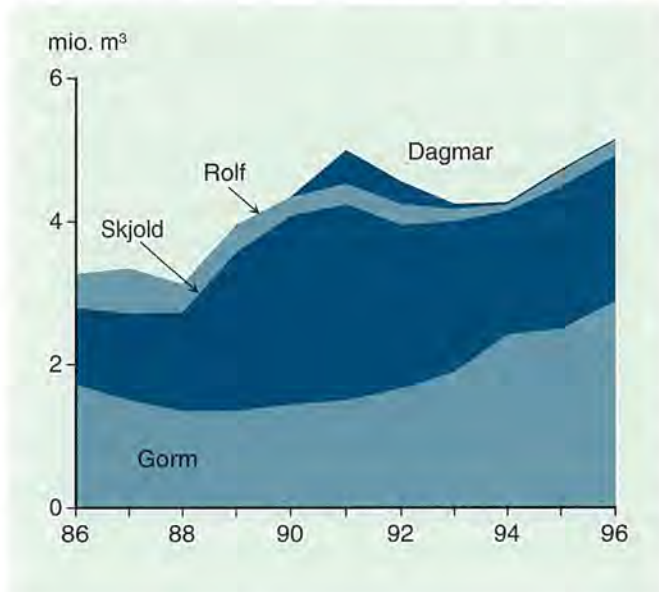
Den samlede olieproduktion fra felterne på Gorm Centret var i 1996 5,14 mio. m³.

Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Gorm Centret udgjorde i 1996 0,82 mia. Nm³, hvoraf 0,62 mia. Nm³ blev ilandført via Tyra Centret.

Gorm

Gorm er et større oliefelt, der ligger 27 km nordvest for Dan. Reservoiret består af kalksten af Danien og Øvre Kridt alder. Produktionen fra feltet blev indledt i 1981. Vandinjektion blev indledt i 1989.

Fig. 4.10 Olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret



På baggrund af godkendelsen af en revideret plan i 1994 blev et nyt dæk på Gorm F installeret i august 1996, og det nye udstyr til lavtrykskompression blev taget i brug i januar 1997. Hermed vil det være muligt at effektivisere gasløftet på Gorm, Skjold og Rolf.

Niveauet for produktion af olie var højere i 1996 end de første år efter opstarten i 1981. Dette forekommer ikke så ofte inden for olieindustrien. Oliefelter producerer sædvanligvis med en maksimal ydelse de første et til tre år, hvorefter produktionen over en årrække aftager jævnt. Det er imidlertid de nye vandrette produktionsbrønde samt de gode erfaringer med injektion af vand, der har ført til denne succes for Gorm feltet. Det producerende gas/olie forhold er i 1996 reduceret til en tredjedel i forhold til niveauet i 1989, hvor vandinjektion blev påbegyndt. Vandindholdet i den totale olie- og vandproduktion er i den samme periode kun steget fra ca. 30% til ca. 40% i gennemsnit.

Gasinjektion på Gorm er næsten udfaset, og i 1996 blev der kun injiceret 0,03 mia. Nm³ gas. Det bemærkes, at der kun injiceres gas i Gorm feltet, når det ikke er muligt at eksportere gassen til Tyra Centret.

Skjold

Skjold er et større oliefelt, som ligger 10 km sydøst for Gorm. Reservoiret består af kalksten af Danien, Øvre Kridt og Zechstein alder. Visse dele af reservoiret er meget opsprækket. Indvindingen blev indledt i 1982, og allerede i 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret. Produktionen af olie var i 1996 2% højere end i 1995, mens indholdet af vand i forhold til den samlede pro-

duktion i samme periode er steget markant fra ca. 40% til næsten 60%. Erfaringerne med vandinjektion vurderes dog på trods heraf fortsat at være gode. I de seneste år er der med nye brønde gennemboret lange zoner med høje oliemætninger, men også enkelte korte zoner med lave oliemætninger. Reservoirdelene med høj oliemætning viser, at der er meget olie tilbage i feltet. I de dele af reservoiret, hvor vandet er strømmet igennem, er der konstateret lave restoliemængder, hvilket indikerer, at vandet effektivt har fortrængt olien. Et mål for feltets fremtidige drift vil derfor være at fordele vandet bedre til større dele af reservoiret.

En ny produktionsbrønd blev udført til den sydvestlige del af feltet i efteråret 1996. Formålet med brønden var blandt andet at eftervise en ny kortlægning af feltet og at producere fra den mindre udviklede sydvestlige del af feltet. Resultaterne viser, at der stadig synes at være potentiale for en videre udbygning af hele den vestlige del af feltet.

Rolf

Rolf er et mindre olielfelt, der ligger 15 km vest for Gorm feltet. Reservoiret består af kalksten af Danien, Øvre Kridt og Zechstein alder. Reservoiret er meget opsprækket. Feltet blev sat i produktion i 1986 som satellit til Gorm.

Der er de seneste år ikke foretaget nogen yderligere udbygning af feltet. Produktionen af olie, gas og vand har stabiliseret sig på samme niveau som i 1995.

Dagmar

Dagmar er et mindre olielfelt, der ligger 10 km vest for Gorm feltet. Reservoiret består af kalksten af Danien, Øvre Kridt og Zechstein alder. Reservoiret er beliggende på flanken af en salthorst. Feltet blev sat i produktion i 1991 som satellit til Gorm med indvinding fra to afbøjede brønde.

Produktionen på Dagmar er siden opstart i 1991 blevet markant reduceret fra 0,47 mio. m³ til 0,02 mio. m³ olie i 1996. For at øge produktionen fra feltet planlægger DUC imidlertid nu at udføre en ny vandret brønd på Dagmar. Den nye brønd skal afgrænse strukturen på den sydøstlige flanke af salthorsten, hvor der muligvis i relation til det øvrige Dagmar eksisterer et adskilt reservoir. Den nye brønd skal samtidig undersøge den laterale kontinuitet af Dagmar strukturen, både med hensyn til geologi og til reservoirmæssig trykkontinuitet.

Tyra Centret

Produktionen fra Tyra Centret kom i 1996 fra Tyra feltet og satellitfelterne Valdemar, Roar og Svend. Felterne Roar og Svend blev sat i produktion i løbet af 1996. Tyra feltet ligger 15 km nordvest for Gorm. Harald feltet forventes tilsluttet i første halvdel af 1997, og senere forventes produktionen fra de små satellitinstallationer Adda, Elly og Tyra Syd Øst også tilsluttet Tyra.

Gassen føres fra Tyra Øst via gasrørledningen til land på den jyske vestkyst, mens olie- og kondensatproduktionen ilandføres via Gorm.

Tyra Centrets beliggenhed med tilhørende satellitfelter og produktionsanlæg samt infrastruktur fremgår af figur 4.8.

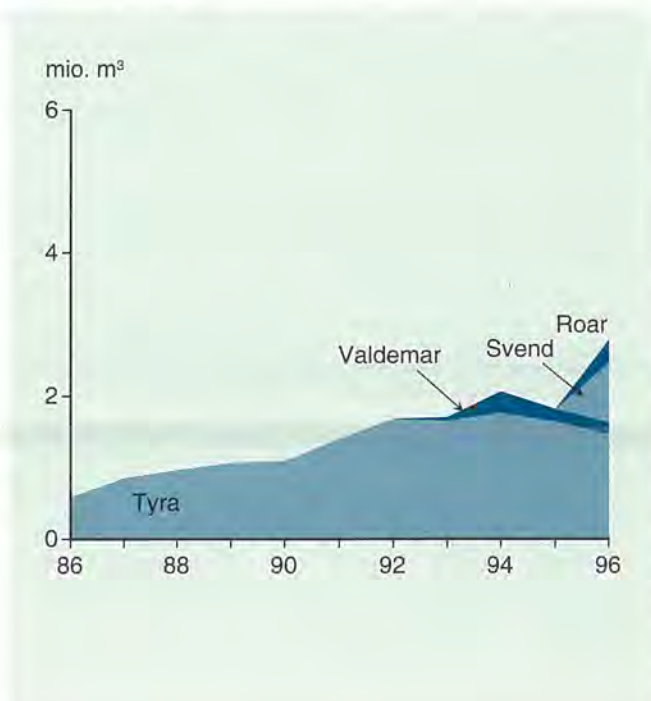
I figur 4.11 er vist olieproduktionen fra Tyra Centret for perioden 1986 til 1996.

Den samlede olie- og kondensatproduktion fra felterne tilsluttet Tyra Centret var i 1996 2,77 mio. m³. Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Tyra Centret udgjorde i 1996 4,09 mia. Nm³, hvoraf 3,88 mia. Nm³ blev ilandført.

Tyra

Tyra er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone. Oliezonen er den næststørste påviste olieakkumulation på dansk område. Reservoiret består af kalk-

Fig. 4.11 Olie- og kondensatproduktionen på Tyra Centret



sten af Danien og Øvre Kridt alder. Indvindingen blev indledt i 1984, og siden 1987 er en del af den producerede gas blevet reinjiceret i reservoiret for derved at øge kondensatindvindingen. Oliezone udnyttes fra vandrette produktionsbrønde.

Som følge af udbygningsplanen fra 1992 er der fortsat i 1996 foretaget udvidelser af Tyra feltets installationer. Dette er hovedsageligt sket med henblik på den betydelige stigning i gasleverancerne til Dansk Naturgas A/S fra 1997.

En række store nyanlæg på Tyra feltet, herunder modtagefaciliteter for produktion fra de nordlige felter, Harald, Svend og Roar samt kompressorfaciliteter på såvel Tyra Øst som Tyra Vest, blev taget i brug i 1996.

Endvidere er der foretaget en dæksudvidelse på TEB platformen, hvorved der er blevet plads til i alt 24 brønde. Der vil blive foretaget en konvertering af produktionsbrønde til injektion af gas. Sidst i 1996 blev den første af yderligere tre vandrette gasbrønde på Tyra Øst påbegyndt.

Der blev i 1996 indvundet 2,62 mia. Nm³ nettogas på Tyra, hvilket er ca. 3% mindre end i 1995. Den samlede olie- og kondensatproduktion var 11% mindre i 1996 end året før.

Valdemar

Oliefeltet Valdemar er beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra feltet og er udbygget som satellit til Tyra Øst. Produktionen er siden 1993 foregået fra Nord Jens området i Valdemar feltets nordlige del.

Hovedreservoiret, hvorfra der produceres, er beliggende meget dybere end de øvrige danske producerende felter, og Valdemar består i forhold til de øvrige felters hovedreservoirer af en ældre kalksten af Aptien/Barremien alder.

Valdemar er efter danske forhold en stor olieforekomst. Imidlertid består reservoiret af en ekstrem tæt kalk, der gør indvindingen meget vanskelig.

Der blev i efteråret 1996 boret endnu en produktionsbrønd til Nord Jens området for at øge indvindingen. På trods heraf har olieproduktionen fra Valdemar i 1996 ikke oversteget niveauet fra året før. Resultatet fra den nye brønd fører endvidere til en nedjustering af forventningerne til størrelsen af den tilstedeværende oliemængde på Valdemar. Det har i 1996 desuden været et problem, at dele af formationen har fulgt med den producerede olie op til overfladen.

Energistyrelsen har sammen med Mærsk Olie og Gas AS igangsat et større forskningsprojekt, der sigter på at øge olieindvindingen fra kalksten af Aptien/Barremien alder. Videreudviklingen af produktionen på Valdemar feltet vil blandt andet ske på baggrund af resultatet fra dette fælles iværksatte forskningsprojekt.

Svend

Oliefeltet Svend ligger 60 km nordvest for Tyra feltet. Reservoiret består af kalksten af Danien og Øvre Kridt alder. Feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet, og produktionen føres til Tyra Øst via en tilslutning til olie-rørledningen fra Harald til Tyra. Produktionen blev påbegyndt i maj 1996. Svend består af en nordlig reservoirdel kaldet Nord Arne, som blev påvist i 1975, og en sydlig reservoirdel kaldet Otto, som blev påvist i 1982.

Produktionen fra feltet sker fra en ubemandet platform af STAR typen specielt tilpasset den noget større vanddybde på feltet. Der er udført to vandrette brønde, én på Nord Arne og én på Otto.

Produktionen fra Svend var i 1996 langt større end forventet. Den daglige produktion fra brønden på Nord Arne var ved udgangen af 1996 oppe på 4.600 m³ svarende til ca. 29.000 tønder olie pr. dag. Produktionsstrømmen er indtil videre næsten uden noget medfølgende vand.

Det er Nord Arne reservoirets meget opsprækkede karakter, der er årsag til, at der kan produceres med denne meget høje olierate fra Nord Arne brønden. Det er dog usikkert, hvor lang tid denne høje olieproduktion vil kunne opretholdes, idet erfaringer fra de opsprækkede felter i Central Gravens sydlige del viser, at sådanne produktionsperioder kan vare fra få måneder op til adskillige år.

Roar

Roar er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone i lighed med Tyra feltet. Reservoiret består af kalksten af Danien og Øvre Kridt alder. Produktionen på Roar blev indledt den 7. januar 1996. Roar er mindre end Tyra, og ligger 10 km nordvest for Tyra i Det Sammenhængende Område. Feltet er udbygget som satellit til Tyra Øst som en ubemandet platform af STAR typen. Udbygningen består herudover af to vandrette brønde henholdsvis på feltets nordlige og sydlige del. Produktionen sendes efter separation til modtageanlæggene på Tyra Øst.

Produktionen af gas fra de to vandrette brønde har i 1996 været omkring 50% højere end forventet forud for

udbygningen. Øget produktion fra Roar i 1996 har medført en stabilisering af reservoirtrykket på Tyra feltet, hvorved indvindingsforholdene for flydende kulbrinter er blevet forbedret.

Naturgaslagre

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

Ved vinterens begyndelse 1996/97 var der i Stenlille ned-pumpet et gasvolumen svarende til et arbejdslager på 230 mio. Nm³.

Med henblik på en mere præcis vurdering af lagerpotentialet har Dansk Naturgas A/S planer om at udføre yderligere seismiske undersøgelser i 1997.

I 1996 blev der gennemført en ny boringskampagne ved boring af yderligere tre boringer.

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 syv-ende kaverne, der medio 1997 vil bringe den samlede kapacitet op på 420 mio. Nm³ naturgas.

Inden vinteren 1996/97 havde lagret en kapacitet på ca. 400 mio. Nm³. Dansk Naturgas A/S har udført seismiske undersøgelser i Lille Torup, der viser, at der er gode muligheder for en udvidelse af lagervolumet på op til 7-800 mio. Nm³.

5. Reserver

Reserveopgørelse

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

Energistylens nye opgørelse pr. 1. januar 1997 viser et fald i olie- og gasreserverne på henholdsvis 8% og 7%. Reduktionen af reserverne skyldes ud over produktionen i 1996 en nedskrivning af indvindingspotentialet på felterne Valdemar og Siri. Oliereserverne er opgjort til 232 mio. m³.

Den samlede, forventede indvinding af olie og kondensat er i forhold til sidste års opgørelse nedskrevet med 8 mio. m³. Produktionen i 1996, der var 1,3 mio. m³ større end i 1995, udgjorde 12,1 mio. m³, hvorfor faldet i olie- reserverne andrager i alt 20 mio. m³.

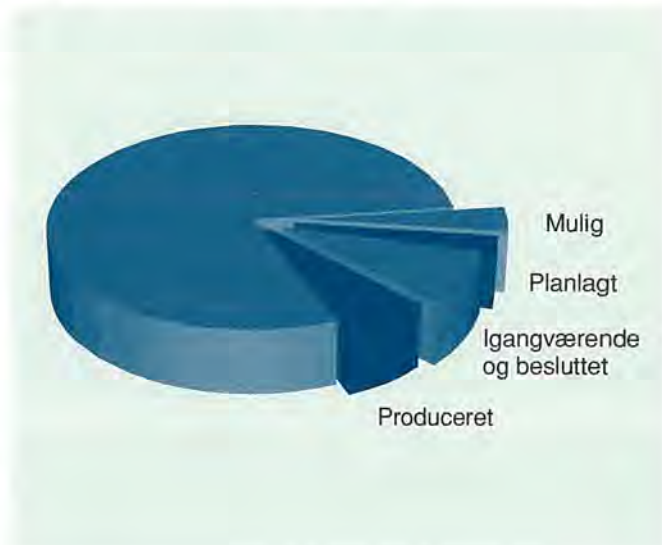
Oliereserverne kan sættes i et tidsmæssigt perspektiv ved at beregne forholdet mellem reserven og det forrige års produktion. Herved fås det såkaldte $R(\text{reserve})/P(\text{produktion})$ -forhold, som er et mål for, hvor mange år olieproduktionen beregningsmæssigt kan opretholdes på det pågældende niveau. R/P-forholdet er 19 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse, hvilket betyder, at en olieproduktion på 1996 niveau ville kunne opretholdes i de næste 19 år. I de seneste år har R/P-forholdet generelt været faldende, hvilket hovedsagelig skyldes den stigende produktion.

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.

Grundlaget for reserveopgørelsen er illustreret i figur 5.1, hvor størrelsen af de enkelte indvindingskategorier er relateret til de samlede, tilstedeværende olie- og kondensatmængder. Tabel 5.1 viser Energistylens opgørelse over reserver for olie og kondensat samt gas fordelt på felter og kategorier.

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

Fig. 5.1 Tilstedeværende olie- og kondensatmængder



Det fremgår af figur 5.2, at de forventede olie- og kondensatreserver udgør mellem 169 og 232 mio. m³.

Reserverne for planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figur 5.3, at de forventede gasreserver udgør mellem 125 og 158 mia. Nm³. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mængder, som kan markedsføres som naturgas, idet 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 1996 er der foretaget en række ændringer. Revisionerne skyldes nye modeller af felterne som følge af forbedret kendskab til felterne og yderligere produktionserfaringer.

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

Igangværende og besluttet indvinding

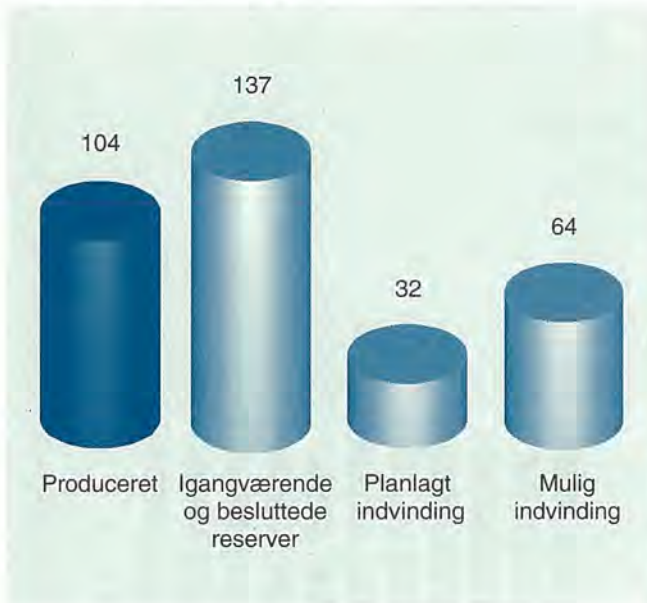
På felterne Kraka, Gorm, Skjold og Svend er reserverne justeret på baggrund af produktionserfaringer. Reserverne på Dagmar feltet er opskrevet som følge af boring af en yderligere brønd på feltet.

Reserver

Tabel 5.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 1997

Olie og kondensat, mio. m ³					Gas, mia. Nm ³				
Produceret	Reserver				Netto produceret	Reserver			
	Lav	Forv.	Høj	Lav		Forv.	Høj		
Igangværende og besluttet indvinding					Igangværende og besluttet indvinding				
Dan	29	48	73	99	Dan	11	8	13	18
Kraka	2	1	2	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	28	8	20	32	Gorm	3	2	4	6
Skjold	23	6	14	24	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	14	4	7	11	Tyra	26	41	53	65
Valdemar	1	1	2	3	Valdemar	<1	1	1	1
Roar	<1	2	2	3	Roar	1	9	13	17
Svend	1	3	6	8	Svend	<1	<1	1	1
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	104		137		Sub total	45		114	
Planlagt indvinding					Planlagt indvinding				
Kraka	-	1	2	3	Kraka	-	<1	1	1
Lulita	-	3	4	5	Lulita	-	1	2	2
Siri	-	5	8	12	Siri	-	-	-	-
Syd Arne	-	8	14	28	Syd Arne	-	3	6	11
Gert	-	1	2	3	Gert	-	<1	<1	<1
Amalie	-	1	2	3	Amalie	-	1	3	5
Sub total			32		Sub total			11	
Mulig indvinding					Mulig indvinding				
Prod. felter	-	17	34	51	Prod. felter	-	5	9	14
Øvr. felter	-	8	15	21	Øvr. felter	-	3	6	9
Fund	-	5	15	32	Fund	-	6	17	33
Sub total			64		Sub total			32	
Total	104		232		Total	45		158	
Januar 1996	92		252		Januar 1996	39		169	

Fig. 5.2 Olieindvinding



Planlagt indvinding

Der er medtaget reserver under *planlagt indvinding* for Kraka feltet som følge af en ny udbygningsplan omfattende en yderligere produktionsbrønd samt etablering af løftegas i brøndene.

Syd Arne og Siri felterne er medtaget under *planlagt indvinding*, da strukturerne blev erklæret kommercielle i henholdsvis april 1996 og marts 1997.

For Siri feltet er der ikke angivet nogen gasreserver, da den producerede gas ifølge udbygningsplanen påregnes anvendt til brændstof eller injektion. Der er medtaget yderligere reserver for Siri under kategorien *mulig indvinding*, idet yderligere afgrænsning i forbindelse med udbygningen vil vise, om forventningerne til reserver i den nordlige del af feltet kan bekræftes.

Mulig indvinding

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

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

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

De tilstedeværende mængder på Valdemar er stærkt nedskrevet i forhold til tidligere, og der er derfor ikke medtaget indvindingspotentiale for dette felt under *mulig indvinding*.

Endelig er der medtaget en række fund, som er under vurdering. Kategorien indeholder endvidere fund, som ikke vurderes at være kommercielle med dagens teknologi og priser.

Yderligere indvindingspotentiale

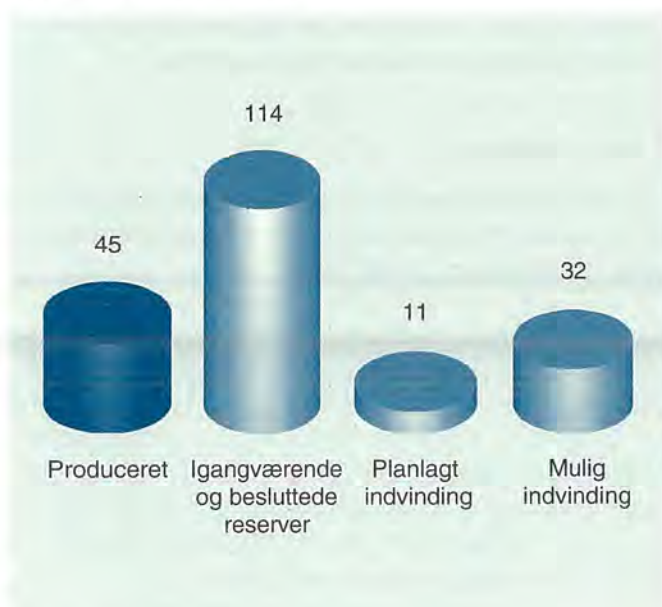
Den samlede mængde af olie og kondensat, der kan indvindes under anvendelse af kendt teknologi, svarer kun til ca. 21% af de påviste tilstedeværende mængder på dansk område.

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 Tyra og Valdemar felterne, som grundet de særligt vanskelige indvindingsforhold er relativt lave.

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).

Fig. 5.3 Gasindvinding



Tabel 5.2 Olie- og kondensatproduktion, mio. m³.

	1997	1998	1999	2000	2001
Igangværende og besluttet					
Dan	3,9	4,6	5,2	5,3	5,3
Kraka	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Igor	-	-	0,0	0,0	0,0
Gorm og besluttet					
Gorm	3,0	2,9	2,3	1,9	1,5
Skjold	2,2	1,8	1,6	1,3	1,0
Rolf	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
Dagmar	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Tyra og besluttet					
Tyra	1,3	1,1	0,9	0,7	0,7
Valdemar	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Roar	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
Svend	1,4	0,9	0,7	0,5	0,3
Adda	-	-	0,5	0,1	0,0
Elly	-	-	0,2	0,1	0,1
Harald og besluttet					
Harald	0,9	1,4	1,2	0,9	0,7
I alt	13,8	14,1	13,5	11,6	10,3
Planlagt	0,2	1,1	4,7	5,5	4,9
Forventet	14,1	15,2	18,2	17,1	15,3

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 til år 2001. Endvidere er Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år beskrevet.

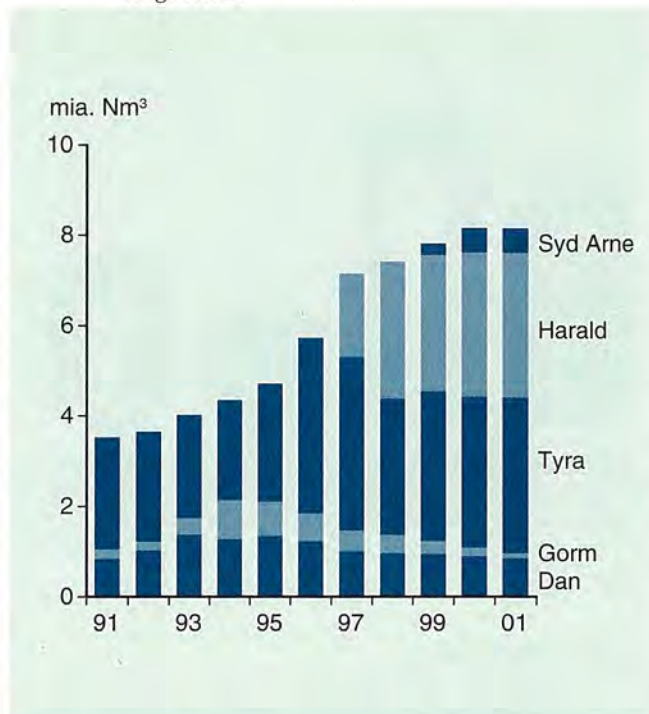
5 års prognose

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 5.2 forventes olie- og kondensatproduktionen at blive 14,1 mio. m³ i 1997 og stige til 18,2 mio. m³ svarende til godt 310.000 tønder/dag i 1999. Herefter forventes produktionen at falde.

Fig. 5.4 Produktion af naturgas fordelt på behandlingscentre



I prognosen forudsættes, at olien kan produceres uden kapacitets- eller transportmæssige begrænsninger. Et produktionsniveau på 18 mio. m³ overstiger den nuværende kapacitet i DORAS' olierørsinstallationer, og derfor undersøges forskellige muligheder for at imødekomme dette transportbehov. Eksempelvis forudsættes det i udbygningsplanerne for Syd Arne og Siri felterne, at den producerede olie bøjelastes til tankskib.

I forhold til prognosen, der blev bragt i Energistyrelsens rapport om olie- og gasproduktionen i 1995, er den forventede produktion opskrevet.

For kategorien *igangværende og besluttet indvinding* er forventningerne til produktionen justeret for felterne Dan og Gorm samt opskrevet for Skjold og Svend. Revisionen af prognosen er sket på baggrund af produktionserfaringer, hvor især Svend feltet har vist sig i stand til at producere bedre end oprindelig antaget. Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til den tidligere årsrapport. Dog forventes produktionen for Harald påbegyndt i april i stedet for oktober 1997 som tidligere forudsat.

Kategorien *planlagt indvinding* omfatter videreudbygning af Kraka feltet samt fremtidig udbygning af felterne Lulita, Siri, Syd Arne, Gert og Amalie. Syd Arne og Siri er medtaget i prognosen, idet felterne som nævnt nu er blevet erklæret kommercielle.

Den forventede produktion fra Syd Arne og Siri er den væsentligste grund til, at den samlede prognose er opskrevet så markant for perioden 1999 til 2001. For 1999 er prognosen eksempelvis opskrevet med mere end 40%.

Forventningen til produktion af naturgas er vist på figur 5.4 fordelt på 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*.

I forbindelse med prognosen til år 2016 er det forudsat, at forløbet af produktionen fastlægges ud fra tekniske forudsætninger, uafhængig af juridiske og operationelle vilkår.

Figur 5.5 angiver to forløb for olie- og kondensatproduktionen. Det planlagte forløb svarer til en forlængelse af forløbet, som er angivet i tabel 5.2, mens det andet forløb i modsætning hertil også inkluderer kategorien *mulig indvinding*.

Produktionen svarende til det planlagte forløb stiger til godt 18 mio. m³ i 1999, 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, Adda og Siri.

Det fremgår af figur 5.5, at olieproduktionen forventes at stige til ca. 20 mio. m³ omkring år 2000, hvilket svarer til, at produktionspotentialet i nogle år øges med ca. 60% i forhold til det nuværende niveau. Efter år 2000 forventes produktionen at falde til omkring 6 mio. m³ i år 2010 svarende til, at produktionspotentialet halveres sammenlignet med det nuværende niveau.

Produktionsprognosen er i øvrigt ikke væsentlig forskellig fra prognosen, der blev bragt i Energistyrelsens rapport om olie- og gasproduktionen i 1995.

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 levering af 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 er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC har et plateau på maksimalt 7,5 mia. Nm³ og omfatter en samlet mængde på 130 mia. Nm³ indtil år 2012.

Prognosen for det mulige forløb omfatter en samlet produceret mængde på 151 mia. Nm³ i prognoseperioden.

Yderligere indvindingspotentialer

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 intensivres. 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 produktionspotentialer.

Metode og definitioner

I reserveopgørelsen medregnes ligesom tidligere kun reserver i anorede 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 reserve-

tal, hvori indgår tre værdier: *Lav*, *forventet* og *høj*, som udtrykker et interval for det pågældende felts olie- og gasreserver.

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

Reservekategorier

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

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

Igangværende indvinding

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

Besluttet indvinding

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

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

Planlagt indvinding

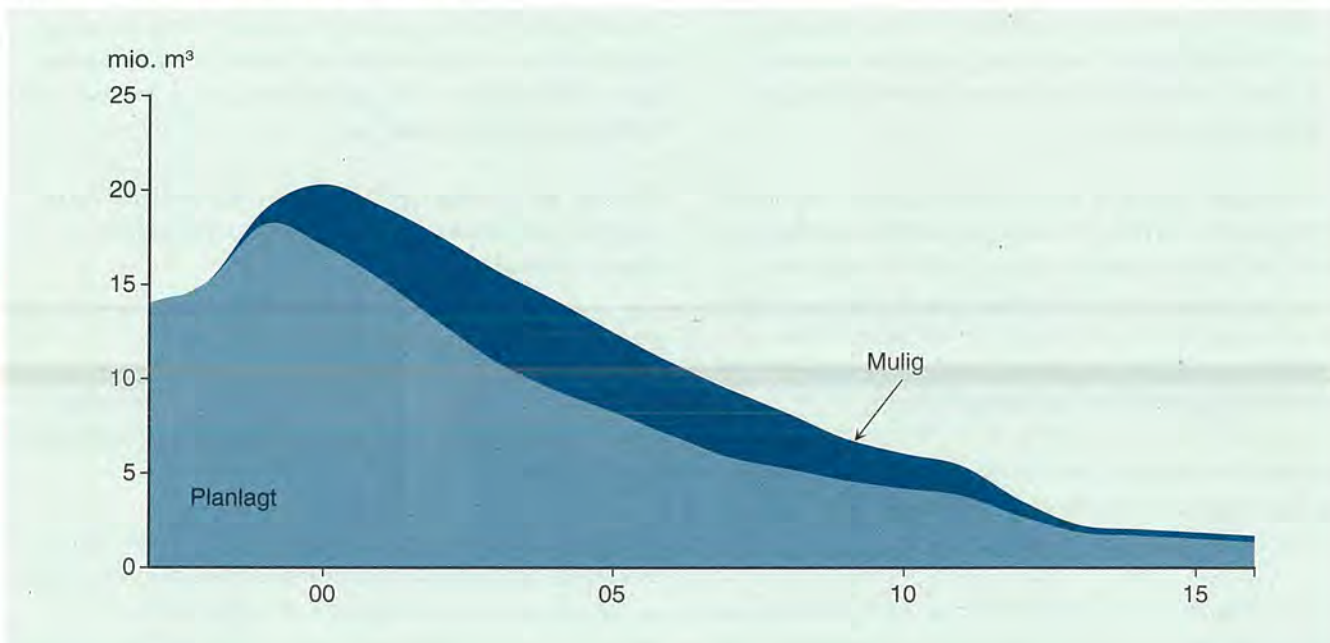
Planlagt indvinding omfatter projekter, som er beskrevet i en indvindingsplan, der er under behandling hos myndighederne. For fund, hvor der er afgivet en positiv kommercielitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver ligeledes som planlagt indvinding.

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.

Fig. 5.5 Olie- og kondensatproduktion



6. Økonomi

Udviklingen i økonomien på olie- og gasområdet var i 1996 præget af en stigning i produktionen og i råolieprisen. Den samlede produktionsværdi steg med ca. 37% i forhold til 1995, og statens indtægter fra produktionen i 1996 forventes ligeledes at stige i forhold til sidste år.

Olie- og gasproduktionen i 1996 samt prognoser for den fremtidige produktion er beskrevet i afsnittene om *Produktion* og *Reserver*. Udviklingen i råolieprisen og dollarkursen beskrives nedenfor.

Råolieprisen og dollarkursen i 1996

Råolieprisen var i 1996 markant højere end de foregående år, og der er ikke set et højere årsgennemsnit for olieprisen siden Golfkrisen.

Den internationale råoliepris (udtrykt ved noteringen på Brent) lå i 1996 gennemsnitligt på 20,66 US\$ pr. tønde mod 16,99 US\$ i 1995 (svarende til en stigning på 22%). Den gennemsnitlige råoliepris opgjort på månedsbasis steg fra 17,84 US\$ pr. tønde for januar til 20,98 US\$ pr. tønde for april, hvorefter den igen faldt til 18,43 US\$ pr. tønde for juni måned. Gennemsnitsprisen toppede i oktober med 24,15 US\$ pr. tønde.

Stigningen i olieprisen kan forklares med, at en større stigning i efterspørgslen end forventet faldt sammen med, at de kommercielle lagre var mindre end tidligere år. Formindskelsen af lagerbeholdningerne skyldtes dels ændret lagerpolitik hos olieselskaberne, og dels forventninger om, at Iraks tilbagevenden som olieeksportør ville udløse prisfald. Selskaberne ville derfor ikke ligge inde med store lagre, som kunne miste værdi. Iraks tilbagevenden til markedet, der gradvist blev udskudt til årets slutning, bevirkede dog kun moderate prisfald, idet efterspørgslen var steget blandt andet på grund af den kolde vinter i Nordamerika og Europa.

Den gennemsnitlige dollarkurs var for hele året 5,80 kr. pr. US\$ mod 5,61 kr. pr. US\$ i 1995. Samlet var der for året således en stigning i dollarkursen på i alt 3%.

Økonomiske forudsætninger

Til de økonomiske fremskrivninger i dette afsnit vil blive benyttet to mulige prisforløb: Et forløb med en konstant realpris på 18 US\$ pr. tønde og et forløb med en lineær stigning i olieprisen fra 20 US\$ pr. tønde i 1997 til 28 US\$ pr. tønde i 2005, hvorefter realprisen forudsættes konstant. Prisen på naturgas forudsættes i begge forløb at følge udviklingen i råolieprisen. Prisfremskrivningen på råolie, naturgas og øvrige produkter er beskrevet

vet i Energistyrelsens publikation *Brændselsprisforudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger* fra oktober 1995.

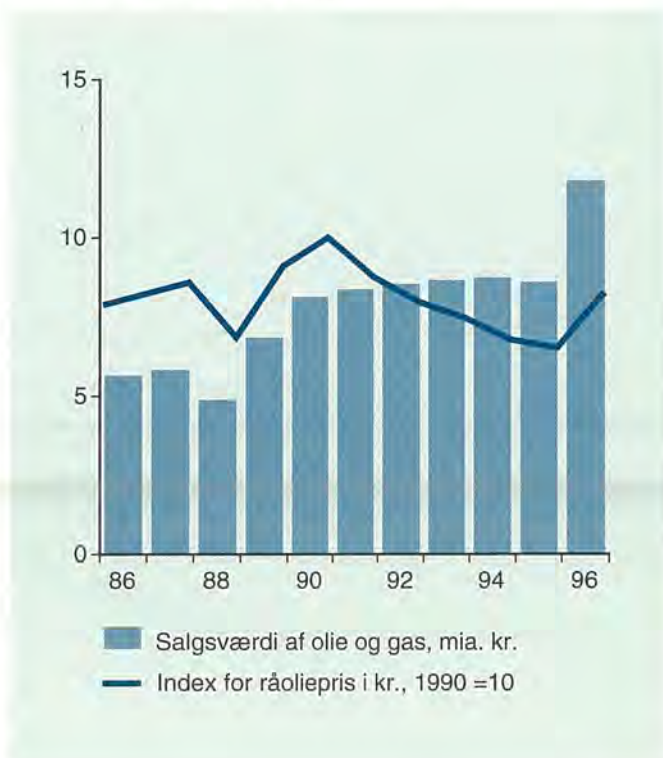
Det skal bemærkes, at de anvendte prisfremskrivninger er forbundet med stor usikkerhed, og derfor ikke må betragtes som prisprognoser. Et godt eksempel på usikkerheden ved prisfremskrivninger er udviklingen i råolieprisen i 1996, hvor den stedfundne stigning ikke var forudset.

Ved begge prisforløb og for hele fremskrivningsperioden er anvendt en dollarkurs på 6,30 kr. pr. US\$ i 1997 og 6,00 kr. pr. US\$ fra 1998 og frem.

Værdien af olie- og gasproduktionen

Den samlede værdi af olie- og gasproduktionen steg fra 8,6 mia. kr. i 1995 til 11,8 mia. kr. i 1996. Den betydelige forøgelse skyldtes stigningen i olie- og gasproduktionen og den ovennævnte stigning i olieprisen. Værdien i 1995 udgjorde ca. 0,5% af den samlede produktionsværdi for Danmark (*Danmarks Statistik, Statistisk tiårsoversigt 1996*). Værdien af olien steg fra 6,5 mia. kr. i 1995 til 9,2 mia. kr. i 1996, mens værdien af den solgte naturgas steg fra 2,1 mia. kr. til ca. 2,6 mia. kr.

Fig. 6.1 Salgsværdi af dansk olie og gas samt råolieprisen, årets priser



Den akkumulerede værdi af olie- og gasproduktionen siden indvindingens start i 1972 udgør ca. 132 mia. kr. i 1996-priser. Figur 6.1 viser udviklingen i værdien af den producerede olie og solgte naturgas for de seneste 10 år i årets priser.

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 1997, at olieproduktionen vil stige fra 12,1 mio. m³ i 1996 til et maksimum på 18,2 mio. m³ i 1999. Den markante stigning, jf. sidste års prognose, skyldes hovedsagelig den forventede produktion fra de nye felter Siri og Syd Arne. Den samlede gasproduktion vil ligeledes stige de næste år. På baggrund heraf forventes værdien af olien og gassen i de næste par år at stige. Udviklingen vil dog være afhængig af olie- og naturgasprisen.

Danmarks energibalance

Den øgede olie- og gasproduktion samt omlægningen af den danske energiforsyning til et flerstrengt system har betydet, at Danmark siden 1991 har været selvforsynende med olie og naturgas.

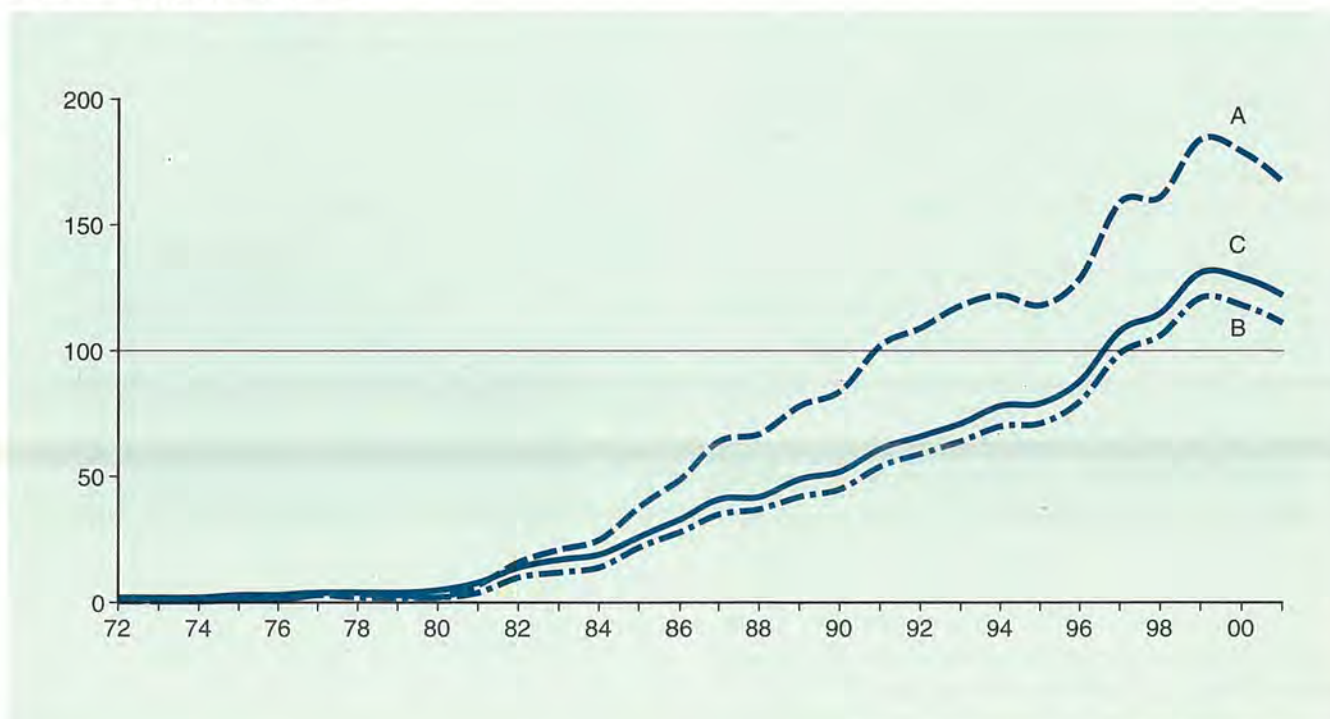
På baggrund af den nye produktionsprognose forventer Energistyrelsen, at Danmark vil blive selvforsynende med energi fra 1997. Yderligere forventes den samlede olie- og gasproduktion at overstige det samlede energiforbrug fra 1998. Forventningerne er dog baseret på, at der sker en stagnering af energiforbruget.

Figur 6.2, tabel 6.1 samt bilag G1 viser den historiske og forventede fremtidige udvikling for tre selvforsyningsgrader: Produktionen af olie og gas sammenholdt henholdsvis med det indenlandske forbrug heraf (A) og med det samlede energiforbrug (B) samt den samlede indenlandske energiproduktion (inklusive vedvarende energi) i forhold til det samlede energiforbrug (C).

I forhold til sidste års fremskrivning er selvforsyningsgraderne for perioden 1997-2001 opskrevet markant, jf. tabel 6.1. Dette skyldes den tidligere nævnte opskrivning af produktionsprognosen. Den anvendte forbrugsfremskrivning svarer til planforløbet i Regeringens energihandlingsplan 1996, *Energi 21*. En ændring af planforløbet for de kommende år kan ændre de fremskrevne selvforsyningsgrader.

På baggrund af produktionsprognosen forventes selvforsyningsgraderne at nå et maksimum i 1999 ligesom den samlede produktion. Gøres der ikke nye fund i den danske undergrund, må det forventes, at den kommende positive situation med selvforsyningsgrader på over 100% i forhold til det totale energiforbrug kun vil vare ved et stykke ind i det næste årti.

Fig. 6.2 Selvforsyningsgrader



Tabel 6.1 Produktion og forbrug

	1997	1998	1999	2000	2001
Produktion					
Råolie					
PJ	512	552	663	622	556
mio. m ³	14,1	15,2	18,2	17,1	15,3
Gas					
PJ	301	318	337	350	355
mia. Nm ³	7,7	8,1	8,6	8,9	9,0
Heraf naturgas	7,1	7,4	7,8	8,1	8,3
- forbrug offshore	0,5	0,7	0,8	0,8	0,8
Vedvarende energi					
PJ	71	77	79	87	89
Energiforbrug *)					
PJ	821	821	823	821	819
Selvforsyningsgrad i %					
A)	159	161	184	179	167
B)	99	106	121	118	111
C)	108	115	131	129	122

- *) Inkl. forbruget offshore. Fremskrivningen er fra foråret 1996
- 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

oliepriser i 1996 påvirkede forholdet mellem værdien af importerede og eksporterede energiprodukter.

Energistyrelsen har for perioden 1997-2001 foretaget skøn for nettovalutaværdien på baggrund af fremskrivninger af olie- og gasproduktionen og af produktpriser, jf. figur 6.3. Beregningerne viser med en konstant realpris på 18 US\$ pr. tønde, en forbedring af nettoindtægten fra handlen med energiprodukter frem til 1999. Det skal bemærkes, at der er stor usikkerhed forbundet med fremskrivning af nettovalutaværdien for handlen med energiprodukter. De historiske værdier for nettovaluta-udgiften er angivet i bilag G2.

Påvirkning af betalingsbalancen

Som et supplement til beregningerne af nettovalutaværdien af importerede og eksporterede energiprodukter i Danmark er der foretaget beregninger for den fremtidige direkte effekt på betalingsbalancen af den danske produktion af olie og naturgas.

Egenproduktionen af olie og naturgas forbedrer betalingsbalancen over for udlandet, idet der dels indtjenes eksportindtægter i forbindelse med den eksporterede 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 for olie og gas, som vist i tabel 6.2, udtrykker således værdien af de direkte eksportindtægter og de fortrængte importudgifter.

Olie- og gasproduktionens betydning for dansk økonomi

Olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen har en stigende positiv betydning for dansk økonomi. I de kommende år forventes denne udvikling forstærket som følge af den forventede stigning i produktionen.

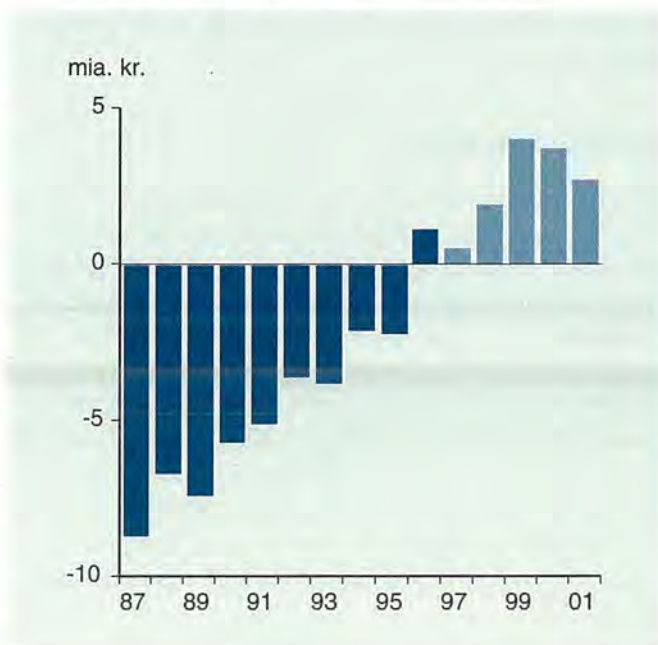
Nettovalutaværdien af importerede og eksporterede energiprodukter

Nettovalutaværdien for energiprodukter er beregnet som indtægterne ved eksport minus udgifterne til import af energiprodukter. Dette svarer til effekten på handelsbalancen af energivaredele. Der ses i denne sammenhæng bort fra importdelen i forbindelse med produktionsanlæggens etablering.

Inden det bratte olieprisfald i 1985 var nettovalutaudgiften til energi over 20 mia. kr. Figur 6.3 viser, at faldet i nettovalutaudgiften de seneste 10 år har været markant. Faldet kan primært tillægges stigning i olie- og gasproduktionen.

I 1996 var eksportværdien af energiprodukter for første gang større end importværdien. Årsagen var primært en ekstraordinær stor eksport til Norge og Sverige, men også stigningen i olie- og gasproduktion samt stigende

Fig. 6.3 Nettovalutaværdien af importerede og eksporterede energiprodukter



Tabel 6.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 1996-priser, konstant prisforløb

	1997	1998	1999	2000	2001
Samf. økonomisk produktionsværdi	14,5	14,8	17,1	16,6	15,4
Importindhold	3,8	3,7	3,2	2,5	1,6
Vare- og tjenestebalancen	10,7	11,1	14,0	14,1	13,8
Renter og udbytter	2,9	3,9	4,1	4,3	3,8
Betalingsbal. løbende poster	7,8	7,2	9,9	9,8	9,9
Betalingsbal. løbende poster Stigende prisforløb	8,9	8,9	12,5	12,7	13,5

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.

Som følge af udviklingen i produktion og priser i 1996 er den direkte påvirkning af betalingsbalancens løbende poster øget i 1996. Energistyrelsen skønner, at denne påvirkning udgør omkring 6 mia. kr. Denne udvikling forventes i de kommende år at forstærkes yderligere. Beregninger baseret på et konstant prisforløb på 18 US\$ pr. tønde viser, at den direkte nettoeffekt på betalingsbalancen udgør ca. 10 mia. kr. i 1999. Ved en stigende realpris er nettoeffekten i år 1999 ca. 12,5 mia. kr. Påvirkningen er således meget følsom over for ændringer i råolieprisen.

Statens indtægter

Statens indtægter fra olie- og gasindvindingen kan deles op i fire elementer: *Selskabsskat*, *kulbrinteskatt*, *produktionsafgift (royalty)* og *olierørledningsafgift* i forbindelse med olietransporten fra Nordsøen til råolieterminalen i Fredericia.

Optrækning af selskabsskat og kulbrinteskatt administreres af Told- og Skattestyrelsen, mens opkrævning af produktionsafgift og olierørledningsafgift administreres af Energistyrelsen. Energistyrelsen fører endvidere tilsyn med målingen af produktionen af olie og naturgas, som indgår i grundlaget for beregningerne af statens indtægter.

Statens samlede årlige 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 på 18 \$ pr. tønde forventes de samlede indtægter at ligge på omkring 3 mia. kr. i år 2001. Forudsættes stigende priser forventes indtægterne at være i størrelsesordenen 5 mia. kr. Skattefremskrivningerne er dog behæftet med stor usikkerhed, idet der er tale om en modelberegning. Blandt andet er den beregnede selskabsskat meget afhængig af, hvilken finansiering der forudsættes i beregningerne.

Statens indtægter for perioden 1992-1996 er angivet i tabel 6.3. Et skøn for fremtidige indtægter i de næste fem år er angivet i tabel 6.4, og skøn for udviklingen i indtægterne frem til 2012 er vist i fig. 6.4. Fra 1998 forventes også indtægter fra felter, der indehaves af Statoil-gruppen og Amerada Hess-gruppen.

Selskabsskat

Først i begyndelsen af 1980'erne kom DUC-selskaberne i selskabsskatteposition. Ved udgangen af 1996 er statens akkumulerede indtægter fra selskabsskat opgjort til ca. 9,5 mia. kr., hvilket svarer til 10,6 mia. kr. i 1996-priser. I de seneste år har den indbetalte selskabsskat ligget omkring 1 mia. kr. pr. år. I de kommende år forventes en stigning i den pålignede selskabsskat.

Kulbrinteskatt

Kulbrinteskatten blev indført i 1982. Intentionerne bag loven var at påligne en skat for særligt høje fortjenester, eksempelvis som følge af høje oliepriser. Hidtil er der kun blevet betalt kulbrinteskatt i nogle få år i starten af 1980'erne. I alt er der blevet betalt ca. 0,6 mia. kr., hvilket svarer til 0,8 mia. kr. i 1996-priser. I de nærmeste år må det på baggrund af de forventede investeringer og anvendte prisforløb betragtes som usandsynligt, at der vil kunne pålignes kulbrinteskatt. Forudsættes et højt prisniveau vil påligning af kulbrinteskatt muligvis på længere sigt kunne indtræffe.

Tabel 6.3 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mio. kr., årets priser

	1992	1993	1994	1995	1996*)
Kulbrinteskatt	0	0	0	0	0
Selskabsskat	1.000	866	1.106	1.043	1.035
Produktionsafgift	666	664	670	663	950
Olierørledningsafgift	274	277	281	271	390
I alt	1.940	1.807	2.057	2.076	2.375
Pålignede beløb *) Skøn					

Tabel 6.4 Statens forventede indtægter fra olie- og gasindvindingen, mia. kr., 1996-priser *)

	1997	1998	1999	2000	2001
Kulbrinteskatt	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskatt	1,3 (1,7)	2,1 (2,7)	1,9 (2,8)	1,9 (3,0)	1,8 (3,4)
Produktionsafgift	1,0 (1,1)	1,0 (1,2)	1,0 (1,2)	1,0 (1,1)	0,9 (1,1)
Olierørledningsafgift	0,4 (0,5)	0,4 (0,5)	0,5 (0,7)	0,5 (0,7)	0,5 (0,6)
I alt	2,7 (3,3)	3,5 (4,4)	3,5 (4,7)	3,4 (4,8)	3,2 (5,1)

*) Pålignede beløb

() Baseret på et stigende prisforløb

Olierørledningsafgift

Brugerne af olierørledningen, som i dag alene er DUC-selskaberne, er forpligtet til at betale alle omkostningerne i forbindelse med anlæg og drift. Endvidere betales til olierørledningens ejer, det statsejede selskab Dansk Olierør A/S (DORAS), et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. DORAS betaler en årlig afgift til staten. Olierørledningsafgiften har siden 1992 været på 95% af indtægten fra fortjenstelementet. I 1996 udgjorde afgiften 390 mio. kr., hvilket er en stigning på 44% i forhold til 1995. Til og med 1996 har staten modtaget ca. 3 mia. kr. i afgifter fra DORAS, hvilket svarer til 3,4 mia. kr. i 1996-priser. Energistyrelsen forventer, at fortjenstelementet frem til 1999 vil stige. Udviklingen er dog betinget af olieprisen.

Miljø- og energiministeren har fremsat forslag om ændring af Rørledningsloven, således at dispensation fra tilslutnings- og transportpligten til olierørledningen betinges af en afgift til staten, der udgør 5% af salgsværdien af den producerede råolie. Lovforslaget giver rettighedshaverne mulighed for at vælge den mest hensigtsmæssige transportform – rørledning eller bøjelast – uden at det får indflydelse på de samlede indtægter til staten og Dansk Olierør A/S.

Produktionsafgift

Produktionsafgift udgør for produktion omfattet af Eneretsbevillingen af 8. juli 1962 8,5% af salgsværdien af olie og gas efter fradrag af transportomkostninger for olie (herunder 5% fortjenstelementet). Grundlaget for årets afgiftsbetaling er foregående års produktion. Herudover er kommercielle fund gjort i tilladelser givet på 2. runde vilkår pålagt produktionsafgift. For tilladelser givet på 3. og 4. runde vilkår er der ikke pålagt produktionsafgift.

Afgiften har i de seneste år udgjort over 0,5 mia. kr. om året. For produktionen i 1996 forventes indbetalt ca. 950 mio. kr., hvilket er en stigning på 43% i forhold til afgiften for 1995 produktionen. Energistyrelsen forventer, at produktionsafgiften ligesom fortjenstelementet i de kommende år vil stige. I alt er der siden 1972 indbetalt 7,6 mia. kr., hvilket svarer til 9 mia. kr. i 1996-priser.

Rettighedshavernes økonomiske forhold

Olie- og gasindvindingsvirksomhed kræver betydelige investeringer, og erhvervet adskiller sig markant fra de fleste andre erhverv ved store etableringsomkostninger, en langsigtet investeringshorisont samt en stor risiko for ikke at få tilbagebetalt og forrentet afholdte udgifter.

Udgifter til efterforskning

Rettighedshavernes efterforskningsudgifter steg i 1996 med godt 50% til ca. 400 mio. kr. (foreløbig opgørelse). Heraf gik ca. 50% til borer og ca. 30% til generelle undersøgelser, der blandt andet omfatter seismiske undersøgelser. Den resterende del af udgifterne gik til administration, renteudgifter mv. Udover rettighedshavernes efterforskningsudgifter kommer øvrige efterforskningsudgifter, der ikke kan henføres direkte til licenserne, og som ikke skal indberettes til Energistyrelsen.

I 1997 forventes udgifterne til efterforskning at stige til omkring 0,5 mia. kr., hvilket skyldes en forventet stigning i antallet af borer, fortrinsvis som følge af arbejdsprogrammerne fra 4. runde.

Fig. 6.4 Skatter og afgifter mia. kr., 1997-2012, 1996-priser

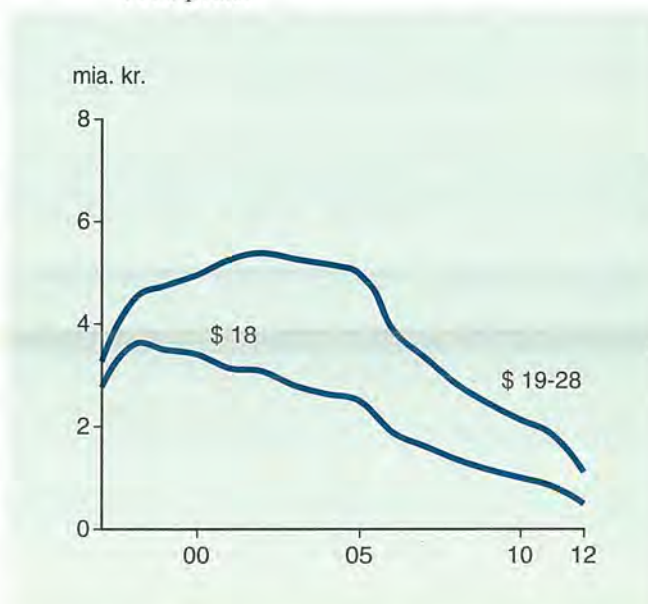
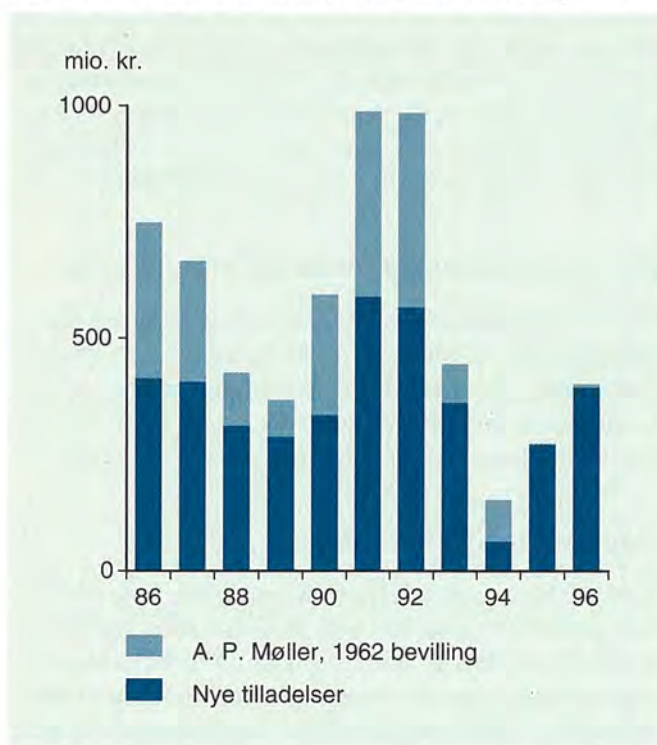


Fig. 6.5 Efterforskningsudgifter, mio. kr., årets priser



Efterforskningsaktiviteten fra 1998 og frem vil afhænge af olieselskabernes interesse for de nye muligheder for efterforskning i forbindelse med indførsel af åben dør proceduren og afholdelsen af en 5. udbudsrunde.

I alt har rettighedshaverne siden 1963 afholdt efterforskningsudgifter for ca. 18,5 mia. kr. i 1996-priser, hvoraf DUC-selskabernes andel udgør ca. 13 mia. kr. Figur 6.6.

Tabel 6.5 Udbygningsinvesteringer, mio. kr., årets priser

	1992	1993	1994	1995	1996*)
Dan	1.244	1.081	412	526	1.700
Kraka	97	79	175	3	1
Regnar	21	168	1	-	-
Gorm	411	722	516	632	350
Skjold	196	453	556	266	40
Dagmar	2	-	-	-	-
Tyra	372	380	1.158	1.450	725
Valdemar	27	375	106	1	80
Roar	1	2	25	289	75
Svend	-11	5	55	200	150
Harald	-4	6	149	810	1.075
Diverse	46	88	-14	-10	3
I alt	2.402	3.358	3.140	4.167	4.199

*) Skøn

viser udviklingen i rettighedshavernes efterforskningsudgifter de seneste ti år.

Udgifter til feltudbygning

I 1996 udgjorde investeringerne i feltudbygning ca. 4,2 mia. kr., hvilket omtrent svarer til investeringsniveauet i 1995. Der er især afholdt betydelige udgifter på Dan feltet og Harald feltet (ca. 2,8 mia. kr.). Endvidere kan fremhæves udgifter til udbygningen af Tyra feltet (ca. 0,7 mia. kr.). En mere omfattende omtale af aktiviteterne på de enkelte felter i 1996 kan findes i afsnittet *Produktion*.

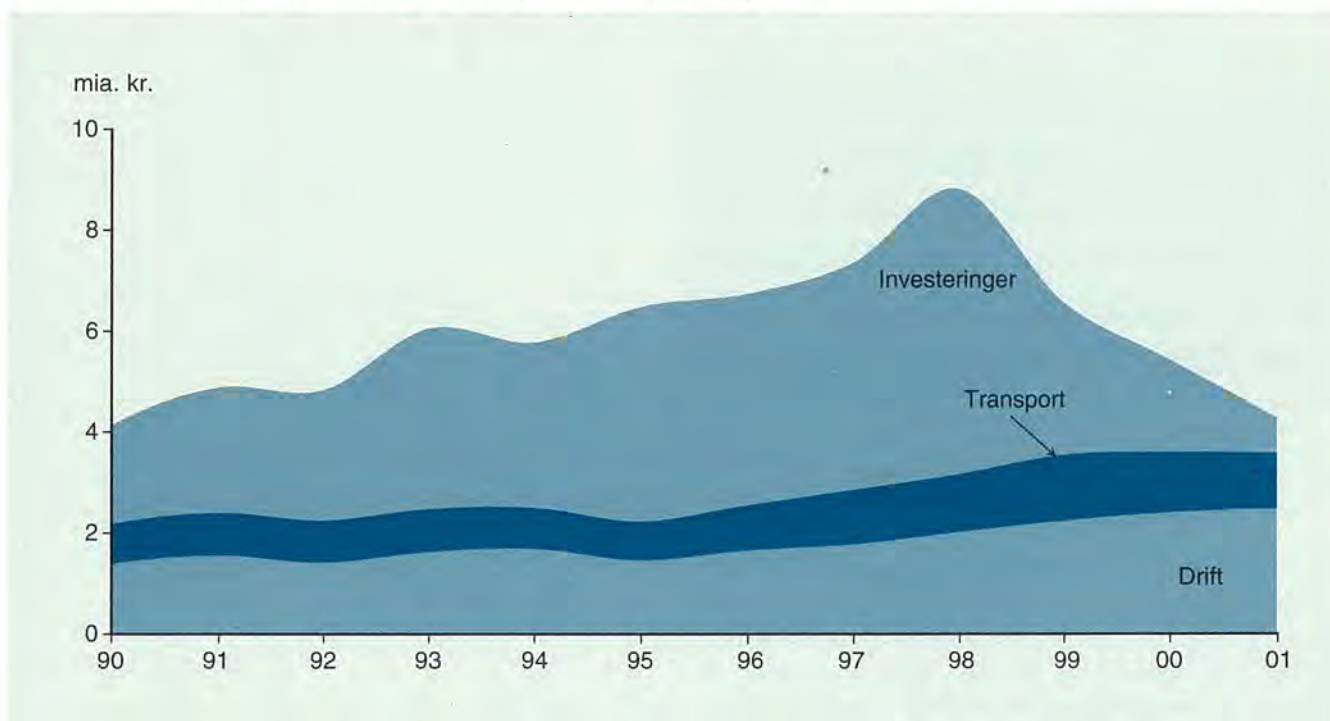
Investeringsniveauet for 1996 forventes opretholdt de næste par år. I alt forventes der i perioden 1997-2001 investeringer i udbygningsprojekter på omkring 16 mia. kr. i 1996-priser. Aktiviteten forventes primært koncentreret omkring Dan, Tyra, Syd Arne og Siri felterne. Endvidere forventes investeringer i et nyt gastransportsystem dels til transport af gas fra de nye danske olie- og gasfelter, og dels til transport af importeret gas fra Norge. Der er endnu ikke taget endelig stilling hertil, hvorfor de fremtidige investeringer i forbindelse hermed endnu er uafklaret.

Herudover forventer Energistyrelsen, at der er et yderligere potentiale for mulige videreudbygninger af en række felter, hvilket også vil påvirke investeringsomfanget i de kommende år.

Tabel 6.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 1997-priser

	1997	1998	1999	2000	2001
Igangværende og besluttet					
Dan	1,5	0,9	0,6	-	-
Igor	-	-	0,3	-	-
Gorm	0,1	0,1	-	-	-
Dagmar	0,1	-	-	-	-
Tyra	0,4	0,2	0,3	1,0	0,2
Valdemar	-	0,1	-	-	-
Svend	-	0,1	-	-	-
Roar	-	0,1	-	-	-
Adda	0,1	0,1	-	-	-
Elly	-	0,3	0,3	-	-
Harald	0,5	0,1	-	-	-
I alt	2,7	1,9	1,5	1,0	0,2
Planlagt	1,9	3,8	1,5	0,8	0,5
Forventet	4,5	5,7	3,0	1,8	0,7

Fig. 6.6 Investeringer i felter, drift og transport, mia. kr., 1996-priser



DUC-selskaberne har i alt afholdt investeringer i feltudbygninger på knap 55 mia. kr. i 1996-priser. De historiske investeringer fordelt på felter for de seneste fem år er angivet i tabel 6.5, mens de forventede fremtidige investeringer er angivet i tabel 6.6.

Udgifter til drift og transport

Udgifter til drift af anlæg til produktion af olie og gas har de seneste par år været omkring 1,5 mia. kr. I lyset af de forventede investeringer og de nye operatører på området forventes de samlede årlige driftsudgifter i de kommende år at stige.

Udgifter til transport af produktionen til land omfatter alene udgifter til olierøret og 5% fortjenstelementet, der betales af brugerne af olierøret, jf. ovenfor. Producenterne betaler ikke transportudgift til land for gassen, da den sælges direkte fra Tyra Øst platformen til Dangas. I de seneste par år har den samlede transportudgift for olie ligget på omkring 11 kr. pr. tønne.

Som følge af den forventede stigning i olieproduktionen vil der i 1997 blive investeret i en mindre udvidelse af rørledningens kapacitet. Dette vil forøge kapitalomkostningerne, som indgår i den samlede betaling for brug af rørledningen. I 1999 vil sidste del af lånene til den oprindelige investering i olierørledningen være tilbagebetalt, og således vil kapitalomkostningerne blive reduceret væsentligt. Idriftssættelsen af nye felter, hvor trans-

porten af olieproduktionen formentlig vil blive baseret på bøjelast, må modsat forventes at forøge de samlede transportudgifter til land.

DUC-selskaberne har i alt haft drifts-, administrations- og transportudgifter (inkl. fortjenstelementet) på ca. 33 mia. kr. i 1996-priser siden produktionens start i 1972.

Figur 6.6 viser den historiske udvikling i de årlige udgifter til investeringer, drift og olietransport samt forventningerne til de fremtidige udgifter.

DUC-selskabernes økonomiske resultater

De selskabsøkonomiske resultater for olie- og gasindvindingen er påvirket af mange faktorer. Især har udviklingen i produktionen, som i høj grad er styret af investeringsomfanget, udviklingen i produktpriserne og dollarkursen, betydning. I nedenstående er kun fremhævet enkelte aspekter af DUC-selskabernes økonomiske resultater.

DUC-selskabernes resultat før skat har generelt været stigende i de senere år, men er stagneret i 1995, jf. tabel 6.7. Resultatet i 1995 kan blandt andet tilskrives en mindre valutakursgevinst end i 1994, større renteudgifter og et fald i den samlede produktionsværdi. Det bemærkes, at DUC-selskabernes regnskabsresultater for 1996 endnu ikke var offentliggjort ved redaktionens afslutning.

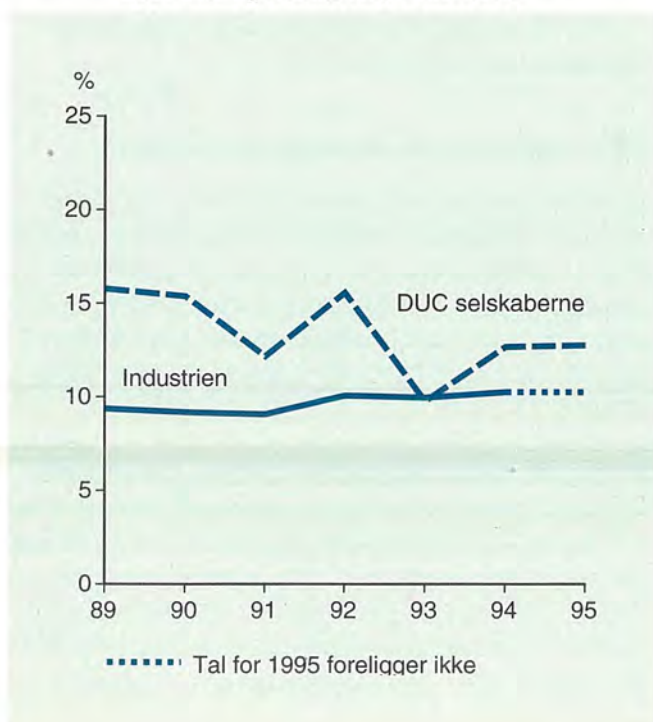
Tabel 6.7 DUC-selskabernes resultat før skat, mio. kr., årets priser

	1991	1992	1993	1994	1995
Indtægt	8.446	8.468	8.741	8.723	8.615
Driftsudgift *)	2.070	2.023	2.299	2.209	1.988
Renteudgift	336	267	297	314	337
Kursregulering	-182	-167	-408	632	472
Bruttoindtjening	5.859	6.011	5.737	6.833	6.762
Afskrivninger	2.373	2.126	2.386	2.716	2.554
Resultat før skat og afgifter	3.485	3.885	3.351	4.117	4.208

*) inkl. transportudgifter og udgiftsførte efterforskningsudgifter

Figur 6.7 viser, at DUC-selskabernes afkastningsgrad (defineret som resultat efter skat og afgifter minus renteudgifter målt i procent af de samlede aktiver, beregnet ud fra selskabernes årsregnskaber) gennem de senere år har haft større udsving for de enkelte år end i den resterende danske industri som helhed. Generelt ligger DUC-selskabernes afkastningsgrad dog over industriens. For perioden 1989-94 var den gennemsnitlige afkastningsgrad for DUC-selskaberne 13,5%, mens den resterende industri havde en afkastningsgrad på 9,6% (*Danmarks Statistik, Statistisk tiårsoversigt 1996*). Den højere afkastningsgrad kan opfattes som en form for risiko-præmie til selskaberne, der indvinder olie og gas.

Fig. 6.7 Afkastningsgrader (efter skat) for DUC-selskaberne og industrien, 1989-1995



7. 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.

Søfartsstyrelsen varetager visse dele af det sikkerhedsmæssige tilsyn, herunder især forhold vedrørende mobile anlægs udstyr af maritim karakter, konstruktion, styrke, flydeevne og indretning samt forhold vedrørende 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 *Miljø*.

Udbygningen af de faste havanlæg

De senere års høje aktivitetsniveau for udbygningen af Dansk Undergrunds Consortiums (DUC) olie- og gasfelter i Nordsøen har fortsat gennem 1996. To nye felter – Roar og Svend – er således blevet sat i produktion, og der er blevet taget store anlæg i brug på Tyra og Gorm felterne. Endvidere er der blevet installeret to nye platforme på Harald feltet.

Den igangværende udbygning af Dan feltet er så fremskreden, at det firebenede understel til den nye produktions- og behandlingsplatform Dan FF nu er blevet installeret. Borearbejderne fra platformen er desuden blevet indledt. Den resterende del af platformen, herunder proces- og hjælpeudstyrsmodulene samt broforbindelsen til Dan FC, ventes installeret i sommeren 1997. Endvidere er dæksudvidelsen på Dan D platformen nu også på plads.

De omfattende udvidelser og ombygninger af de eksisterende installationer i 1996 har primært været forårsaget af, at DUC fra 1997 er kontraktmæssigt forpligtet til at øge gasleverancerne fra konsortiets felter i Nordsøen. Til opfyldelse af denne forpligtelse har det været nødvendigt dels at udbygge gasfelterne Roar og Harald, og dels at etablere den nødvendige infrastruktur ved anlæg af rørledninger til transport af produktionen herfra til Tyra feltet. Det har desuden været nødvendigt at etablere nye kompressions- og modtagefaciliteter på Tyra feltets installationer.

Endvidere har udviklingen i produktionsteknologien medført, at der enten allerede er eller i løbet af de nærmeste år vil blive implementeret vandinjektion i fuld

skala på DUC's tre største oliefelter i Nordsøen: Dan, Gorm og Skjold.

Dette har i de senere år ført til betydelige anlægsudvidelser på Skjold og Gorm, hvor sidste trin af udvidelsen bestående af et nyt dæk på Gorm F platformen, som blandt andet indeholder en lavtryksskubekompressor, er blevet installeret i 1996. De nye anlæg på Gorm er blevet taget i brug i begyndelsen af 1997.

Udbygningen af installationerne på Dan feltet blev påbegyndt i 1996 til implementering af det planlagte fuldskala vandinjektionsprojekt. Dette projekt indebærer blandt andet anlæg af den tidligere omtalte platform Dan FF, som skal rumme en betydelig udvidelse af de eksisterende behandlingsanlæg for produktionen samt af vandinjektionsinstallationerne. Herudover vil der på de øvrige platforme på feltet blive gennemført betydelige ombygningsarbejder og nyinstallationer omfattende udvidelser og moderniseringer af de eksisterende produktions- og vandinjektionsanlæg. For placering og beliggenhed af de omtalte platforme og rørledninger henvises til figur 4.8 og omtale i afsnittet *Produktion*.

Som led i gennemførelsen af de pågældende projekter har Energistyrelsen igen i 1996 behandlet og godkendt et betydeligt antal byggeprojekter samt givet en række tilladelser til installation offshore og til efterfølgende ibrugtagning af de nye installationer og rørledninger.

I denne forbindelse er der som tidligere især blevet fokuseret på de enkelte anlægs miljø- og sikkerhedsmæssige forhold, som blandt andet dokumenteres i operatørens sikkerhedsredegørelser og kontrolsystemer. Endvidere er bestræbelserne for at sikre et tilfredsstillende arbejdsmiljø på installationerne i Nordsøen blevet videreført, idet der i særlig grad er blevet lagt vægt på nedbringelse af støjniveauet på de nye anlæg.

Planlagte faste havanlæg

Som omtalt tidligere i rapporten arbejdes der med planer for udbygning af oliefelterne Syd Arne og Siri. De to selskabsgrupper, der står for dette arbejde – ledet af henholdsvis Amerada Hess og Statoil – planlægger en hurtig iværksættelse af produktion fra felterne.

I forbindelse med det indledende projekteringsarbejde for de nye produktionsanlæg med tilhørende transportsystemer for olie og gas, er miljø- og sikkerhedsmæssige aspekter ved de planlagte anlæg blevet drøftet med selskaberne. Blandt de mulige løsninger for transportsystemerne har der blandt andet indgået overvejelser vedrørende anlæg af nye rørledninger og etablering af bøjelastningsanlæg direkte ved de pågældende felter.

Nye transitrørledninger for gas

I forbindelse med planerne om øgede gasleverancer fra Norge til det europæiske kontinent har Energistyrelsen godkendt, at Statoil etablerer en 42" rørledning – *Norfra* rørledningen – over en 22 km lang strækning på dansk sokkelområde øst for den eksisterende *Zeepipe* rørledning.

Statoil har tillige ansøgt Energistyrelsen om tilladelse til anlæg af yderligere en 42" gasrørledning, *Europipe II*, der ifølge planerne vil krydse dansk sokkelområde over en ca. 180 km lang strækning.

Energistyrelsens driftstilsyn

Der er i 1996 blevet udført inspektioner på alle driftscentre: Dan, Gorm og Tyra, som led i tilsynet med de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på anlæggene. Inspektionerne omfattede endvidere revision af operatørens kontrolsystem.

Mobile havanlæg

Energistyrelsen fører i samarbejde med blandt andet Søfartsstyrelsen tilsyn med de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på mobile havanlæg, der anvendes i den danske del af Nordsøen. Dette indebærer, at anlæggenes fysiske og organisatoriske forhold vurderes, før der gives tilladelse til deres anvendelse i området. Desuden kontrolleres efterlevelse af danske regler under udførelsen af de pågældende anlægs- og borearbejder inden for dansk sektor.

Meddelelse af tilladelse til anvendelse af mobile anlæg, som ikke tidligere har været i brug på dansk område, kan undertiden være forbundet med ganske betydelige problemer. Dette skyldes, at de internationale regelsæt primært fokuserer på de grundlæggende sikkerhedsmæssige forhold, herunder anlæggenes flydeevne, kraftforsyning og redningsmidler, mens indretningen af indkvarteringen og af de industrielle arbejdspladser kun i mere begrænset omfang dækkes af de pågældende regelsæt.

Efterlevelse af danske regler kan derfor forudsætte udførelse af betydelige ændringer af anlæggene. Imidlertid vil eksisterende fysiske forhold på anlæggene i visse tilfælde gøre det umuligt i praksis at opfylde specifikke krav i de danske regler. I sådanne tilfælde vil tilladelse til at arbejde på dansk område være afhængig af, om resultatet af en samlet vurdering af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på anlægget, blandt andet under hensyntagen til opholdets varighed og anlæggets generelle forhold, viser, at der vil kunne opnås tilfredsstillende forhold for arbejdets udførelse.

Især kan der for rørlægningsfartøjernes vedkommende være betydelige problemer med efterlevelse af danske regler, for så vidt angår indretningen af anlæggene og tilrettelæggelsen af arbejdet. En medvirkende årsag her til kan være, at disse anlæg ikke er omfattet af offshore regler i vore nabolande, og at der derfor ikke af de pågældende myndigheder stilles specifikke krav til indretningen af arbejdspladserne eller til varigheden af de ansattes offshore ophold.

I hele 1996 har boreplatformene *Shelf Explorer*, *Mærsk Endeavour*, *Mærsk Exerter* og *Neddrill 10* arbejdet på dansk område for Mærsk Olie og Gas AS. Sidstnævnte platform har i 1996 efter forbedring af beboelsen og de arbejdsmiljømæssige forhold opnået en femårig ibrugtagningstilladelse.

Desuden har Dansk Operatørselskab (Danop) i dele af året anvendt boreplatformen *Mærsk Enhancer* til udførelse af borer for Statoil og Amerada Hess.

Kranfartøjet *DB 102* er i to perioder i 1996 blevet anvendt til et antal løfte- og byggearbejder for Mærsk Olie og Gas AS i forbindelse med installation af både nye platforme og nye faciliteter på bestående platforme. Kraner på fartøjerne *DSV Well Servicer* og *DSV Seaway Pelican* er ligeledes i perioder blevet anvendt til nogle mindre, undersøiske installationsarbejder.

Rørlægningsfartøjet *Lorelay* har i en periode i 1996 udført arbejder for Mærsk Olie og Gas AS.

Endelig har Mærsk Olie og Gas AS benyttet beboelsesplatformene *Mærsk Explorer* og *Neddrill Kolskaya* gennem hele 1996. Platformene er blevet anvendt på flere forskellige lokaliteter, hvor nyinstallation eller ombygninger af de faste anlæg har medført et midlertidigt behov for udvidelse af arbejdsstyrken.

Love og bekendtgørelser

I 1996 er der i samarbejde med arbejdsmarkedets parter i Koordinationsudvalget blevet udarbejdet en række bekendtgørelser, blandt andet til gennemførelse af en række EU-direktiver. Der er ikke udstedt love eller foretaget lovændringer i 1996 på sikkerheds- og sundhedsområdet. Energistyrelsen har udstedt følgende bekendtgørelser i 1996:

Bekendtgørelse nr. 64 af 7. februar 1996 om stoffer og materialer, der anvendes på havanlæg.

Bekendtgørelsen stiller en række krav til den arbejdsgiver, der anvender farlige stoffer og materialer på havanlæg, blandt andet til mærkning af emballage og brugs-

anvisninger. Endvidere er der krav om, at leverandøren eller importøren skal anmelde produkterne til Arbejdstilsynets Produktregister og udarbejde en brugsanvisning.

Bekendtgørelse nr. 127 af 6. marts 1996 om arbejdets udførelse mv. på havanlæg.

Denne bekendtgørelse indeholder blandt andet mere detaljerede krav til indholdet af den sikkerhedsredegørelse, der skal udarbejdes i forbindelse med projektering og drift af faste havanlæg samt i forbindelse med brug af flytbare havanlæg samt til de såkaldte arbejdspladsvurderinger.

Sikkerhedsredegørelser har tidligere været omtalt i Energistyrelsens rapport om olie og gasproduktion fra 1992. Sikkerhedsredegørelserne vurderer risikoen for store ulykker på anlæggene, mens risikoen ved arbejdets udførelse skal vurderes ved arbejdspladsvurderingen. Denne indebærer en vurdering af de arbejdsmiljømæssige risici, der er forbundet med arbejdet, for eksempel støj, kemikalier og tunge løft samt hvilke foranstaltninger, der med rimelighed kan foretages for at reducere disse risici mest muligt.

Bekendtgørelse nr. 128 af 6. marts 1996 om indretning af arbejdssteder mv. på havanlæg.

Bekendtgørelsen stiller blandt andet krav til indretningen af anlægget, herunder belysning, ventilation og temperaturforhold i arbejdsrum samt alarmsystemer, redningsmidler, adgangsveje, flugtveje, brand- og røgdetektorer, kommunikationsudstyr og mønstringssteder.

Bekendtgørelse nr. 270 af 17. april 1996 om indretning af tekniske hjælpemidler på faste havanlæg.

Bekendtgørelsen gennemfører en opdatering af maskindirektivet (ændringer til direktiv 89/392/EØF foretaget i 1991 og 1993) og er rettet mod direkte import af tekniske hjælpemidler til et fast havanlæg fra et land uden for EU.

Bekendtgørelse nr. 271 af 17. april 1996 om indretning af tekniske hjælpemidler til anvendelse i eksplosionsfarlig atmosfære på faste havanlæg.

Bekendtgørelsen omfatter særlige krav til tekniske hjælpemidler, der importeres direkte til et fast havanlæg fra et land uden for EU, og som anvendes i eksplosionsfarlige atmosfærer (klassificerede områder).

Vejledninger

Energistyrelsen har ikke udsendt vejledninger i 1996, men har afsluttet udarbejdelsen af nedenstående vejledning, som er blevet udsendt primo 1997:

Vejledning om sikkerhedsorganisation på flytbare havanlæg.

Anmeldelse af arbejdsskader

Som tidligere er statistikken over arbejdsskader offshore delt op i to afsnit, statistik over anmeldte arbejdsulykker og statistik over anmeldte formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser.

Arbejdsulykker

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

I 1996 har Energistyrelsen modtaget 27 anmeldelser af arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 18 arbejdsulykker på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer og ni på mobile havanlæg, omfattende borerigge, rør-lægningsfartøjer samt kranfartøjer. Anmeldelserne for faste havanlæg omfatter ulykker opstået ved drift og vedligeholdelse samt ved konstruktion af nye anlæg. Ingen af anmeldelserne har medført død eller alvorlig personskade.

Fig. 7.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg



Sætter man de 18 anmeldte arbejdsulykker på faste havanlæg i relation til antallet af arbejdstimer (2,8 mio.) fås en ulykkesfrekvens på 6,3 pr. mio. arbejdstimer. Sætter man tilsvarende de ni anmeldte arbejdsulykker på mobile havanlæg i relation til antal arbejdstimer (1,7 mio.) på mobile havanlæg, fås en ulykkesfrekvens på 5,4 pr. mio. arbejdstimer.

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

I tabel 7.1 og figur 7.1 er anført ulykkesfrekvensen for hvert år i perioden 1988 til 1996 for mobile og for faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer udtrykt som antallet af anmeldte arbejdsulykker pr. mio. arbejdstimer. Opgørelsen omfatter samtlige arbejdsfunktioner, herunder drift, vedligeholdelse og installationsarbejder på anlæggene.

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

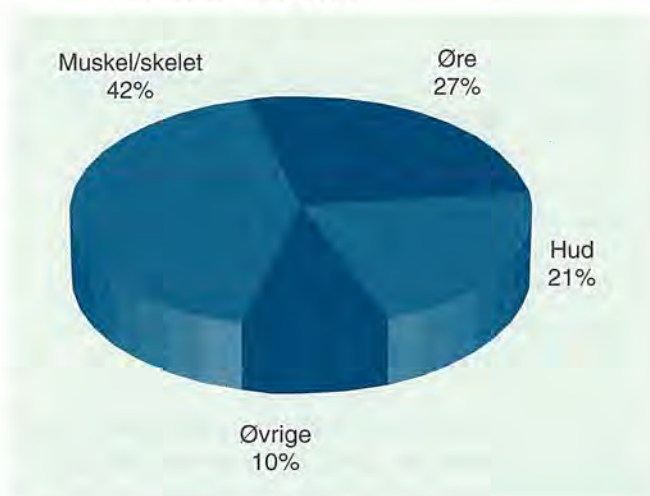
Til sammenligning kan oplyses, at gennemsnitsfrekvensen for ulykker inden for dansk landbaseret industri siden 1988 har ligget på ca. 50 ulykker pr. mio. arbejdstimer. For 1995 er ulykkesfrekvensen inden for industrien på land opgjort til 51,7 pr. mio. arbejdstimer (*Dansk Arbejdsgiverforening, Arbejdsulykker 1995*).

Antallet af arbejdstimer udført på faste havanlæg er steget lidt i 1996 i forhold til 1995, idet arbejdet i 1996 har været en fortsættelse af de store installations- og anlægsarbejder, foranlediget af udbygningen af felterne i den nordlige del af den danske sektor, der blev påbegyndt i 1995. For de mobile havanlægs vedkommende er antallet af udførte arbejdstimer steget i 1996 med ca. 23% i forhold til 1995, men ligger ca. 17% under antallet af udførte arbejdstimer i 1993.

Tabel 7.1 Antal ulykker pr. mio. arbejdstimer

År	Faste anlæg	Mobile anlæg
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	13,5
1995	3,3	5,3
1996	6,3	5,4

Fig. 7.2 Antal arbejdsbetingede lidelser anmeldt for årene 1985-1996



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. Antallet af sådanne anmeldelser har hidtil været ganske få. Energistyrelsen har således i 1996 ikke modtaget anmeldelser.

Siden 1993 har Energistyrelsen modtaget ti anmeldelser. Disse anmeldelser kan opdeles mellem hoveddiagnoserne muskel/skeletlidelser, høreskader, hudlidelser og øvrige lidelser. Muskel/skeletlidelser dækker over lidelser i ryg, lænd, skuldre, arme og ben. Det er ikke muligt at henføre de anmeldte skader til mobile eller faste havanlæg. Som følge heraf omfatter den ovenstående figur skader pådraget såvel på faste som på mobile anlæg. Figur 7.2 viser fordelingen i perioden 1985-1996.

Internationalt samarbejde

Energistyrelsen har igennem årene skabt et tæt samarbejde med de øvrige nordsølandes tilsynsmyndigheder på sikkerheds- og arbejdsmiljøområdet, og har i 1996 afholdt de sædvanlige årlige kontaktmøder med de respektive landes tilsynsmyndigheder. Styrelsen har endvidere deltaget i samarbejdet i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) om sikkerhedsuddannelse og sikkerhedsredegørelser.

Desuden 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).

8. Miljø

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

Den danske regulering af havanlæggenes miljøforhold sker primært med baggrund i Undergrundsloven, Havmiljøloven og Havanlægsloven. Både Miljøstyrelsen og Energistyrelsen er ifølge lovgivningen pålagt opgaver med henblik på sikring af miljøet.

Miljøstyrelsens opgaver er primært knyttet til udledningen fra platformene mv. og dennes virkning på det omgivende miljø samt til beredskabet for olieforureningsbekæmpelse. Energistyrelsens opgaver er primært knyttet til anlæggenes konstruktion, udstyr og drift. De to styrelser samarbejder med henblik på at sikre en koordineret indsats.

Siden ændringen af Undergrundsloven i 1995, der blandt andet implementerede EU's Koncessionsdirektiv, skal der forud for etablering af havanlæg til indvinding af olie og gas foretages en vurdering af de miljømæssige konsekvenser af det pågældende anlæg.

I lighed med udviklingen på andre områder i samfundet er de metoder, der anvendes til regulering af miljøforholdene, under forandring. Hvor reguleringen tidligere primært skete ved specifik begrænsning af udledningernes art og mængde, lægges der nu i højere grad vægt på at sikre, at miljøpåvirkninger begrænses mest muligt ved, at de involverede selskaber anvender den miljømæssigt bedst mulige teknik og arbejdsmetode.

I denne sammenhæng fokuseres der i stigende omfang på operatørernes vurdering af offshoreaktiviteternes påvirkning af det omgivende miljø samt på de dertil knyttede kontrolprocedurer.

Den stigende miljømæssige interesse for aktiviteterne på havterritoriet 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 indsats i denne sammenhæng sker i samarbejde mellem flere institutioner, koordineret af Miljøstyrelsen. Energistyrelsen bidrager på sine fagområder og deltager internationalt i de fora, som er væsentlige for de danske olie- og gasaktiviteter.

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

CO₂-udledningen fra danske offshoreanlæg Brændstofforbrug og gasafbrænding

Ved produktion og transport af olie og naturgas forbruges betydelige energimængder, ligesom det er nødvendigt at afbrænde en del gas, som af sikkerhedsmæssige eller tekniske grunde ikke kan nyttiggøres. Anlæggene i Nordsøen udleder derfor CO₂ i mængder, som afhænger både af produktionens størrelse og ikke mindst af anlægstekniske og naturgivne forhold.

I forhold til produktionens størrelse er der i den danske del af Nordsøen mange produktionsanlæg. Dette begrænser mulighederne for energimæssig effektivisering.

Det er især anvendelsen af en del af den producerede gas til brændstof i gasturbiner, som driver elgeneratorer, kompressorer samt vandinjektionspumper, der fører til udledning af CO₂. Forbruget af brændstof på de respektive procesanlæg og den afbrændte gasmængde gennem de seneste 10 år er illustreret på figurerne 8.1 og 8.2.

Fig. 8.1 Brændstofforbrug fordelt på procescentre samt Dagmar

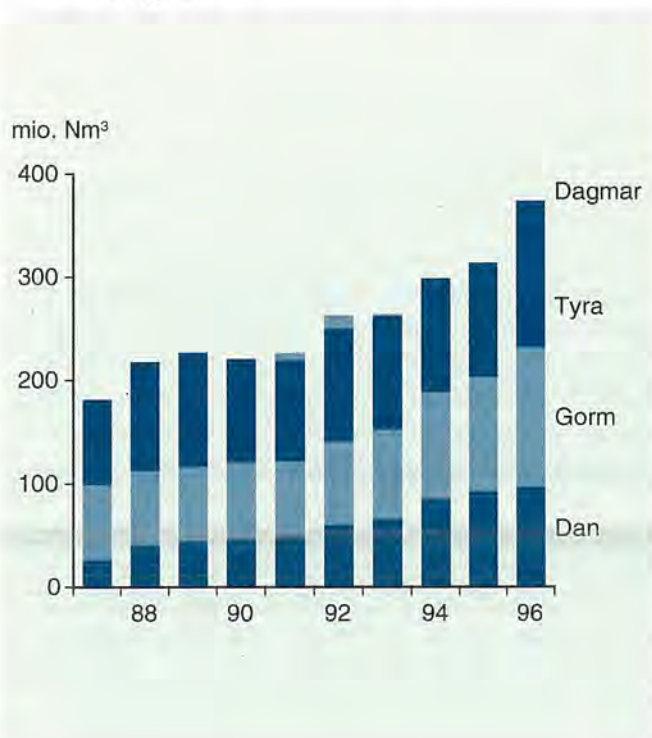
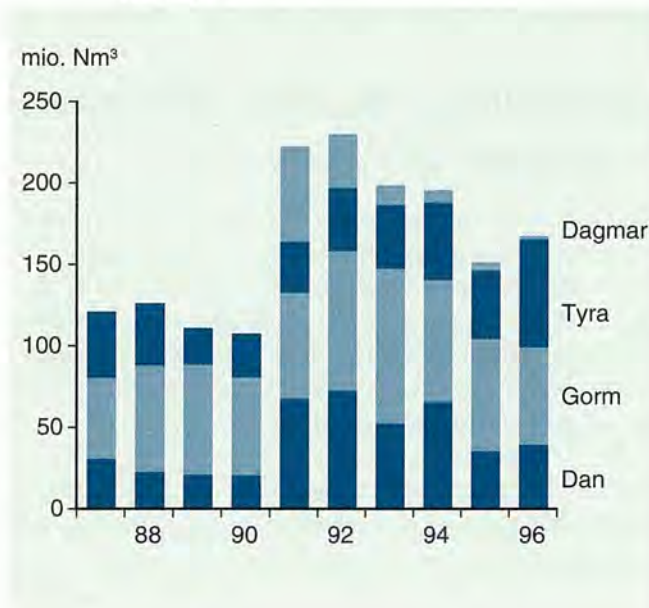


Fig. 8.2 Gasafbrænding fordelt på procescentre samt Dagmar



Mens der er sket en betydelig stigning i brændstofforbruget på de danske olie- og gasproduktionsanlæg, ses der kun en moderat stigning i mængden af afbrændt gas i den samme periode. Denne udvikling skyldes især, at gasafbrændingen på oliefelterne i de senere år er blevet betydeligt nedbragt.

CO₂-udledningen i 1996

På figur 8.3 er vist udviklingen i CO₂-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1987. Det ses, at den samlede udledning i 1996 udgjorde ca. 1,2 mio. tons CO₂. Dette er en mindre stigning på ca. 0,15 mio. tons i forhold til gennemsnittet for de forudgående fem år.

Figuren viser endvidere, at mens CO₂-udledningen fra gasafbrændingen er blevet reduceret fra et niveau på ca. 0,5 mio. tons i 1991/92 til ca. 0,35 mio. tons i 1995/96, har CO₂-udledningen fra energifremstillingen på platformene udviklet sig fra et niveau på ca. 0,5 mio. tons i perioden 1988-91 til ca. 0,8 mio. tons i 1996.

Den beskrevne udvikling i CO₂-udledningens størrelse skal ses i sammenhæng med den markante stigning i produktionen af olie og naturgas gennem de senere år. Produktionen af olie og naturgas er således fordoblet fra ca. 8,4 mio. t.o.e. i 1989 til ca. 16,3 mio. t.o.e. i 1996. Det er værd at bemærke, at denne udvikling kun har været mulig gennem introduktion af energikrævende, forbedrende indvindingsmetoder på de tre store oliefelter, hvor indvindingen nu har stået på i 15-20 år.

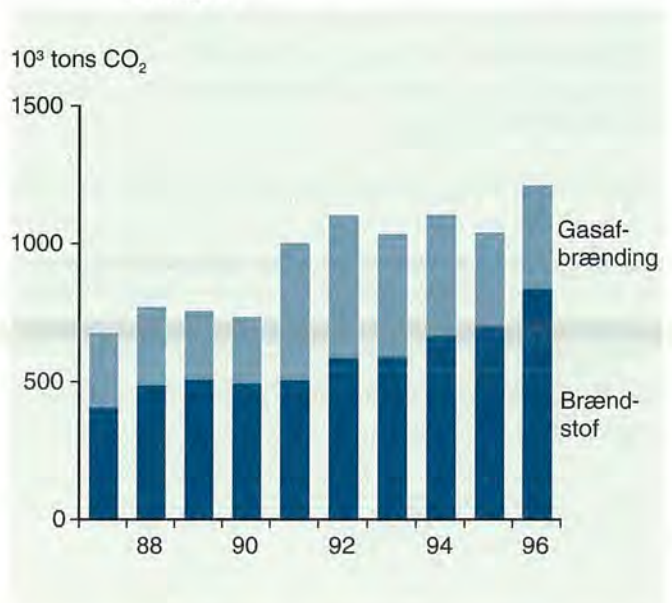
De indvindingsforbedrende metoder indebærer injektion af store vandmængder i reservoirerne på Dan, Gorm og Skjold. Som beskrevet i afsnittet *Produktion* indledtes vandinjektion på Skjold i 1986, mens vandinjektion blev påbegyndt i mindre omfang på Dan og Gorm i 1989. Succesen med denne indvindingsmetode har i de senere år ført til stærkt stigende vandinjektion i alle de pågældende oliefelter. I 1996 er der således blevet injiceret i alt ca. 22 mio. m³ vand i de tre felter mod kun ca. 5 mio. m³ i 1992.

Procesanlæggene på Dan og Gorm er derfor gennem de seneste år blevet udbygget væsentligt med injektionsanlæg for havvand samt nye separations- og vandbehandlingsanlæg til håndtering af de efterhånden store vandmængder, som følger med olieproduktionen. Anlæggene på Dan feltet er stadig under yderligere udbygning. Injektionskapaciteten på Dan vil således blive øget med 140% til i alt 360.000 tønder vand pr. dag svarende til ca. 20 mio. m³ vand om året.

Samtidig med at anlæggene til olieindvindingen er blevet udbygget væsentligt i de senere år, har behovet for leverancer af naturgas fra felterne i Nordsøen været stadig stigende. De voksende gasleverancer har ført til stigende energiforbrug til behandling og kompression af gassen.

Udviklingen i CO₂-udledningen afspejler, at der i 1996 er blevet taget nye behandlings- og kompressionsanlæg i brug på Tyra feltet som en forudsætning for den planlagte forøgelse af de kontraktmæssige gasleverancer fra Nordsøen fra 1997.

Fig. 8.3 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



CO₂-udledningen i relation til produktionen

Brændstofforbruget på procesanlæggene i Nordsøen og den deraf følgende CO₂-udledning har udviklet sig parallelt med olie- og gasproduktionen gennem de senere år, jf. figur 8.4:

Det fremgår således af figuren, at CO₂-udledningen herfra vurderet i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse siden begyndelsen af 1990'erne har stabiliseret sig på en værdi på ca. 50.000 tons CO₂ pr. produceret mio. t.o.e. Den stærke udvikling i olie- og gasproduktionen i denne periode har således ikke givet anledning til en stærkere stigning i CO₂-udledningen på trods af de betydeligt mere energikrævende indvindingsprocesser og den større belastning af især eksportkompressorerne for naturgassen.

Anlægger man en lignende betragtning for gasafbrændingen på offshoreanlæggene og det deraf følgende bidrag til CO₂-udledningen, viser figur 8.5, at CO₂-udledningen hidrørende fra gasafbrændingen vurderet i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse har været faldende siden begyndelsen af 1990'erne til et niveau i 1996 på ca. 23.000 tons CO₂ pr. mio. t.o.e. Den stærke stigning i olie- og gasproduktionen og den deraf større belastning af produktionsanlæggene har således ikke givet anledning til en tilsvarende stigning i gasafbrændingen.

CO₂-udledningen offshore og de energipolitiske målsætninger

Vurderer man CO₂-udledningen fra den danske offshoreproduktion af olie og naturgas i relation til målsætningen om at reducere den samlede danske CO₂-udledning, må

Fig. 8.4 CO₂-udledning fra brændstofforbrug

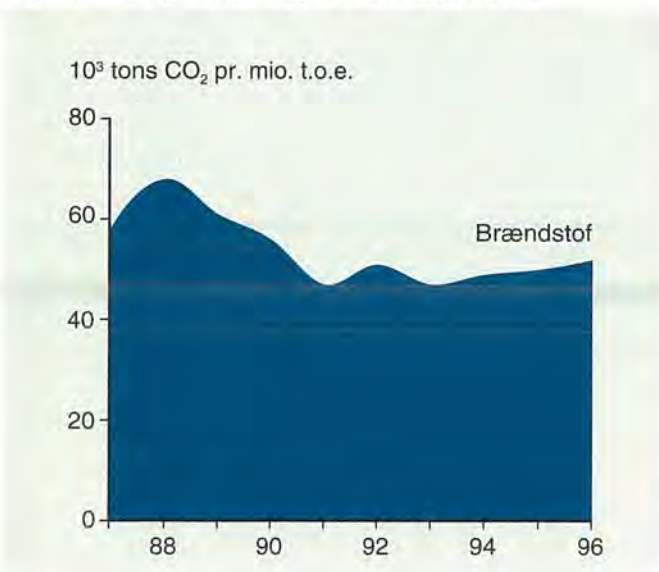
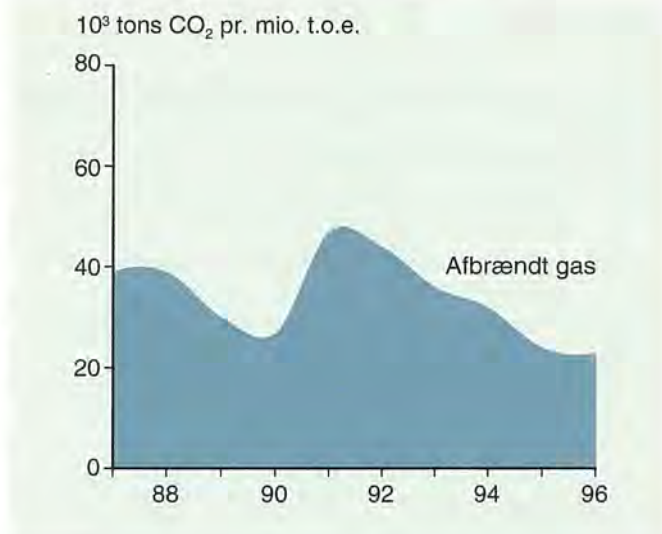


Fig. 8.5 CO₂-udledning fra gasafbrænding



man karakterisere bidraget fra offshoresektoren som værende betydeligt mindre end den reduktion af udledningen fra dansk område i øvrigt, der opnås ved, at naturgas i betydelig udstrækning har erstattet andre fossile brændsler.

Indvinding og transport af olie og naturgas nødvendiggør, som anført, anvendelse af store mængder energi, og mulighederne for at reducere CO₂-udledningen offshore er begrænset af dette energibehov og af de eksisterende anlægs grundlæggende udformning.

I forbindelse med etablering af nye anlæg eller større ombygninger af eksisterende anlæg er der imidlertid gunstige muligheder for at sikre anvendelsen af den bedst mulige teknologi. Der kan dog ikke fokuseres udelukkende på CO₂-udledningen ved bedømmelse af ny teknologi inden for denne sektor. Sikkerheds- og pålidelighedsmæssige forhold for driften, bemandings- og vedligeholdelsesmæssige forhold samt investeringer og driftsomkostninger må nødvendigvis også tages i betragtning.

Ombygninger af produktionsanlæg samt nye anlæg offshore er som anført i det følgende underlagt krav om udførelse af en *Vurdering af Virkningen på Miljøet*, inden de kan gennemføres. Oplysninger vedrørende udledningen af CO₂ fra planlagte anlæg indgår i denne vurdering på linie med andre forhold af betydning for miljøet.

En detaljeret vurdering af de planlagte forhold og af relevante alternativer og deres betydning for CO₂-udledningen vil derfor for fremtiden være en vigtig del af ansøgningsmaterialet ved godkendelse af nye projekter. På baggrund heraf kan det sikres, at fremtidige anlæg vil

blive udformet på en sådan måde, at kravet om, at den mest hensigtsmæssige teknologi anvendes, vil blive tilgodeset.

Vurdering af Virkningen på Miljøet (VVM)

Efter ændringen af Undergrundsloven i 1995 kan projekter, som antages at påvirke miljøet i væsentlig grad, kun godkendes på baggrund af en vurdering af de miljømæssige konsekvenser. Ansøgning om godkendelse af sådanne projekter skal for fremtiden ledsages af en *Vurdering af Virkningen på Miljøet (VVM)*. Der foreligger ikke på nuværende tidspunkt generelle regler for gennemførelse af VVM procedurer i forbindelse med tilladelser i henhold til Undergrundsloven.

Folketinget har endvidere i foråret 1997 vedtaget en ændring af Kontinentalsokkeloven, som vil skabe hjemmel for Energistyrelsen til at stille krav om gennemførelse af en VVM procedure for projekter, som indebærer anlæg af rørledninger til transport af olie og naturgas fra et land til et andet over dansk kontinentalsokkel.

Aktuelle VVM redegørelser

Det er første gang i dansk offshorehistorie, at der vil blive gennemført egentlige VVM procedurer såvel i forbindelse med udbygning af olie- og gasfelter som i forbindelse med anlæg af transitrørledninger over dansk kontinentalsokkel.

Selskaberne bag udbygningen af felterne Siri og Syd Arne i den danske del af Nordsøen har således udarbejdet VVM redegørelser for de pågældende projekter. Statoil har endvidere udarbejdet en VVM redegørelse i forbindelse med anlæg af den norske transitgasrørledning *Europipe II*. Denne rørledning, som er planlagt anlagt over dansk kontinentalsokkelområde, vil transportere gas fra Norge til det europæiske kontinent fra 1999.

Redegørelsernes indhold

VVM redegørelserne for feltudbygningerne af Siri og Syd Arne indeholder en vurdering af alle væsentlige påvirkninger af miljøet, som udbygningen af felterne kan tænkes at forårsage. De indeholder endvidere en beskrivelse af, hvilket udstyr der planlægges anvendt på produktionsanlæggene. Denne beskrivelse gør det muligt at afklare, om projektet anvender den teknisk bedste løsning til opnåelse af et renere miljø (*BAT – Best Available Technology*).

VVM redegørelserne beskriver desuden, hvilken indflydelse de pågældende projekter vil få på miljøet i det område, hvor projekterne planlægges gennemført (influensområdet). Miljøbeskrivelsen af området omfatter det fysiske og det biologiske miljø samt en beskrivelse af, hvilken indflydelse det pågældende projekt kan få på kommercielle aktiviteter som for eksempel fiskeri.

Endelig indeholder redegørelserne et afsnit med en vurdering af, om de miljømæssige følger af projektet kan få socioøkonomiske effekter.

Energistyrelsen, Skov- og Naturstyrelsen og Miljøstyrelsen har i de konkrete tilfælde i 1996 indgået i en følgegruppe, som har fulgt og rådgivet selskaberne i deres arbejde med redegørelserne.

Høringsproceduren ved VVM

VVM redegørelserne vil blive sendt i offentlig høring til såvel de berørte myndigheder og organisationer som til offentligheden. VVM redegørelserne vil blive bekendtgjort for offentligheden ved annoncering i de landsdækkende aviser med oplysning om, hvorledes offentligheden kan gøre sig bekendt med ansøgning og redegørelse. Der vil blive givet en frist på otte uger til at fremsætte bemærkninger.

9. Forskning

Energiforskningsprogram 1997

Energiforskningsprogrammet (EPF 97) finansieres af midler afsat på finansloven. Der blev i 1996 givet ca. 108 mio. kr. i tilskud til 55 energiprojekter. Heraf var der fire projektforslag vedrørende olie og naturgas med et samlet omkostningsbudget på 32 mio. kr. Disse projekter fik tildelt 13 mio. kr. i tilskud svarende til et gennemsnitligt tilskud på 41%. Herudover fik to olie- og gasprojekter tilskud på i alt 5 mio. kr. fra de særlige midler, der er afsat til energiforsknings samarbejde med øst- og ulande.

Energistyrelsen har det faglige og administrative ansvar for vurdering og behandling af de indsendte projektsøgninger. Styrelsen vurderer projekterne i samarbejde med *Det Faglige Forskningsudvalg for Olie- og Naturgasområdet*, som er rådgivende over for styrelsen vedrørende projekternes faglige kvalitet mv.

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 områderne har følgende emner været prioriteret:

- Forskning og udvikling, der fremmer interessen for anbringelse af utestede formationer og fælder på dansk sokkelområde.
- Bestemmelse af petrofysiske parametre og skaleringsmetoder.
- Geostatistiske og geofysiske modelleringsmetoder.
- Inversion og geofysisk modellering af væskefronters bevægelse.
- Seismisk optimering ved kombination af geostatistiske og geofysiske modeller.
- Eksperimentel og beregningsmæssig analyse af fortrængningsprocesser.
- Optimering og levetidsforlængelse af konstruktioner og udstyr.
- Simple, fleksible satellitbygninger og flydende produktionsudstyr.
- Katalyserende projekter vedrørende arktisk efterforskning og produktionsbeslutninger.

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.

Internationalt forsknings samarbejde

Energistyrelsen har igennem årene 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 internationale 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 er delt mellem syv olieproducerende selskaber i Nordsøen, heriblandt Mærsk Olie og Gas AS.

Programmet har afsluttet sin fjerde fase i efteråret 1996 med et symposium afholdt i Reims, Frankrig. Her blev der redegjort for opnåede resultater.

Samarbejdet med kalkforskning forventes at fortsætte med en femte fase i 1997. Olieselskaberne og myndighederne er i færd med at konkretisere emnerne for den fortsatte forskning.

EU's forsknings- og udviklingsprogrammer

EU's 4. rammeprogram for Forskning, Udvikling og Demonstration blev annonceret i 1994 og løber til udgangen af 1998. Programmet er på ca. 100 mia. kr. På energiområdet er der igangsat to ikke-nukleare underprogrammer *JOULE* (forskning og udvikling) og *THERMIE* (demonstration). Olie- og naturgasområdet har fået en for Danmark god placering, idet prioriteringen inden for de fleste emner er på linie med den nationale prioritering.

Det samlede danske udbytte af rammeprogrammets 1. og 2. runde har generelt været meget højt. Inden for kulbrinteområdet var den danske andel af projekterne i beg-

ge ansøgningsrunder imidlertid ikke tilfredsstillende. Projektkvaliteten var ifølge EU ikke så god som ved de tidligere programmer, og der var kun få 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 alle de faglige udvalg.

Fagudvalget for Petroleumsteknologi behandler ansøgninger vedrørende olie- og naturgasområdet. I 1996 tilfaldte fagudvalget støtte til 12 PhD-stillinger (heraf fire danske) og ét professorat.

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

Programmet vil blive midtvejsevalueret i maj 1997.

Rettighedshavere i Danmark

Dansk Undergrunds Consortium (DUC):

Eneretsbevillingen af 8. juli 1962

Blok: 5504/5 og 6 (Elly)	
Blok: 5603/27 og 28 (Gert)	
Blok: 5504/10 og 14 (Rolf)	
Blok: 5604/25 (Svend)	
Blok: 5604/21 og 22 (Harald)	
Blok: 5504/7, 8, 11, 12, 15 og 16	
5505/13, 17 og 18 (Det Sammenhængende Område)	

Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	46,000%
A.P. Møller (Bevillingshaver)	39,000%
Texaco Denmark Inc.	15,000%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	

2. og 3. runde grupper:

Amalie-delen af licens 7/86

Blok: 5604/22 og 26

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	33,544%
DOPAS	25,317%
DENERCO OIL A/S	20,731%
LD Energi A/S	11,194%
Amerada Hess Energi A/S	9,214%
Statoil er operatør og Danop vil blive operatør i en udbygningsfase	

Lulita-delen af licens 7/86

Blok: 5604/22

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	33,544%
DOPAS	25,317%
DENERCO OIL A/S	24,882%
LD Energi A/S	11,194%
Amerada Hess Energi A/S	5,063%
Statoil er operatør og Danop vil blive operatør i en udbygningsfase	

Licens 7/89

Blok: 5504/2

Blok: 5604/25, 29 og 30

Amerada Hess A/S	65,690%
DOPAS	25,000%
DENERCO OIL A/S	7,500%
Danoil Exploration A/S	1,810%
Amerada Hess er operatør og Danop er medoperatør	

Licens 8/89

Blok: 5603/32

Blok: 5604/29

Amerada Hess A/S	63,263%
DOPAS	23,624%
DENERCO OIL A/S	10,564%
Danoil Exploration A/S	2,549%
Danop er operatør	

Licens 10/89

Blok: 5603/27 og 31

A.P. Møller	26½%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26½%
Texaco Denmark Inc.	26½%
DOPAS	20%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	

Licenser tildelt i 1990:

Licens 1/90

Blok: 5604/18

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	33,544%
DOPAS	25,317%
DENERCO OIL A/S	24,882%
LD Energi A/S	11,194%
Amerada Hess Energi A/S	5,063%
Statoil er operatør og Danop er medoperatør	

Licens 2/90

Blok: 5604/23 og 24

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	50,985%
DENERCO OIL A/S	17,316%
LD Energi A/S	14,003%
DOPAS	10,000%
Amerada Hess Energi A/S	7,696%
Danop er operatør	

Licens 3/90

Blok: 5603/28

Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,800%
A.P. Møller	31,200%
DOPAS	20,000%
Texaco Denmark Inc.	12,000%
Mærsk Olie og Gas AS er operatør	

4. runde grupper:

Licens 1/95

Blok: 5503/2 og 3
Blok: 5603/30 og 31

Amerada Hess A/S	40,000%
Premier Oil BV	20,000%
DENERCO OIL A/S	20,000%
DOPAS	20,000%

Amerada Hess er operatør og Danop er medoperatør

Licens 2/95

Blok: 5503/3 og 4
Blok: 5603/31
Blok: 5604/29

Amerada Hess A/S	63,263%
DOPAS	23,624%
DENERCO OIL A/S	10,564%
Danoil Exploration A/S	2,549%

Danop er operatør og Amerada Hess er medoperatør

Licens 3/95

Blok: 5604/19 og 20
Blok: 5605/21

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	50,497%
DOPAS	20,000%
DENERCO OIL A/S	13,232%
LD Energi A/S	10,169%
Amerada Hess Energi A/S	6,102%

Danop er operatør og Statoil er medoperatør

Licens 4/95

Blok: 5604/20
Blok: 5605/4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 og 17
Blok: 5606/1, 5 og 9

Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	27,500%
RWE-DEA AG	20,000%
Wintershall AG	20,000%
DOPAS	20,000%
EWE AG	12,500%

Danop er operatør

Licens 5/95

Blok: 5603/30 og 31

Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	35,000%
Amerada Hess Efterforskning A/S	20,000%
DOPAS	20,000%
Pelican A/S Danmark	15,000%
DENERCO OIL A/S	5,000%
Premier Oil BV	5,000%

Phillips er operatør

Licens 6/95

Blok: 5604/16 og 20
Blok: 5605/13 og 17

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	40,000%
Enterprise Oil Exploration Ltd.	20,000%
DOPAS	20,000%
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	12,500%
DENERCO OIL A/S	7,500%

Statoil er operatør og Danop er medoperatør

Licens 7/95

Blok: 5505/22

A.P. Møller	26⅓%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26⅓%
Texaco Denmark Inc.	26⅓%
DOPAS	20%

Mærsk Olie og Gas AS er operatør

Licens 8/95

Blok: 5504/3 og 4

Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,800%
A.P. Møller	31,200%
DOPAS	20,000%
Texaco Denmark Inc.	12,000%

Mærsk Olie og Gas AS er operatør

Licens 9/95

Blok: 5604/21, 22, 25 og 26

Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,800%
A.P. Møller	31,200%
DOPAS	20,000%
Texaco Denmark Inc.	12,000%

Mærsk Olie og Gas AS er operatør

Der henvises endvidere til koncessionskortet bagerst i rapporten.

Efterforsknings- og vurderingsboringer, 1986-1996

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Slutted
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	Skjold Fl.-1 5504/16-6	Mærsk Olie og Gas AS West Kappa	55°33'23" 04°53'51"	4550 meter Trias	1991-05-10 1991-09-22
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	Eg-1 5503/04-2	Agip Neddrill Trigon	55°57'09" 03°58'25"	4500 meter Perm	1991-06-24 1991-09-23
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	Baron-1 5604/30-2	Norsk Hydro Mærsk Jutlander	56°01'44" 04°15'29"	999 meter Ø. Jura	1991-07-25 1991-08-01
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	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
Ravn-1 5504/01-2	Amoco Dyvi Epsilon	55°52'36" 04°13'52"	4968 meter N. Perm	1986-03-24 1986-07-21	Elly-3 5504/06-5	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	55°47'19" 04°22'02"		1991-09-12 1992-02-12
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	TWC-3P 5504/11-3	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Giant	55°42'56" 04°44'56"	2734 meter N. Kridt	1991-09-14 1991-11-24
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	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
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	Dagmar-6 5504/15-8	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Endeavour	55°35'04" 04°35'50"		1992-02-22 1992-04-11
Mejrup-1 5608/19-1	Phillips Kenting 36	56°22'39" 08°40'36"	2481 meter Ø. Trias	1987-03-22 1987-04-29	E-6 5504/12-5	Mærsk Olie og Gas AS Mærsk Giant	55°40'29" 04°53'22"		1992-03-12 1992-05-12
Felicia-1 5708/18-1	Statoil Mærsk Guardian	57°26'18" 08°18'41"	5280 meter N. Perm	1987-07-04 1987-12-03	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
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	E-7 5504/12-6	Mærsk Olie og Gas AS West Sigma	55°40'43" 04°49'24"		1992-06-11 1992-07-18
Ibenholt-1 5605/20-1	Phillips Dyvi Sigma	56°23'26" 05°58'29"	2558 meter Prækambrium	1987-08-11 1987-09-24	Bertel-1 5603/32-3	Danop West Omikron	56°02'12" 03°58'03"	4810 meter Trias	1992-06-27 1992-10-07
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	Ida-1 5606/13-1	Amoco Ross Explorer	56°32'11" 06°06'58"	1663 meter Trias	1992-09-14 1992-09-30
Ravn-2 5504/05-1	Amoco Dan Earl	55°50'34" 04°13'40"	4466 meter Trias	1987-09-16 1987-11-17	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
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	Skarv-1 5504/10-2	Amoco Ross Explorer	55°43'14" 04°24'58"	3935 meter Trias	1992-10-04 1992-11-17
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	Jelling-1 5509/10-1	Danop Kenting 31	55°44'22" 09°22'33"	1933 meter Prækambrium	1992-10-05 1992-10-24
Borg-1 5508/32-2	Danop Kenting 34	55°02'57" 08°48'23"	3063 meter Palæozoikum	1988-04-18 1988-05-29	Alma-2 5505/17-11	Mærsk Olie og Gas AS Shelf Explorer	55°29'50" 05°13'37"		1992-10-18 1993-02-06
Gulnare-1 5604/26-1	Statoil Mærsk Endeavour	56°10'13" 04°26'41"	4735 meter Ø. Jura	1988-06-04 1988-09-19	Løgumkloster-2 5508/32-3	Danop Kenting 31	55°02'00" 08°56'32"	2768 meter N. Perm?	1993-09-01 1993-10-17
Tordenskjold-1 5503/03-2	Danop Neddrill Trigon	55°56'19" 03°32'31"	3702 meter N. Perm	1988-12-14 1989-02-04	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
Pernille-1 5514/30-1	Norsk Hydro Glomar Moray Firth	55°00'54" 14°18'43"	3589 meter Silur	1989-04-09 1989-06-06	E-8 5504/12-7	Mærsk Olie og Gas AS West Kappa	55°05'22" 04°59'12"		1994-04-10 1994-06-06
Stina-1 5414/07-1	Amoco Glomar Moray Firth	54°47'20" 14°37'44"	2482 meter Silur	1989-06-12 1989-07-11	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
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	Siri-1 5601/20-1	Statoil Deeppsea Bergen	56°29'11" 04°54'57"	2197 meter N. Tertiær	1995-11-28 1995-12-24
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	Rigs-2 5604/29-5	Amerada Hess Mærsk Enhancer	56°05'52" 04°13'09"		1996-05-11 1996-07-29
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	Siri-2 5604/20-2	Statoil Mærsk Enhancer	56°29'41" 04°52'13"	2294 meter N. Tertiær	1996-08-03 1996-08-27
Amalie-1 5604/26-2	Statoil Neddrill Trigon	56°14'39" 04°22'02"	5320 meter M. Jura	1990-08-01 1991-06-17	MFB-2E 5505/17-12	Amerada Hess Shelf Explorer	55°28'47" 05°06'31"		1996-08-09 1996-12-21
E-5 5504/12-4	Mærsk Olie og Gas AS West Sigma	55°40'25" 04°53'11"	2166 meter Ø. Kridt	1991-02-05 1991-05-11	Siri-3 5605/13-1	Statoil Mærsk Enhancer	56°30'35" 05°03'48"		1996-08-30 1996-10-11

Bilag C

Forundersøgelser 1996

Undersøgelse Tilladelse	Operatør Kontraktør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område Blok nr.	Indsamlet i 1996
PAG95 1/95 + 5/95	Phillips/Amerada Geco-Prakla	Offshore 3D	1995-12-04 1996-04-07	CG 5503, 5603	11.915 km
SIRINOR 6/95	Statoil Geco-Prakla	Offshore 3D	1996-01-29 1996-04-25	NDB 5604, 5605	22.505 km
DN96C 8/89 + 2/95	Danop Geco-Prakla	Offshore 3D	1996-04-10 1996-05-14	CG 5503, 5504, 5603, 5604	13.456 km
SIRIWEST	Geco-Prakla Geco-Prakla	Offshore 3D	1996-09-02 1996-09-20	NDB 5604	8.635 km
SET96	PGS-Nopec SMNG	Offshore 2D	1996-01-27 1996-04-05	NDB 5604, 5605	482 km
DN96N 2/90 + 3/95	Danop Geoteam	Offshore 2D	1996-04-04 1996-04-07	NDB 5604, 5605	103 km
UCG96	Geoteam Geoteam	Offshore 2D	1996-06-20 1996-07-14	NDB & RFH 5604, 5605, 5606, 5504, 5505	2.200 km
NDT96	CGG Geoteam	Offshore 2D	1996-07-15 1996-08-05	NDB 5604, 5605, 5606	284 km
DN9602N 2/90 + 3/95	Danop Geoteam	Offshore 2D	1996-08-06 1996-08-18	NDB 5604, 5605	835 km
SIRI-RCM	Geco-Prakla Geco-Prakla	Offshore 2D	1996-09-16 1996-09-21	NDB 5604, 5605	28 km
DT97	Geoteam Geoteam	Offshore 2D	1996-11-15 1996-12-12	NDB & RFH 5604, 5605, 5504, 5505	2.351 km
CGME96	PGS Nopec SMNG	Offshore 2D	1996-11-15 1996-12-02	NDB 5604, 5605	14 km
UCGE97	Geoteam Geoteam	Offshore 2D	1996-12-13 1997-01-09	NDB & RFH 5605, 5606, 5505, 5506	1.552 km
4/95	Danop Alluvial Mining	Offshore Geokemisk	1996-03-22 1996-04-02	NDB 5604, 5605, 5606	100 kerner
	Norges Geologiske Undersøgelse	Offshore Aeromagnetisk	1996-04-21 1996-06-27	NDB 5604-5608, 5706-5710, 5810	ca. 15.000 km

CG = Centralgraven, NDB = Norsk-danske Bassin, RFH = Ringkøbing-Fyn Højderyggen

Nye felter under udbygning

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	Siri
Beliggenhed:	Blok 5604/20
Rettighedshaver:	Statoil-gruppen 6/95, jf. bilag A
Operatør:	Statoil, Danop er medoperatør
Fundet år:	1995
Indvindingsplan fremsendt:	1997
I drift (planlagt):	1998
Vanddybde:	60 m
Reservoirdybde:	2.060 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Palæocen

Felt navn	Syd Arne
Beliggenhed:	Blok 5604
Rettighedshaver:	Amerada Hess-gruppen 7/86, jf. bilag A
Operatør:	Amerada Hess A/S, Danop er medoperatør
Fundet år:	1969
Indvindingsplan fremsendt:	1997
I drift (planlagt):	1999
Vanddybde:	60 m
Reservoirdybde:	2.710-2.940 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Nedre Tertiær og Øvre Kridt (Nedre 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

Bilag D

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

Dansk olieproduktion 1972-1996, mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Total
1972-1980	2,68*											2,68*
1981	0,34	0,53										0,88
1982	0,31	1,64	0,02									1,97
1983	0,27	1,84	0,40									2,52
1984	0,36	1,62	0,65	0,07								2,71
1985	0,45	1,80	0,85	0,35								3,46
1986	0,47	1,72	1,07	0,57	0,47							4,29
1987	1,23	1,50	1,21	0,84	0,63							5,42
1988	1,50	1,35	1,37	0,95	0,40							5,57
1989	1,47	1,35	2,21	1,05	0,39							6,48
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					8,26
1992	2,70	1,66	2,28	1,67	0,30	0,21	0,31					9,12
1993	3,26	1,89	2,10	1,64	0,18	0,39	0,07	0,15	0,05			9,72
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
1996	3,80	2,88	2,02	1,45	0,22	0,34	0,02	0,04	0,16	0,32	0,84	12,09
I alt	29,37	27,64	23,26	14,43	3,46	2,04	0,94	0,70	0,68	0,32	0,84	103,69

Dansk gasproduktion (netto**) 1972-1996, mia. Nm³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Total
1972-1980	0,78*											0,78*
1981	0,08	0,05										0,13
1982	0,08	0,05	0,00									0,14
1983	0,08	0,03	0,04									0,14
1984	0,13	-0,04	0,06	0,26								0,41
1985	0,21	-0,09	0,07	1,11								1,31
1986	0,24	0,11	0,10	1,63	0,02							2,10
1987	0,44	0,02	0,10	2,02	0,03							2,60
1988	0,60	0,12	0,11	1,77	0,02							2,62
1989	0,71	0,00	0,19	2,11	0,02							3,02
1990	0,80	0,03	0,22	2,02	0,01							3,08
1991	0,88	0,11	0,23	2,61	0,01	0,06	0,07					3,96
1992	1,06	0,13	0,21	2,57	0,01	0,09	0,05					4,12
1993	1,34	0,36	0,19	2,40	0,01	0,13	0,01	0,01	0,03			4,47
1994	1,26	0,85	0,19	2,28	0,00	0,12	0,01	0,03	0,10			4,83
1995	1,33	0,73	0,19	2,71	0,01	0,13	0,01	0,01	0,05			5,16
1996	1,25	0,65	0,16	2,62	0,01	0,09	0,00	0,00	0,06	1,33	0,08	6,25
I alt	11,26	3,10	2,06	26,11	0,15	0,61	0,14	0,04	0,23	1,33	0,08	45,12

* Der henvises til tidligere udgaver af rapporten *Danmarks olie og gasproduktion*

** Rejnificeret gas er fratrukket

Bilag E

Leverance af naturgas fra danske felter 1984-1996, mia. Nm³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Total
1984	0,01	0,02	<0,01	0,19	-	-	-	-	-	-	-	0,22
1985	0,05	<0,01	<0,01	1,02	-	-	-	-	-	-	-	1,06
1986	0,21	0,12	0,01	1,46	<0,01	-	-	-	-	-	-	1,80
1987	0,38	0,02	<0,01	1,90	<0,01	-	-	-	-	-	-	2,30
1988	0,53	0,10	0,01	1,63	<0,01	-	-	-	-	-	-	2,27
1989	0,64	0,06	0,01	1,98	<0,01	-	-	-	-	-	-	2,69
1990	0,74	0,10	0,03	1,89	<0,01	-	-	-	-	-	-	2,75
1991	0,77	0,17	0,05	2,48	<0,01	0,05	-	-	-	-	-	3,51
1992	0,93	0,15	0,04	2,43	<0,01	0,08	-	-	-	-	-	3,63
1993	1,23	0,30	0,08	2,26	<0,01	0,12	-	0,01	0,02	-	-	4,01
1994	1,13	0,72	0,15	2,15	<0,01	0,10	-	0,02	0,06	-	-	4,33
1995	1,21	0,60	0,15	2,57	0,01	0,12	-	0,01	0,04	-	-	4,70
1996	1,12	0,49	0,12	2,48	0,01	0,09	-	<0,01	0,05	1,26	0,08	5,71
I alt	8,95	2,83	0,64	24,43	0,03	0,55	-	0,04	0,17	1,26	0,08	38,97

Månedlig produktion af olie og kondensat 1996, tusinde m³

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1996
Dan	310	298	319	309	325	240	338	345	320	326	323	347	3799
Kraka	35	32	33	27	31	16	29	23	26	27	22	36	340
Regnar	5	5	5	4	4	2	5	4	4	4	0	0	41
Gorm	191	210	261	237	240	237	264	252	250	261	238	238	2879
Skjold	212	168	170	162	177	151	167	155	150	161	176	173	2023
Rolf	22	20	18	18	12	15	18	20	21	19	16	17	218
Dagmar	2	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	23
Tyra	148	139	142	131	136	101	103	99	98	117	113	121	1447
Valdemar	12	16	12	18	15	12	7	15	13	11	14	16	161
Roar	6	14	27	33	22	18	19	27	33	41	39	40	319
Svend	-	-	-	-	25	38	74	117	131	150	150	153	836
I alt	943	903	989	942	990	833	1026	1058	1048	1119	1093	1143	12087

Vandinjektion i danske felter, mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	Total
1981				
1982				
1983				
1984				
1985				
1986			0,63	0,63
1987			1,04	1,04
1988			1,38	1,38
1989	0,08	0,36	2,90	3,34
1990	0,18	0,89	3,38	4,45
1991	0,18	1,01	3,24	4,43
1992	0,86	1,60	2,79	5,25
1993	1,53	2,14	2,84	6,51
1994	3,81	4,61	3,51	11,93
1995	5,88	5,75	3,99	15,62
1996	8,24	8,11	5,71	22,07
I alt	20,77	24,48	31,40	76,66

Gasinjektion i danske felter, mia. Nm³

År	Gorm	Tyra	Total
1981	0,03		0,03
1982	0,22		0,22
1983	0,40		0,40
1984	0,55		0,55
1985	0,73		0,73
1986	0,67		0,67
1987	0,86	0,63	1,50
1988	0,86	1,59	2,45
1989	0,89	1,41	2,30
1990	0,78	1,28	2,06
1991	0,74	1,07	1,80
1992	0,71	1,37	2,08
1993	0,42	1,45	1,87
1994	0,07	1,37	1,44
1995	0,03	1,13	1,16
1996	0,03	1,22	1,25
I alt	7,98	12,53	20,50

Felter i produktion

Dan Centret:

Felt navn	Dan
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972
Produktionsbrønde:	46 (heraf 33 vandrette)
Vandinjektionsbrønde:	31 (heraf 12 vandrette)
Sløjfede brønde:	6
Vanddybde:	40 m
Areal:	20 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.1997:	
Olie:	73,1 mio. m ³
Gas:	11,8 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	29,37 mio. m ³
Gas:	11,26 mia. Nm ³
Vand:	6,23 mio. m ³
Akkumuleret injektion pr. 1.1.1997:	
Vand:	20,77 mio. m ³
Produktion i 1996:	
Olie:	3,80 mio. m ³
Gas:	1,25 mia. Nm ³
Vand:	1,54 mio. m ³
Vandinjektion i 1996:	8,24 mio. m ³
Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	11,4 mia. kr.

Geologisk karakteristisk

Strukturen på Dan er fremkommet ved opskydning af kalklagene delvis over en salthorst. En hovedforkastning deler feltet i to reservoirblokke, som yderligere er gennemsat af en række mindre forkastninger. Kalken har en høj porøsitet, men lav permeabilitet. Feltet har en gas-kappe.

Produktionsstrategi

Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand. Vandinjektion blev indledt i 1989. Den seneste udbygningsplan fra 1995 indebærer blandt andet etablering af højrateinjektion. Det høje tryk, som anvendes ved injektion, bevirker, at vandet sprækker kalken op og fordeler sig langt ud i reservoiret. Ved de store mængder injiceret vand opnås en hurtig stabilisering og efterfølgende opbygning af reservoirets tryk i oliezone. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle størst muligt reservoirvolumen med mest muligt vand.

Anlæg

Dan feltet er udbygget med seks indvindingsplatforme DA, DD, DE, DFA, DFB og DFE, to behandlings-/indkvarteringsplatforme DB og DFC samt to afbrændingsplatforme DC og DFD.

På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar.

Procesanlægget på DFC, som behandler den samlede produktion fra Dan, Kraka og Regnar, 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 tønder pr. dag).

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

På Dan feltet kan der indkvarteres 86 personer på DFC og fem personer på DB.

Anlæg under udbygning

I forbindelse med den igangværende videre udbygning af Dan feltet vil kapaciteten af olie-, gas- og vandbehandlingsfaciliteterne samt vandinjektionsinstallationerne blive udvidet. Udvidelserne sker dels gennem opgradering af det bestående udstyr på det nuværende Dan F platformskompleks og dels gennem nyt procesudstyr, som placeres på en ny platform DFF broforbundet med DFC. På DFF er der plads til 32 brønde, men platformen vil kunne udvides til at rumme i alt 64 brønde.

I forbindelse med udbygningen vil der blive etableret tre nye rørledninger til DD platformen til transport af produktionen, injektionsvand og løftegas.

Understellet til DFF blev installeret i 1996. Procesfaciliteter mv. samt broforbindelsen til DFC forventes installeret i 1997.

Felt navn	Kraka
Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1966
I drift år:	1991
Produktionsbrønde:	6 (alle vandrette)
Vanddybde:	45 m
Areal:	20 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.1997:	
Olie:	4,0 mio. m ³
Gas:	1,3 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	2,04 mio. m ³
Gas:	0,61 mia. Nm ³
Vand:	1,08 mio. m ³
Produktion i 1996:	
Olie:	0,34 mio. m ³
Gas:	0,09 mia. Nm ³
Vand:	0,27 mio. m ³
Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	8,7 mia. kr.

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezonen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

Produktionsstrategi

Indvindingen af olie og gas foregår ved naturlig indvinding, dvs. at der ikke tilføres reservoiret energi ved injektion af gas eller vand. Produktionen søges tilrettelagt og løbende optimeret med henblik på frigørelse af mest mulig olie og mindst mulig vand fra den tætte kalkformation.

Anlæg

Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen med plads til syv brønde. Produktionen sendes til DFC på Dan feltet til behandling og videre transport.

Felt navn	Regnar
Tidligere navn:	Nils
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1979
I drift år:	1993
Produktionsbrønde:	1
Vanddybde:	45 m
Areal:	8 km ²
Reservoirdybde:	1700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.1997:	
Olie:	0,2 mio. m ³
Gas:	<0,1 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	0,70 mio. m ³
Gas:	0,04 mia. Nm ³
Vand:	0,94 mio. m ³
Produktion i 1996:	
Olie:	0,04 mio. m ³
Gas:	<0,01 mia. Nm ³
Vand:	0,30 mio. m ³
Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	0,2 mia. kr.

Geologisk karakteristik

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

Produktionsstrategi

Regnar produceres fra en vertikal brønd placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod produktionsbrønden af indstrømmende vand fra vandzonen. Målet for den fremtidige indvinding er at fortrænge og producere mest mulig af olien fra den tætte del af formationen, matricen.

Anlæg

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

Overvågning og kontrol af brøndinstallationen foregår ved fjernstyring fra Dan FC.

Gorm Centret:

Felt navn	Gorm
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15 og 16
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1981
Produktionsbrønde:	30 (heraf 7 vandrette)
Gasinjektionsbrønde:	2
Vandinjektionsbrønde:	14 (heraf 9 vandrette)
Lukkede brønde:	1
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.1997:	
Olie:	19,7 mio. m ³
Gas:	3,2 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	27,64 mio. m ³
Nettogas:	3,10 mia. Nm ³
Vand:	9,19 mio. m ³
Akkumuleret injektion pr. 1.1.1997:	
Gas:	7,98 mia. m ³
Vand:	24,48 mio. m ³

Produktion i 1996:

Olie:	2,88 mio. m ³
Nettogas:	0,65 mia. Nm ³
Vand:	1,92 mio. m ³

Injektion i 1996:

Gas:	0,03 mia. m ³
Vand:	8,11 mio. m ³

Akkumulerede investeringer (årets priser)

pr. 1.1.1997: 6,5 mia. kr.

Geologisk karakteristisk

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene delvis over en salthorst. 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.

Produktionsstrategi

I 1989 indledtes vandinjektion i reservoiret. Olieindvindingen fra feltet er baseret på udbredelse af injiceret vand til hele feltet. På den vestlige reservoirblok foregår produktionen fra højereliggende dele af reservoiret under samtidig vandinjektion på flankerne. I en senere fase vil produktionen blive flyttet endnu højere op mod toppen af strukturen, mens der vil blive indledt vandinjektion i områder, hvorfra der tidligere blev produceret olie. På den østlige reservoirblok foregår produktionen fra højereliggende dele af reservoiret under samtidig injektion af vand i vandzonen under reservoiret. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle størst muligt reservoirtvolumen med mest muligt vand.

Gasinjektionen, som siden produktionstart har fundet sted i den vestlige reservoirblok, er nu stort set afviklet.

Anlæg

Gorm feltet er udbygget med to indvindingsplatforme GA og GB, en behandlings-/beboelsesplatform GC, en afbrændingsplatform GD, en stigrørs-/pumpeplatform GE (ejet af Dansk Olierør A/S) samt en kombineret indvindings-/behandlings-/pumpeplatform GF.

På Gorm modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Skjold, Rolf og Dagmar. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Størstedelen af den producerede gas sendes nu til Tyra Øst. Den stabiliserende

de olie fra behandlingsanlæggene på henholdsvis Dan, Tyra og Gorm Centrene bliver ilandført via pumpeplatformen GE.

Procesanlægget på GC består af et stabiliseringsanlæg for olie, hvor olien fra Rolf behandles samt et anlæg for behandling af gas og til rensning af produceret vand. Der er endvidere kompressoranlæg for reinjektion og eksport af gas.

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

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

I 1996 er der blevet installeret et fjerde dæk på GF, der blandt andet indeholder en lavtryksskumpressor, således at brøndhovedtrykket på brøndene på Gorm og Skjold kan sænkes. Der er endvidere installeret en ny testseparator på dette dæk.

På GC er der indkvartering for 98 personer.

Felt navn	Skjold
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift år:	1982
Produktionsbrønde:	13
heraf vandrette/lagparallelle:	10
Vandinjektionsbrønde:	7 (heraf 2 vandrette)
Lukkede brønde:	1
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km ²
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.1997:	
Olie:	14,3 mio. m ³
Gas:	1,2 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	23,26 mio. m ³
Gas:	2,06 mia. Nm ³
Vand:	6,08 mio. m ³

Akkumuleret injektion pr. 1.1.1997:
Vand: 31,40 mio. m³

Produktion i 1996:
Olie: 2,02 mio. m³
Gas: 0,16 mia. Nm³
Vand: 2,67 mio. m³

Vandinjektion i 1996: 5,71 mio. m³

Akkumulerede investeringer (årets priser)
pr. 1.1.1997: 2,9 mia. kr.

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Strukturen er på det meste af randen afgrænset ved en serie ringforkastninger. Reservoiret er gennemsat af talrige, mindre forkastninger centralt på strukturen. På strukturens flanker er reservoiret mindre opsprækket. Reservoiret har vist usædvanligt gode produktionsegenskaber.

Produktionsstrategi

I de første år efter produktionsstart blev olien produceret fra enkelte brønde udgående til toppen af reservoirets centrale del. I 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret. Vandet injiceres i afbøjede og vandrette brønde på strukturens flanker. I dag produceres olien fra Skjold overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker. Produktions- og injektionsbrønde er beliggende skiftevis i et radiale mønster ud fra platformen. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle størst mulige dele af reservoiret med mest muligt vand. Injektion af vand har ført til, at reservoirtrykket er stabiliseret over oliens boblepunkt.

Anlæg

Skjold feltet er som satellit til Gorm feltet udstyret med to indvindingsplatforme Skjold A og B samt en beboelsesplatform Skjold C. De er begge broforbundet med Skjold A.

Der er intet behandlingsanlæg på Skjold feltet. Produktionen sendes til GF platformen på Gorm feltet og behandles dér. Installationerne på Gorm forsyner Skjold med injektionsvand og løftegas.

På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.

Feltnavn	Rolf
Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14 og 15
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1981
I drift år:	1986
Produktionsbrønde:	2
Lukkede brønde:	1
Vanddybde:	34 m
Areal:	8 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.1997:	
Olie:	1,8 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	3,46 mio. m ³
Gas:	0,15 mia. Nm ³
Vand:	2,56 mio. m ³
Produktion i 1996:	
Olie:	0,22 mio. m ³
Gas:	0,01 mia. Nm ³
Vand:	0,49 mio. m ³
Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	0,6 mia. kr.

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er i lighed med felterne Skjold, Dagmar, Regnar og Svend stærkt opsprækket og fremviser usædvanligt gode produktionsegenskaber.

Produktionsstrategi

Rolf produceres via brønde placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod de producerende brønde af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Den naturlige vandindstrømning fra vandzonen svarer volumenmæssigt til dét, der fjernes ved produktionen centralt på strukturen. Der har hidtil ikke været behov for at tilføre energi til reservoiret ved at injicere vand.

Anlæg

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Produktionen føres ubehandlet til GC platformen på Gorm feltet, hvor behandling finder sted. Rolf forsynes endvidere med løftegas fra Gorm feltet.

Feltnavn	Dagmar
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Licens:	Eneretsbevillingen
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 pr. 1.1.1997:	
Olie:	0,6 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	0,94 mio. m ³
Gas:	0,14 mia. Nm ³
Vand:	1,96 mio. m ³
Produktion i 1996:	
Olie:	0,02 mio. m ³
Gas:	<0,01 mia. Nm ³
Vand:	0,51 mio. m ³
Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	0,3 mia. kr.

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir i Danmark, der ligger tættest på overfladen. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være tilsvarende opsprækket.

Produktionsstrategi

Dagmar udviste indledningsvis høje produktionsrater for olie, men reservoiret har ikke efterfølgende udvist sam-

me gode produktionsegenskaber som felterne Skjold og Rolf. Produktionen foregår som naturlig indvinding. Det er usikkert, om hele reservoiret drænes fra de eksisterende brønde, eller om strukturen er opdelt i flere mindre reservoirer.

Anlæg

Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes ubehandlet til GF platformen på Gorm feltet, hvor der er installeret særlige behandlingsfaciliteter for Dagmars svovlbrinteholdige produktion. Den forholdsvis ringe mængde gas fra Dagmar afbrændes grundet det høje svovlbrinteindhold.

Tyra Centret:

Felt navn	Tyra
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11 og 12
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1984
Produktionsbrønde:	46 (heraf 20 vandrette)
Produktions/ Injektionsbrønde:	10
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.1997:	
Olie:	2,4 mio. m ³
Kondensat:	4,3 mio. m ³
Gas:	50,1 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	6,78 mio. m ³
Kondensat:	7,65 mio. m ³
Nettogas:	26,11 mia. Nm ³
Vand:	8,05 mio. m ³
Akkumuleret injektion pr. 1.1.1997:	
Gas:	12,53 mia. Nm ³
Produktion i 1996:	
Olie:	0,86 mio. m ³
Kondensat:	0,59 mio. m ³
Nettogas:	2,62 mia. Nm ³

Vand:	2,16 mio. m ³
Gasinjektion i 1996:	1,22 mia. Nm ³
Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	13,8 mia. kr.

Geologisk karakteristisk

Strukturen er fremkommet ved en svag opsvævning af kalklagene. Forekomsten består af kondensatholdig, fri gas med en tynd underliggende oliezone. En markant permeabilitetsbarriere adskiller over en stor del af reservoiret kalklagene af Danien og Øvre Kridt alder. Reservoiret er kun svagt opsprækket.

Produktionsstrategi

Tyra feltet anvendes som svingproducent med hensyn til leverance af naturgas, således at differencen mellem den gas, der produceres fra de øvrige danske olie- og gasfelter, og den kontraktmæssige forpligtelse til Dansk Naturgas A/S, leveres fra Tyra.

Overskydende produktionskapacitet på Tyra anvendes til at reinjicere produceret gas for derved at øge indvindingen af flydende kulbrinter. Samtlige gasbrønde på Tyra Vest samt en del af gasbrøndene på Tyra Øst planlægges konverteret til injektionsbrønde.

Det tilstræbes, at forholdene for indvinding af kondensat og olie ikke forringes gennem en for tidlig sænkning af reservoirtrykket. Øget produktion af gas fra de øvrige felter, herunder specielt gasfelterne Harald og Roar, tilgodeser hensynet til optimeret indvinding af flydende kulbrinter på Tyra ved at stabilisere reservoirtrykket på Tyra.

Anlæg

Tyra feltet er udbygget med to platformskomplekser, Tyra Vest (TW) og Tyra Øst (TE).

Tyra Vest består af to indvindingsplatforme TWB og TWC, en behandlings-/indkvarteringsplatform TWA og en afbrændingsplatform TWD samt et bromodul placeret ved TWB og understøttet af en firebenet jacket TWE. Bromodulet er blevet taget i brug i 1996.

På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af produktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret anlæg til injektion og/eller eksport af gas samt behandlingsanlæg for produceret vand. Olie og kondensat sendes til færdigbehandling på Tyra Øst.

Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings-/indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR jacket TEF. Bromodulet blev taget i brug i 1996.

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas, olie, kondensat og vand. Bromodulet indeholder modtageanlæg for produktionen fra de omkringliggende felter Valdemar, Roar og Svend samt fra de fremtidige installationer på Harald feltet.

De to platformskomplekser på Tyra feltet er indbyrdes forbundet med rørledninger med henblik på at skabe den højest mulige fleksibilitet og forsyningsikkerhed.

Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra Centret ilandføres via GE platformen på Gorm feltet, mens gasproduktionen sammen med produktionen fra Dan og Gorm Centrene ilandføres fra TEE.

På TEA er der indkvartering til 96 personer, mens der på TWA er indkvartering til 80 personer.

Felt navn	Valdemar
Tidligere navne:	Bo/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo) 1985 (Nord Jens)
I drift år:	1993 (Nord Jens)
Produktionsbrønde:	4 (alle vandrette)
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 pr. 1.1.1997:	
Olie:	1,8 mio. m ³
Gas:	0,9 mia. Nm ³
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	0,68 mio. m ³
Gas:	0,23 mia. Nm ³
Vand:	0,08 mio. m ³
Produktion i 1996:	
Olie:	0,16 mio. m ³

Gas:	0,06 mia. Nm ³
Vand:	0,03 mio. m ³

Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	1,0 mia. kr.
---	--------------

Geologisk karakteristik

Valdemar feltet består af en nordlig beliggende del kaldet Nord Jens og en sydlig beliggende del kaldet Bo. Strukturterne er fremkommet ved ophævning af kalklagene.

Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer. I Danien/Øvre Kridt er der påvist olie og gas. I Nedre Kridt er der påvist betydelige tilstedeværende oliemængder i kalkstenslag af Aptien og Barremien alder. Medens reservoirforholdene i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, udviser de meget lavpermeable lag i Nedre Kridt meget vanskelige produktionsegenskaber.

Produktionsstrategi

Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding. Udviklingen af indvindingsteknikken med lange vandrette brønde med sandfyldte, kunstige sprækker har gjort det muligt at indvinde olie kommercielt fra Nedre Kridt. Forventningerne til indvinding fra Nord Jens området er begrænsede. Det er usikkert, hvilke indvindingsteknikker, der vil kunne lede til forbedret indvinding af olie fra denne ekstremt tætte reservoirbjergart.

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	Roar
Tidligere navn:	Bent
Beliggenhed:	Blok 5504/7
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1996
Produktionsbrønde:	2 (begge vandrette)
Vanddybde:	46 m
Areal:	14 km ²
Reservoirdybde:	2.070 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1.1.1997:	
Kondensat:	2,3 mio. m ³
Gas:	12,9 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Kondensat	0,32 mio. m ³
Nettogas:	1,33 mia. Nm ³
Vand:	0,01 mio. m ³

Produktion i 1996:	
Kondensat:	0,32 mio. m ³
Nettogas:	1,33 mia. Nm ³
Vand:	0,01 mio. m ³

Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	0,4 mia. kr.
--	--------------

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas med en tynd underliggende oliezone. Kalkformationen er kun opsprækket i mindre grad.

Produktionsstrategi

Tilrettelæggelse af produktionen fra Roar feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet. Optimeret produktion af flydende kulbrinter fra Tyra forudsætter stabilisering af reservoirtrykket ved nedpumpning af mest muligt gas fra blandt andet Roar. Øget produktion fra Roar tilgodeser derfor optimerings hensynene for Tyra.

Anlæg

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

Feltnavn	Svend
Tidligere navn:	Nord Arne/Otto
Beliggenhed:	Blok 5604/25
Licens:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1975 (Nord Arne) 1982 (Otto)
I drift år:	1996
Produktionsbrønde:	2 (begge vandrette)
Vanddybde:	65 m
Areal:	25 km ²

Reservoirdybde:	2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1.1.1997:	
Olie:	5,5 mio. m ³
Gas:	0,5 mia. Nm ³

Akkumuleret produktion pr. 1.1.1997:	
Olie:	0,84 mio. m ³
Gas:	0,08 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³

Produktion i 1996:	
Olie:	0,84 mio. m ³
Gas:	0,08 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³

Akkumulerede investeringer (årets priser) pr. 1.1.1997:	0,5 mia. kr.
--	--------------

Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Dette har forårsaget, at reservoirkalken er opsprækket. Svend består af en nordlig del kaldet Nord Arne og en sydlig del kaldet Otto. Nord Arne reservoir er beliggende 250 meter højere end Otto. Nord Arne reservoir har udvist usædvanligt gode produktionsegenskaber.

Produktionsstrategi

Indvindingen af olie og gas foregår på Svend ved naturlig indvinding over reservoiroliens boblepunkt. Styrken af den underliggende vandzone er endnu ikke bestemt. Feltet har kun produceret kort tid, og det er endnu usikkert, hvilken indvindingsmetode der på længere sigt vil resultere i en optimal olieindvinding fra feltet.

Anlæg

Svend feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring. Svend er tilsluttet 16" rørledningen fra Harald til Tyra Øst.

Danmarks bruttoenergiforbrug 1975-1996 fordelt på brændsler og energiproduktion i PJ samt selvforsyningsgrad i procent

	Olie	Naturgas ¹⁾	Kul	Vedv. energi mv.	I alt	Energiprod.	Selvforsyning		
							A	B	C
1975	656	-	86	15	757	22	1	1	3
1976	668	-	120	15	803	23	1	1	3
1977	677	-	137	16	830	37	3	3	4
1978	671	-	169	17	857	35	3	2	4
1979	654	-	199	20	873	38	3	2	4
1980	547	-	239	25	811	37	2	2	5
1981	484	1	249	31	765	64	7	4	8
1982	458	1	263	34	756	107	16	10	14
1983	437	2	280	37	756	130	21	12	17
1984	432	7	300	39	778	148	25	14	19
1985	426	27	305	37	795	208	38	22	26
1986	425	48	308	41	822	272	49	28	33
1987	401	61	322	44	828	338	64	35	41
1988	379	69	322	47	816	346	67	37	42
1989	371	78	323	52	824	401	78	42	49
1990	356	83	325	55	818	425	84	45	52
1991	350	88	331	54	823	499	102	54	61
1992	348	93	322	59	823	543	109	59	66
1993	340	103	312	59	813	580	118	64	71
1994	355	114	286	60	815	631	122	70	77
1995	367	132	266	65	829	653	118	71	79
1996*)	-	-	-	-	-	749	-	-	-

Energiforbruget er korrigeret for variationer i klima og import/eksport af elektricitet.

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. Korrigeret energiforbrug for 1996 forelå ikke ved redaktionens afslutning.

¹⁾ Inkl. forbruget offshore

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	1677	1373	27,2	10,6	4,7	23,4
1986	1695	1533	747	14,7	8,1	3,6	11,2
1987	908	1560	664	18,3	6,8	4,0	8,7
1988	897	1550	424	14,8	6,7	4,6	6,7
1989	1153	1819	366	18,2	7,3	4,8	7,4
1990	1738	1924	592	23,5	6,2	2,6	5,7
1991	2260	2176	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	2,1
1995	4167	2176	272	17,0	5,6	2,1	2,2
1996*	4199	2535	400	20,7	5,8	2,1	-1,1

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

EFP-97 projektstøtte

Projekttitle	Projektbudget i 1.000 kr.	EFP-støtte i 1.000 kr.	Deltager
1. Geofysisk og geostatistisk reservoir-karakterisering af kalkfelter samt anvendelse i reservoirsimulering	4.541	2.500	Ødegaard Danneskiold-Samsøe Holding A/S
2. Forbedret indvinding fra danske Nedre Kridt reservoirer PRIORITY	18.000	6.000	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse, Danmarks Tekniske Universitet, Mærsk Olie og Gas AS, Energistyrelsen
3. Levetidsforlængelse og avancerede beregningsmetoder til brug ved revurdering af offshoreanlæg	5.000	3.000	Dansk Hydraulisk Institut, Rambøll
4. Voksudfældning i rørledninger	3.990	1.500	Calsep A/S
5. Rørledningslækage dekteringssystem	5.970	2.000	COWIconsult AS
6. Petroleumssystem i Song Hong bassinet, Vietnam	4.634	3.000	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse
I alt	42.125	18.000	

Organisation

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

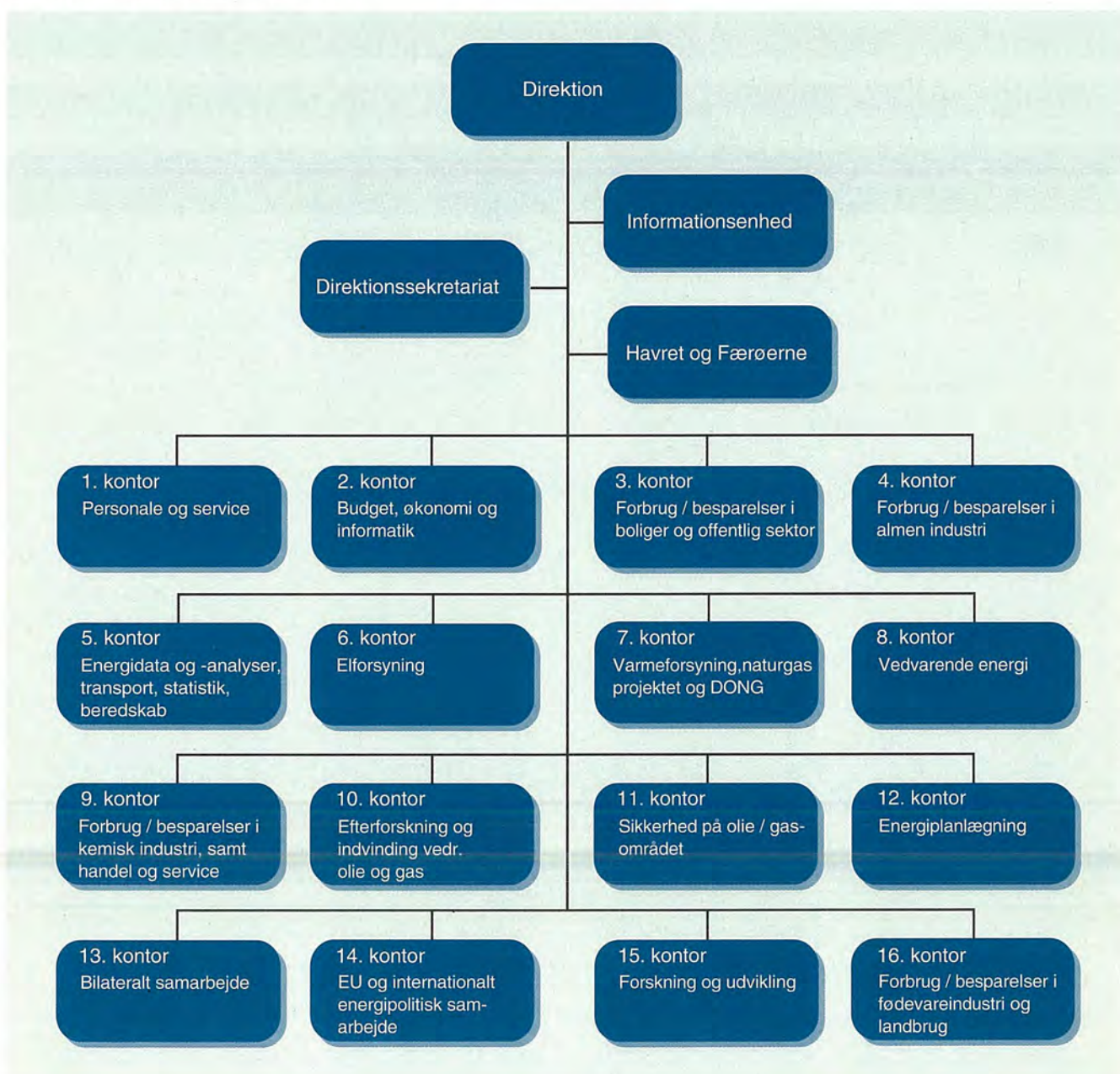
Energistyrelsens struktur fremgår af figur I.1.

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 af Havrets- og Færøenheden. Fordelingen af opgaver mellem olie- og gaskontorerne er nærmere omtalt på næste side.

Styrelsen beskæftigede ved årsskiftet 1996/97 medarbejdere svarende til ca. 270 årsværk, heraf ca. 40 årsværk i tilknytning til olie- og gasaktiviteterne.

Fig. I.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 af olie og gas. Koncessionspolitik og -forvaltning, udbudsrunder og koncessionsudstedelse. Godkendelse af vurderingsprogrammer og arbejdsprogrammer. Vurdering af kommerabilitetserklæringer. Godkendelse af udbygningsplaner og produktionsprofiler. Sager vedrørende tilslutningspligt og fritagelse fra rørledningsafgift. Sager vedrørende unitisering. 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, Undergrundsloven og Kontinentalsokkelloven. 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 og Rørledningsloven. Kontoret varetager endvidere regelarbejdet på området.

7. kontor - Varmeforsyning, naturgasprojektet og DONG

Kontorchef: Thomas Bastholm Bille

Sager vedrørende DONG-koncernen og de regionale naturgasselskaber. Økonomiske, juridiske, tekniske og organisatoriske forhold omkring gennemførelse af naturgasprojektet. Lov om naturgasforsyning. Sager om køb og eksport af naturgas. 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. Lov om tilskud til elproduktion. Agenda 21-planlægning og Brundtlandby arbejde.

15. kontor - Forskning og udvikling

Kontorchef: Henrik Andersen

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

Havrets- og Færøenheden



Kommitteret: Jørgen Nørgaard

Deltagelse i internationalt havretligt samarbejde i relation til ressourceindvinding på havbunden. Spørgsmål vedrørende Havretskonventionen og sokkelafgrænsning, herunder deltagelse i forhandlinger vedrørende Danmarks sokkelgrænser. Rådgivning til hjemmestyret om Færøernes råstofudvikling.



Dansk koncessionsområde Januar 1997

Det vestlige område

-  A. P. Møller, 1962 bevilling
-  Koncessioner tildelt 1986 - 95

