

**Danmarks  
olie- og gasproduktion 1997**

I 1997 blev Danmark for første gang selvforsynende med energi. Produktionen af olie og gas oversteg endnu engang de tidligere års produktion og nåede i gennemsnit op på ca. 230.000 tønder olie om dagen.

I det hele taget var året - ligesom de foregående år - præget af en positiv udvikling.

På efterforskningsområdet resulterede den nye åben dør procedure i, at der blev tildelt fem nye tilladelser. I efteråret 1997 blev 5. udbudsrunde åbnet, og Energistyrelsen havde modtaget 19 ansøgninger ved ansøgningsfristens udløb den 27. januar 1998. Det er en stigning i forhold til sidste runde, som viser, at der fortsat er stor interesse for det danske område. Blandt ansøgerne er der flere selskaber, som ikke tidligere har haft tilladelser i Danmark.

Vi kan altså se frem til en mærkbar stigning i efterforskningsaktiviteten på dansk område i de kommende år, blandt andet inden for seismiske undersøgelser. Derfor indeholder årsrapporten i år et særligt afsnit: *Indblik i seismiske undersøgelser*.

1997 var også året, hvor der blev indledt produktion fra endnu et felt, nemlig gasfeltet Harald. Feltet er et sandstensfelt, og det er første gang, der indhentes erfaringer med produktion fra sandsten på dansk område.

Endelig blev der godkendt udbygningsplaner for de nye felter, Lulita, Siri og Syd Arne, hvor rettighedshaveren er henholdsvis DUC/Statoil-gruppen, Statoil-gruppen og Amerada Hess-gruppen. Lulita feltet forventes sat i drift medio 1998, Siri feltet inden udgangen af 1998, og Syd Arne feltet følger efter i 1999.

København, april 1998



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 SPE (Society of Petroleum Engineers) anbefaler.

Oliens densitet angives ofte i API gravitet eller grader API: °API. Sammenhænge er angivet i nedenstående formler.

Olie og naturgas angives i rumfang eller 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 endtydige, hvis tryk og temperatur oplyses.

Dertil kommer, at sammensætningen 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 1997 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:		Temp.	Tryk
<b>Råolie</b>	m <sup>3</sup> (st)	stb	6,292955*	<b>Råolie</b>	m <sup>3</sup> (st)	15°C	101,325 kPa
	m <sup>3</sup> (st)	GJ	36,3		stb	60°F	14,73 psia <sup>ii</sup>
	m <sup>3</sup> (st)	t	0,855 <sup>i</sup>				
	t	GJ	42,62 <sup>i</sup>				
<b>Naturgas</b>	Nm <sup>3</sup>	scf	37,2396	<b>Naturgas</b>	m <sup>3</sup> (st)	15°C	101,325 kPa
	Nm <sup>3</sup>	GJ	0,0393		Nm <sup>3</sup>	0°C	101,325 kPa
	Nm <sup>3</sup>	kmol	0,0446158		scf	60°F	14,73 psia
	m <sup>3</sup> (st)	scf	35,3014				
	m <sup>3</sup> (st)	GJ	0,0373				
	m <sup>3</sup> (st)	kmol	0,0422932				
<b>Rummål</b>	m <sup>3</sup>	bbl	6,28981				
	m <sup>3</sup>	ft <sup>3</sup>	35,1467				
	gallon	in <sup>3</sup>	231*				
	bbl	gallon	42*				
<b>Energi</b>	t.o.e.	GJ	41,868*				
	GJ	Btu	947817				
<b>Densitet</b>	<b>Fra</b>	<b>Til</b>	<b>Konvertering</b>				
	°API	kg/m <sup>3</sup>	141364,33/(°API+131,5)				
	°API	γ <sup>iii</sup>	141,5/(°API+131,5)				

\*) Eksakt værdi.

i) 1997 værdi.

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

iii) γ: Relativ vægtfylde i forhold til vand.

## 1. Efterforskning

Nye tilladelser .....	5
Forundersøgelser .....	6
Boreaktiviteter .....	7
Fund under vurdering .....	8
Ændringer af tilladelser .....	8
Frigivelse af boreoplysninger .....	10

## 2. Indblik i seismiske undersøgelser

Seismiske undersøgelser .....	11
AVO-teknik .....	12
Seismisk inversion .....	13
Fremtiden .....	15

## 3. Nye felter under udbygning

Lulita .....	17
Siri .....	17
Syd Arne .....	18

## 4. Udbygning og produktion

Udbygninger i 1997 .....	19
Ny gasledning fra Nordsøen .....	20
Fortsat stigende olie- og gasproduktion .....	20
Producerede og injicerede vandmængder .....	21
Produktion fra sandsten .....	22
De producerende felter .....	23
Naturgaslagre .....	27

## 5. Reserver

R/P-forhold .....	29
Reserveopgørelse .....	29
Produktionsprognoser .....	32

## 6. Forskning

Statslig støtte til forskning .....	35
Danske forskningsprojekter .....	36
Internationalt forskningssamarbejde .....	37

## 7. Økonomi

Råolieprisen og dollarkursen i 1997 .....	39
Værdien af olie- og gasproduktionen .....	39
Selvforsyningsgrader .....	39
Produktionens betydning for dansk økonomi .....	39
Rettighedshavernes økonomiske forhold .....	43

## 8. Sikkerhed, sundhed og miljø

Faste havanlæg .....	47
Mobile havanlæg .....	48
Nye regler .....	49
Anmeldelse af arbejdsskader .....	49
Miljømæssige forhold .....	50
Internationalt samarbejde .....	52

## Bilag

A Rettighedshavere i Danmark .....	53
B Efterforsknings- og vurderingsboringer .....	56
C Forundersøgelser .....	57
D Nye felter under udbygning .....	58
E Producerede og injicerede mængder 1972-1997 .....	60
F Felter i produktion .....	63
G Økonomiske nøgletal .....	72
H EFP-98 projektstøtte .....	73
I Reservekategorier .....	74
J Organisation .....	75



## Efterforskning

Mens ansøgningerne i forbindelse med 5. udbudsrunde giver forventning om stor efterforskningsaktivitet i de kommende år i og omkring Central Graven, har Åben Dør proceduren i 1997 betydet, at efterforskningen også er kommet i gang igen uden for de traditionelle områder.

## Nye tilladelser

### 5. udbudsrunde

Ved udløbet af fristen den 27. januar 1998 for ansøgninger om tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter modtog Energistyrelsen 19 ansøgninger.

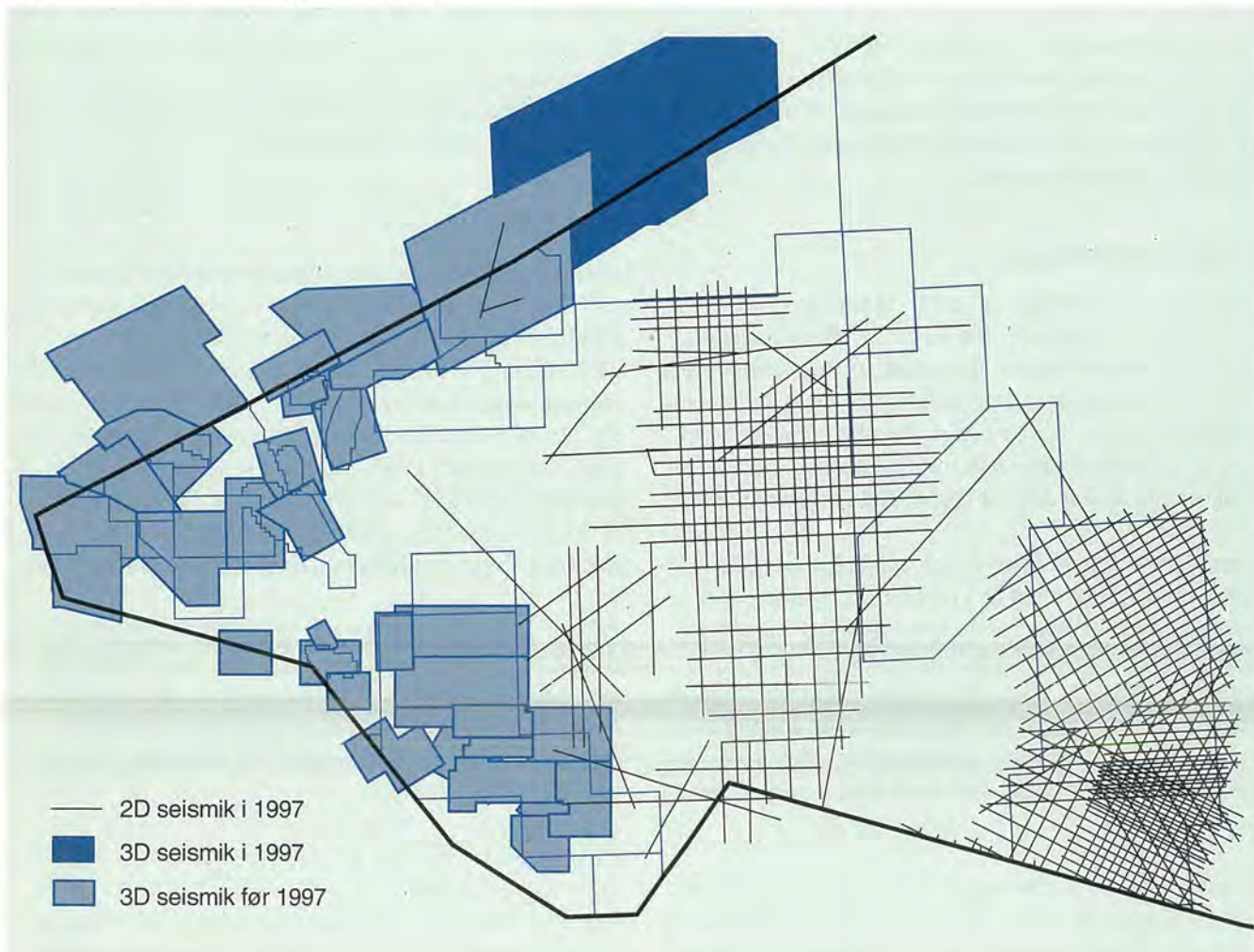
*“Jeg er særdeles tilfreds med de mange ansøgninger, der viser en fortsat stor interesse fra olieindustriens side for det danske område. Det betyder, at vi kan opretholde et stabilt efterforskningsmiljø i Danmark, og det giver mulighed for nye fund, som kan bidrage til, at den dan-*

*ske olie- og gasproduktion kan fortsætte i mange år endnu. Det har stor betydning for betalingsbalancen og den danske økonomi. Olie- og naturgasproduktionen giver Danmark et energimæssigt pusterum, som vi skal bruge til at omstille den danske energiproduktion fra de fossile brændsler til mere miljøvenlige energiformer”,* udtalte Miljø- og energiminister Svend Auken efter indleveringen af de 19 ansøgninger.

Som i 4. udbudsrunde havde olieselskaberne mulighed for at søge koncessioner i de åbne områder vest for 6°15' østlig længde. Det udbudte område på i alt ca. 12.500 km<sup>2</sup> omfattede Central Graven og områderne øst herfor, hvortil kulbrinter dannet i Central Graven kan have udbredt sig. At olien kan bevæge sig over større afstande, blev blandt andet konstateret med Statoil-gruppens Siri fund fra 1995 beliggende ca. 25 km øst for Central Graven.

Ansøgningerne i 5. runde omfatter cirka halvdelen af det udbudte areal. Der er både tale om ansøgninger på arealer, som ikke har været efterforsket siden den arealmæs-

Fig. 1.1 Seismiske undersøgelser i 1997



sige indskrænkning af A.P. Møllers Eneretsbevilling, og om tilbageleverede områder fra tidligere runder, hvor nye vurderinger nu viser muligheder for at gøre fund af olie og gas.

De 19 ansøgninger involverer følgende selskaber, som ønsker at blive rettighedshavere og/eller operatører: Agip, Amerada Hess, Arco, Brabant, CLAM, Danop, Denerco, Enterprise, Kerr-McGee, Marathon, Mærsk Olie og Gas, A.P. Møller, Phillips, Saga, Samedan, Shell, Texaco samt Veba.

Ved udvælgelsen af hvilke ansøgere, der skal have koncession, lægger Energistyrelsen vægt på indholdet i de arbejdsprogrammer, som selskaberne vil forpligte sig til. Arbejdsprogrammerne beskriver omfanget af de seismiske undersøgelser og antallet af efterforskningsboringer, som skal foretages i de nye tilladelser.

Vilkårene for tilladelser i 5. udbudsrunde er i øvrigt stort set uændrede i forhold til 4. runde. Statsdeltagelsen, som varetages af Dansk Olie- og Gasproduktion A/S, er 20% i alle nye tilladelser. Statselskabet betaler selv sin del af omkostningerne i forbindelse med efterforskning og indvinding.

De nye koncessioner forventes tildelt tidligt på sommeren 1998. Forinden skal miljø- og energiministeren efter reglerne i Undergrundsløven forelægge en redegørelse for Folketingets Energipolitiske Udvalg om hvilke koncessioner, der agtes udstedt.

### Åben dør procedure

I februar 1997 indførtes en særlig procedure for tildeling af nye licenser i området øst for 6° 15' østlig længde inklusive landområderne i Danmark, se koncessionskortene bagest i rapporten. Baggrunden for den nye koncessionsprocedure er ønsket om at tiltrække olieselskaber med nye efterforskningsidéer til de områder, hvor efterforskningen ikke hidtil har ført til fund af olie og gas.

Åben dør proceduren betyder, at selskaberne nu kan søge om tilladelse hvert år i perioden 2. januar til 30. september. I vilkårene for de nye tilladelser indgår, at selskaberne ikke behøver at forpligte sig til at udføre boringer, før der er foretaget seismiske forundersøgelser eller lignende. Hermed har selskaberne let adgang til at iværksætte efterforskning. Ansøgningerne behandles og nye tilladelser udstedes i den rækkefølge, ansøgningerne indkommer.

Ved åbningen af ansøgningsperioden den 20. maj 1997 modtog Energistyrelsen seks ansøgninger om tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter. På grund

af sammenfald mellem nogle af de arealer, som olieselskaberne søgte om, kunne kun fem af de seks ansøgninger imødekommes. De nye tilladelser er:

1/97 med Norsk Agip som operatør, 2/97 og 3/97 med Amerada Hess som operatør, 4/97 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør samt 5/97, hvor Odin Energi er operatør.

Resultatet er meget tilfredsstillende, idet efterforskningen hermed genoptages uden for områderne i og omkring Central Graven. Den store interesse ved åbningen af døren skal også ses i lyset af, at selskaberne ikke siden 3. runde i 1989 har haft mulighed for at indsende ansøgninger til området.

Tre af de fem nye tilladelser er beliggende i et område, der strækker sig fra Ringkøbing-Fyn Højderyggen og ud i Det Norsk-danske Bassin lige øst for 5. runde området. Én tilladelse er beliggende i Horn Graven, mens en tilladelse på Sjælland ligger i den Fennoscandiske Randzone. Med de nye tilladelser vil efterforskningen blive genoptaget i områder, som ikke har været efterforsket i mange år.

Lige inden udløbet af den årlige ansøgningsperiode ultimo september 1997 modtog styrelsen endnu en ansøgning. Ansøgningen omfatter et område op mod den norsk-danske grænse i den østlige del af Nordsøen, og ansøgeren er Gustavson Associates.

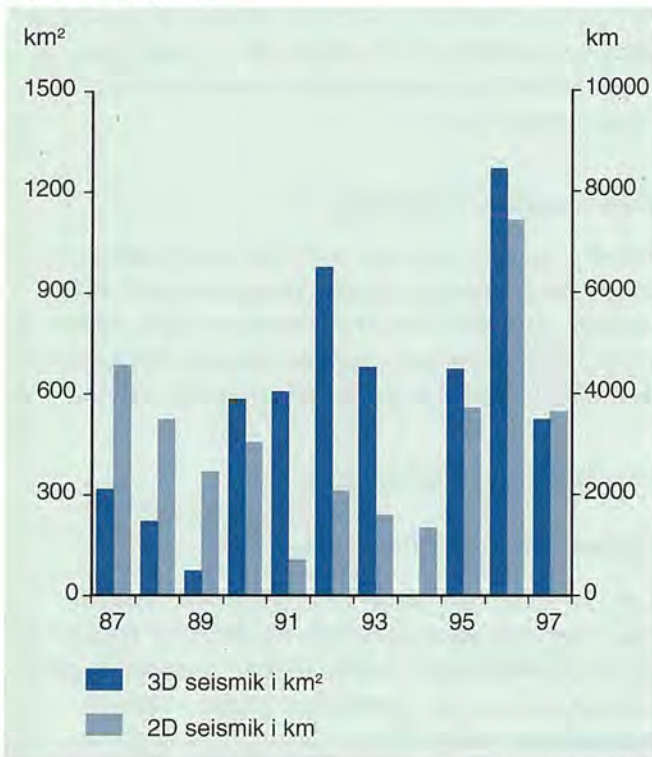
### Forundersøgelser

De gennemførte seismiske forundersøgelser i Nordsøen i 1997 har dels været rettet mod efterforskning inden for tilladelsesområder, og dels mod de åbne områder, som blev udbudt i 5. udbudsrunde, se figur 1.1. Den samlede indsamlingsaktivitet er dog faldet i forhold til 1996, hvor der blandt andet blev gennemført meget omfattende programmer som led i opfyldelsen af 4. runde arbejdsforpligtelser, se figur 1.2. På baggrund af den store interesse for tilladelser i 5. runde området forventes indsamlingsaktiviteten imidlertid at tiltage igen allerede i 1998.

Figur 1.1 viser placeringen af de seismiske programmer. Blandt andet har Mærsk-gruppen, som den første af de nye rettighedshavere i åben dør området, iværksat seismiske forundersøgelser. Undersøgelelsesprogrammet strækker sig ind på tysk område, hvor gruppen fik koncession i efteråret 1997.

På land har Dansk Olie og Naturgas A/S gennemført en 3D seismisk undersøgelse i Stenlille området på Sjælland. Resultaterne skal bruges til en nøjere vurdering af gaslageret i den Triassiske Gassum sandstensformation.

Fig. 1.2 Årlig seismik



Bilag C indeholder en oversigt over de enkelte forundersøgelsesprogrammer.

## Boreaktiviteter

I 1997 blev der udført seks efterforskningsboringer og to vurderingsboringer på dansk område. Antallet er det højeste siden 1992, se figur 1.3. Efterforskningsboringerne er alle udført i forbindelse med tilladelser fra 4. runde, og hermed er hovedparten af rettighedshavernes boringsforpligtelser fra runden opfyldt. Dette betyder, at aktiviteten i 1998 må forventes at falde, indtil efterforskningsboringerne i de nye tilladelsesområder fra 5. runde kommer i gang i 1999-2000.

Figur 1.4 viser et oversigtskort over de nedenfor omtalte boringer, mens bilag B indeholder yderligere oplysninger om boringer.

De omtalte geologiske aldre fremgår af den geologiske tidssøjle i figur 1.5.

### Saxo-1 (5503/02-1) og Wessel-1 (5503/02-2)

Amerada Hess har i samarbejde med Danop gennemført to boringer, Saxo-1 og Wessel-1, inden for tilladelse 1/95, som omfatter et område op mod den britisk-danske grænse i den vestligste del af det danske område. På den britiske side produceres der olie mindre end 6 km fra grænsen.

Boringerne viser, at der findes reservoirlag i området. I Wessel-1 blev der konstateret kulbrinter i to niveauer, dog uden at der blev fundet grundlag for en prøveproduktion. En tidligere boring, Tordenskjold-1 fra 1988, fandt ikke reservoirer, og resultaterne fra de nye boringer er derfor positive i forhold til mulighederne for videre efterforskning i området.

### Nolde-1 (5605/09-1)

Danop, som er operatør for olieselskaberne i tilladelse 4/95, der omfatter et større område i Det Norsk-danske Bassin, stod for udførelsen af Nolde-1 boringen. Nolde-1 blev boret til Trias, uden at der blev gjort fund af kulbrinter.

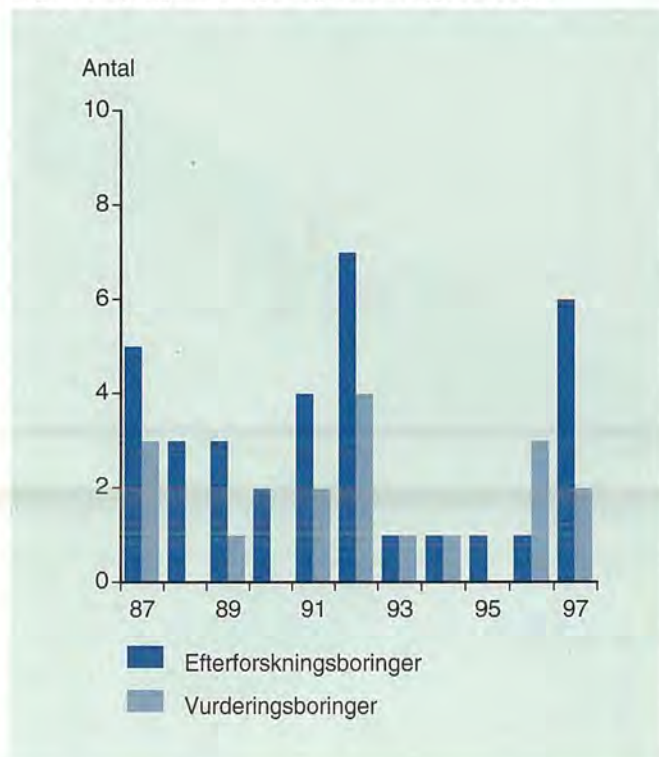
### Isak-1 (5603/31-1)

Boringen blev udført med Danop som operatør for et samarbejde mellem Amerada Hess-grupperne i tilladelse 2/95 og 8/89. Isak-1, der blev boret til Nedre Perm, bekræftede ikke de geologiske forventninger, og der blev således ikke gjort fund af kulbrinter.

### Frida-1 (5605/21-2)

Frida-1 blev boret ca. 30 km øst for Central Graven inden for tilladelse 3/95. Danop er operatør for Statoil-gruppens tilladelser 2/90 og 3/95, som grænser op til

Fig. 1.3 Efterforsknings- og vurderingsboringer





hinanden. Boringen blev udført i samarbejde mellem de to grupper. Der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

## NW Adda-1 (5504/04-1)

Mærsk Olie og Gas AS stod for udførelsen af NW Adda-1 boringen i tilladelse 8/95. Borepositionen lå meget tæt på grænsen til Det Sammenhængende Område, og boringen blev derfor gennemført i samarbejde med Dansk Undergrunds Consortium, DUC. Der blev fundet spor af olie på to stratigrafiske niveauer, inden boringen blev afsluttet i Øvre Jura.

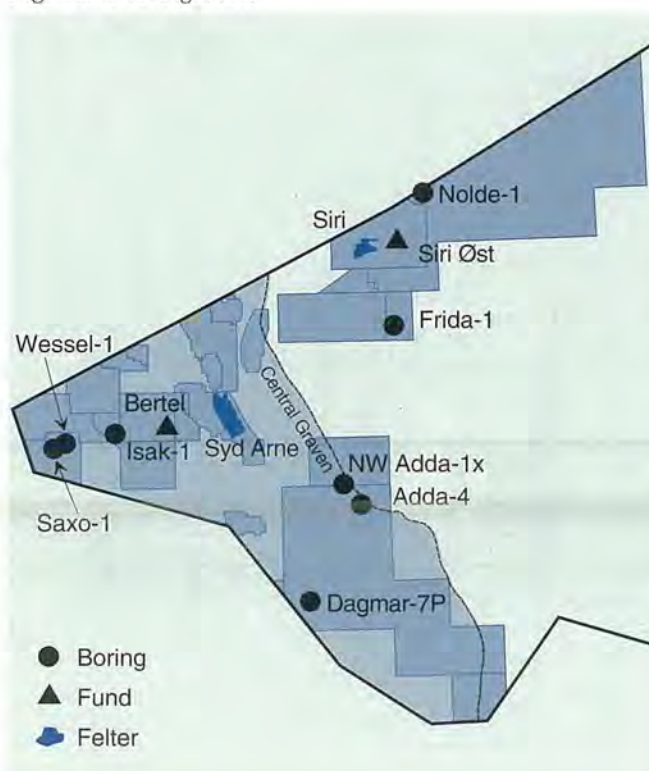
## Dagmar-7P (5504/15-9) og Adda-4 (5504/8-6)

Boringerne blev udført af Mærsk Olie og Gas AS med henblik på vurdering af udstrækningen af Dagmar og Adda felterne.

Dagmar-7P blev udført således, at boringen kunne benyttes som produktionsboring i forbindelse med den igangværende indvinding fra feltet. Boringen gav imidlertid ikke de forventede resultater.

En nærmere vurdering af resultaterne fra Adda-4 boringen, som blev afsluttet i starten af 1998, skal vise, om grundlaget for en udbygning af Adda feltet kan bekræftes. Hvis forventningerne holder stik, planlægges feltet udbygget som satellit til Tyra feltet.

Fig. 1.4 Oversigtskort



Boringen er teknisk interessant, idet der er udført to selvstændige vandrette brøndspor til henholdsvis Nedre Kridt og nedre del af Øvre Kridt. Det er første gang på dansk område, at to selvstændige reservoirzoner planlægges samproduceret.

## Fund under vurdering

Statoil-gruppen i tilladelse 6/95 fortsætter vurderingerne af Siri Øst oliefundet, der blev konstateret med Siri-3 boringen i 1996. Da der er tale om en mindre olieforekomst, skal det vurderes, om den kan udnyttes kommercielt i forbindelse med produktionen fra Siri feltet.

## Ændringer af tilladelser

### Forlængelser af tilladelser

Energistyrelsen har primo 1998 godkendt 2-årige forlængelser af tilladelsesperioden for tilladelse 7/89, 8/89 og 10/89. Tilladelserne er alle blevet forlænget en gang tidligere, efter at den oprindelige 6-årige efterforskningsperiode udløb i 1995.

Styrelsen har i løbet af 1997 meddelt 30-årige forlængelser med henblik på produktion til Siri forekomsten i tilladelse 6/95 og Syd Arne forekomsten i tilladelse 7/89. Endvidere er der ultimo 1997 ansøgt om en 30-årig forlængelse til Bertel forekomsten, som rettighedshaverne i tilladelse 8/89 har erklæret kommerciel.

Beliggenheden af de omtalte tilladelser fremgår af koncessionskortene bagest i rapporten.

### Tilladelse 7/89

Tilladelsen omfatter blandt andet Syd Arne forekomsten, som nu er under udbygning. Selve forekomsten blev den 17. februar 1997 omfattet af en 30-årig tilladelse til produktion. Der var forinden meddelt Amerada Hess-gruppen en udvidelse af området med henblik på at inkludere de dele af Syd Arne forekomsten, som strakte sig ud over det oprindelige licensområde. Samtidig blev rettighedshaveren givet mulighed for at tilrettelægge en hensigtsmæssig efterforskning af den mellem jurassiske Nora struktur.

Med den 2-årige forlængelse af tilladelsen vil rettighedshaveren nu fortsætte efterforskningen i området omkring Syd Arne feltet.

## Tilladelse 8/89

Amerada Hess-gruppen i tilladelse 8/89 har hidtil boret én efterforskningsboring, Bertel-1, inden for tilladelsesområdet samt deltaget i Isak-1 boringen i samarbejde med nabo-licensen 2/95, hvor de samme selskaber deltager. Med Bertel-1 boringen, der blev udført i 1992, blev der gjort fund af olie i triassisk sandsten.

Siden er der gennemført 3D seismiske undersøgelser, og rettighedshaveren har nu vurderet, at fundet kan danne grundlag for en udbygning og har erklæret forekomsten kommerciel. Det er dog en forudsætning, at forekomsten, der har reserver på omkring 1,4 mio. m<sup>3</sup> olie, kan udnyttes i sammenhæng med eksisterende infrastruktur.

I forbindelse med ansøgningen om en 30-årig forlængelse af tilladelsen til Bertel fundet skal der tages stilling til en afgrænsning af forekomsten.

I det øvrige licensområde planlægger Amerada Hess-gruppen i de næste to år, at foretage yderligere efterforskningsarbejder.

## Tilladelse 10/89

Inden udløbet af tilladelsesperioden i december 1997 ansøgte Mærsk-gruppen om en yderligere 2-årig forlængelse af tilladelsen. Gruppen har tidligere udført en efterforskningsboring, Rita-1, og foretaget 3D seismiske undersøgelser i området. Mærsk-gruppen ønsker nu at fortsætte vurderingen af efterforskningsmulighederne i licensen.

## Tilladelse 6/95

Samtidig med indsendelsen af en udbygningsplan for Siri forekomsten i begyndelsen af 1997 ansøgte Statoil-gruppen om en forlængelse af tilladelsen til forekomsten med henblik på produktion. Energistyrelsen meddelte på denne baggrund den 18. juli 1997 en 30-årig forlængelse til et nærmere afgrænset område omkring Siri.

## Overdragelser af andele

Statoil Efterforskning og Produktion A/S og Amerada Hess Energi A/S har med virkning fra 1. august 1997 indgået aftale om, at Statoils andel i Amalie forekomsten overdrages til Amerada Hess. Samtidig blev Amerada Hess' andel af henholdsvis Lulita-delen af tilladelse 7/86 og tilladelse 1/90 overført til Statoil.

Med overdragelserne styrker Statoil sin andel i tilladelse 1/90 og Lulita-delen af tilladelse 7/86, mens Amerada Hess med en andel på knap 43% bliver det dominerende selskab i Amalie tilladelsen.

Fig. 1.5 Geologisk tidssøjle

Periode	Epoke	Etage	mio. år
Tertiær	Paleocæn	Danien	65
		Maastrichtien Campanien	
Kridt	Øvre	Barremien	146
	Nedre		
Jura	Øvre		208
	Mellem Nedre		
Trias	Øvre		245
	Mellem		
	Nedre		
Perm	Øvre	Zechstein	290
	Nedre		
Karbon			363

Den nuværende sammensætning af Statoil-gruppens Lulita tilladelser er i øvrigt påvirket af, at Dansk Olie og Gasproduktion A/S, DOPAS, i 1997 har udnyttet en glideskala. Ifølge glideskalaen, som indgår i vilkårene for nogle af de ældre tilladelser, kan DOPAS øge sin andel af en tilladelse i forhold til størrelsen af produktionen fra forekomster omfattet af tilladelsen.

Udnyttelsen af glideskalaen i Lulita feltet har virkning fra 9. oktober 1997, hvor Energistyrelsen godkendte udbygningsplanen for feltet. Med virkning fra samme dag har Danop overtaget operatørskabet for både tilladelse 1/90 og hele tilladelse 7/86.

Også i Amerada Hess-gruppens Syd Arne felt er der sket en mindre forøgelse af DOPAS' andel som følge af udnyttelsen af en glideskala. Ændringen gælder kun for den afgrænsede Syd Arne forekomst, mens sammensætningen af gruppen i tilladelsesområdet omkring forekomsten forbliver uændret.

Enterprise Oil Exploration Limited har i 1997 overdraget sine andele i tilladelserne 6/95 og 2/97 til Enterprise Oil Denmark Limited.

Denerco K/S ændrede selskabsform fra kommanditselskab til aktieselskab med virkning fra 1. januar 1997 under navnet Denerco Oil A/S.

Sammensætningen af alle eksisterende licensgrupper fremgår af bilag A.

## Frigivelse af boreoplysninger

Data, som tilvejebringes i medfør af tilladelser efter Undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For tilladelser, som ophører eller opgives, begrænses fortrolighedsperioden dog til to år. I 1997 er data fra de nedenfor nævnte efterforsknings- og vurderingsboringer blevet offentligt tilgængelige, se også bilag B:

### *Efterforskningsboringer:*

Baron-2	5604/30-2	Norsk Hydro
SØ Adda-1	5504/08-5	Mærsk
Lulita-1	5604/22-3	Mærsk
Bertel-1	5603/32-3	Norsk Hydro

### *Vurderingsboringer:*

Elly-3	5504/06-5	Mærsk
Dagmar-6	5504/15-8	Mærsk
E-6	5504/12-5	Mærsk
E-7	5504/12-6	Mærsk

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

## 2. Indblik i seismiske undersøgelser

### Indblik i seismiske undersøgelser

Efterforskning og indvinding af kulbrinter i undergrunden kræver omfattende forundersøgelser af lagenes indbyrdes placering, tykkelse, reservoirforhold mv. Disse oplysninger har afgørende betydning for beregningen af felternes størrelse.

Detaljeret viden kan have betydning for den nøjagtige placering af boringer, hvilket kan være afgørende for, hvor stor en del af de tilstedeværende kulbrintemængder, der kan indvindes.

Refleksionsseismiske undersøgelser er et vigtigt redskab ved disse forundersøgelser. Seismiske undersøgelser har tidligere traditionelt været benyttet til efterforskning, men udviklingen har medført, at de nu også anvendes ved planlægning af indvinding. Der foregår således en rivende udvikling inden for såvel indsamling som behandling af seismiske data.

### Seismiske undersøgelser

Seismiske undersøgelser udnytter, at lyd tilbagekastes ved en laggrænse mellem lag af forskellig massefylde og forskellig akustisk hastighed, dvs. hastigheden af lyd-bølger i mediet. Lydbølgen frembringes på forskellig måde alt efter, om der er tale om offshore eller onshore undersøgelser. I offshore undersøgelser bruges luftkanoner, mens der på land bruges dynamit eller vibratører.

De tilbagekastede lydbølger registreres af modtagere. I onshore undersøgelser placeres modtagerne på jordoverfladen, mens der i offshore undersøgelser slæbes kabler med modtagere efter en båd. Kablernes længde har blandt andet betydning for, hvor dybt undersøgelsen

Fig. 2.1 Seismisk spor

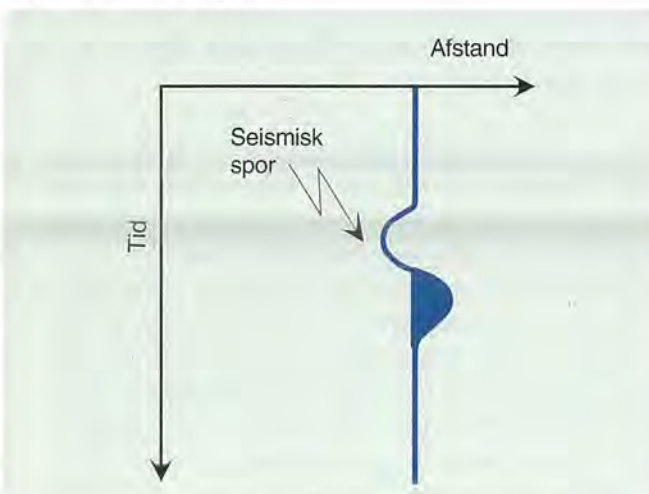
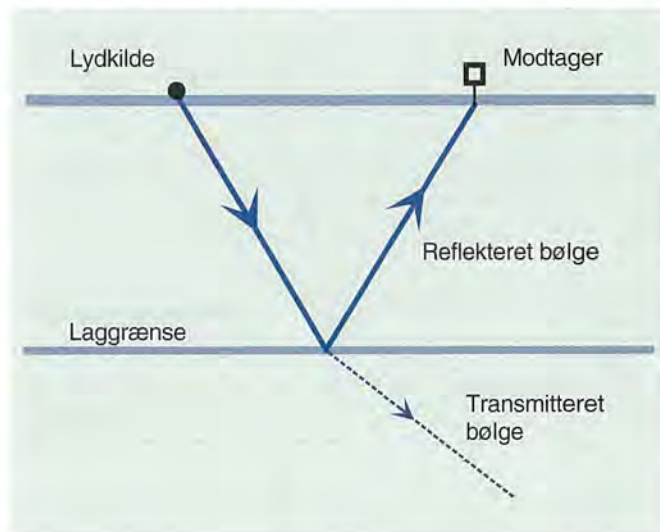


Fig. 2.2 Refleksion og transmission ved laggrænse



går. Signalet fra lydbølgen kan vises som det karakteristiske bølgede seismiske spor, se figur 2.1.

Den energi, hvormed signalet afsendes, har betydning for omfanget af den seismiske undersøgelse, idet der ved mødet med laggrænser vil ske en opdeling af bølgen, dvs. energien, i *reflekterede* og *transmitterede* bølger. De reflekterede bølger registreres af modtagerne på overfladen, se figur 2.2.

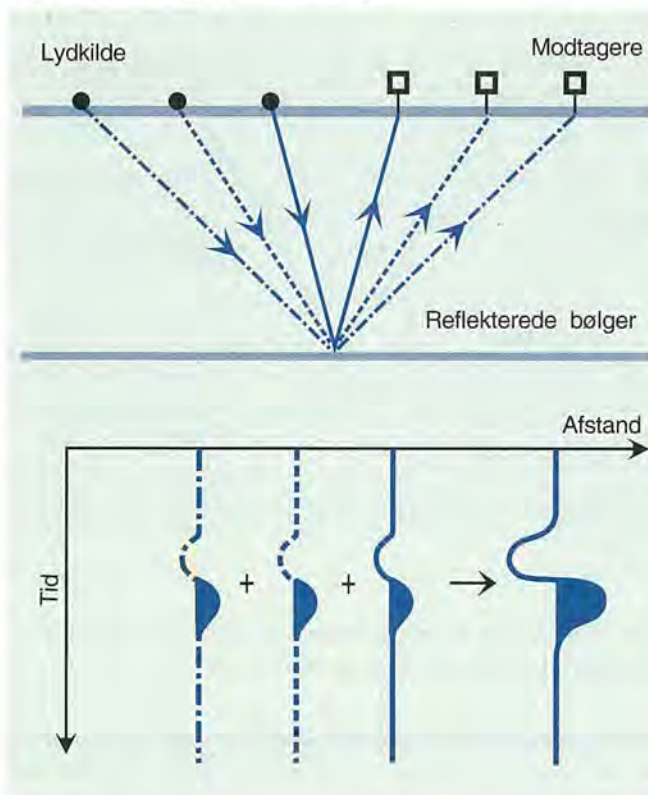
De transmitterede bølger vil fortsætte til næste laggrænse, hvor der igen vil ske en opdeling og så fremdeles. Signalet bliver således svagere og svagere med dybden. Den anvendte energimængde skal derfor afpasses efter hvilke lag i undergrunden, der ønskes undersøgt.

Des større afstand der er mellem lydkilden og modtageren, des længere tid vil der gå, før signalet registreres. Kendes lydets hastighed i lagene i undergrunden samt tiden, det tager for lydbølgen at nå modtageren, kan dybden til laggrænsen beregnes. De seismiske undersøgelser optages således i tid i millisekunder, men konverteres ved den efterfølgende kortlægning til dybde målt i meter. På denne måde dannes et billede af lagenes indbyrdes beliggenhed i undergrunden.

Kalklagene, som er reservoir i hovedparten af de producerende felter i den danske del af Nordsøen, er meget hårde og tætte. Dette bevirker, at energien fra lydkilderne på overfladen opsuges i en sådan grad, at datakvaliteten under kalklagene ofte er væsentlig ringere end over kalken. Da detaljeringsgraden af de seismiske data tilmed aftager med dybden, kan kortlægning af horisonter under kalklagene være forbundet med store vanskeligheder. Moderne indsamlings- og dataproceseringsteknik kan dog i nogen grad afhjælpe dette.

# Indblik i seismiske undersøgelser

Fig. 2.3 *Stacking af seismiske spor*



Udover opdelingen i reflekterede og transmitterede bølger sker der ved laggrænser også en opdeling efter lyd-bølgens bevægelsesmønster i såkaldte *p-bølger* og *s-bølger*. I *p-bølger* er partikelbevægelsen i bølgens udbredelsesretning, mens den i *s-bølger* er vinkelret på udbredelsesretningen. Hastighederne af bølgerne benævnes henholdsvis  $V_p$  og  $V_s$ .

## 2D/3D undersøgelser

Ved 2D seismiske undersøgelser optages målingerne ofte langs parallelle linier typisk med en afstand på flere kilometer, mens tætheden i 3D seismiske undersøgelser er omkring 100 gange større. Man vil således i et 2D net kunne overse interessante fælder, hvis de har en størrelse, der er mindre end maskevidden i nettet. Med en linieafstand på omkring 25 meter, som ofte ses i 3D undersøgelser, vil dette kun sjældent ske.

Der er således eksempler på, at det strukturelle billede af et oliefelt baseret på 2D seismik helt ændrer karakter efter optagelsen af 3D seismik over feltet. På Gorm feltet i Nordsøen viste optagelse af 3D seismik således, at der var væsentlig flere forkastninger, end 2D undersøgelserne viste.

Selvom der i de senere år er foretaget mange 3D undersøgelser i Central Graven, er der dog stadig områder,

hvor der kun er foretaget 2D seismik. Omkostningerne ved 3D undersøgelser er væsentlig større end ved 2D.

Som det fremgår af oversigten over seismiske undersøgelser i figur 1.2, er 3D undersøgelser imidlertid blevet langt mere udbredte i de senere år. Dette hænger blandt andet sammen med, at der, samtidig med at prisen har været faldende, er sket en voldsom teknologisk udvikling inden for seismiske undersøgelser, især i forbindelse med satellit-navigation og databehandlingskapacitet. Priserne på 3D undersøgelser har været aftagende siden starten af 90'erne, men er dog i 1996 begyndt at stige igen.

## AVO teknik

Den konventionelle processering af seismiske data foretages med henblik på at danne en seismisk sektion, der kan anvendes til geologisk tolkning.

En del af processeringen indebærer, at de seismiske spor langs en horisont samles i en gruppe, *stacking*, der således udgør et gennemsnitsspor, se figur 2.3. Denne proces medvirker til at forbedre signal/støj-forholdet, så de interessante horisonter træder tydeligere frem. Der gemmer sig imidlertid vigtige informationer også i de laterale variationer i signalets styrke. Disse informationer kan bruges til blandt andet at udpege kulbrinteførende lag.

Når lydbølgerne rammer vinkelret ned på en laggrænse, er styrken af den reflekterede bølge en funktion af lagernes massefylde samt  $V_p$ -hastighed og proportional med styrken af den oprindelige lydbølge udsendt fra lydkilden.

Når lydbølger rammer laggrænsen med en vis vinkel, dvs. hvor modtageren er placeret i en vis afstand fra lydkilden, se figur 2.3, er forholdene imidlertid væsentlig mere komplicerede, idet styrken af den reflekterede bølge ændrer sig i forhold til, hvor stor denne vinkel er. Endvidere er styrken nu også en funktion af  $V_s$ -hastigheden. Det er denne ændring i styrke med stigende vinkel, der er interessant.

Da gas, olie og vand har forskellig massefylde og akustisk hastighed, vil dette kunne få betydning for refleksionerne fra den bjergart, de befinder sig i. Dette gør metoden anvendelig som kulbrinteindikator.

I de senere år er det derfor blevet almindeligt at udføre processeringer med henblik på at undersøge, hvordan signalet ændrer sig med afstanden til lydkilden (*Amplitude Versus Offset, AVO*). Metoden er afhængig af, at der sammenlignes med laboratoriedata. Laboratorieundersøgelserne resulterer i en model, der viser den for-

ventede AVO-effekt, eksempelvis af et sandstenslag fyldt med gas.

AVO-metoden begynder at vinde mere og mere indpas i Danmark, blandt andet ved undersøgelser af kulbrinte-potentialet af de Tertiære sandlag i området omkring Central Graven.

Udviklingen inden for AVO-undersøgelser går i retning af at sortere de indsamlede seismiske spor i særlige grupper, f.eks. spor optaget af modtagere tæt på lyd-kilden sammenlignet med spor optaget langt fra kilden. Ved denne opdeling kan interessante anomalier komme frem, der ikke kunne ses ved at samle alle de seismiske spor på én gang, se figur 2.3.

På grund af forskellene i massefylde og lyd-hastighed mellem vand og kulbrinter, ses kontakten mellem kulbrinter og vand i nogle tilfælde som en karakteristisk horisontal refleksion. Da lagene i undergrunden sjældent er helt horisontale, kan disse kontakter træde tydeligt frem. Kontakten benævnes en *flat spot*. Denne kan dog kun ses, hvis lagene er af en vis tykkelse. Lokalisering af en *flat spot* er dog ikke ensbetydende med tilstedeværelsen af kulbrinter. En AVO-undersøgelse af anomalien vil derfor ofte blive sat i værk.

Tilstedeværelsen af kulbrinter i porerummene i reservoirlagene vil generelt nedsætte lyd-hastigheden i laget. Dette vil give anledning til store refleksionskontraster, hvilket vil resultere i meget kraftige refleksioner fra netop disse lag. På de seismiske sektioner fremtræder de som *bright spots*. I visse tilfælde resulterer hastighedsændringerne på grund af tilstedeværelsen af kulbrinter i, at kontrasten mellem de omgivende lag bliver mindre. Dette ses som en svagere refleksion på seismikken og benævnes en *dim spot*.

## Seismisk inversion

I de senere år er det blevet meget udbredt at foretage en speciel form for seismisk databehandling, hvor man ud af de seismiske data ikke blot henter informationer om strukturelle og stratigrafiske forhold, men også oplysninger om lagenes reservoirgenskaber. Metoden kaldes seismisk inversion.

I den normale reservoirkortlægning opsamles de seismiske refleksioner fra laggrænserne i undergrunden som et resultat af lagenes forskellige massefylde og lyd-hastighed. Ved inversion foretages den modsatte proces, deraf navnet. Ved databehandlingen udtrækkes en karakteristisk bølgeform fra de seismiske spor. Denne bølgeform danner herefter grundlaget for udarbejdelse af en model af undergrunden.

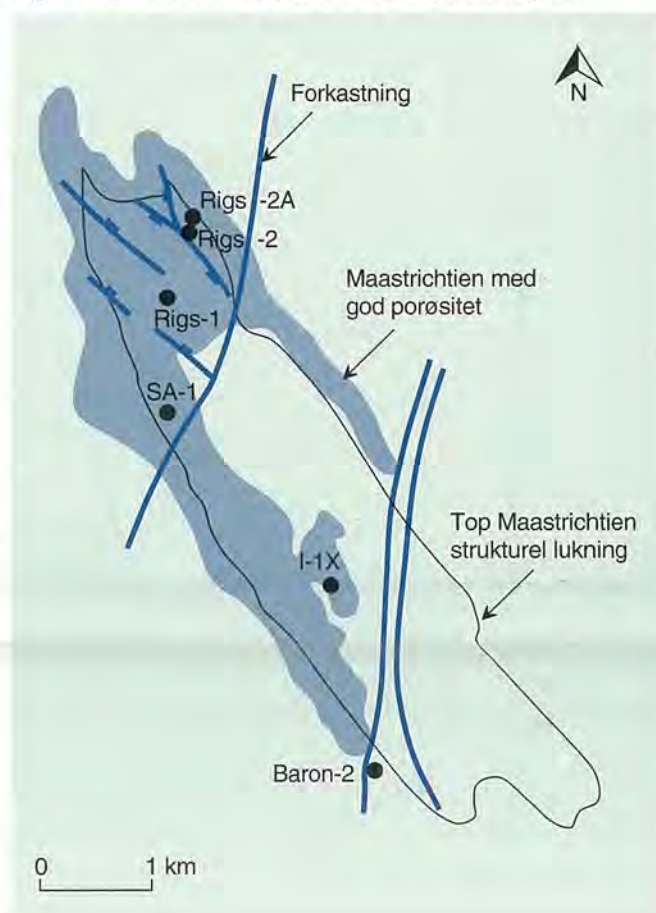
Hastigheds- og massefyldemålinger fra borehulslog kombineres til at give et billede af de enkelte lags karakteristika, den såkaldte *akustiske impedans*, der er et udtryk for lagenes evne til at transportere lyd. Det er kontrasterne i akustisk impedans, der giver anledning til de seismiske refleksioner.

Ved kombination af den akustiske impedans og den ekstraherede bølgeform dannes et såkaldt syntetisk seismogram. Dette kan så sammenlignes med den rigtige seismik. På denne måde kan man ud fra seismikken få et billede af lagenes bjergarts- og reservoirmæssige karakteristika.

Metoden har vist sig mest anvendelig i kalkreservoir, men bruges dog også i andre reservoirtyper. I kalkreservoir er der en relativ simpel sammenhæng mellem akustisk impedans og porøsitet. Des lavere akustisk impedans des højere porøsitet. Der kan således foretages inversion af de seismiske data til porøsitet. Ved behandling af et helt seismisk datasæt kan variationerne i porøsiteten over feltet kortlægges.

Dette er særligt vigtigt ved kortlægning af kalkreservoir, idet det har vist sig, at bjergarten er karakteriseret

Fig. 2.4 Udbredelse af porøsitet på Syd Arne feltet



ved nogle aflejringsmønstre, der betyder, at højporøse områder også kan findes uden for den egentlige struktur. I de senere år er der set flere eksempler på, at højporøse lommer også kan findes nede ad flankerne af kalkstrukturerne. Dette gælder blandt andet på Dan feltet og på Syd Arne feltet. Højporøse lag ses ofte at være kulbrintefyldte.

De første undersøgelser af arten i Danmark blev udført på 2D linier. En af undersøgelserne blev foretaget i tilladelse 1/92 i Sønderjylland, nær Løgumkloster med Dansk Operatørselskab i-s som operatør. Reservoiret var kalksten af Zechstein alder. Konventionel kortlægning havde ført til afgrænsning af interessante strukturer. Da kalklagene havde en lavere akustisk impedans end de omgivende lag, kunne seismikken bruges til at forudsige porøsitetvariationerne. Resultaterne af inversion af flere seismiske sektioner indgik således i evalueringen af områdets prospektivitet.

En af de første større inversionsundersøgelser i Danmark blev foretaget på 2D data over Syd Arne strukturen, som blev fundet i 1969 med boringen I-1X (Arne). Brønden blev udført på toppen af strukturen, og en test i reservoirlag af Maastrichtien alder var positiv. Baseret på strukturel kortlægning blev boringen Baron-2 udført på den sydvestlige flanke af strukturen, idet den seismiske tolkning viste mulighed for tykkere reservoirlag hér. Boringen havde dog også andre efterforskningsmål.

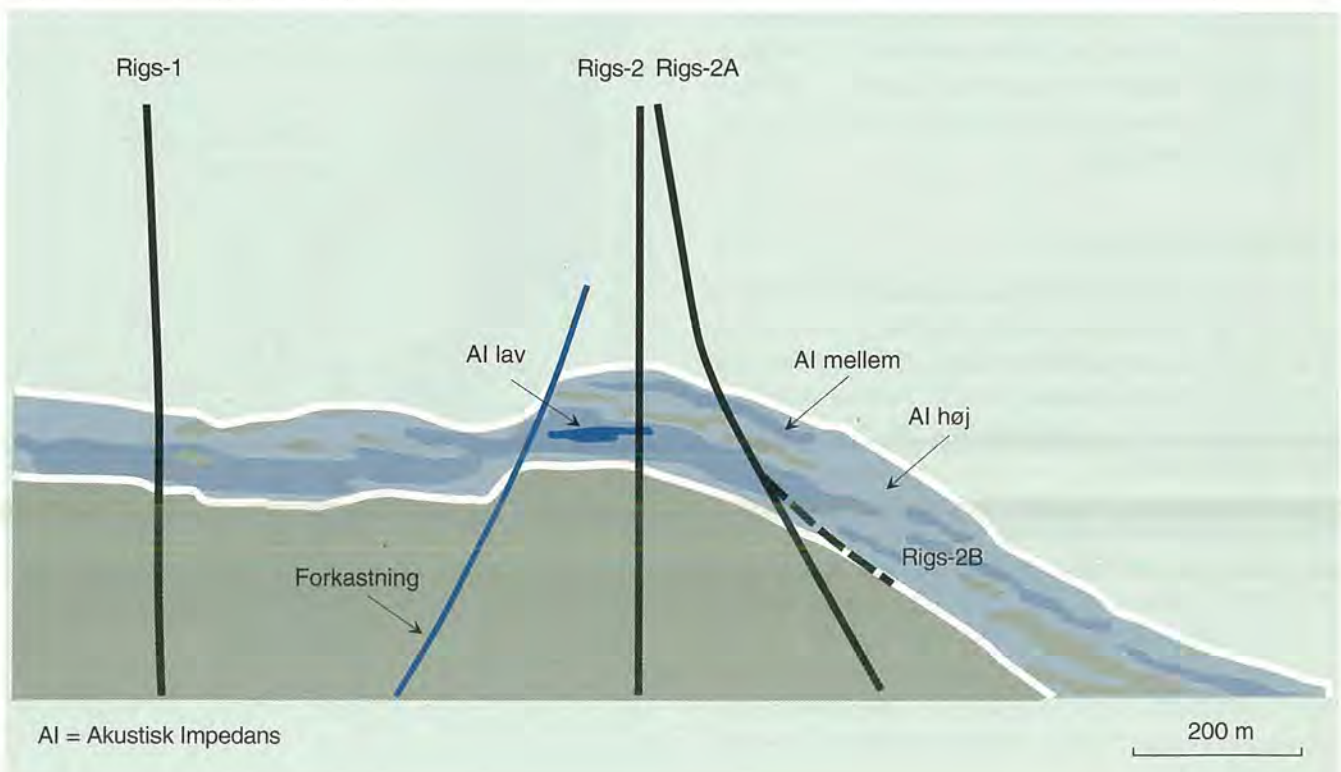
Der blev fundet kulbrinter i lag af Danien alder, mens de mere prospektive lag af Maastrichtien alder ikke havde reservoirkvalitet i dette område af strukturen. Kulbrinterne fandtes imidlertid uden for den egentlige struktur. Dette forhold samt den efterfølgende evaluering af strukturen førte til, at der blev foretaget inversion af 2D seismik over hele strukturen. Resultatet viste, at højporøse områder kunne forventes i områder, der var uden for strukturen, og at udbredelsen af områderne ikke helt fulgte strukturens form.

Rigs-1 boringen blev udført i 1994 i den nordlige del af feltet for at undersøge et område, hvor seismikken indikerede påvirkning af gas. Efterfølgende inversion af 3D seismik over hele feltet viste, at udbredelsen af de porøse lag strakte sig uden for den egentlige struktur, se figur 2.4.

Den senere kortlægning af porøsitet over feltet baseret på inversion dannede således grundlaget for beregning af de tilstedeværende mængder, der var akkumuleret i såvel stratigrafiske som strukturelle lommer.

Tilstedeværelsen af gas i det nordlige område af strukturen betød, at lydhastigheden i lagene over strukturen var mindre end ventet. Da lydbølgerne derved er længere tid om at komme ned til reservoiret, vil en strukturel forhøjning, som toppen af strukturen, på seismikken ofte se ud som en fordybning.

Fig. 2.5 Tværsnit af Syd Arne feltet



Figur 2.5 viser et tværsnit af Syd Arne strukturen. Omkring Rigs-1 boringen ses den tydelige fordybning. Porøsitet ses at befinde sig både på toppen og ned langs flanken af strukturen. Placeringen af borerne viser, hvordan operatøren har forsøgt at kortlægge udbredelsen af de porøse områder.

Billedet på forsiden af nærværende rapport viser en seismisk linie over Syd Arne feltet. Linien viser inversion til akustisk impedans.

Der er i dag foretaget seismisk inversion af en stor del af de 3D undersøgelser, der er indsamlet i Central Graven. I nogle tilfælde er selv 3D data imidlertid af en så ringe detaljeringsgrad, at det ikke er muligt at foretage undersøgelsen. I fremtiden vil såvel inversions- som AVO-undersøgelser ofte indgå i det geofysiske arbejde. Hvor seismikfirmaerne tidligere har udbudt konventionelt processeret seismik, ses nu også inverterede datasæt på markedet.

### Specielle processeringer

En række nye processeringsteknikker er også ved at vinde indpas på dansk område. Det drejer sig især om metoder inden for migration, dvs. den proces, der består i at bringe laggrænserne i deres rette position i undergrunden.

Ved tidsmigration placeres grænserne rigtigt i tid, faktisk to-vejs-tid (*TWT two-way-time*), idet lydølgen skal både ned og op igen. Ved dybdemigration foretages denne placering i forhold til dybde. Migrationen kan foretages både før og efter, at de seismiske spor er samlet i grupper (*stacked*).

Hvorvidt man bruger det ene eller det andet afhænger af de geologiske forhold, og hvor komplicerede variationer i lydshastigheden er i undergrunden. Tidsmigration bruges fortrinsvis i efterforskningsøjemed og kan så danne grundlag for en senere dybdemigration. På grund af de observerede hastighedsvariationer er sådanne undersøgelser foretaget på Syd Arne feltet, blandt andet med henblik på at få flere detaljer i det område, hvor seismikken var forstyrret af tilstedeværelsen af gas.

### Fremtiden

I de kommende år må det forventes, at indsamling af 3D seismik bliver endnu mere udbredt, ikke kun i forbindelse med indvinding, men også i efterforskningsprogrammer og ofte med efterfølgende AVO- og inversionsundersøgelser af de seismiske data. Endvidere må det forventes, at brugen af 4D seismik også vinder indpas på dansk område. Ved 4D seismik indsamles flere 3D data-

sæt på forskellige tidspunkter i et felts historie, hvilket gør det muligt, ved anvendelse af blandt andet de ovenfor beskrevne metoder, at følge, hvordan feltet tømmes. Med henblik på nøje at følge gassens udbredelse har Dansk Naturgas A/S i 1997 indledt forsøg med denne metode ved naturgaslageret i Stenlille.

I de senere år er brugen af OBC (*Ocean-Bottom-Cables*) blevet introduceret i Danmark. I stedet for at slæbe kabler efter en båd lægges kablerne på havbunden, hvorved støjen fra det overliggende vand undgås.





## 3. Nye felter under udbygning

### Nye felter under udbygning

DUC var endnu i 1997 den eneste producent af olie og gas i den danske del af Nordsøen. Men allerede midt i 1998 vil andre rettighedshavere blive producenter, idet Lulita feltet sættes i produktion. Senere i 1998 følger Statoil-gruppens Siri felt, mens Amerada Hess-gruppens Syd Arne felt forventes at komme i produktion i 1999.

Mærsk Olie og Gas AS vil ligeledes i de kommende år iværksætte produktion fra en række nye, mindre felter: Adda, Igor, Elly, Gert og Alma.

I bilag D findes en samlet oversigt med nøgletal for de ovennævnte felter. For disse felter gælder, at der er fremsendt en udbygningsplan. For så vidt angår Gert feltet, blev der primo 1998 indgået en principaftale mellem rettighedshaverne på dansk og norsk side af grænsen med henblik på samordning af Gert/Mjølner feltet. Det er herefter forventningen, at der snart vil blive fremsendt en ny udbygningsplan for feltet.

Beliggenheden af de nævnte felter er vist på figur 3.1.

Nedenfor følger en nærmere beskrivelse af de nærmest forestående feltudbygninger: Lulita, Siri og Syd Arne.

#### Lulita

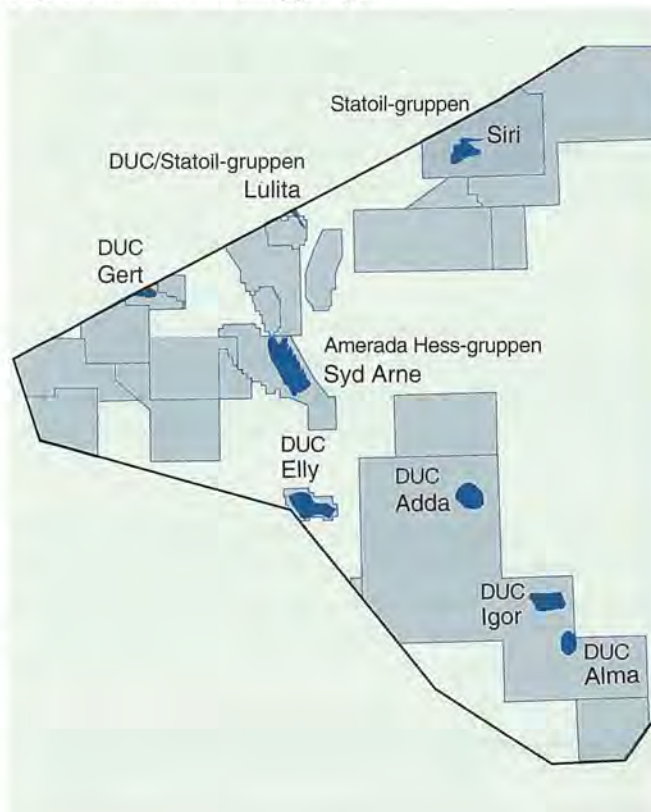
Lulita forekomsten findes i en strukturel forkastningskæde i sandstenslag tilhørende den mellem jurassiske Bryne Formation. Lulita, der er en olieforekomst, strækker sig fra Harald feltet op mod grænsen til Norge. Feltet strækker sig over tilladelseerne 7/86 og 1/90, som tilhører Statoil-gruppen samt A.P. Møller's Eneretsbevilling.

Mærsk Olie og Gas AS fremsendte i marts 1997 som operatør på vegne af DUC og Statoil-gruppen en udbygningsplan for feltet. Lulita feltet er dermed det første felt på dansk område, hvor der er sket samordning af et felt, der strækker sig over flere rettighedshaveres områder. Godkendelse af den første fase af udbygningen af Lulita feltet blev meddelt i oktober 1997.

Den første fase omfatter udførelse af en brønd fra den eksisterende platform på Harald feltet samt tilslutning af den eksisterende Lulita-1XC brønd til platformen. Den nye brønd, Lulita-2, er placeret i den nordlige del af strukturen. De eksisterende anlæg på Harald A platformen skal med en række mindre ændringer og tilføjelser håndtere produktionen fra Lulita feltet.

Lulita-2 brønden blev påbegyndt boret i oktober 1997, og feltet er planlagt til at blive sat i produktion medio 1998.

Fig. 3.1 Kommende udbygninger



Den væskeformige del af produktionen fra feltet, dvs. ustabiliseret olie samt produktionsvand, føres til Tyra Øst gennem den eksisterende 16" rørledning sammen med den væskeformige Harald produktion. Gassen fra Lulita feltet føres sammen med gassen fra Harald til Tyra gennem den eksisterende 24" rørledning.

En eventuel yderligere udbygning vil blive udført på baggrund af nye brøndata samt produktionserfaringer. En sådan udbygning kan omfatte nye brønde samt etablering af vandinjektion.

#### Siri

Siri feltet er en olieforekomst i sandsten af Tertiær alder. Siri fundet ligger ca. 25 km øst for Central Graven, hvor alle kommercielle olie- og gasforekomster hidtil er konstateret. Statoil Efterforskning og Produktion A/S er operatør for feltet med Danop som medoperatør.

Energistyrelsen godkendte i juli 1997 en plan for udbygning af Siri feltet, og produktionsstarten er fastsat til senest ved udgangen af 1998.

Feltet vil blive udbygget med en kombineret platform, hvorpå brønde, behandlingsanlæg og beboelse samles. Platformen placeres på en olielagertank, der hviler på havbunden. Olien lastes via bøjle på et tankskib.

Kulbrinterne planlægges indvundet fra seks horisontale oliebrønde. For at forbedre indvindingen reinjiceres gassen sammen med vand gennem tre afbøjede brønde. Saminjektion af gas og vand er en ny metode, også i international sammenhæng. En fordel ved saminjektion er, at injektionsstrykket på overfladen er væsentligt lavere end ved injektion af gas alene.

### 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 Central Graven ca. 15 km syd for Svend feltet. Amerada Hess er operatør for feltet.

Syd Arne fundet blev påvist i 1969 og erklæret kommercielt i 1996 under tilladelse 7/89. En plan for udbygning og produktion af feltet blev godkendt af Energistyrelsen i august 1997. Feltet planlægges sat i produktion senest 1. september 1999.

Feltet udbygges med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform, hvor der er afsat den fornødne plads til senere installation af vandinjektionsudstyr. Der installeres en lagertank på havbunden for den producerede olie. Olien lastes via bølge til tankskib, mens gassen føres via en ny rørledning, som udgår fra Syd Arne feltet, til land.

Udbygningen planlægges udført i tre faser. Den første fase omfatter op til 12 vandrette produktionsbrønde. Indvindingen vil i fase 1 foregå ved hjælp af trykaflastning. For tiden undersøges mulighederne for anvendelse af vandinjektion i fase 2. Fase 3 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 1.

### Udbygning og produktion

Den danske kulbrinteproduktion kom i 1997 fra 12 felter: Oliefelterne Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Kraka, Dagmar, Regnar, Valdemar og Svend samt gasfelterne Tyra, Roar og Harald. Felterne Svend og Harald er beliggende i den nordlige del af Central Graven, mens alle de øvrige felter er beliggende i Det Sammenhængende Område i den sydlige del af Central Graven. Dansk Undergrunds Consortium, DUC, forestår indvindingen fra disse 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*.

### Udbygninger i 1997

De seneste års høje aktivitetsniveau for udbygningen af de danske olie- og gasfelter i Nordsøen fortsatte gennem 1997.

De største udbygningsaktiviteter i 1997 var den videre udbygning af Dan feltet og færdiggørelsen af udbygningen af Harald feltet.

Den nye indvindings- og behandlingsplatform Dan FF på Dan feltet med broforbindelse til Dan FC er blevet installeret. Platformens installationer var ved indgangen til 1998 under ibrugtagning. Endvidere er der blevet lagt tre nye rørledninger mellem Dan B og Dan FF. Som noget nyt på dansk område er rørledningerne blevet samlet i et rørbundt.

På Dan feltet er der i 1997 udført syv nye brønde, hvoraf fire er til produktionsformål, to har til formål at udvide vandinjektion yderligere i feltet og én har til formål at afgrænse reservoirets udstrækning på den vestlige flanke.

Aftalen fra 1993 mellem DUC og Dansk Naturgas A/S om øgede gasleverancer har ført til idriftsættelse af gasfeltet Harald, og den første naturgas fra feltet blev leveret i slutningen af marts 1997. Ved udgangen af 1997 påbegyndtes en række ombygningsarbejder på Harald Centret med henblik på indfasning af produktion fra Lulita feltet i første halvdel af 1998.

Med henblik på etablering af gasløft på Kraka feltet, etablering af reinjektion af gas i Tyra Øst brønde samt forøgelse af eksportkapaciteten for kondensat og olie mellem Gorm og Tyra er der foretaget mindre ombygninger i 1997.

I december 1997 blev en plan for en mindre udbygning på Rolf feltet godkendt. Med baggrund i en ny kortlægning af feltet vil der blive udført en ny brønd i 1998 til feltets nordlige flanke.

Der er endvidere i 1997 blevet udført to gasbrønde på Tyra feltet, og to brønde på Harald feltet. På hvert af felterne Kraka og Dagmar er der endvidere udført én brønd. Brønden på Dagmar feltet havde til formål at afgrænse feltet samt efterfølgende at indgå i produktionen.

Der blev således i 1997 færdiggjort 13 nye vandrette eller stærkt afbøjede produktions- og injektionsbrønde i forbindelse med udbygningen af de danske felter i Nordsøen. Det mindre antal brønde udført i 1997 i forhold til 1996, hvor der blev udført 18, kan delvis tilskrives, at udførelsen af de nye brønde på Dan feltet blev midlertidig indstillet på grund af installation af den nye platform, Dan FF. Der forventes udført flere brønde i 1998.

Det samlede antal brønde, som har bidraget til dansk produktion og injektion i 1997, er 224. Antallet af vandrette brønde i drift i 1997 er 124, hvoraf 93 er produktionsbrønde og 31 vandinjektionsbrønde. På Tyra feltet er syv brønde i 1997 skiftevis anvendt til produktion og injektion. Disse brønde er i foranstående sammentælling klassificeret som produktionsbrønde.

Fig. 4.1 Danske felter i Nordsøen

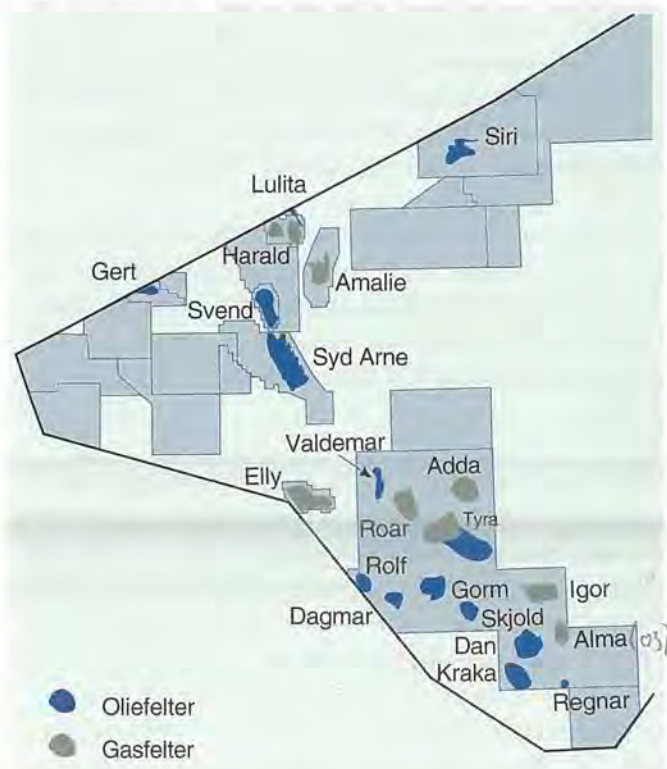
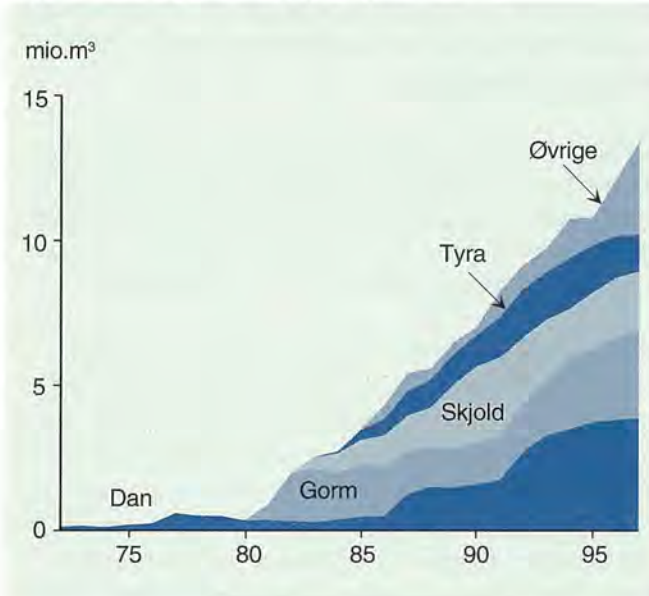


Fig. 4.2 Feltvis fordeling af olieproduktionen



## Ny gasledning fra Nordsøen

Der blev den 30. juni 1997 indgået en politisk aftale om etablering af en ny gasrørledning fra Nordsøen til land. Dansk Olie og Naturgas A/S, DONG, skal etablere den nye ledning, som skal gå fra det nye Syd Arne felt til DONG's gasbehandlingsanlæg ved Nybro på den jyske vestkyst. Linieføringen indebærer desuden, at ledningen kobles til det eksisterende rørledningsnet ved Harald feltet.

Den nye rørledning, som forventes at være klar i midten af 1999, vil blive omkring 300 km lang og have kapacitet til at transportere 13 mio. Nm<sup>3</sup> naturgas pr. døgn. Den samlede transportkapacitet for naturgas fra Nordsøen til Danmark øges hermed til ca. 40 mio. Nm<sup>3</sup> naturgas pr. døgn, svarende til omkring 12 mia. Nm<sup>3</sup> pr. år.

Samtidigt med beslutningen om at etablere rørledningen har DONG indgået aftale med rettighedshaveren på Syd Arne feltet, Amerada Hess, om at købe gassen fra feltet. Det forventes, at feltet kan levere 0,5-0,7 mia. Nm<sup>3</sup> naturgas om året, som skal transporteres gennem den nye ledning.

DONG har endvidere indgået en nødforsyningsaftale med DUC. Aftalen indebærer, at naturgas fra DUC's felter i nødsituationer kan omdirigeres til den nye rørledning. Den mulighed kan anvendes, hvis der sker et uheld på den eksisterende gasrørledning fra Tyra feltet til Nybro, hvor igennem hele den danske produktion transporteres i dag. Muligheden for at benytte den nye ledning i en nødsituation forbedrer den danske forsyningsikkerhed. Da der er plads i den nye rørledning til yderligere

naturgas, end den DONG har købt fra Syd Arne feltet, sikres der også med den nye gasledning en fremtidig mulighed for transport af både dansk og udenlandsk gas til Danmark.

## Fortsat stigende olie- og gasproduktion

Den danske produktion af olie og gas blev i 1997 endnu engang større end tidligere år. Hovedårsagen til produktionsstigningen er opstarten af produktion på gasfeltet Harald. Feltet er sat i drift som følge af gassalgsaftalen fra 1993 mellem DUC og Dansk Naturgas A/S.

Figur 4.2 viser udviklingen i den danske produktion af olie for perioden 1972 til 1997 fordelt på felter.

I 1997 udgjorde den samlede produktion af olie og kondensat 13,37 mio. m<sup>3</sup> svarende til 11,38 mio. tons. Dette betyder, at produktionen af olie og kondensat i 1997 blev godt 10% højere end i 1996.

Olieproduktionen fra de store kalkfelter Dan, Gorm, Skjold og Tyra er samlet på samme niveau som i 1996, og det er fortsat produktion fra disse felter, der udgør den overvejende del af den danske olieproduktion.

Bruttogasproduktionen udgjorde i 1997 9,53 mia. Nm<sup>3</sup>, hvoraf 1,84 mia. Nm<sup>3</sup> blev pumpet tilbage i undergrunden på felterne Gorm og Tyra. Nettogasproduktionen udgjorde således 7,69 mia. Nm<sup>3</sup> i 1997. 97% af den reinerede gas har haft til formål at øge indvindingen af flydende kulbrinter fra Tyra feltet. Nettogasproduktionen blev 23% højere i 1997 end i året før.

Fig. 4.3 Produktion af olie og gas

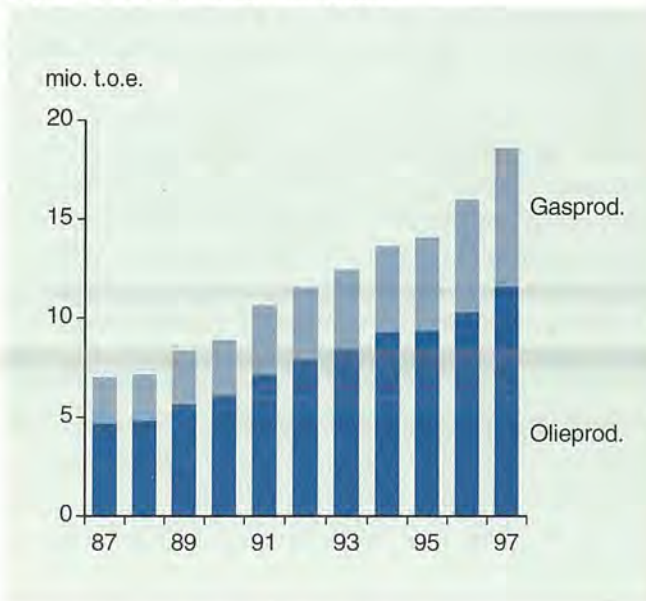
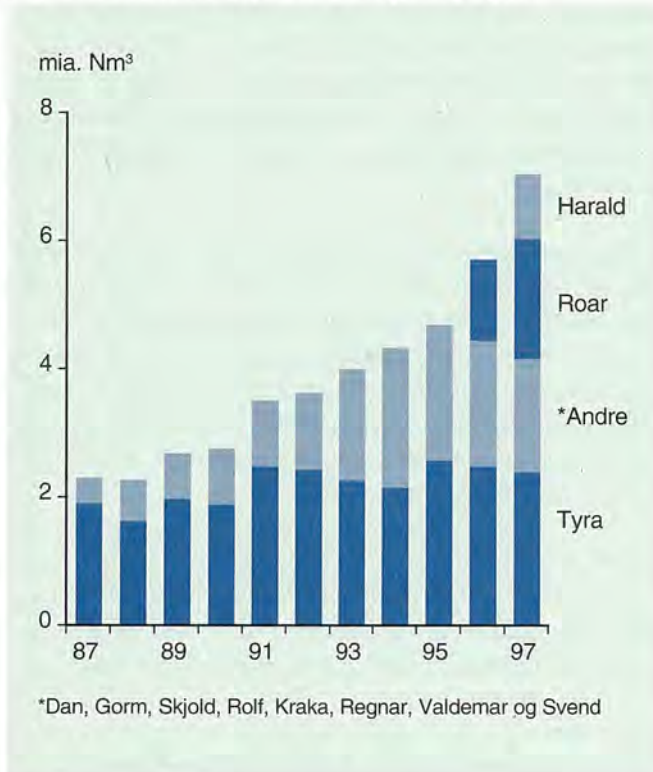


Fig. 4.4 Leverancer af naturgas opdelt på felter



Af den samlede nettogasproduktion blev der indvundet henholdsvis 2,45, 1,96 og 1,09 mia. Nm<sup>3</sup> fra gasfelterne Tyra, Roar og Harald, mens resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieindvindingen fra de øvrige felter.

Der blev leveret 6,96 mia. Nm<sup>3</sup> gas til Dansk Naturgas A/S. Forskellen mellem den producerede nettogas og leveret naturgas (9,5% af nettogassen) blev enten udnyttet eller afbrændt på platformene. To tredjedele blev benyttet til energiforsyning på platformene, mens resten blev afbrændt uden nyttiggørelse. Afbrændingen sker udelukkende af sikkerhedsmæssige og tekniske grunde.

Figur 4.3 viser udviklingen i den danske produktion af olie og gas for perioden 1987 til 1997. Gasproduktionen omfatter naturgas leveret til Dansk Naturgas A/S samt gas nyttiggjort til energiforsyning på platformene.

Figur 4.4 viser udviklingen i naturgasleverancerne til Dansk Naturgas A/S i perioden 1987 til 1997 fordelt på gasfelterne Tyra, Roar og Harald og samlet som associeret naturgas fra de øvrige danske felter.

Bilag E indeholder en oversigt over den danske olie- og gasproduktion i perioden 1972 til 1997. Endvidere er der vist en oversigt over naturgassalget fra gasprojektets start i 1984 frem til 1997 fordelt mellem de enkelte felter. Endelig findes en oversigt over den månedlige pro-

duktion af olie og kondensat fra de enkelte felter for 1997.

## Producerede og injicerede vandmængder

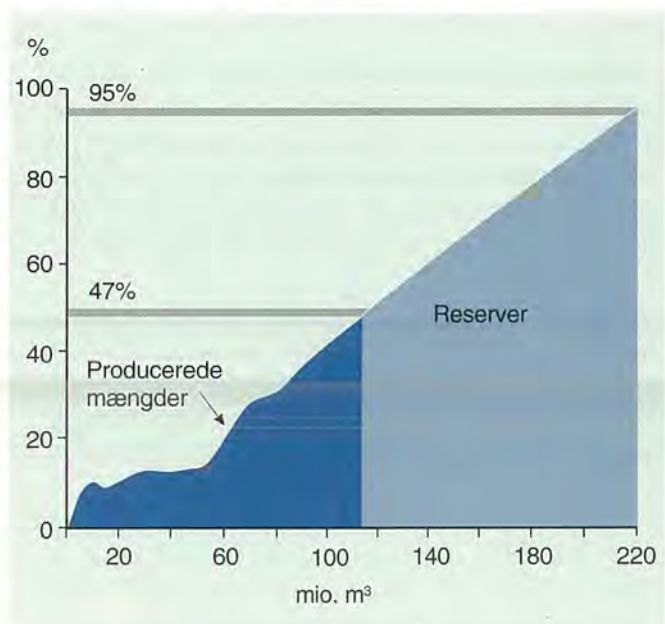
I 1997 blev der med olien produceret 12,07 mio. m<sup>3</sup> vand fra de danske felter, en stigning på 22% i forhold til 1996.

Vandandelens størrelse i forhold til den samlede væskeproduktion er fortsat moderat stigende for de fleste danske olie-felter. For Dan, Gorm og Skjold er vandandelen i 1997 steget til henholdsvis 32, 49 og 64%.

Figur 4.5 viser for de producerende kalkstensfelter udviklingen i vandandelen af den samlede væskeproduktion afbildet i forhold til den kumulative olieproduktion. Status pr. 1. januar 1998, efter produktion af godt 115 mio. m<sup>3</sup> olie, er, at vandandelen er steget til 47%. Dette svarer til, at der for hver kubikmeter olie, som i dag bringes fra reservoirerne til overfladen, medfølger cirka en kubikmeter vand. Det enkelte kalkfelt forventes at kunne produceres på et forretningsmæssigt grundlag, indtil vandandelen andrager omkring 95%.

Ved ekstrapolation ud fra den historiske udvikling kan man nå frem til, at vandandelen når ca. 95% efter produktion af 220 mio. m<sup>3</sup> olie. Differencen mellem disse 220 mio. m<sup>3</sup> olie og den hidtidige kumulative produktion svarer stort set til oliereserven for de omtalte felter, se afsnittet om *Reserver*. En optimering af felternes drift, ved blandt andet anvendelse af resultater fra forsk-

Fig. 4.5 Udvikling i vandandel



ning og udvikling, vil forhåbentlig kunne føre til, at stigningen af vandandelen kan forsinkes, hvilket fører til en større oliereserve.

Der injiceres fortsat vand i felterne Dan, Gorm og Skjold med henblik på at øge indvindingen af olie. Totalt set er der i 1997 injiceret 23,62 mio. m<sup>3</sup> vand i disse tre felter. Dette er en stigning på 7% i forhold til 1996. Næsten alt det producerede vand fra felterne Gorm og Skjold samt en del af vandet fra Dan bliver reinjiceret i reservoirerne. Dette reducerer belastningen af havmiljøet, idet udledningen af formationsvand til havet reduceres.

På trods af stigende mængder produceret vand samt en voksende vandandel, vurderes injektion af vand fortsat som en succes for de danske olieletter.

De producerede vandmængder er vist i bilag E, ligesom de gas- og vandmængder, der er injiceret i reservoirerne.

## Produktion fra sandsten

Iværksættelse af produktion i 1997 fra det første danske sandstensfelt, Harald feltet, skete efter mere end 25 års produktion udelukkende fra kalkstensfelter.

Da efterforskningen startede i Nordsøen, var det især kalkstensstrukturene, der blev efterforsket, idet disse med datidens teknologi var lettere at kortlægge. På grund af kalkstensens høje *akustiske impedans* i forhold til de overliggende lag kortlægges toppen af Øvre Kridt kalken næsten altid let som en markant horisont på seismiske sektioner, se også afsnittet *Indblik i seismiske undersøgelser*. Endvidere findes flere af de danske felter i forbindelse med forekomsten af saltdiapirer, og disse lokaliseres meget tydeligt ud fra gravimetrisk undersøgelser, dvs. kortlægning af tyngdekraftens variation.

I modsætning til kalksten, der er at finde vidt udbredt i hele den danske del af Central Graven, er sandstensreservoirerne langt mere begrænsede i udstrækning og findes ofte i lommer omgivet af lerlag. Nye og forbedrede efterforskningsmetoder har imidlertid betydet, at også sandstensreservoirer er blevet lettere at lokalisere.

Sandstensreservoirer findes gennem hele den geologiske lagfølge. I Danmark er der således kommercielle felter med sandstensreservoir af Trias (Bertel), Mellem Jura (Harald, Amalie, Alma og Lulita), Øvre Jura (Gert og Elly) og Tertiær alder (Siri).

Sandsten består hovedsagelig af kvartskorn med et varierende indhold af lerminerale og andre mineraler og er aflejret under meget forskellige forhold. Aflejningsforholdene er blandt andet styret af samspillet mellem

strukturelle ændringer, tilstedeværelse af erosionsmateriale samt variationer i havniveauet over geologisk tid. Der ses således i de danske felter en stor variation i aflejringstype lige fra dybmarine aflejningskegler til deltaflodaflejninger og kystnære strandaflejninger. Kalksten er i modsætning hertil overvejende aflejret under dybmari- ne forhold.

Porøsiteten i sandstensreservoirer er blandt andet afhængig af dybde og aflejningsmiljø. Inden for dybdeintervallet 3-5000 m ligger porøsiteten i strandaflejninger i de danske reservoirer fra 18-28%, mens delta-flodaflejninger typisk har porøsiteter fra 10-25%. Porøsiteten er således væsentlig lavere end i kalkreservoirer. Tertiære aflejninger, som ofte ikke er så dybt begravede, kan dog have porøsiteter på op til 40%.

Porøsiteten i kalken af Kridt alder i Central Graven kan være helt op til 50% på grund af særlige dybmarine aflejningsforhold. Permeabiliteten er hér typisk meget ringe. Permeabiliteten i sandsten er derimod ofte langt højere, op til flere tusind gange.

De høje permeabiliteter i sandsten medfører, at sandstensfelter ofte kan producere med langt højere rater, end tilfældet er for kalksten. Endvidere vil indvindingsgraden for sandstensfelter normalt være væsentlig højere end i kalkstensfelter. I sandstensfelter frigøres olie let fra porerummene mellem sandkornene, mens en stor del af olien i kalksten ofte afsnøres i lange, snævre porehalse. Den højporøse kalksten vil dog ofte indeholde op til dobbelt så meget olie pr. volumenenhed, end tilfældet er for den mindre porøse sandsten.

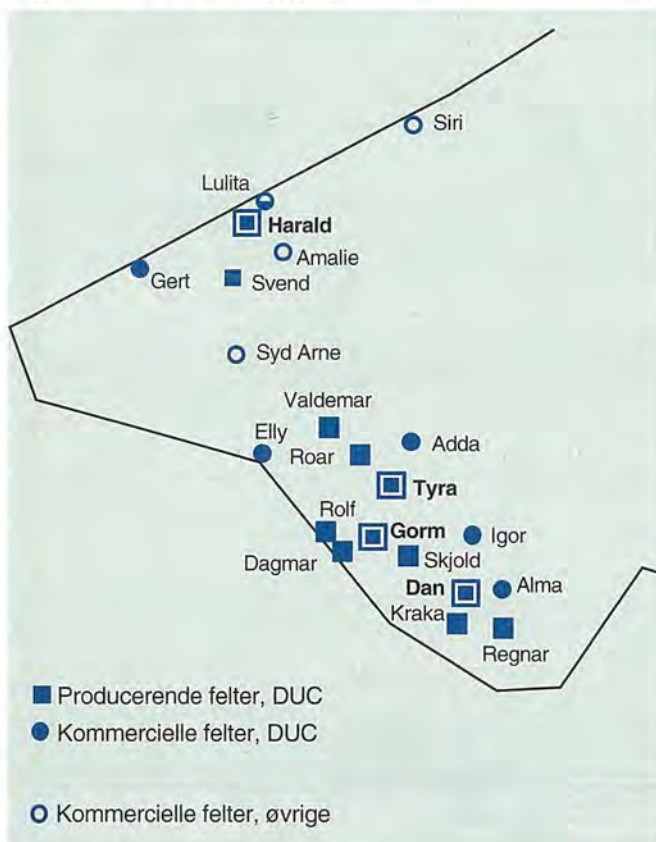
Størrelsen af de beregnede tilstedeværende mængder i flere af de kommercielle danske sandstensfelter må, sammenlignet med felterne i de øvrige Nordsølande, betegnes som marginale. De beregnede tilstedeværende mængder i de enkelte felter udgør maksimalt 25 mio. m<sup>3</sup> olie og 10 mia. Nm<sup>3</sup> gas.

Den udfordring, som olie- og gassektoren således står overfor i de kommende år, er en kommerciel idriftsættelse af en række mindre sandstensfelter.

Grunden til at felterne ikke tidligere er sat i produktion, er blandt andet, at der ikke har været økonomisk grundlag for en selvstændig udbygning, idet den nødvendige infrastruktur for tilslutning først nu etableres.

Idriftsættelsen af kalkstensfeltet Syd Arne i 1999, samt anlæg af den nye gasledning fra Syd Arne via Harald til land vil bidrage til etablering af den nødvendige infrastruktur og vil forhåbentlig bidrage til, at udfordringen vil kunne imødekommes.

Fig. 4.6 Danske olie- og gasfelter



## De producerende felter

De producerende danske olie- og gasfelter er grupperet omkring de fire produktionscentre: Dan, Gorm, Tyra og Harald. I nedenstående præsentation af de danske olie- og gasfelter er der taget udgangspunkt i denne feltgruppering, og der fokuseres på udviklingen i 1997.

Figur 4.6 viser et oversigtskort med beliggenheden af de fire centre. De eksisterende og besluttede produktionsanlæg er vist i figur 4.8.

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

## 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 F komplekset ilandføres olien og gassen via henholdsvis Gorm og Tyra Centrene. Den samlede olieproduktion fra Dan Centret var i 1997 4,20 mio. m<sup>3</sup>, og udviklingen i olieproduktionen fra felterne er vist i figur 4.7.

Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Dan Centret udgjorde i 1997 1,20 mia. Nm<sup>3</sup>, hvoraf 1,06 mia. Nm<sup>3</sup> blev ilandført via Tyra Centret. Resten af gassen er blevet anvendt som brændstof eller er blevet afbrændt.

## Dan

Dan feltet er et oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas, og feltet har den hidtil største påviste ansamling af olie i den danske undergrund. Produktionen fra feltet blev indledt tilbage i 1972, og Dan feltet er således det længst producerende danske felt. Vandinjektion blev indledt i 1989.

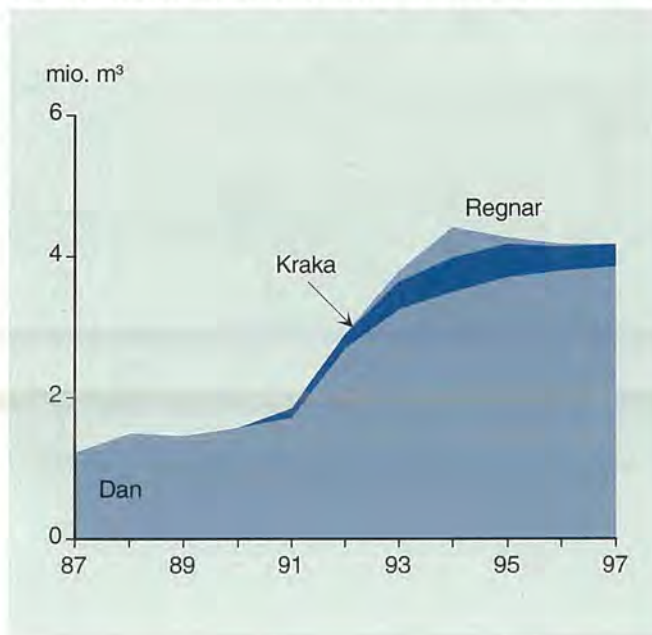
Den seneste udbygningsplan fra 1995, der indebærer en betydelig udvidelse af produktionsanlæggene, blev i 1997 videreført ved installation af indvindings- og behandlingsplatformen FF samt ved udførelse af nye boreringer.

Tre af de syv nye brønde udført på Dan feltet i 1997 var genboringer af ældre brønde. To vandrette brønde blev udført på A-blokken, henholdsvis med én på den nordlige flanke og én på den sydvestlige flanke.

Fem vandrette brønde blev udført til flanken af B-blokken, hvoraf tre brønde var til produktionsformål og to til injektionsformål.

Erfaringerne med produktion og injektion på Dan feltet var i 1997 fortsat generelt gode. Produktionen af olie blev opretholdt på samme høje niveau som sidste år, men med 20% større indhold af vand. Trykstøtten fra den fortsatte vandinjektion har desuden reduceret forholdet

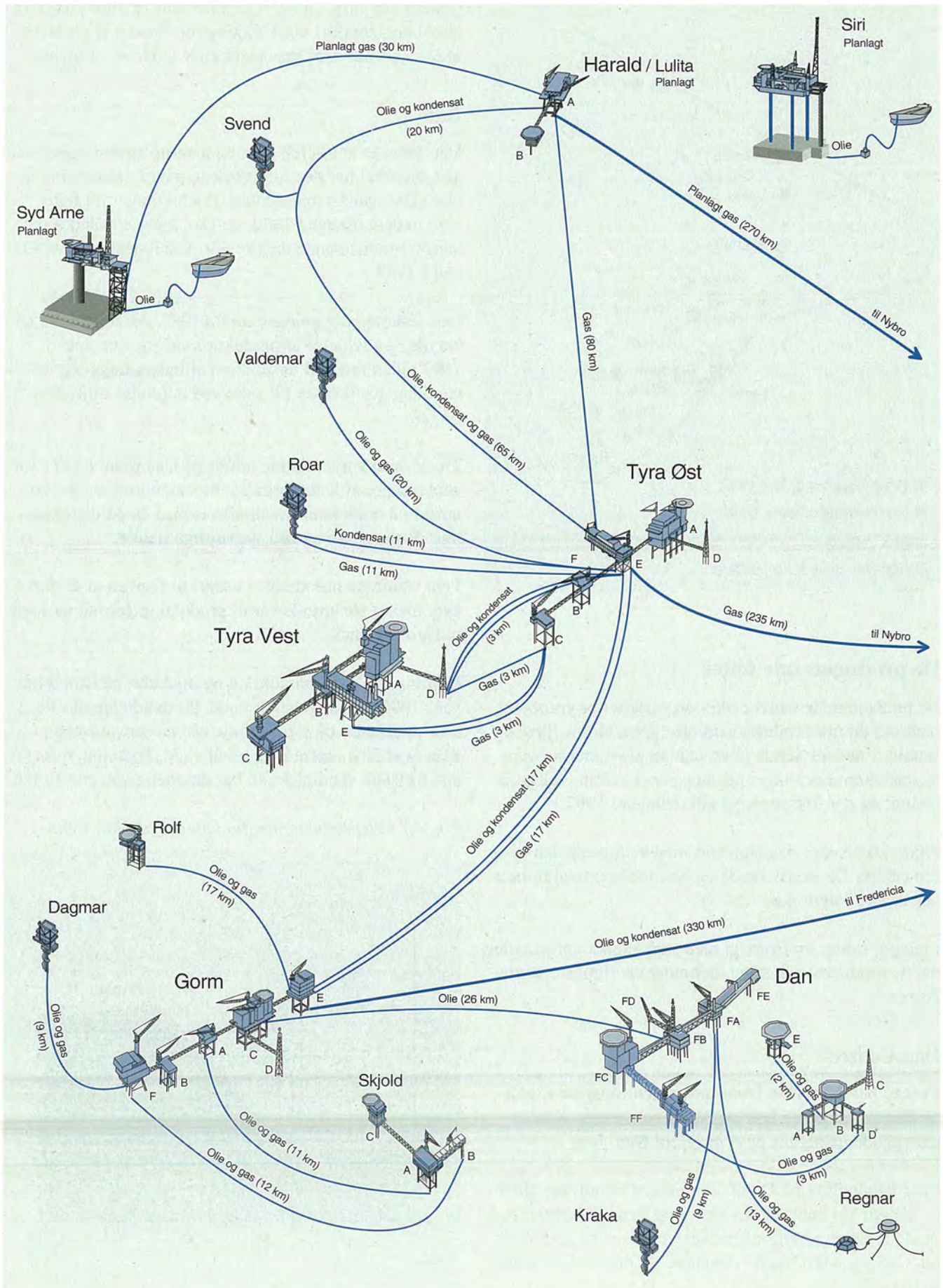
Fig. 4.7 Olieproduktionen fra felterne på Dan Centret





# Udbygning og produktion

Fig. 4.8 Produktionsanlæg i Nordsøen 1997



det mellem den producerede gas og olie, GOR, sammenlignet med tidligere år. Disse forhold er udtryk for, at de store mængder injiceret vand fordeles hurtigt ud i reservoiret, og der opnås en effektiv fortrængning af olien gennem det tætte kalkreservoir.

Med brønden MFF-4B, der i 1997 blev udført som led i den fortsatte undersøgelse af Dan feltets vestlige flanke, blev der igen sat Nordsørekord med hensyn til vandret boring, 4.614 meter (15.138 ft). Hovedformålet med brønden var vandinjektion, men det var teknisk muligt at fortsætte den vandrette del af brønden og derved undersøge udstrækningen af olieforekomsten i et område 3-4 km uden for hidtidig brøndkontrol.

Brønden traf lidt ringere reservoirkvalitet og oliemætning end brønden MFB-2E, der i 1996 blev udført noget nordligere i samme område. MFB-2E brønden havde den eksisterende rekord for vandret boring. Begge brønde er fortsat i produktion fra de yderste intervaller langt ude på flanken. I 1998 er der planlagt yderligere en vurderingsbrønd nord for MFB-2E.

## Kraka

Kraka er et mindre oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas beliggende syv km sydvest for Dan. Indvindingen blev indledt i 1991.

I første halvdel af 1997 blev der boret en vandret brønd til feltets nordlige del, som ikke tidligere har været an-boret. Oliemætningerne i denne del af feltet var ikke så gunstige som forventet, men resultaterne fra brønden er stadig under vurdering. Endvidere er der sat arbejder i gang med henblik på at etablere løftegas i feltets brønde.

Olieproduktionen fra Kraka var i 1997 0,31 mio. m<sup>3</sup> og dermed næsten 10% mindre end i 1996. Etablering af løftegas til brøndene ventes dog at øge produktionen.

## Regnar

Regnar er et mindre oliefelt, der ligger 13 km sydøst for Dan. Feltet blev sat i produktion i 1993.

Produktionen var i den første del af 1997 midlertidig indstillet på grund af tekniske problemer, og efterfølgende har produktionen været indstillet i perioder på grund af begrænsninger i vandbehandlingskapaciteten. Olieproduktionen har i 1997 været på 0,03 mio. m<sup>3</sup>.

## 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.

Den samlede olieproduktion fra felterne på Gorm Centret var i 1997 5,18 mio. m<sup>3</sup>. Udviklingen i produktionen fra de enkelte felter i perioden 1987-1997 er vist i figur 4.9. Figuren viser, at produktionen fra især felterne Gorm og Skjold har været betydelig i 1997.

Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Gorm Centret udgjorde i 1997 0,74 mia. Nm<sup>3</sup>, hvoraf 0,50 mia. Nm<sup>3</sup> blev ilandført via Tyra Centret.

Der er i 1997 blevet etableret lavtryksskompression på Gorm Centret.

## Gorm

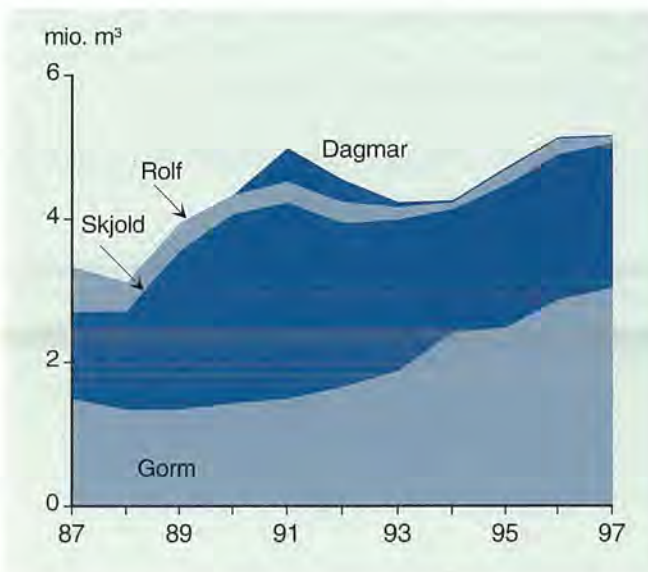
Gorm er et større oliefelt, der ligger 27 km nordvest for Dan. Produktionen fra feltet blev indledt i 1981, og vandinjektion blev indledt i 1989.

Installation af lavtryksskompression har i 1997 gjort det muligt at øge produktionen af olie med godt 5% i forhold til 1996. Vandproduktionen er samtidig steget med ca. 50%. De injicerede vandmængder er lidt større end i 1996, og den injicerede gasmængde er fordoblet.

## Skjold

Skjold er et oliefelt, som ligger 10 km sydøst for Gorm. Indvindingen blev indledt i 1982, og vandinjektion blev indledt i 1986.

Fig. 4.9 Olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret



Produktionen af olie i 1997 på 2,01 mio. m<sup>3</sup> svarede til produktionen i 1996, mens indholdet af vand er steget med godt én tredjedel.

Der pågår på nuværende tidspunkt en vurdering af mulighederne for at øge indvindingen af olie ved videre udbygning af feltet.

## Rolf

Rolf er et mindre oliefelt, der ligger 15 km vest for Gorm feltet. Feltet blev sat i produktion i 1986.

Med baggrund i en revideret geologisk model er der udviklet en ny teori om mætningsfordelingen i reservoiret, og de tilstedeværende mængder i feltet er på den baggrund blevet opskrevet. Mens der tidligere kun har været produceret fra lodrette brønde på toppen af strukturen, planlægges der nu produceret olie fra feltets nordlige flanke. En ny vandret brønd i dette område er planlagt udført i første halvdel af 1998.

I 1997 blev der produceret 0,10 mio. m<sup>3</sup> olie.

## Dagmar

Dagmar er et mindre oliefelt, der ligger 10 km vest for Gorm feltet. Feltet blev sat i produktion i 1991.

Der blev i 1997 udført en ny brønd til strukturens sydøstlige flanke. Resultatet var skuffende, idet der ikke blev påtruffet reservoirstjært.

Olieproduktionen har i 1997 været på kun 0,02 mio. m<sup>3</sup>.

## Tyra Centret

Produktionen fra Tyra Centret kom i 1997 fra Tyra feltet og satellitfelterne Valdemar, Roar og Svend. Senere forventes produktionen fra de små satellitter Adda, Elly og Tyra Sydøst tilsluttet centrets installationer.

Gassen føres fra Tyra Øst via gasrørledningen til land på den jyske vestkyst.

I figur 4.10 er olieproduktionen fra Tyra Centret vist for perioden 1987 til 1997. Den samlede olie- og kondensatproduktion fra felterne tilsluttet Tyra Centret var i 1997 3,21 mio. m<sup>3</sup>.

Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Tyra Centret udgjorde i 1997 4,65 mia. Nm<sup>3</sup>, hvoraf 4,40 mia. Nm<sup>3</sup> blev ilandført.

## Tyra

Tyra er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone. Oliezonen er den næststørste påviste olieakkumulation på dansk område. Indvindingen blev indledt i 1984, og siden 1987 er en del af den producerede gas blevet reinjiceret i reservoiret for derved at øge kondensatindvindingen. Oliezonen udnyttes fra vandrette produktionsbrønde.

I 1997 blev to yderligere vandrette gasbrønde til Tyra feltets sydlige og østlige flanker afsluttet. Disse brønde skal øge indvindingen af gas fra disse områder. Endvidere blev ni brønde på Tyra Øst konverteret til gasinjektionsformål med henblik på at øge kondensatindvindingen.

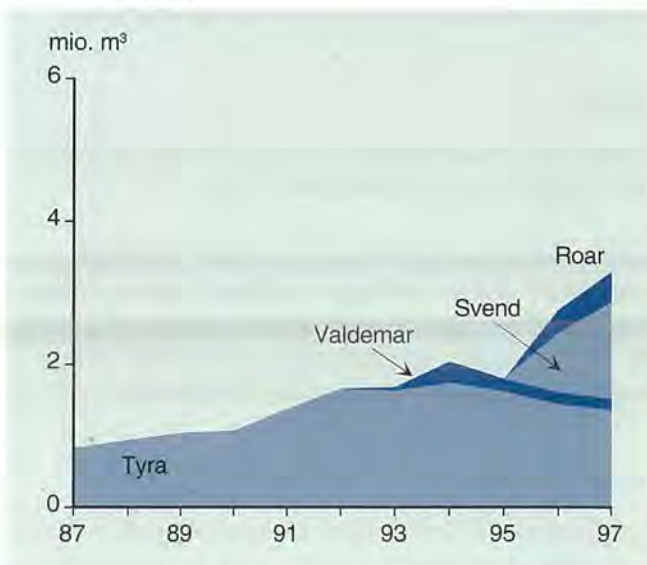
Der er i 1997 indvundet 2,45 mia. Nm<sup>3</sup> nettogas på Tyra, hvilket er 6% mindre end i 1996. Den samlede olie- og kondensatproduktion i 1997 faldt 13% i forhold til året før. De producerede vandmængder i 1997 svarede til niveauet i 1996.

## Valdemar

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

Valdemar er efter danske forhold en stor olieforekomst. Imidlertid består reservoiret af en ekstrem tæt kalk, der gør indvinding meget vanskelig. Reservoirkalken, der produceres fra, er væsentlig dybere beliggende end i de øvrige danske kalkfelter.

Fig. 4.10 Olie- og kondensatproduktionen på Tyra Centret



Olieproduktionen fra Valdemar har såvel i 1997 som i 1996 andraget 0,16 mio. m<sup>3</sup>. Det har også i 1997 været et problem, at dele af formationen er fulgt med den producerede olie til overfladen, og at forerør og produktionsrør deformeres kraftigt.

Som følge af de tekniske problemer med produktionen fra Valdemar feltet er der sat en række forskningsprojekter i gang. Blandt andet er der under EFP 1997 sat et større integreret projekt i gang kaldet Priority, se afsnittet *Forskning*. Projektet har til formål at øge indvindingen fra den tætte kalk. (Texon)

## Roar

Roar er en mindre gasforekomst beliggende 10 km nordvest for Tyra. Produktionen blev iværksat i 1996.

Produktionsraterne for gas og kondensat har i 1997 ligget på samme høje niveau som i 1996. Der produceres således fortsat med højere rater end forventet inden udbygningen af feltet. Imidlertid er vandproduktionen stigende.

## Svend

Olielfeltet Svend ligger 60 km nordvest for Tyra feltet. Produktionen blev påbegyndt i 1996.

Olieproduktionen fra feltet var i 1997 på 1,36 mio. m<sup>3</sup>. Produktionsraten fra den nordligt beliggende brønd lå på samme høje niveau som i 1996. Muligheden for så høje produktionsrater fra en enkelt brønd skyldes reservoirets meget opsprækkede karakter.

På nuværende tidspunkt indsamles der yderligere produktionserfaring, og der foretages retolkning af de seismiske data. På baggrund heraf skal mulighederne for en videre udbygning af feltet vurderes.

Det er uklart, om der fremtidigt vil opstå behov for injektion af vand i feltet, eller om den naturlige vandtilstrømning er tilstrækkelig stor til at opretholde reservoirtrykket.

## Harald Centret

Indtil videre er det alene Harald feltet, der er knyttet til Harald Centret. Indvindingen fra feltet sker fra en platform, der også skal betjene Lulita feltet, som er under udbygning. Platformen indeholder et selvstændigt behandlingsanlæg. Fra Harald Centret udgår en 80 km gasledning til Tyra Øst. Kondensaten sendes via Svend feltet til Tyra.

Beliggenheden af Harald Centret fremgår af figur 4.6. Den samlede kondensatproduktion fra centret var i 1997 0,79 mio. m<sup>3</sup>, mens den samlede nettogasproduktion udgjorde 1,09 mia. Nm<sup>3</sup>.

## Harald

Gasfeltet Harald er beliggende tæt på grænsen til Norge og ca. 80 km nord for Tyra feltet. Produktionen startede i slutningen af marts 1997.

Feltet består af to selvstændige reservoirer benævnt Vest Lulu og Lulu. Vest Lulu er et mellem jurassisk sandstensreservoir, mens Lulu er et kalkstensreservoir af Danien alder.

Begge reservoirer indeholder gas med et forholdsvist højt indhold af kondensat. Dette betyder, at der for hver kubikmeter gas produceres næsten tre gange så meget kondensat, som det er tilfældet for Tyra feltet.

Vest Lulu er som tidligere anført det første sandstensreservoir, der er sat i produktion i Danmark. Der produceres i øjeblikket fra en afbøjet brønd, HWA-7. Brøndens ydeevne har overrasket positivt, idet den er næsten dobbelt så stor som forventet i udbygningsplanen. Gasproduktionen fra brønden på Vest Lulu er nu oppe på 5 mio. Nm<sup>3</sup> pr. døgn. Der er planlagt yderligere to brønde på Vest Lulu. Der produceres fra én brønd på Lulu. Det er planen at bore yderligere én brønd til Lulu reservoiret.

På grund af proces tekniske problemer, blandt andet forårsaget af kondensatens voksende indhold, kom Harald i normal drift lidt senere i 1997 end forventet.


## Naturgaslagre

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

Ved årsskiftet 1997/98 var der i Stenlille ved nedpumpning af gas opbygget et arbejdslager på 230 mio. Nm<sup>3</sup>. Med henblik på en mere præcis vurdering af lagerpotentialet er der i 1997 udført yderligere seismiske undersøgelser.

I Lille Torup er der etableret syv kaverner i en underjordisk salthorst med en samlet kapacitet på 420 mio. Nm<sup>3</sup> naturgas.

Beslutningen om anlæg af den nye gasledning fra Syd Arne feltet via Harald Centret til den jyske vestkyst betyder, at der tidligst er behov for at tage et nyt naturgaslager anlagt ved Tønder i brug om 10 år.



Som en konsekvens af den politiske aftale om gasrørledningen har Sønderjyllands Amt foretaget en reservation af areal til et naturgaslager ved Tønder. Der er således mulighed for på et senere tidspunkt at træffe endelig beslutning om at etablere et lager, hvis det til den tid ud fra en samlet vurdering er hensigtsmæssigt.

# Reserver

Tabel 5.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 1998

Olie og kondensat, mio. m <sup>3</sup>					Gas, mia. Nm <sup>3</sup>				
	Produceret	Reserver				Netto produceret	Reserver		
		Lav	Forv.	Høj			Lav	Forv.	Høj
<b>Igangværende og besluttet indvinding</b>					<b>Igangværende og besluttet indvinding</b>				
Dan	33	44	69	95	Dan	12	6	11	16
Kraka	2	1	3	6	Kraka	1	<1	1	2
Regnar	1	<1	<1	<1	Regnar	<1	<1	<1	<1
Igor	-	<1	<1	<1	Igor	-	1	2	3
Alma	-	<1	1	1	Alma	-	1	1	2
<b>Gorm</b>					<b>Gorm</b>				
Gorm	31	6	17	27	Gorm	4	1	3	5
Skjold	25	5	12	20	Skjold	2	<1	1	2
Rolf	4	1	1	2	Rolf	<1	<1	<1	<1
Dagmar	1	<1	<1	<1	Dagmar	<1	<1	<1	<1
<b>Tyra</b>					<b>Tyra</b>				
Tyra	16	3	7	12	Tyra	29	35	48	60
Valdemar	1	<1	1	2	Valdemar	<1	<1	1	1
Roar	1	1	2	3	Roar	3	7	11	16
Svend	2	2	4	6	Svend	<1	<1	1	1
Adda	-	<1	1	1	Adda	-	<1	<1	1
Elly	-	<1	1	1	Elly	-	2	5	7
<b>Harald</b>					<b>Harald</b>				
Harald	1	6	7	9	Harald	1	17	21	25
Lulita	-	1	2	3	Lulita	-	<1	1	1
<b>Siri</b>					<b>Siri</b>				
Siri	-	5	8	12	Siri	-	-	-	-
<b>Syd Arne</b>					<b>Syd Arne</b>				
Syd Arne	-	8	14	28	Syd Arne	-	3	6	11
<b>Sub total</b>	<b>117</b>		<b>150</b>		<b>Sub total</b>	<b>53</b>		<b>111</b>	
<b>Planlagt indvinding</b>					<b>Planlagt indvinding</b>				
Gert	-	1	2	3	Gert	-	<1	<1	<1
Amalie	-	1	2	3	Amalie	-	1	3	5
Bertel	-	1	1	2	Bertel	-	<1	<1	<1
<b>Sub total</b>			<b>5</b>		<b>Sub total</b>			<b>3</b>	
<b>Mulig indvinding</b>					<b>Mulig indvinding</b>				
Prod. felter	-	16	32	48	Prod. felter	-	5	11	16
Øvr. felter	-	10	19	30	Øvr. felter	-	2	4	5
Fund	-	3	7	17	Fund	-	2	8	17
<b>Sub total</b>			<b>58</b>		<b>Sub total</b>			<b>23</b>	
<b>Total</b>	<b>117</b>		<b>213</b>		<b>Total</b>	<b>53</b>		<b>137</b>	
Januar 1997	104		232		Januar 1997	45		158	

## Reserver

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

Energistyrelsens nye opgørelse pr. 1. januar 1998 viser et fald i olie- og gasreserverne på henholdsvis 8 og 13% i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 1997. Reduktionen af reserverne skyldes ud over produktionen i 1997 en nedskrivning af indvindingen på felterne Kraka, Dagmar, Valdemar, Harald samt ét fund under vurdering.

Det er dog forventningen, at eventuelle fund som følge af de kommende efterforskningsaktiviteter i 5. runde samt den teknologiske udvikling og forskning vil føre til en opskrivning af reserverne i de kommende år.

Oliereserverne er opgjort til 213 mio. m<sup>3</sup>. Den samlede forventede indvinding af olie og kondensat er i forhold til sidste års opgørelse nedskrevet med 6 mio. m<sup>3</sup>. Produktionen i 1997, der var 1,3 mio. m<sup>3</sup> større end i 1996, udgjorde 13,4 mio. m<sup>3</sup>, hvorfor faldet i oliereserverne andrager i alt 19 mio. m<sup>3</sup>.

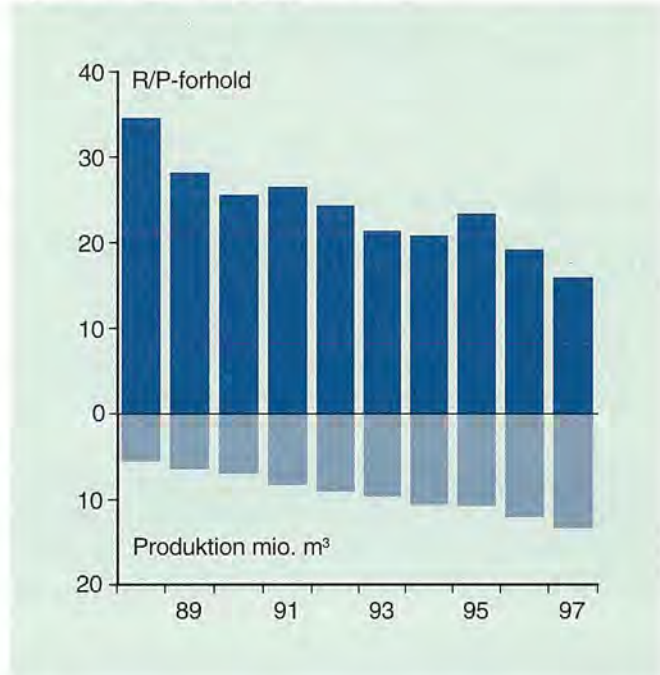
### R/P-forhold

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 16 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse, hvilket betyder, at en olieproduktion på 1997-niveau beregningsmæssigt vil kunne opretholdes i de næste 16 år.

Størrelsen af R/P-forholdet er i de sidste 10 år faldet fra 35 til 16. Det faldende R/P-forhold skyldes hovedsagelig den stigende produktion, idet produktionen er mere end fordoblet på 10 år, se figur 5.1. Reserverne har i samme periode været nogenlunde konstante, dvs. reserverne er i gennemsnit forøget med samme størrelse som produktionen.

Opskrivningen af reserverne i den nævnte 10 års-periode skyldes hovedsagelig yderligere udbygning af felterne med såvel vandrette brønde som vandinjektion samt nye fund. En anden måde at belyse forøgelsen af reserverne på er, at hvis vurderingen af reserverne ikke var ændret siden 1988, ville det betyde, at reserverne i 1998 var blevet reduceret til 100 mio. m<sup>3</sup> på grund af produktionen. R/P-forholdet for disse reserver ville svare til, at en produktion på 1997-niveau kun kunne opretholdes i 7 år.

Fig. 5.1 R/P-forhold og produktion



### Reserveopgørelse

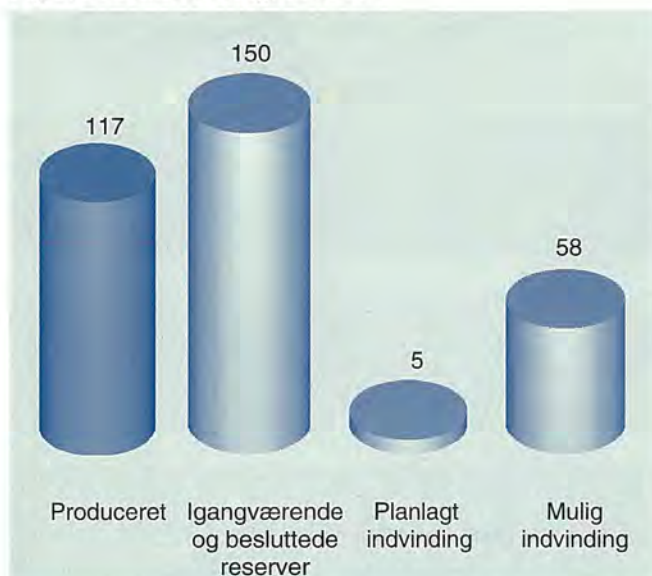
De opgjorte reserver er de mængder af olie og gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi. En beskrivelse af den systematik, som Energistyrelsen anvender ved udarbejdelse af reserveopgørelsen og produktionsprognoserne, er anført i bilag I.

Tabel 5.1 viser Energistyrelsens 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.

Det fremgår af figur 5.2, at de forventede olie- og kondensatreserver udgør mellem 155 og 213 mio. m<sup>3</sup>. 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 114 og 137 mio. Nm<sup>3</sup>. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mængder,

Fig 5.2 Olieindvinding, mio. m<sup>3</sup>

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 Energistyrelsens reserveopgørelse i januar 1997 er der foretaget en række ændringer. Revisionerne skyldes boreresultater, yderligere produktionserfaringer samt nye modeller af felterne som følge af forbedret kendskab til felterne.

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

### Igangværende og besluttet indvinding

Reserverne på Kraka og Dagmar er nedskrevet, da borer i 1997 på disse felter ikke gav de forventede resultater. På Rolf og Valdemar felterne er reserverne nedjusteret på baggrund af produktionserfaringer. Dog har godkendelse af en ny boring bidraget med yderligere reserver på Rolf feltet. Oliereserverne på Tyra feltet er opskrevet som følge af yderligere anbringelse af oliezone.

Kondensatreserverne på Harald er opskrevet, idet produktionserfaringer har vist, at forholdet mellem kondensat og gas, CGR, er højere end oprindelig forudsat. Gasreserverne for feltet er nedskrevet på grund af boredata fra de to reservoirer, som feltet består af.

Felterne Lulita, Siri samt Syd Arne er medtaget i denne kategori, da der nu er godkendt indvindingsplaner for disse felter. Reserverne for Lulita er ændret i overensstemmelse med den godkendte indvindingsplan. For Siri er der ikke angivet nogen gasreserver, da den producerede gas påregnes anvendt til brændstof eller reinjektion.

### Planlagt indvinding

Bertel er medtaget i denne kategori, da feltet blev erklæret kommercielt i december 1997.

### Mulig indvinding

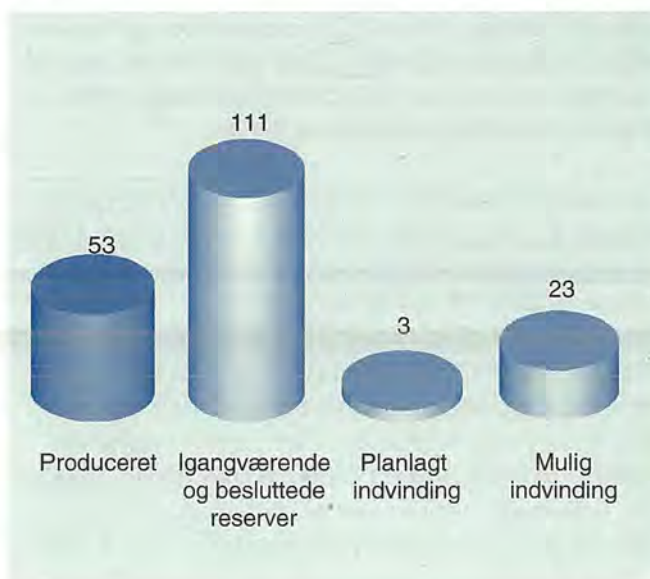
Energistyrelsen har vurderet en række muligheder for yderligere indvinding med kendt teknologi. Det vil sige teknologi, som i dag anvendes under forhold, som er sammenlignelige med forholdene i Nordsøen.

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 Rolf feltet, oliezone på Tyra samt fra den tætte kalk i Adda feltet. Der er desuden medtaget reserver for Siri feltet, idet yderligere afgrænsning i forbindelse med udbygningen vil vise, om forventningerne til reserver i den nordlige del af feltet kan bekræftes.

Endelig er der medtaget en række fund, som er under vurdering. For ét af disse fund er reserverne nedskrevet som følge af en revurdering. Kategorien indeholder endvidere fund, som med dagens teknologi og priser vurderes at være subkommercielle.

Den samlede mængde af olie og kondensat, der kan indvindes under anvendelse af kendt teknologi, svarer kun

Fig. 5.3 Gasindvinding, mia. Nm<sup>3</sup>



til ca. 22% 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 forholdsvis lave. På grund af disse relativt lave indvindingsgrader er der et incitament hos olieselskaberne og myndighederne til at forske i og udvikle metoder til forbedring af olieindvindingen, se afsnittet om *Forskning*.

## 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 Energistylens forventninger til produktionen frem til år 2002. Endvidere er Energistylens 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 14,7 mio. m<sup>3</sup> i 1998 og stige til 18,3 mio. m<sup>3</sup> svarende til 315.000 tønner/dag i 1999. Herefter forventes produktionen at falde.

I prognosen forudsættes, at olien kan produceres uden kapacitets- eller transportmæssige begrænsninger. I 1998 vil kapaciteten af DORAS' olierørsinstallationer være udvidet til 270.000 tønner/dag.

Produktionen fra Siri og Syd Arne vil blive bøjelastet, og i en kort periode overstiger transportkapacitetsreserverne for de resterende felter i meget begrænset omfang olierørledningens forventede udvidede kapacitet. Det skal imidlertid ses i sammenhæng med, at rørledningens eksakte kapacitet efter udvidelsen først vil være

Tabel 5.2 Olie- og kondensatproduktion, mio. m<sup>3</sup>.

	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Igangværende og besluttet</b>					
Dan	4,7	5,2	5,3	5,3	4,8
Kraka	0,3	0,4	0,3	0,3	0,2
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Igor	-	-	0,0	0,0	0,0
Gorm	2,8	2,4	1,9	1,5	1,3
Skjold	1,7	1,6	1,3	1,0	0,9
Rolf	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tyra	1,0	1,0	0,8	0,8	0,9
Valdemar	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
Roar	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
Svend	1,0	0,7	0,5	0,3	0,3
Adda	-	0,1	0,5	0,1	0,0
Elly	-	-	0,2	0,1	0,1
Harald	1,7	1,7	1,5	1,0	0,6
Lulita	0,2	0,5	0,3	0,2	0,1
Siri	0,5	2,5	1,6	1,1	0,7
Syd Arne	-	1,5	2,6	2,5	1,9
<b>I alt</b>	<b>14,7</b>	<b>18,3</b>	<b>17,3</b>	<b>14,8</b>	<b>12,2</b>
<b>Planlagt</b>	-	-	0,1	0,3	0,4
<b>Forventet</b>	<b>14,7</b>	<b>18,3</b>	<b>17,4</b>	<b>15,1</b>	<b>12,6</b>

kendt, når udvidelsen er gennemført, samt at der er usikkerhed på prognoserne for felternes produktion.

Det fremgår af tabel 5.2, at Dan feltets produktion forventes at overgå alle andre felters, så hvis der skal peges på ét enkelt felt med særlig betydning for den danske olieproduktion, er det Dan feltet. Dette felt har produceret i mere end 25 år, og alligevel forventes feltet at producere mere end 30% af den samlede produktion i prognoseperioden.

I forhold til prognosen, der blev bragt i Energistylens rapport om olie- og gasproduktionen i 1996, er den forventede produktion stort set uændret, undtagen for 1998, hvor der er foretaget en mindre nedskrivning. Efterfølgende kommenteres ændringerne i prognosen.

For kategorien *igangværende og besluttet indvinding* er prognoserne for Kraka og Dagmar nedskrevet på grund

af skuffende boreresultater. Den forventede produktion for Rolf feltet er revideret som følge af en nedskrivning af forventningerne til de eksisterende brønde og en opskrivning grundet udførelse af en yderligere brønd. For så vidt angår Elly feltet, har Energistyrelsen primo 1998 godkendt udsættelse af idriftsættelsestidspunktet til senest 1. januar 2000. Prognosen for kondensatproduktionen fra Harald er opskrevet på grund af nævnte produktionserfaringer.

Endvidere er Lulita, Siri samt Syd Arne medtaget i denne kategori, da der som nævnt er godkendt indvindingsplaner for disse felter. Prognosen for Lulita er samtidig ændret i overensstemmelse med den godkendte udbygningsplan. Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til årsrapporten om olie- og gasproduktionen i 1996.

Kategorien *planlagt indvinding* omfatter fremtidig udbygning af Gert feltet.

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 reserveopførelsen. I modsætning til 5 års prognosen medregnes produktion under kategorien *mulig indvinding*.

I forbindelse med prognosen frem til år 2017 er det forudsat, at forløbet af produktionen fastlægges ud fra tek-

Fig. 5.4 Produktion af naturgas fordelt på behandlingscentre

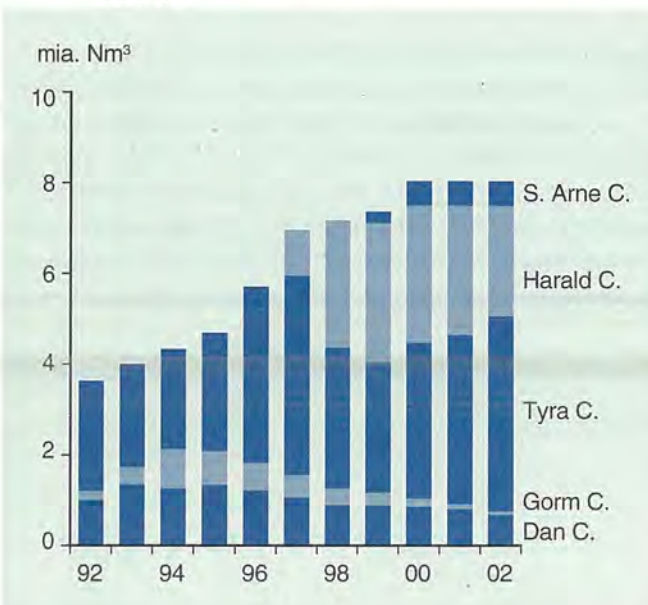
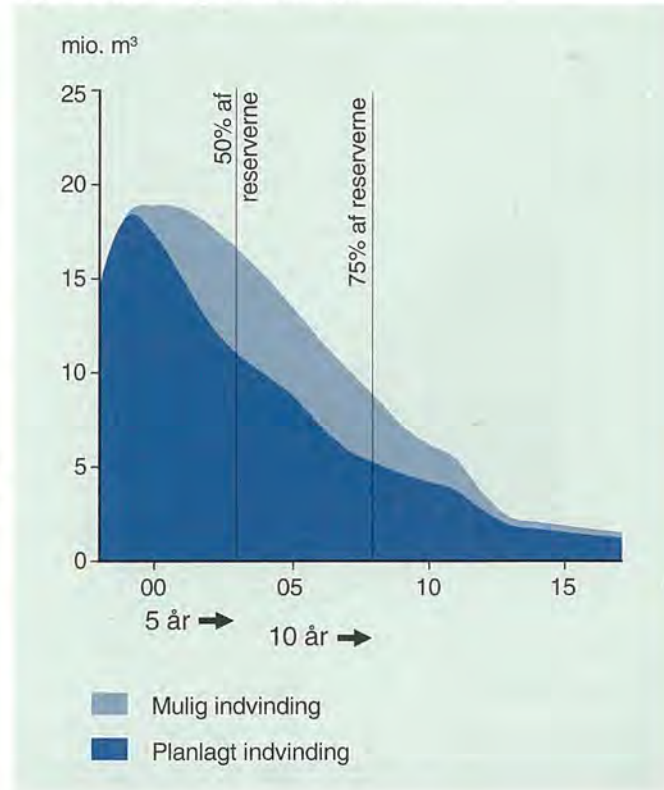


Fig. 5.5 Olie- og kondensatproduktion



niske forudsætninger, uafhængig af juridiske og operationelle vilkår.

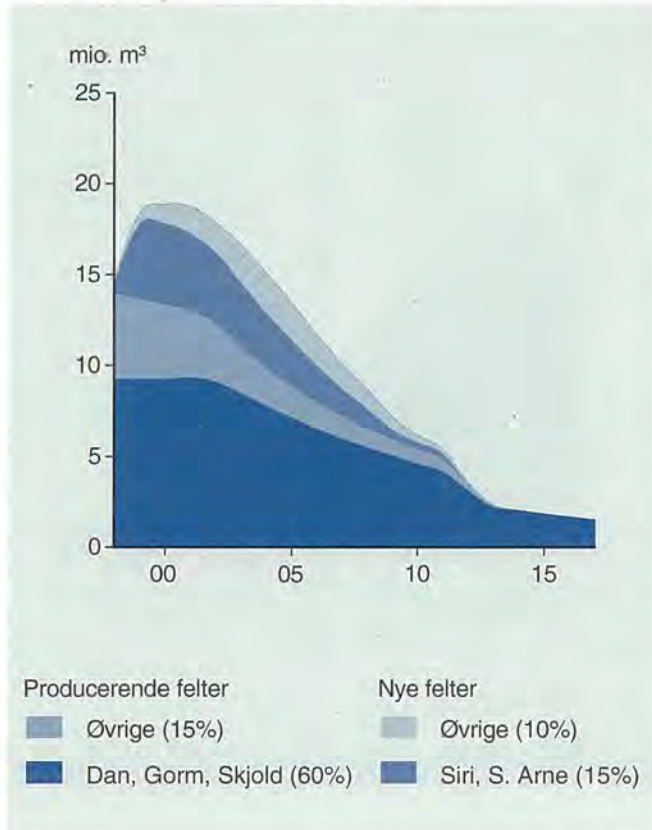
Figur 5.5 angiver to forløb for olie- og kondensatproduktionen. Det planlagte forløb svarer til en forlængelse af forløbet, som er angivet i tabel 5.2, mens det andet forløb i modsætning hertil også inkluderer kategorien *mulig indvinding*.

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 Rolf, Adda og Siri.

Det fremgår af figur 5.5, at olieproduktionen svarende til det planlagte og mulige forløb stiger til henholdsvis 18 mio. m³ i 1999 og 19 mio. m³ omkring år 2000, hvorefter produktionen forventes at falde. Hvis forudsætningerne for prognoserne opfyldes, vil henholdsvis 50% og 75% af de danske oliereserver være produceret om ca. 5 og 10 år.

Figur 5.6 Producerende og nye felter



Prognoserne adskiller sig ikke væsentligt fra produktionsprognoserne i årsrapporten for 1996.

Selv om der forventes sat 10 nye felter i produktion, udgør den forventede produktion fra de igangværende 12 felter omkring 75% af det mulige forløb i prognosen, se figur 5.6. Ifølge prognosen forventes ca. 60% af den samlede produktion at komme fra Dan, Gorm og Skjold alene.

Det kan forekomme paradoksalt, at disse felter, som har været i produktion i mere end 15 år, forventes at have så stor betydning. Imidlertid er felterne blevet videreudbygget med anvendelse af vandrette borer og vandinjektion, og forventningen til indvindingsgraden er steget støt gennem årene. Den store betydning, som den forventede produktion fra Dan, Gorm og Skjold har, viser, at der blandt de danske felter er enkelte store og mange små.

Angående de 10 nye felter, der forventes sat i produktion, skal det bemærkes, at produktionen fra to felter, nemlig Siri og Syd Arne, forventes at udgøre over halvdelen af disse felters reserver. Dette viser, at der også blandt de nye felter er enkelte store og mange små.

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, og det angivne forløb bør ikke opfattes som en øvre grænse for den mulige danske olieproduktion.

Selv om prognosen dækker en periode på 20 år, er det kun muligt at forudsæ udviklingen få år frem. Eksempelvis blev Siri feltet fundet i december 1995, og allerede 3 år efter forventes feltet udbygget og sat i produktion. Det ligger således i prognosens metodik, at produktionen må forventes at falde efter en kort årrække.

Det kraftige fald i olieproduktionen kan forhåbentlig reduceres af eventuelle fund som følge af de kommende efterforskningsaktiviteter i 5. runde samt den teknologiske udvikling og forskning.

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 dansk produceret naturgas sket i henhold til to gassalgskontrakter fra henholdsvis 1979 og 1990, som omfatter levering af i alt 93 mia. Nm<sup>3</sup>.

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.

I 1997 blev der endvidere indgået aftale mellem Amerada Hess-gruppen og Dansk Naturgas A/S om køb af gassen fra Syd Arne feltet .

Energistyrelsens prognose for det planlagte forløb er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC har et plateau på maksimalt 7,5 mia. Nm<sup>3</sup> og omfatter en samlet mængde på ca. 130 mia. Nm<sup>3</sup> til år 2012. Desuden indgår der 5,5 mia. Nm<sup>3</sup> i det planlagte forløb fra Syd Arne. Prognosen for det mulige forløb omfatter en samlet produceret mængde på 152 mia. Nm<sup>3</sup> i prognoseperioden.

## Forskning

De angivne reserver og profiler for produktion, se afsnittet *Reserver*, bør ikke opfattes som en øvre grænse for den mulige danske produktion af olie og gas, idet reserveskønnene er baseret på anvendelse af kendt teknologi for kommerciel indvinding af olie og gas.

Der forventes således at være et betragteligt potentiale for yderligere indvinding, hvis igangværende bestræbelser for udvikling af indvindingsforbedrende metoder og udstyr fastholdes og intensiveres. Erfaringer fra igangværende efterforskningsaktiviteter samt produktionserfaring fra felterne vil sandsynligvis medføre nye perspektiver for efterforskning og indvinding.

Adskillige af de igangværende forskningsprogrammer er rettet mod at udvikle og anvende ny teknologi med henblik på at øge indvindingen af olie og gas i Danmark. Disse programmer er organiseret meget forskelligt, lige fra forskning og udvikling, der foretages i myndighedsregi uden eller med meget begrænset olieselskabsengagement, til forskning, der foretages i olieselskabsregi uden nogen form for statsligt engagement. Nogle forskningsprogrammer er rent danske, mens andre udføres i et fælles nordisk eller europæisk regi.

Nedenfor er de projekter, som staten støtter eller deltager i, beskrevet nærmere.

Energiforskningsprogrammet (EFP) er rent dansk finansieret af midler afsat på Finansloven. Energistyrelsen har det administrative ansvar for behandling af 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.

Et nyt større rammeprojekt, *Priority projektet*, blev påbegyndt i starten af 1997. Projektet finansieres primært via midler fra EFP og fra Mærsk Olie og Gas AS.

I nordisk sammenhæng foregår forskningsindsatsen dels under det Nordiske Energiforskningsprogram og dels i form af det norsk-danske kalkforskningsprogram, *Joint Chalk Research*. Det norske Olie- og Gasdirektorat, Energistyrelsen og 10 olieselskaber deltager i kalkforskningsprogrammet, der finansieres af olieselskaberne.

Endelig er der de fælles EU finansierede forsknings- og demonstrationsprogrammer inden for olie- og gasområdet, herunder programmerne *Joule* og *Thermie*.

## Statslig støtte til forskning

Det statslige engagement i forskning inden for olie- og gasområdet er begrundet i et ønske om at bevare en fremtidig forsyningssikkerhed længst muligt på en miljømæssig forsvarlig måde.

Prognoser viser, at det globale energiforbrug vil stige betydeligt i de kommende årtier, og der må, trods ønske om øget anvendelse af mere miljøvenlige energiformer, forventes et stigende forbrug af olie og naturgas på verdensplan. Også i Danmark vil olie og gas være et væsentligt element i energiforsyningen et godt stykke ind i næste århundrede.

Energistyrelsen skønner, at der med den nuværende produktion i Danmark vil være oliereserver nok til de næste ca. 16 år og naturgas til ca. 17 år. Men sker der ikke en forøgelse af reserverne, må det forudses, at der inden for en årrække igen må importeres betydelige mængder af olie og naturgas.

Samtidigt vil det være sådan, at jo længere tid der går, før der opstår behov for import af olie og naturgas, des bedre vil det være for handelsbalancen og den danske økonomi.

En indsats inden for forskning på olie- og naturgasområdet vil derfor medvirke til at give Danmark et energimæssigt pusterum, som kan bruges til at omstille den danske energiproduktion fra de fossile brændsler til mere miljøvenlige energiformer.

Der er således behov for en særlig forskningsindsats for at bevare den nationale forsyningssikkerhed længst muligt.

Det er samtidig af afgørende betydning, at forskning vedrørende forbedret indvinding gennemføres nu, mens den eksisterende infrastruktur er intakt og vedligeholdes.

En reserveforøgelse kan ske enten ved, at der gøres nye fund eller ved at øge indvindingen fra eksisterende felter. En forbedring af den samlede indvindingsgrad på blot 1% vil betyde en forøgelse af reserverne til et par års forsyning.

Det har vist sig vigtigt, at staten støtter forskning, som olieselskaber i dag ikke har det nødvendige økonomiske incitament til at medvirke i, men som på længere sigt kan have en stor samfundsmæssig betydning. Positive forskningsresultater kan føre til ny teknologi og viden, som energimyndigheder og olieselskaber efterfølgende kan udnytte.

Energistyrelsen samarbejder med flere olieselskaber opererende på dansk sokkel samt med energimyndigheder i Norge og England. Styrelsen erhverver sig derved et overblik, der kan bidrage til tilrettelæggelsen og udførelsen af forskningen.

## Danske forskningsprojekter

### Energiforskningsprogram 1998 (EFP 98)

I 1997 blev ansøgninger til EFP 98 behandlet. Der blev givet ca. 100 mio. kr. i tilskud til 63 energiprojekter. Heraf vedrører syv projekter olie og naturgas med et samlet omkostningsbudget på 25 mio. kr. Disse projekter fik tildelt 14 mio. kr. i tilskud svarende til et gennemsnitligt tilskud på 56%.

Det overordnede kriterium for tilskud har de seneste år været projekternes samfundsmæssige betydning og energimæssige relevans. De faglige områder er delt op i efterforskning, indvinding, udstyr og anlæg samt særlige arktiske olie- og gasproblemer.

Ved tildelingen af støtte er der lagt vægt på, at der er en hensigtsmæssig sammenhæng med tidligere gennemførte EFP projekter samt med den internationale forskning på området. De øvrige kriterier for prioritering fremgår af handlingsplanen *Forskning og udvikling på olie- og naturgasområdet*, der er gældende i perioden 1995-99, samt materialet vedrørende *Indkaldelse af projektforslag til Energiforskningsprogram 98*.

De projekter, der tildeles støtte under EFP 98, fremgår af bilag H. Projekterne er beskrevet nedenfor, idet de anførte numre relaterer sig til numrene i bilag H.

#### *Efterforskning:*

Projektet (1) har til formål at kortlægge indholdet af lerminerale og kvarts i kalkstensreservoarer i relation til kildeområder, diagenese og reservoirgenskaber. Sammensætningen af ler og kvarts i kalksten har ofte afgørende betydning for reservoirkvaliteten samt styrkeegenskaberne.

#### *Indvinding:*

Ét af projekterne (2) sigter mod at øge forståelsen af strømningsmekanismerne i opsprækket kalk. Gennem forsøg med strømning i prøver af opsprækket kalk kortlægges fordelingen af strømning henholdsvis i sprækker og matrix. Under anvendelse af en reservoirsimulator kortlægges de fysiske mekanismer, som har indflydelse på strømmingen, ligesom skalerings effekter inddrages.

To andre projekter (3 og 4) har til formål at forbedre den seismiske tolkning af kalkstensreservoarer, således at væskefronters bevægelse i reservoirerne kan bestemmes, og eventuelle afsnørede lommer med kulbrinter kan kortlægges. Faktorer, der har betydning for reservoirkalkens akustiske egenskaber, undersøges, og den seismiske effekt i relation til blandt andet væskeindhold vurderes.

Et andet projekt (5) er anden og sidste fase af et studie af sprækker og bjergartsmekanik i kalkformationer. Formålet er at opstille en model, som relaterer sprækkeintensitet og -type i kalksten til litologi, styrke og deformationsegenskaber. Der forventes opnået øget viden om skaleringsmetoder mellem forsøg på små kerneprøver og relativt store opsprækkede kalkprøver (500 mm x 500 mm).

#### *Udstyr og anlæg:*

Projektet (6) har til formål at udvikle en model til beskrivelse af, ved hvilke betingelser salt opløst i formationsvand udfælder som krystallinsk salt. Modellen skal tillige kunne forudsige virkningen af salte som hydratinhibitor, og der skal udvikles en model for afsætning af salt (scale) på rørvægge.

#### *Arktiske forhold:*

Projektet (7) har til formål at opbygge en geologisk viden om landaflejrede sedimenters potentiale som kildebjergartsmateriale. Resultaterne forventes at have betydning for den igangværende efterforskning ved Grønland såvel onshore som offshore.

## Priority projektet

Projektet er et eksempel på forskning af stor samfundsmæssig interesse, som det har været vigtigt at igangsætte, mens infrastrukturen i Nordsøen er intakt. Projektet blev påbegyndt i 1997 under EFP 97, og er planlagt at løbe over fem år.

Projektet har til formål at øge indvindingen af olie og gas fra de lavproduktive reservoirer i Nedre Kridt af Barremien og Aptien alder. Produktion fra Nedre Kridt forekommer kun på dansk område fra Valdemar feltet, og kommercielt udnyttelige olie- og gasmængder er derudover indtil videre kun lokaliseret i Adda feltet.

Mængden af olie og gas akkumuleret i Nedre Kridt kalksten er på dansk område stor, idet reservoirtypen strækker sig over store dele af den danske del af Central Graven. De hidtil kortlagte mængder alene i Valdemar og Adda felterne andrager ca. 190 mio. m<sup>3</sup> olie og 65 mia. Nm<sup>3</sup> gas.

Indvindingen vanskeliggøres imidlertid af tynde reservoirintervaller og ringe reservoirkvalitet, ligesom olie og gas strømmer ekstremt vanskeligt igennem reservoirbjergarten. Af den tilstedeværende oliemængde i Valdemar feltet forventes indtil videre kun ca. 1% indvundet.

Til sammenligning kan det nævnes, at Dan feltet i starten af 1980'erne blev betegnet som et overordentligt vanskeligt felt at indvinde fra, og den forventede indvindsgrad var dengang under 5%. På grund af blandt andet den teknologiske udvikling, herunder vandrette borer og samt forskningsresultater, er disse forventninger nu steget til godt 30%.

En udvikling blot lidt i samme retning vil have kolossal betydning med hensyn til indvindingen fra den meget tætte Nedre Kridt kalk.

Gennem Priority projektet søges således opnået en bedre forståelse af reservoirtypens særlige egenskaber, og der søges udviklet teknologi, som gør det muligt at øge indvindingen fra Nedre Kridt formationen og samtidig skærpe efterforskningsinteressen for denne reservoirtype.

Forskningssamarbejdet er et større integreret projektarbejde mellem Mærsk Olie og Gas AS, Energistyrelsen samt relevante forskningsinstitutter. De samarbejdende forskningsinstitutter er indtil videre Institutet for Kemiteknik på Danmarks Tekniske Universitet, Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse samt Geoteknisk Institut. Inden for Priority projektet forventes der forsket og udført undersøgelser for ca. 40 mio. kr.

## Internationalt forskningssamarbejde

### Ny fase af Kalkforskningsprogrammet igangsat

Det blev i 1997 besluttet at fortsætte samarbejdet inden for kalkforskning med en femte fase. Initiativet til kalkforskningsprogrammet blev taget af de norske og danske energimyndigheder tilbage i begyndelsen af 1980'erne.

I den nye fase af programmet deltager 10 olieselskaber, herunder Mærsk Olie og Gas AS, og som noget nyt er de danske interesser nu yderligere forstærket ved, at Dansk Olie og Naturgas A/S også deltager.

Forskningsemnerne for den nye fase falder inden for fagområderne geologi, bjergartsmekanik og indvindingsprocesser.

Formålet med forskningen er at kunne beskrive og klassificere forskellige kalktyper, så bjergarts- og reservoirparametre kan overføres fra et geografisk område til et andet.

Herudover arbejdes der med at relatere brøndproduktivitet til opsprækningsgrad på forskellige skalaniveauer for kalkreservoirer. Betydningen af forskellige typer reservoirheterogeniteter for strømning i kalk inddrages endvidere.

Der arbejdes endvidere mod at løse de stabilitets- og indsynkningsproblemer, der opstår ved injektion af vand i kalkstensreservoirerne. Endelig vil muligheden for forbedret indvinding ved at nedpumpe og antænde atmosfærisk luft i reservoiret blive undersøgt. Forøget indvinding ved trykafledning af reservoiret efter ophør af vandinjektion vil samtidig blive undersøgt.

Den nye fase er planlagt at forløbe over to år frem til år 2000 og har et samlet budget på godt 17 mio. kr.

I det nye forskningsprogram er følgende danske virksomheder/forskningsinstitutter udførende: Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse, COWIconsult AS, Geoteknisk Institut og Danmarks Tekniske Universitet. Der vil fra dansk side blive udført forskning for godt én tredjedel af de totale forskningsmidler.

## 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 den nu afsluttede del af det 4. rammeprogram har generelt været nogenlunde tilfredsstillende, hvorimod delresultaterne for kulbrinteområdet har været mindre tilfredsstillende.

EU's forskningsministre nåede i begyndelsen af 1998 til enighed om hovedretningslinierne for det 5. rammeprogram. Det 5. rammeprogram vil få et samlet budget på ca. 106 mia. kr.

Det 5. rammeprogram vil blive opdelt i fire tematiske programmer, hvorunder der placeres 20 nøgleområder, *key actions*. I det forrige program var der syv hovedprogrammer med i alt 15 underprogrammer.

I det nye rammeprogram vil det fjerde tematiske program blive opdelt i to undertemaer for henholdsvis miljø og energi. Disse to områder vil blive behandlet som to selvstændige tematiske programmer med hver sit budget

og hver sin komité. Energitemaet vil komme til at indeholde to nøgleområder, henholdsvis *Cleaner energy systems* og *Economic and efficient energy for a competitive Europe*.

Formuleringen af de mere detaljerede programmer er iværksat, og der skal foregå drøftelser, som sikrer, at overlapninger imellem nøgleområder undgås.

Det 5. rammeprogram er gældende for 1999 til og med år 2003. Kommissionen håber, at de første programindkaldelser kan iværksættes allerede i december 1998 eller i januar 1999.

## **Det Nordiske Energiforskningsprogram**

Det Nordiske Energiforskningsprogram tildeler støtte til seniorforskere og forskningsstuderende, som deltager i tværnordisk forskningssamarbejde på universiteter i Norden. Hovedvægten ligger forskningsmæssigt på petroleumsfluider, olieteknologi og petrofysik (opstrøms) samt katalyse, separationsprocesser og reaktiv destillation (nedstrøms).

Den danske deltagelse finansieres af EFP. I 1997 tildeltes støtte til 70 Ph.D-stipendiater (heraf 17 danske) og 25 seniorforskere (heraf 6 danske).

Et nyt fireårigt program er under forberedelse med virkning fra 1999. Der er for tiden overvejelser om at udfase petroleumsteknologien inden for den kommende planlægningsperiode med henblik på at lade den afløse af vedvarende energi.

## Økonomi

Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen har en positiv betydning for Danmarks økonomi. Den voksende olie- og gasproduktion har betydet, at Danmark siden 1991 har været selvforsynende med olie og gas. Alt tyder på, at Danmark i 1997 for første gang blev selvforsynende med energi. Egenproduktionen af olie og naturgas forbedrer desuden betalingsbalancen overfor udlandet.

### Råolieprisen og dollarkursen i 1997

Værdien af den danske olie- og gasproduktion er knyttet til udviklingen i den internationalt fastsatte råoliepris og derigennem til udviklingen i dollarkursen.

I 1997 lå den internationale råoliepris (udtrykt ved noteringen på Brent) gennemsnitligt på 19,09 US\$ pr. tønde. Dette svarer til et fald på 8% i forhold til 1996. Råolieprisen er i 1997 faldet fra 23,40 US\$ pr. tønde i januar til et niveau på ca. 17-20 US\$ pr. tønde i den resterende del af året. I løbet af december måned indtraf imidlertid et fald i råolieprisen, som bragte prisen ned under 13 US\$ pr. tønde i starten af 1998.

Der er flere forhold, der har påvirket udviklingen i råolieprisen i 1997. Iraks tilbagevenden som olieeksportør som følge af *Oil for Food*-aftalen med FN og et større udbud fra OPEC-landene, specielt fra Saudi Arabien, har medvirket til at presse prisen ned. Desuden må den økonomiske krise i Sydøstasien også tillægges en vis betydning.

Den gennemsnitlige dollarkurs for året 1997 lå på 6,61 kr. pr. US\$. Dette er en stigning på 14% i forhold til 1996. Stigningen i dollarkursen mere end kompenserer for faldet i råolieprisen med hensyn til værdien af den danske olie- og gasproduktion.

### Værdien af olie- og gasproduktionen

I 1997 steg den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion til ca. 13,9 mia. kr., hvilket er en stigning på 16% i forhold til 1996. Denne stigning kan først og fremmest tilskrives, at størrelsen af årets produktion af olie og gas endnu engang var større end tidligere år.

Værdien af olien steg fra 9,2 mia. kr. i 1996 til ca. 10,6 mia. kr. i 1997, mens værdien af den solgte naturgas steg fra 2,8 mia. kr. til ca. 3,3 mia. kr.

Siden 1972 er der fra den danske del af Nordsøen blevet produceret olie og gas til en samlet værdi af rundt regnet 150 mia. kr. i 1997-priser.

I de kommende år forventes en stigning i produktionen af olie og naturgas, se afsnittet *Reserver*. Hvorvidt denne udvikling vil afspejle sig i en stigning i produktionsværdien af olie og naturgas afhænger som nævnt ovenfor af udviklingen i produktpriserne og dollarkursen.

### Selvforsyningsgrader m/n

Energistyrelsens foreløbige opgørelse viser, at Danmark i 1997 for første gang blev selvforsynende med energi.

Udviklingen i selvforsyningsgraderne, siden DUC i 1972 påbegyndte produktionen fra Nordsøen, illustreres af de tre forløb i figur 7.1: Produktion af olie og naturgas i forhold til forbruget af olie og naturgas (A) og i forhold til det samlede energiforbrug (B). Forløb C viser udviklingen i den samlede energiproduktion i forhold til det samlede energiforbrug. Det er ofte denne størrelse, der refereres til i forbindelse med selvforsyningsgraden.

Den voksende 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 (A). Som forventet i forbindelse med sidste års fremskrivning af energibalancen for 1997 tyder det på, at Danmark nu er blevet selvforsynende med energi (C). Den foreløbige opgørelse viser, at selvforsyningsgraden for 1997 var 101%. Dette er til trods for, at olieproduktionen i 1997 var lidt mindre, end Energistyrelsen forudsatte i forbindelse med sidste års fremskrivninger. Fra 1998 forventes det, at olie- og gasproduktionen vil overstige det samlede energiforbrug (B), se tabel 7.1. Ovkr 100 til 2005 (97)

### Produktionens betydning for dansk økonomi

Olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen har en positiv betydning for den danske økonomi. Dette afspejler sig blandt andet i sektorens betalingsbalanceeffekt samt i indtægterne til staten.

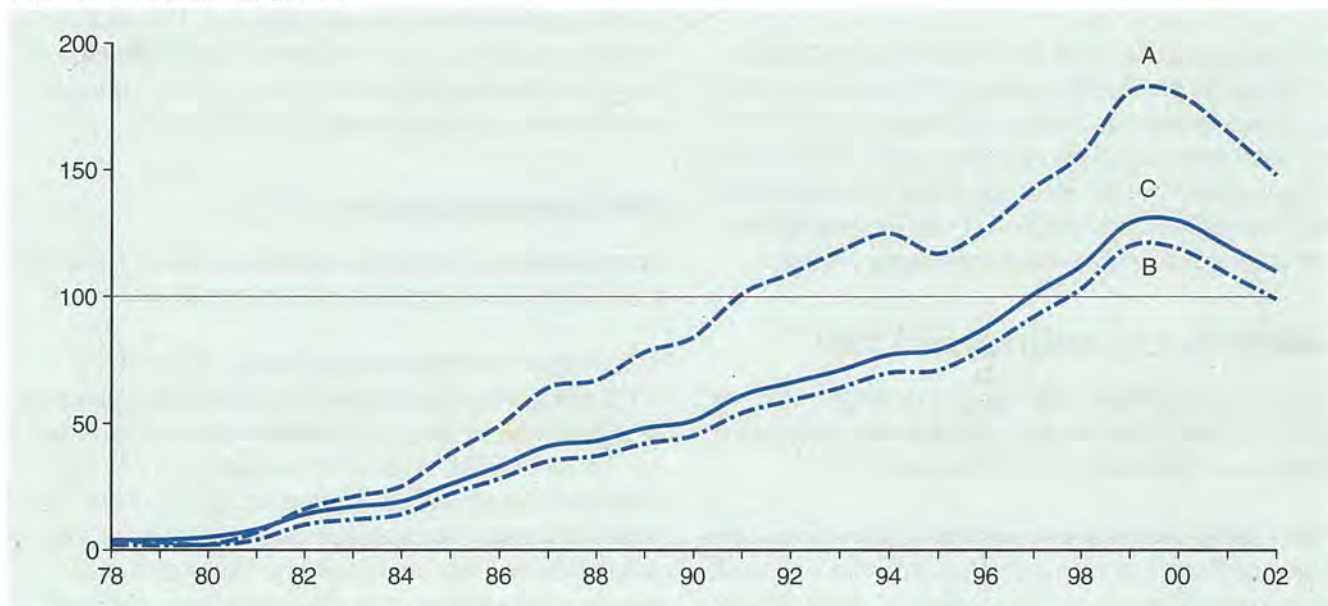
### De økonomiske forudsætninger

Med udgangspunkt i råolieprisen i 1997 er der opstillet to prisscenarier til brug for de økonomiske fremskrivninger. Et forløb med en konstant råoliepris på 19 US\$ pr. tønde fra 1998 og et forløb, hvor olieprisen stiger med 1 US\$ pr. tønde om året. Prisen på naturgas forudsættes i begge forløb at følge udviklingen i råolieprisen.

Disse forløb skal ikke opfattes som prognoser for udviklingen i råolieprisen. Således er der ikke taget højde for det kraftige fald i råolieprisen i første kvartal af



Fig. 7.1 Selvforsyningsgrader



1998, da det er meget vanskeligt at vurdere, hvor længe markedet vil være præget af de lave råoliepriser. Et af formålene med at opstille forskellige prisforløb er netop at vise, hvor følsomme de økonomiske fremskrivninger er overfor ændringer i råolieprisen.

Ved begge forløb er benyttet en dollarkurs på 6,70 kr. pr. US\$ i 1998 og 1999, mens der for resten af fremskrivningsperioden er anvendt en dollarkurs på 6,30 kr. pr. US\$.

## Nettovalutaværdien *Handelsbalancen ca.*

Nettovalutaværdien beregnes som eksportindtægter fratrukket importudgifter i forbindelse med handelen med

Tabel 7.1 Selvforsyningsgrader

	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Produktion i PJ</b>					
Råolie	534	666	632	549	460
Gas	308	320	347	347	347
Vedv. energi	77	79	86	89	91
<b>Energiforbrug i PJ*</b>					
Total	821	823	821	819	818
<b>Selvforsyningsgrader i %</b>					
A	156	181	180	165	148
B	103	120	119	109	99
C	112	129	130	120	110

- \*) 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.

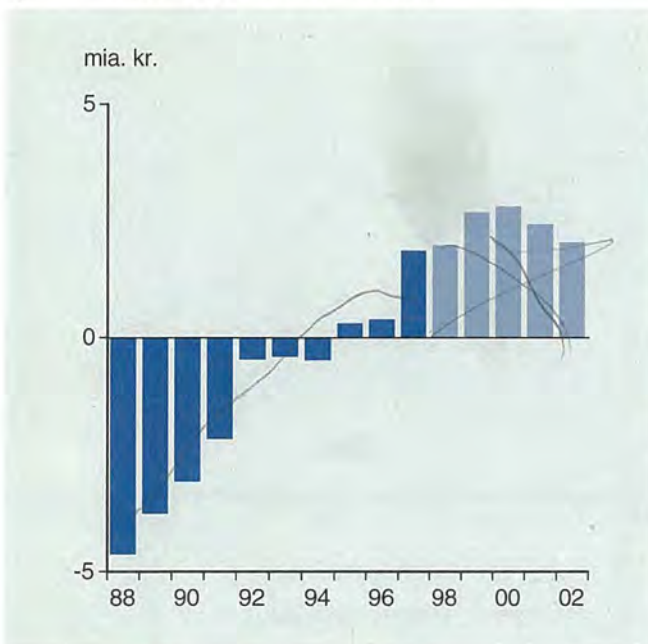
naturgas og olieprodukter, eksempelvis råolie, benzinprodukter og fyringsolie. Nettovalutaværdien påvirkes derfor af olie- og gasproduktionen i Nordsøen, da en del af den danske produktion eksporteres i form af naturgas, råolie og raffinerede olieprodukter. I figur 7.2 er udviklingen i nettovalutaværdien siden 1988 illustreret sammen med et skøn for perioden 1998-2002.

Inden det bratte fald i olieprisen i 1986 var nettovalutaværdien på ca. - 25 mia. kr. i 1997-priser. Som det fremgår af figur 7.2, har en markant udvikling siden fundet sted. Den samlede handel med naturgas og olieprodukter gav for første gang overskud i 1995.

Den foreløbige opgørelse for 1997 viser et nettooverskud på knap 1,7 mia. kr. Heraf udgør naturgaseksporten til Tyskland og Sverige ca. 2,1 mia. kr., mens handelen med olieprodukter resulterede i et underskud på ca. 0,4 mia. kr. Der kan være flere årsager til, at handelen med olieprodukter giver underskud, selvom Danmark er selvforsynende med olie. Blandt andet kan de importerede olieprodukttyper være dyrere end de produkttyper, der eksporteres. Derudover spiller tidspunktet for handelen også en rolle, da priserne kan svinge i løbet af året.

Der er stor usikkerhed forbundet med at fremskrive nettovalutaværdien, som, udover den fremtidige produktion af olie og gas, blandt andet afhænger af udviklingen i energiforbruget og priserne på de handlede produkter. I de kommende år forventer Energistyrelsen, at en voksende produktion af olie og naturgas fra Nordsøen vil medføre en stigning i nettovalutaværdien frem til år 2000. Herefter forventes nettovalutaværdien atter at aftage.

Fig. 7.2 Nettovalutaværdien af importeret og eksporteret olie og naturgas



*ifølge selvstændig opgave A?*

**Betalingsbalanceeffekt**

På grundlag af ovennævnte forudsætninger om råolieprisen og dollarkursen er der udarbejdet et skøn over, i hvilket omfang olie- og gasaktiviteterne i den danske del af Nordsøen i de kommende år vil påvirke betalingsbalancen. Det skal understreges, at skønnene er baseret på modelberegninger med indlagte standardforudsætninger om importindhold mv. Det er dog givet, at den danske olie- og naturgasproduktion har en særdeles gavnlig effekt på betalingsbalancens løbende poster.

Tabel 7.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr. 1997-priser, konstant prisforløb

	1998	1999	2000	2001	2002
Samf. økonomisk produktionsværdi	16,9	20,0	18,9	17,1	15,3
Importindhold	6,8	4,7	2,4	1,8	1,8
Vare- og tjenestebalancen	10,1	15,2	16,5	15,4	13,5
Renter og udbytter	4,1	4,6	4,3	4,0	3,6
Betalingsbal. løbende poster	6,0	10,7	12,2	11,3	9,9
Betalingsbal. løbende poster Stigende prisforløb	6,0	11,4	13,4	12,9	12,3

*4,0*

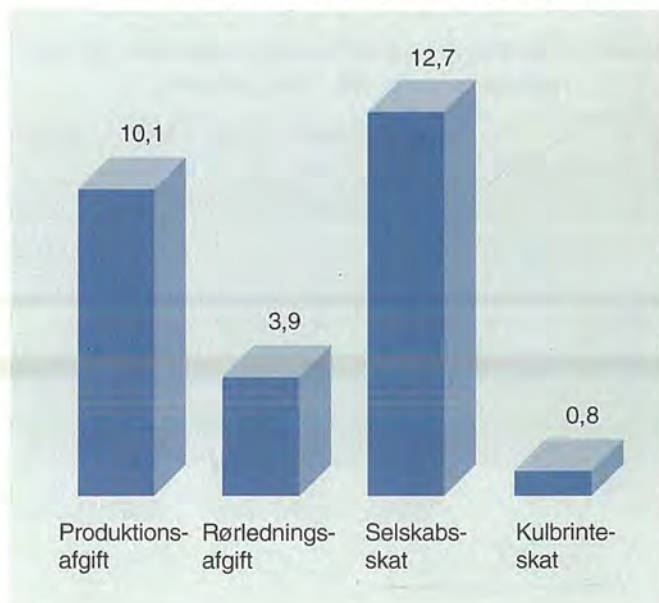
Produktionen af olie og naturgas forbedrer betalingsbalancen over for udlandet. Dels ved at en del af produktionen eksporteres, og dels fordi den del af produktionen, som anvendes i Danmark, erstatter en ellers nødvendig energiimport. I tabel 7.2 viser den samfundsøkonomiske produktionsværdi således værdien af direkte eksportindtægter samt udeladte importudgifter.

Herfra fratrækkes importindholdet i investeringer og drift, hvorefter virkningen på vare- og tjenestebalancen fremkommer. Endelig skal overførsel af renter og udbytter til udlandet fratrækkes, hvorefter den direkte virkning på betalingsbalancens løbende poster kan beregnes.

Energistyrelsen skønner, at effekten af de danske olie- og gasaktiviteter i Nordsøen udgjorde omkring 8 mia. kr. på betalingsbalancens løbende poster i 1997. Betalingsbalanceeffekten skønnes dog at falde i 1998. Dette skyldes, at der vil blive foretaget flere omfattende investeringer med et højt importindhold. I årene 1999 og 2000 skønnes betalingsbalanceeffekten ved begge forløb at vokse for derefter at aftage, se tabel 7.2.

Virkingen på betalingsbalancen er størst ved stigende oliepriser. Dette understreger, hvor gavnlig den danske egenproduktion af olie og naturgas er for samfundsøkonomien i perioder med stigende oliepriser, hvor det ellers ville have været nødvendigt med en betydelig import til store omkostninger.

Fig. 7.3 Statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-1997, mia. kr., 1997-priser



*198  
71. 601  
158  
r. 601*

Tabel 7.3 Statens indtægter gennem de sidste 5 år, mio. kr., årets priser

	1993	1994	1995	1996	1997*)
Kulbrinteskatt	0	0	0	0	0
Selskabsskatt	866	1.106	1.043	1.408	1.579
Produktionsafgift	664	670	663	944	1100
Olierørledningsafgift	277	281	271	394	450
<b>I alt</b>	<b>1.807</b>	<b>2.057</b>	<b>1.977</b>	<b>2.746</b>	<b>3.129</b>

Pålignede beløb \*) Skøn

## Statens indtægter

Statens indtægter fra olie- og gasindvinding udgøres af henholdsvis *selskabsskatt*, *kulbrinteskatt*, *produktionsafgift* (royalty) og *olierørledningsafgift*. Ved udgangen af 1997 var statens akkumulerede indtægter fra olie- og gasindvinding knap 28 mia. kr. i 1997-priser. Figur 7.3 viser de samlede skatteindtægter opdelt på de ovennævnte skatter og afgifter.

Told- og Skattestyrelsen administrerer opkrævningen af selskabs- og kulbrinteskatten, mens Energistyrelsen administrerer opkrævning af produktions- og olierørledningsafgiften. Energistyrelsen fører desuden tilsyn med målingen af olie- og gasproduktionen, som danner grundlag for beregning af statens indtægter.

Statens samlede indtægter fra olie- og gasindvinding er gennem de sidste 5 år steget stødt, som det fremgår af tabel 7.3. Foreløbige skøn for 1997 tyder på, at statens samlede indtægter herfra vil ligge på over 3 mia. kr. For de kommende 5 år skønner Energistyrelsen på baggrund af de anvendte prisforløb, at statens årlige indtægter vil blive mellem 3,1 og 4,4 mia. kr., se tabel 7.4.

Tabel 7.4 Statens forventede indtægter fra olie- og gasindvinding, mio. kr., 1997-priser\*

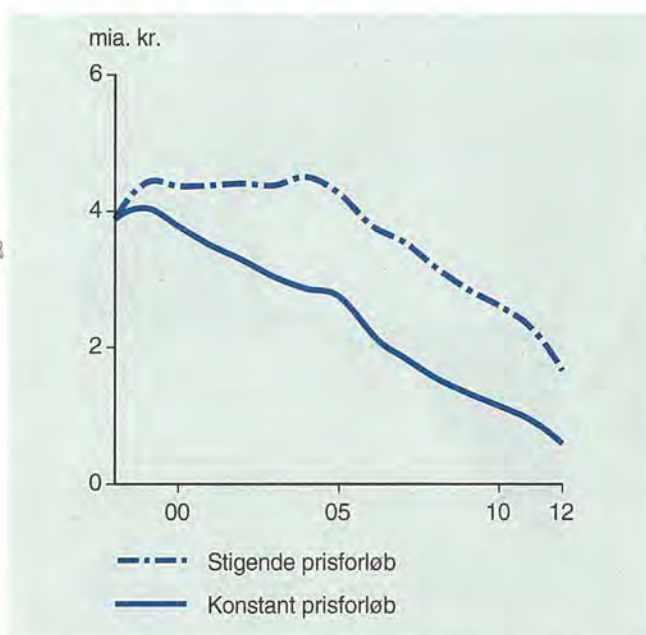
	1998	1999	2000	2001	2002
Kulbrinteskatt	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskatt	2,2 (2,2)	2,2 (2,5)	2,1 (2,5)	2,0 (2,6)	1,9 (2,8)
Produktionsafgift	1,2 (1,2)	1,2 (1,3)	1,1 (1,2)	1,0 (1,2)	0,9 (1,1)
Olierørledningsafgift**	0,5 (0,5)	0,5 (0,7)	0,4 (0,6)	0,4 (0,5)	0,3 (0,4)
<b>I alt</b>	<b>3,9 (3,9)</b>	<b>3,9 (4,4)</b>	<b>3,6 (4,4)</b>	<b>3,4 (4,4)</b>	<b>3,1 (4,4)</b>

\*) Pålignede beløb.

( ) Baseret på et stigende prisforløb.

\*\*\*) Inkl. 5% afgift ved bøjelast.

Fig. 7.4 Skatter og afgifter 1997-2012, mio. kr., 1997-priser



Som vist på figur 7.4, vil skatteindbetalingerne på længere sigt falde i takt med den forventede udvikling i produktionen. Gøres der nye kommercielle fund, vil dette billede selvfølgelig ændre sig.

Det bør bemærkes, at den beregnede selskabsskatt er meget følsom overfor forudsætningerne om selskabernes finansiering. Derfor er de fremtidige skøn over selskabsskatten behæftet med en vis usikkerhed.

Når felterne Lulita, Siri og Syd Arne kommer i produktion i løbet 1998 og 1999, se afsnittet *Nye felter under udbygning*, vil DUC ikke som hidtil være ene om at betale skatter og afgifter til den danske stat i forbindelse med olie- og gasindvinding. Fremover vil også Statoil-grupperne og Amerada Hess-gruppen bidrage til statens indtægter.

Desuden vil staten få yderligere indtægter gennem det statsejede selskab Dansk Olie og Gasproduktion A/S, DOPAS's deltagelse i produktionen fra felterne Lulita, Siri og Syd Arne.

## Selskabsskatt

Selvom produktionen fra Nordsøen begyndte i 1972, kom DUC-selskaberne først i selskabsskattposition i begyndelsen af 1980'erne. Dette forhold illustrerer, at der er tale om en meget investeringstung sektor, der kræver en lang tilbagebetalingshorisont. Som det fremgår af figur 7.3, udgjorde statens akkumulerede indtægter fra selskabsskatt ved udgangen af 1997 ca. 11,4 mia. kr., hvilket omregnet i 1997-priser svarer til 12,7 mia. kr.

Siden 1992 har selskabsskatten i Danmark været 34%.

#### Kulbrinteskat

Kulbrinteskatten blev indført i 1982. Lovens hensigt var at pålægge en særlig skat af ekstraordinært høje fortjenester, eksempelvis som følge af høje oliepriser. Hidtil er der kun blevet betalt kulbrinteskat 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 1997-priser. I de kommende år må det på baggrund af forventningerne til investeringsomfanget og udviklingen i råolieprisen betragtes som usandsynligt, at der vil blive pålagt kulbrinteskat.

#### Olierørledningsafgift

Det statsejede selskab Dansk Olierør A/S, DORAS, ejer olierørledningen fra Gorm feltet til Fredericia. Brugere af rørledningen, som ved udgangen af 1997 alene var DUC-selskaberne, betaler alle anlægs- og driftsomkostninger i forbindelse med brug af olierørledningen samt et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. DORAS betaler alle anlægs- og driftsomkostninger i forbindelse med en årlig olierørledningsafgift til staten, som siden 1992 har været 95% af indtægten fra fortjenstelementet.

I 1997 indbetalte DORAS ca. 450 mio. kr. i afgift, hvilket udgør en stigning på 15% i forhold til 1996. Til og med 1997 har staten modtaget ca. 3,5 mia. kr. i afgifter fra DORAS. Omregnet til 1997-priser svarer dette til 3,9 mia. kr.

Rørledningsloven blev ændret i juni 1997. Hensigten var at præcisere, at der også ved en undtagelse fra pligten til at tilslutte sig og transportere olie i rørledningen fastsættes vilkår om, at der skal betales en afgift til staten på 5% af råolie- og kondensatværdien. Ved fritagelsen af Siri og Syd Arne felterne fra tilslutnings- og transportpligten, er der således fastsat vilkår om betaling af en sådan afgift.

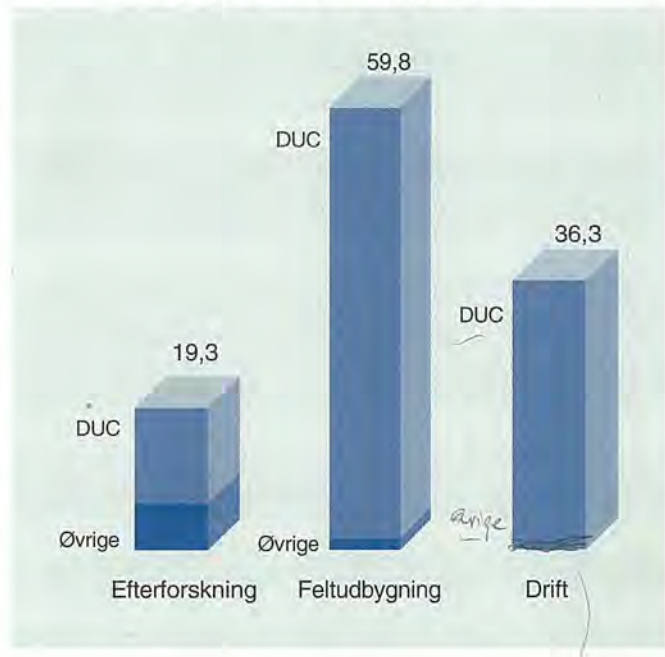
Energistyrelsen forventer på baggrund af ovennævnte prisforløb, at summen af rørledningsafgiften og 5%-afgiften vil stige frem til år 1999.

#### Produktionsafgift

For Eneretsbevillingen af 8. juli 1962 udgør produktionsafgiften 8,5% af den samlede produktionsværdi efter fradrag for transportomkostninger for olie. I de fradragberettigede transportomkostninger indgår også 5% fortjenstelementet. Grundlaget for årets produktionsafgift er det foregående års produktion.

Når Lulita feltet kommer i produktion, skal der betales produktionsafgift af Statoil-gruppens andel af feltet. Af-

Fig. 7.5 Samtlige rettighedshaveres udgifter i perioden 1963-1997, mia. kr., 1997-priser



giftens andel af produktionsværdien afhænger af produktionens størrelse. I nyere tilladelser indgår ingen vilkår om betaling af produktionsafgift.

På baggrund af produktionen i 1996 blev der i juni 1997 indbetalt 944 mio. kr. For produktionen i 1997 forventes indbetalt ca. 1.100 mio. kr.

Energistyrelsen forventer, at produktionsafgiften ligesom fortjenstelementet i de kommende år vil stige. Siden 1972 er der indbetalt ca. 8,5 mia. kr. i produktionsafgift, hvilket svarer til 10,1 mia. kr. i 1997-priser.

### Rettighedshavernes økonomiske forhold

Virksomheder, der beskæftiger sig med olie- og gasindvinding, løber en stor risiko i efterforskningsfasen. Efterforskningen efter kommercielle olie- og gasforekomster kræver enorme omkostninger, hvis forrentning er yderst usikker. Til gengæld er der store indtjeningsmuligheder, hvis der gøres fund, selvom indvindingsfasen også kræver store anlægs- og driftsomkostninger.

I figur 7.5 samt i bilag G er de samlede udgifter vist for samtlige rettighedshavere i den danske del af Nordsøen i forbindelse med efterforskning, udbygning og drift af olie- og gasaktiviteter siden 1963.

#### Udgifter til efterforskning

Efterforskningsaktiviteten på dansk område var relativt høj i 1997, se afsnittet *Efterforskning*. De samlede ud-

Tabel 7.5 Udbygningsinvesteringer, mio. kr., årets priser

	1993	1994	1995	1996	1997*)
Dan	1.081	412	526	1.708	1.315
Kraka	79	175	3	1	115
Regnar	168	1	-	-	-
Gorm	722	516	632	337	75
Rolf	-	-	-	-	1
Skjold	453	556	266	35	2
Tyra	380	1.158	1.450	731	240
Valdemar	375	106	1	80	1
Roar	2	25	289	72	2
Svend	5	55	200	164	-
Adda	-	-	-	-	145
Harald	6	149	810	1.079	500
Lulita	-	-	-	8	124
Siri	-	-	-	-	760
Syd Arne	-	-	-	-	710
Diverse	88	-14	-10	40	13
<b>I alt</b>	<b>3.358</b>	<b>3.140</b>	<b>4.167</b>	<b>4.255</b>	<b>4.003</b>

\*) Skøn

Tabel 7.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 1997-priser

	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Igangværende og besluttet</b>					
Dan	1,0	0,5	-	-	-
Kraka	0,1	-	-	-	-
Igor	-	0,3	-	-	-
Alma	-	-	-	-	0,4
Rolf	0,1	-	-	-	-
Tyra	0,6	0,6	1,2	0,7	-
Valdemar	0,1	-	-	-	-
Adda	0,1	-	-	-	-
Elly	0,3	0,3	-	-	-
Harald	0,2	0,1	-	-	-
Lulita	0,1	-	-	-	-
Siri	1,3	0,3	-	-	-
Syd Arne	1,8	1,3	0,2	-	-
<b>I alt</b>	<b>5,7</b>	<b>3,4</b>	<b>1,4</b>	<b>0,7</b>	<b>0,4</b>
<b>Planlagt</b>	-	0,3	0,1	0,3	0,6
<b>Forventet</b>	<b>5,7</b>	<b>3,7</b>	<b>1,5</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>

gifter til efterforskning i 1997 er foreløbigt opgjort til ca. 0,5 mia. kr. Udgifterne er dermed på samme niveau som i 1996. Af dette beløb udgør boreriger ca. 70%, mens seismiske og andre geologiske undersøgelser udgør ca. 20%. De resterende 10% består af udgifter til administration, renter mv.

Der er en del usikkerhed forbundet med at skønne størrelsen af efterforskningsudgifterne for 1998 og fremover. Gennemførelsen af de planlagte efterforskningsboringer er blandt andet afhængig af muligheden for at leje borerigge. I de nærmeste år forventes der stor efterspørgsel efter borerigge i Nordsøen, hvilket kan føre til, at lejen bliver meget høj, eller at nogle af de planlagte boreriger må udskydes. Energistyrelsen skønner, at efterforskningsudgifterne vil stige til ca. 0,7 mia. kr. i 1998. Stigningen skyldes blandt andet, at omfanget af seismiske undersøgelser forventes at stige i slutningen af året som følge af tildelingen af licenser i 5. udbudsrunde.

I de efterfølgende år forventes aktiviteten at stige i takt med gennemførelsen af arbejdsprogrammerne for de tilladelser, der vil blive tildelt i 5. udbudsrunde. Hertil kommer arbejdet med de nye åben dør tilladelser samt eksisterende aktive tilladelser fra tidligere udbudsrunder.

I alt har rettighedshaverne siden 1963 afholdt efterforskningsudgifter for ca. 19,3 mia. kr. i 1997-priser. Heraf udgør DUC-selskabernes andel ca. 13 mia. kr.

## Udgifter til feltudbygning

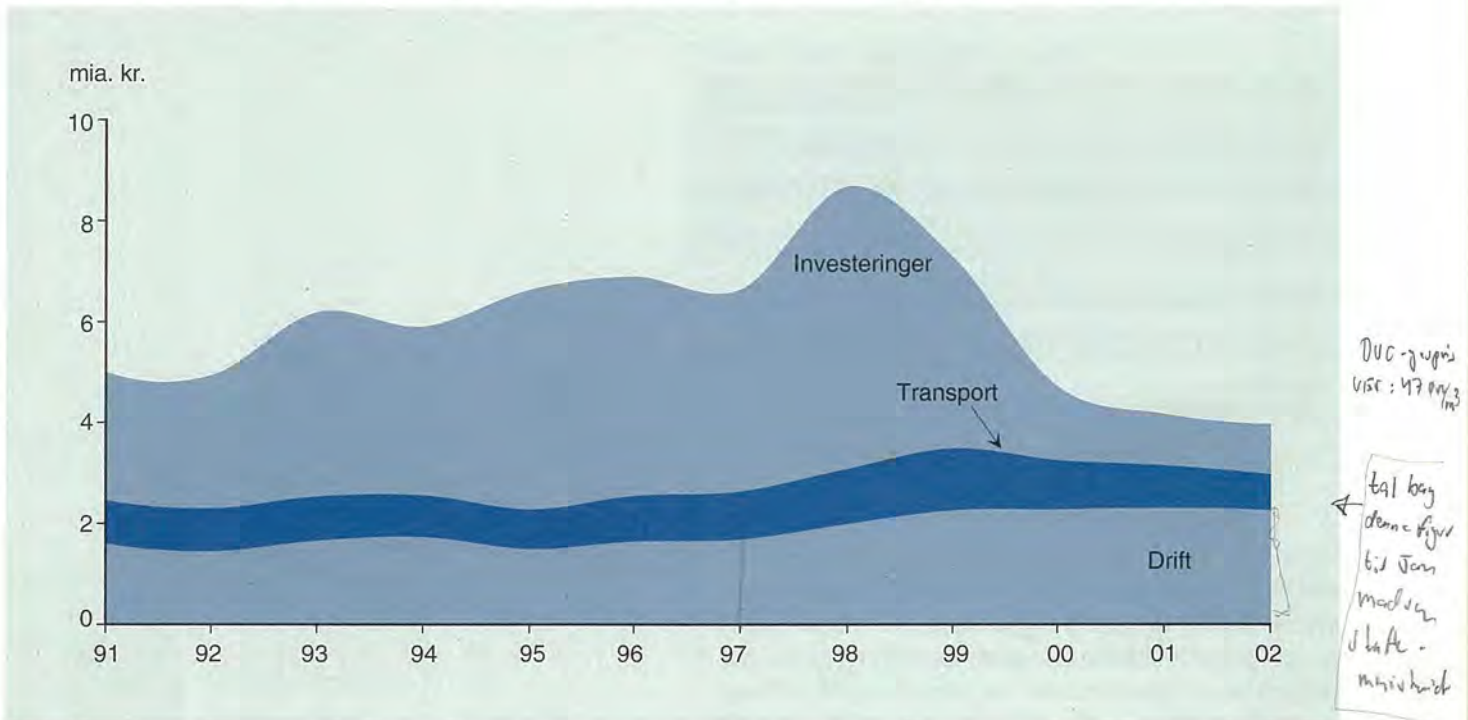
Selskabernes samlede investeringer i feltudbygninger lå på ca. 4 mia. kr. i 1997. DUC-selskabernes investeringer var især påvirkede af den videre udbygning af Dan feltet samt færdiggørelsen af Harald feltet. En mere omfattende beskrivelse af aktiviteterne på de enkelte felter i 1997 kan findes i afsnittet *Udbygning og Produktion*.

I 1997 påbegyndte Statoil-gruppen og Amerada Hess-gruppen ligeledes bygningen af platformene til Siri og Syd Arne felterne.

I 1998 forventes investeringsniveauet at blive højere end nogensinde, omkring 5,7 mia. kr. Dette skyldes blandt andet den videre udbygning af felterne Dan og Tyra, men også at størstedelen af investeringerne på Siri og Syd Arne felterne falder i 1998. Med det nuværende kendskab til planlagte investeringer forventes niveauet at falde langsomt gennem de følgende år.

Energistyrelsen forventer, at der er et yderligere potentiale for mulige videre udbygninger af en række felter, som også vil kunne påvirke investeringsniveauet i de kommende år.

Fig. 7.6 Investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, mia. kr., 1997-priser



Der er samlet afholdt investeringer til feltudbygninger for knap <sup>66 mia</sup> 60 mia. kr. i 1997-priser. De seneste 5 års investeringer fordelt på felter er vist i tabel 7.5, mens de forventede investeringer i de kommende 5 år er vist i tabel 7.6.

Desuden blev det i sommeren 1997 besluttet at etablere en ny gasledning fra Syd Arne feltet via Harald feltet til land. Gasledningen, som vil blive ejet af Dansk Naturgas AS, DANGAS, skønnes at ville koste ca. 1,8 mia. kr. Størstedelen af investeringen vil falde i 1998.

### Udgifter til drift og transport

Gennem de seneste år har udgifterne til drift og administration af de producerende felter ligget på omkring 1,5 mia. kr. om året. I forbindelse med udbygningen af en række nye felter i de kommende år forventes de årlige samlede drifts- og administrationsudgifter at stige.

De samlede transportomkostninger for råolien omfatter drifts- og kapitalomkostninger i forbindelse med brug af olierørledningen. Hertil kommer det ovennævnte fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. I 1999 er den sidste del af lånene til den oprindelige investering af olierørledningen tilbagebetalt, og derefter vil kapitalomkostningerne falde.

Ved idriftsættelsen af Siri og Syd Arne felterne, hvor transporten af olie vil blive baseret på bøjelast, skal sel-

skaberne betale en 5%-afgift af værdien af olieproduktionen.

De samlede transportomkostninger for samtlige felter i den danske del af Nordsøen skønnes at stige frem til år 1999.

Figur 7.6 viser den historiske udvikling i de årlige udgifter til investeringer, drift og olietransport samt forventningerne til de fremtidige udgifter.

DUC-selskaberne har samlet haft udgifter til drifts-, administrations- og transportudgifter (inkl. fortjenstelement) på omkring 36,3 mia. kr. i 1997-priser.

### DUC-selskabernes økonomiske resultater <sup>UES</sup>

De selskabsøkonomiske resultater ved olie- og gasindvinding er påvirket af mange forhold. Udviklingen i olie- og gasproduktionen, som i høj grad er styret af investeringsomfanget samt udviklingen i produktpriserne og dollarkursen, har især betydning.

DUC-selskabernes resultat før skat har været stigende i de senere år, se tabel 7.7. Det markant højere resultat før skat i 1996 kan især tilskrives en højere olie- og gasproduktion og gennemsnitlig højere råoliepris end i de nærmeste foregående år. Det bemærkes, at DUC-selskabernes regnskabsresultater for 1997 endnu ikke var offentliggjort ved redaktionens afslutning.

Tabel 7.7 DUC-selskabernes resultat før skat, mio. kr., årets priser

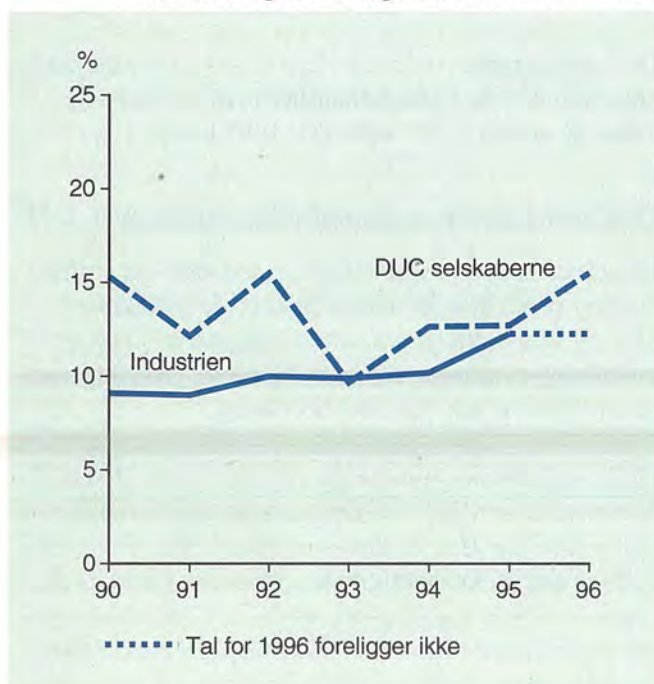
	1992	1993	1994	1995	1996
Indtægt	8.468	8.741	8.723	8.615	11.632
Driftsudgift *)	2.023	2.299	2.209	1.988	2.164
Renteudgift	267	297	314	337	419
Kursregulering	-167	-408	632	472	-491
Bruttoindtjening	6.011	5.737	6.833	6.762	8.558
Afskrivninger	2.126	2.386	3.716	2.554	2.850
<b>Resultat før skat og afgifter</b>	<b>3.885</b>	<b>3.351</b>	<b>4.117</b>	<b>4.208</b>	<b>5.708</b>

\*) inkl. transportudgifter og udgiftsførte efterforskningsudgifter

Figur 7.7 viser DUC-selskabernes afkastningsgrad (et mål for forrentningen af investeret kapital) gennem de senere år over for den øvrige industri. DUC-selskaberne ses generelt at have en højere afkastningsgrad i forhold til den øvrige industri. For perioden 1990-95 var den gennemsnitlige afkastningsgrad for DUC-selskaberne 13,0%, mens den øvrige industri havde en gennemsnitlig afkastningsgrad på 10,1%.

Den højere afkastningsgrad kan opfattes som en form for risikopræmie til de selskaber, der efterforsker og indvinder olie og gas.

Fig. 7.7 Afkastningsgrader (efter skat) for DUC-selskaberne og den øvrige industri, 1990-1996



### Sikkerhed, sundhed og miljø

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 i henhold til Havmiljøloven blandt andet det miljømæssige tilsyn i forbindelse med forhold omkring beredskabet i tilfælde af forurening af havet fra havanlæg og varetager således beføjelserne vedrørende udledning til havet af stoffer og materialer fra havanlæg.

### Faste havanlæg

De senere års høje aktivitetsniveau for udbygningen af de danske olie- og gasfelter i Nordsøen er fortsat gennem 1997. Harald feltet blev sat i produktion, og Dan feltets nye indvindings- og behandlingsplatform DFF med broforbindelse til DFC blev installeret. Endvidere er der blevet lagt tre nye rørledninger mellem DD og DFF ligeledes på Dan feltet.

I forbindelse med udbygning af de faste havanlæg har Energistyrelsen i 1997 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.

Energistyrelsen har som tidligere i forbindelse med godkendelsesarbejdet især fokuseret på de enkelte anlægs miljø- og sikkerhedsmæssige forhold, som blandt andet dokumenteres i operatørens kontrolsystemer og miljø- og sikkerhedsredegørelser. Endvidere har Energistyrelsen fortsat sine bestræbelser for at sikre et tilfredsstillende arbejdsmiljø på installationerne i Nordsøen.

Energistyrelsen har også i 1997 gennemført inspektioner af udvalgte faste anlæg i Nordsøen som led i tilsynet med de sikkerheds- og sundhedsmæssige samt de måletekniske forhold på anlæggene. Inspektionerne omfattede endvidere tilsyn med operatørens kontrolsystem samt tilsyn på vegne af Miljøstyrelsen.

### Nyt platformskoncept til Siri og Syd Arne

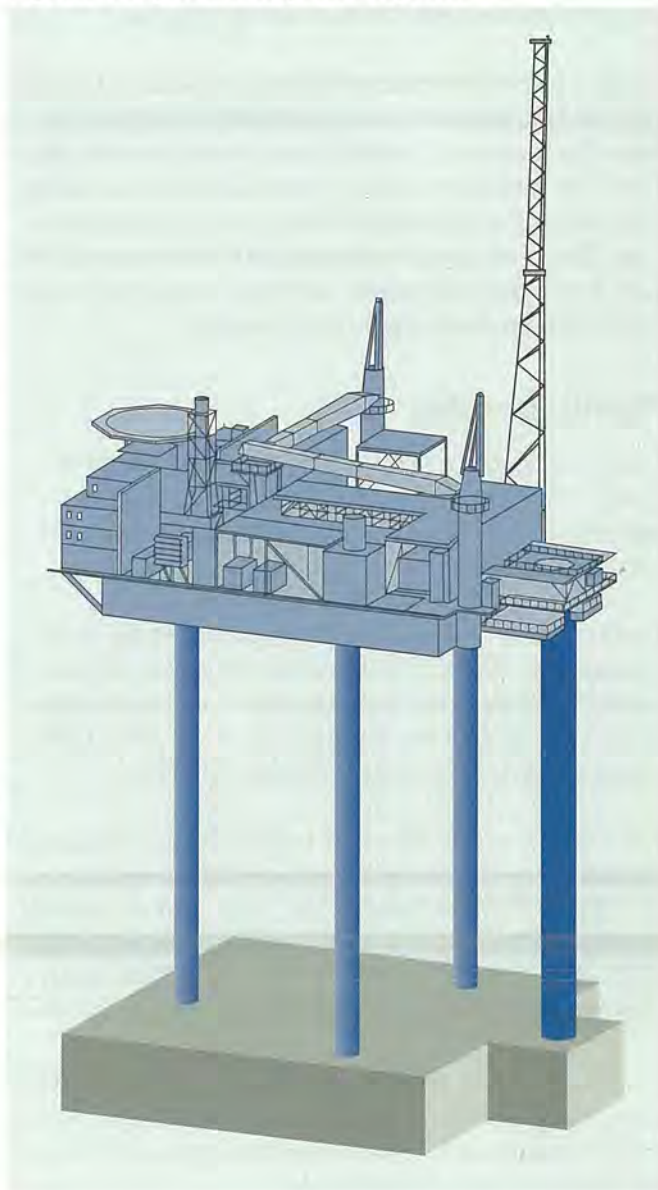
Der er i 1997 blevet godkendt planer for udbygning af oliefeltene Syd Arne (Amerada Hess-gruppen) og Siri

(Statoil-gruppen), som for begge felters vedkommende indebærer en hurtig iværksættelse af produktion. Siri feltet vil således blive igangsat inden udgangen af 1998, mens Syd Arne feltet vil blive sat i produktion senest 1. september 1999, se afsnittet *Nye felter under udbygning*.

Amerada Hess-gruppen og Statoil-gruppen har introduceret et nyt platformskoncept til indvinding og behandling af kulbrinter. Det nye koncept indebærer, at alle funktioner er samlet på én og samme platform, se figur 8.1. Dette koncept kendes fra andre dele af Nordsøen, men er ikke tidligere set i Danmark, hvor produktionsanlæggets forskellige funktioner hidtil har været opdelt på flere platforme.

Siri og Syd Arne platformene er på mange punkter ens. De har begge en undersøisk tank til lagring af den producerede olie og en bøje til lastning af olien i tankskib.

Fig. 8.1 Platformskoncept til Siri feltet





Desuden er de begge i princippet inddelt i tre separate områder: Brøndområde, proces- og hjælpeudstørsområde samt beboelsesområde indbyrdes adskilt af vægge, der er modstandsdygtige over for påvirkninger fra brand og for overtryk fra for eksempel gasekspllosioner.

På de eksisterende produktionsanlæg i den danske del af Nordsøen er brøndområderne typisk placeret på separate platforme, der er broforbundet med den resterende del af det tilhørende produktionsanlæg.

Begrundelsen for denne platformsopdeling skal findes i ønsket om at isolere den funktion på produktionsanlæggene, i særdeleshed brøndområderne, som statistisk set giver anledning til den højeste risiko for et fatalt uheld.

Ulykken på den britiske platform Piper Alpha i juli 1988 satte fokus på risikoen for fatale uheld. Der er siden blevet indsamlet, vurderet og systematiseret en stor mængde data, som belyser sandsynligheder for og årsager til fatale hændelser på produktionsanlæg offshore.

Der er i forbindelse med udbygningsprojekterne for Siri og Syd Arne felterne blevet udarbejdet omfattende sikkerhedsmæssige redegørelser, som beskriver sandsynligheden for fatale hændelser, og som har dannet grundlag for vurderingen og godkendelsen af det nye anlægskoncept. Det foreliggende materiale dokumenterer, at det er muligt at bygge integrerede platforme, som er udformet på en sikkerhedsmæssig forsvarlig måde.

### Mobile havanlæg

I samarbejde med blandt andet Søfartsstyrelsen fører Energistyrelsen tilsyn med sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på de mobile havanlæg, der anvendes i den danske sektor.

Dette tilsyn er baseret på, at anlæggenes fysiske og organisatoriske forhold vurderes, før der gives tilladelse til anvendelse i dansk område. Desuden kontrolleres efterlevelse af relevante danske regler og vilkår stillet i tilladelser ved stikprøver under arbejdets udførelse.

For anlæg, som opholder sig i længere perioder på dansk område, er der derfor hovedsageligt tale om opfølgning af tidligere fastlagte forhold. Ved flytning af de pågældende anlæg skal det dog sikres, at den nye position ikke medfører sikkerhedsmæssigt problematiske situationer som følge af uheldigt samspil med andre anlæg.

I forbindelse med udstedelse af tilladelse til anvendelse af anlæg, hvor forholdene ikke tidligere er bragt i overensstemmelse med danske regler, kan der imidlertid opstå ganske betydelige problemer.

Efterlevelse af danske regler kan forudsætte betydelige ændringer af anlæggene, og i visse tilfælde vil eksisterende fysiske forhold i praksis gøre det umuligt at opfylde de specifikke danske regler. I sådanne tilfælde vurderer myndighederne, blandt andet under hensyntagen til opholdets varighed og anlæggets generelle forhold, om der på anden måde kan opnås tilfredsstillende forhold under de påtænkte aktiviteter.

Ikke mindst for rørledningsfartøjer er der betydelige problemer med efterlevelse af danske regler, for såvel indretning som for tilrettelæggelse af arbejdet. Dette skyldes blandt andet, at disse anlæg ikke er omfattet af offshore regler i vore nabolande, og at der derfor ikke stilles specifikke krav til indretning af arbejdssteder eller til varigheden af de ansattes offshoreophold.

I samarbejde med havanlæggenes ejere og brugere har det i praksis vist sig muligt at opnå væsentlige forbedringer af de anlæg, der er blevet anvendt i den danske sektor.

Boreplatformene *Mærsk Endeavour*, *Mærsk Exerter*, *Neddrill 10* (nu navngivet *Noble Byron Welliver*) og *Shelf Explorer* har arbejdet for Mærsk Olie og Gas AS hele 1997. Dele af året har Danop anvendt boreplatformene *Neddrill Trigon* og *Kolskaya* til udførelse af boringer for blandt andet Amerada Hess.

Kranfartøjet *DB 102* er blevet anvendt til løfte- og installationsarbejder for Mærsk Olie og Gas AS i forbindelse med nyanlæg, mens kraner på fartøjerne *DSV Rockwater* og *MSV Semi 2* er blevet anvendt til nogle mindre, undersøiske installationsarbejder. Endvidere er *DSV Bergen Viking* blevet anvendt til udførelsen af coiled tubing operationer på Dan feltet.

Herudover er rørledningsfartøjet *LB200* blevet anvendt for Statoil Norge til anlæg af den nye *NorFra* gastransmissionsrørledning, som går over dansk område.

I 1997 har to beboelsesplatforme *Mærsk Explorer* og *Kolskaya* været beskæftiget for Mærsk Olie og Gas AS, for Mærsk Explorers vedkommende gennem hele året og for Kolskayas vedkommende i nogle få måneder i begyndelsen af året, inden platformen igen blev indrettet til boreformål.

Beboelsesplatformene er blevet anvendt på en række lokaliteter, hvor arbejdet i forbindelse med nyanlæg eller ombygninger har medført et midlertidigt behov for indsættelse af en øget arbejdsstyrke.

## Nye regler i 1997

I 1997 blev følgende to lovændringer gennemført:

*Lov nr. 432 af 10. juni 1997 om ændring af lov om etablering og benyttelse af en rørledning til transport af råolie og kondensat.*

Baggrunden for ændringen er en forventning om, at kapaciteten af olierøret ikke vil være tilstrækkelig til at transportere olie fra de allerede producerende felter samtidig med olie fra fremtidige felter.

Formålet med lovændringen er, i tilfælde hvor der undtages fra pligten til at tilslutte sig olierørledningen, at skabe mulighed for at borttransportere olie fra danske felter ved lastning fra bøje. En undtagelse gives på betingelse af, at der betales en afgift til staten på 5% af værdien af produktion af råolie og kondensat svarende til afgiften for anvendelse af rørledningen.

*Lov nr. 187 af 12. marts 1997 om ændring af lov om kontinentalsoklen.*

Ændringen har til formål at implementere VVM-direktivet (85/337/EØF), for så vidt angår projekter, der vedrører anlæg af transitørledninger på den danske kontinentalsokkel.

I 1997 er arbejdet med udformningen af en række bekendtgørelser, blandt andet til gennemførelse af en række EU-direktiver, blevet videreført i samarbejde med arbejdsmarkedets parter i Koordinationsudvalget. Arbejdet har imidlertid ikke ført til, at der er blevet udstedt nye bekendtgørelser i 1997.

Energistyrelsen har i 1997 udsendt:

*Vejledning om sikkerhedsorganisation på flytbare havanlæg (opbygning, uddannelse m.v.).*

Vejledningen uddyber bekendtgørelse nr. 1102 af 14. december 1992 om sikkerheds- og sundhedsarbejde på flytbare havanlæg og indeholder blandt andet retningslinier for uddannelse af medlemmer af sikkerhedsgrupper og sikkerhedsudvalg på flytbare havanlæg.

## Anmeldelse af arbejdsskader

Som tidligere er statistikken over arbejdsskader på faste og mobile havanlæg 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. Anmeldelse skal ske, hvis den tilskadekomne har været uarbejdsdygtig i én dag eller mere ud over tilskadedagen.

Energistyrelsen har i 1997 modtaget 12 anmeldelser af arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 2 arbejdsulykker på faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer og 10 arbejdsulykker på mobile havanlæg.

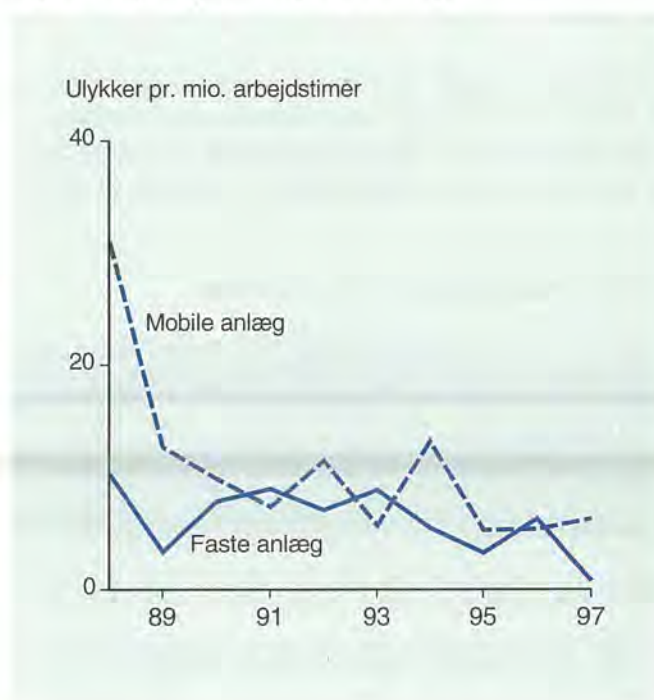
Anmeldelse af ulykker opstået under drift og vedligehold af eksisterende anlæg samt under konstruktion af nye anlæg henregnes til de faste havanlæg, mens ulykker sket på borerigge, rørledningsfartøjer samt kranfartøjer henregnes til mobile anlæg.

Én af arbejdsulykkerne i 1997 på de mobile anlæg førte til, at en person mistede livet. Det er mere end 10 år siden, at der er indtruffet en så alvorlig arbejdsulykke på dansk område i forbindelse med bore- og produktionsaktiviteter i olie- og gassektoren.

## Ulykkesfrekvens

Sættes antallet af anmeldte arbejdsulykker på de faste havanlæg i relation til antallet af udførte arbejdstimer (2,48 mio.), fås en ulykkesfrekvens på 0,8 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Tilsvarende fås for de mobile havanlæg, hvor antallet af arbejdstimer i 1997 udgjorde 1,59 mio., en ulykkesfrekvens på 6,3 pr. mio. arbejdstimer.

Fig. 8.2 Ulykkesfrekvens for havanlæg



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

Ulykkesfrekvensen i perioden 1988 til 1997 for de faste anlæg med tilknyttede indkvarteringsfartøjer samt mobile havanlæg er vist i tabel 8.1 og figur 8.2. Det fremgår, at ulykkesfrekvensen i 1997 på såvel faste som mobile havanlæg i lighed med de senere år ligger på et lavt niveau. For de faste havanlægs vedkommende på et endog meget lavt niveau.

Til sammenligning kan oplyses, at den gennemsnitlige ulykkesfrekvens inden for dansk landbaseret industri siden 1988 har ligget på ca. 50 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Figur 8.3 viser antallet af udførte arbejdstimer på faste og mobile havanlæg i den danske del af Nordsøen. Såvel på de faste som på de mobile havanlæg er der i 1997 sket et mindre fald i antallet af udførte arbejdstimer i forhold til 1996. For de faste havanlægs vedkommende skyldes dette blandt andet, at de store installations- og anlægsarbejder, som fulgte med udbygningen af felterne i den nordlige del af den danske sektor, er ved at være afsluttet.

## Arbejdsbetingede lidelser

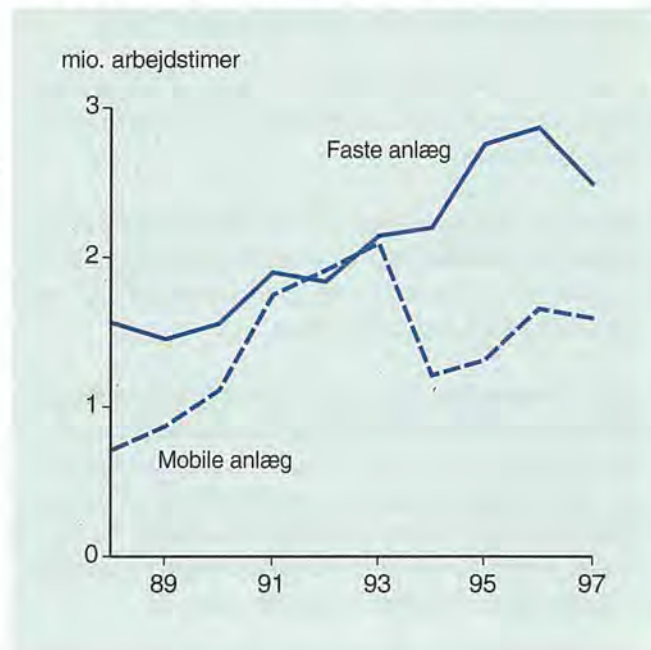
Hvis en læge har mistanke om eller kan konstatere, at en lidelse hos en patient kan henføres til arbejde på et havanlæg, skal der ske anmeldelse til Energistyrelsen. Antallet af sådanne anmeldelser har hidtil været ganske få. Siden 1993 har Energistyrelsen modtaget 17 anmeldelser, heraf 4 i 1997.

Af figur 8.4 fremgår det, hvorledes disse 17 anmeldelser er fordelt på hoveddiagnoser. Anmeldelserne omfatter både anmeldelser fra faste og fra mobile havanlæg. Dog er langt hovedparten af anmeldelserne relateret til arbej-

Tabel 8.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg

År	Faste havanlæg	Mobile havanlæg
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
1997	0,8	6,3

Fig. 8.3 Udførte arbejdstimer på havanlæg



de på de faste havanlæg. Flere af disse er anmeldt til Arbejdsskadestyrelsen med henblik på anerkendelse som arbejdsskade.

## Miljømæssige forhold

### Vurdering af Virkningen på Miljøet (VVM)

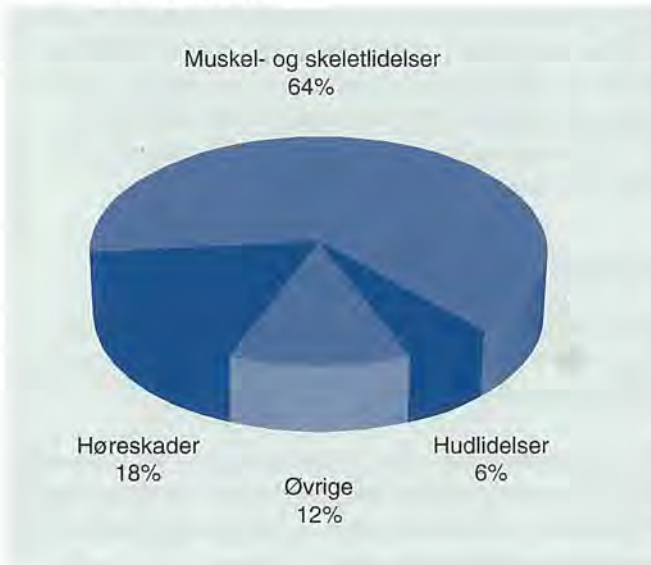
EU's direktiv om VVM, der sikrer gennemførelse af en vurdering af visse offentlige og private projekters indvirkning på miljøet, blev implementeret i dansk lovgivning ved en ændring af Undergrundsloven i 1995 og af Kontinental-sokkelloven i 1997. Herefter skal ansøgning om godkendelse af større offshore projekter, som antages at påvirke miljøet i væsentlig grad, ledsages af en VVM redegørelse.

Godkendelse meddeles herefter på baggrund af en vurdering af de miljømæssige konsekvenser. Der foreligger ikke på nuværende tidspunkt generelle regler for gennemførelse af miljøvurderinger i forbindelse med tilladelser i henhold til Undergrundsloven og Kontinental-sokkelloven.

### Miljøvurderinger i 1997

Der er i 1997 gennemført miljøvurderinger af tre danske offshore projekter. To af projekterne omfatter udbygningen af felterne Siri og Syd Arne. Desuden er der udarbejdet en VVM redegørelse for Europipe II projektet, som indebærer anlæg af en gastransmissionsrørledning til transport af norsk gas i transit over dansk område til det europæiske kontinent.

Fig. 8.4 Antal arbejdsbetingede lidelser anmeldt for årene 1993-1997



I VVM redegørelserne for felterne Siri og Syd Arne beskrives og vurderes alle væsentlige påvirkninger af miljøet, som udbygningen af felterne kan forventes at indebære. Redegørelserne beskriver blandt andet, hvilket udstyr selskaberne vil anvende ombord på produktionsanlæggene. Denne beskrivelse foretages med henblik på at dokumentere, at de pågældende projekter anvender den teknisk set bedste løsning til opnåelse af et renere miljø (BAT - Best Available Technology).

VVM redegørelserne beskriver endvidere, hvilken indflydelse projektet vil få på det omgivende område, influensområdet. Miljøvurderingen omfatter det fysiske og det biologiske miljø og beskriver, hvilken indflydelse projektet kan få på andre kommercielle aktiviteter, såsom fiskeri. Endelig indeholder redegørelserne også en socioøkonomisk vurdering af projektet.

Dansk Olie og Naturgas A/S har herudover i 1997 udarbejdet en VVM redegørelse for en ny rørledning, som skal føre naturgas fra Syd Arne feltet i land på den jyske vestkyst. Rørledningen vil blive taget i brug, når Syd Arne feltet sættes i produktion senest 1. september 1999. Denne redegørelse er under behandling i Energistyrelsen.

Gasrørledningen vil blive tilsluttet Harald feltet, således at den nye rørledning kan anvendes som nødforsyningsledning, hvis den eksisterende rørledning fra Tyra feltet til Nybro sættes ud af drift. Rørledningen ilandføres ved Blåbjerg Plantage.

## Miljøhensyn ved valg af borevæske offshore

Der findes et stort antal forskellige typer borevæsker med hver deres fordele og ulemper. Forhold i de jordlag, der skal gennembøres, samt tekniske og økonomiske krav til boringen styrer valget af borevæsketype.

Ved borearbejder anvendes borevæske til stabilisering, rensning, smøring og køling af hullet og det anvendte boreudstyr. Væsken bringer de jord/stenmaterialer, der frigøres under borearbejdet, op til overfladen. Her gennemgår væsken en renseproces, hvor det udborede materiale fjernes, så væsken kan genanvendes. De udborede borespåner skal herefter bortskaffes sammen med den borevæske, som ikke kan fjernes med det udstyr, der er til rådighed på boreplatformen.

I de seneste år er der på dansk område næsten udelukkende blevet anvendt borevæsker, som er baseret på vand som grundsubstans. Anvendelse af vandbaseret boremudder frem for andre typer mindsker påvirkningen af arbejdsmiljø og miljø. Kemiske og mekaniske forhold sætter dog begrænsninger for deres anvendelse i forbindelse med visse særligt krævende borearbejder. Når der anvendes vandbaserede borevæsker, bortskaffes det udborede materiale normalt ved direkte udledning til havet fra boreplatformen.

I flere af de danske felter er der i den seneste tid opstået behov for udførelse af særligt krævende boringer, hvor vandbaseret borevæske ikke kan give den fornødne stabilitet og smøring. Der findes et større antal forskellige organiske væsker, som kan give de ønskede boremæssige egenskaber, og valget mellem disse styres i det væsentlige af overvejelser vedrørende arbejdsmiljø og påvirkninger af havmiljøet.

Visse af de organiske baserede borevæsker er udviklet med sigte på, at de udborede borespåner med påhæftede borevæskerester uproblematisk kan bortskaffes ved udledning til havet. Sådant bortskaffelse er blevet accepteret i enkelttilfælde på dansk område, idet Miljøstyrelsen samtidig har stillet krav om intensiv overvågning af eventuelle miljøpåvirkninger fra udledningen. Denne form for bortskaffelse anses dog generelt som u hensigtsmæssig.

Hvis der på en boreplatform anvendes borevæske, som ikke tillader udledning af borespånerne til havet, skal materialet bortskaffes på anden måde. Dette kan være et betydeligt problem, fordi der i perioder kan være behov for at bortskaffe mere end 200 tons materiale pr. døgn.

De til rådighed værende muligheder for bortskaffelse er enten nedpumpning af det udborede materiale i undergrunden gennem en boring på platformen eller transport til land med efterfølgende udvinding og genanvendelse af den påhæftede organiske grundvæske samt deponering eller anvendelse af de rensede borespåner. Begge metoder forventes anvendt ved borearbejder på dansk område i 1998.

Transport af udboret materiale til land forudsætter med de nuværende systemer, at der foretages adskillige hundrede kranløft for at flytte tomme og fyldte containere mellem forsyningskibe og platform samt internt på platformen.

Disse kranoperationer udgør erfaringsmæssigt en risiko for personskader. Energistyrelsen har efter en konkret vurdering accepteret denne bortskaffelsesform for en enkelt boring, hvor der vil blive truffet en række særlige foranstaltninger for at minimere den øgede risiko fra de nødvendige kranoperationer.

Tilsvarende sikkerhedsproblematik er ikke knyttet til bortskaffelse af udboret materiale ved nedpumpning i undergrunden, idet transporten typisk sker i lukkede rør-systemer.

Ved anvendelse af organisk baseret borevæske er der risiko for uacceptable arbejdsmiljøpåvirkninger. Disse kan stamme fra kontakt med selve borevæsken eller fra kontakt med organisk basisvæske, som er spredt på platformen ved fordampning eller som dråber.

Energistyrelsen accepterer kun anvendelse af organisk baserede borevæsker, når arbejdsmiljøpåvirkningerne er minimerede og kan holdes inden for tilfredsstillende rammer.

Minimeringen forudsætter, at den for arbejdsmiljøet mindst skadelige og teknisk mest tilfredsstillende borevæske vælges. Derefter, at spredning af organisk basisvæske til arbejdsområder begrænses mest muligt gennem effektive og hensigtsmæssige ventilationssystemer og ved andre begrænsende tiltag. Endelig skal de involverede medarbejdere instrueres i sikre arbejdsmetoder og anvendelse af relevante personlige beskyttelsesmidler.

Energistyrelsen deltager sammen med Miljøstyrelsen, Operatørforeningen i Danmark samt Arbejdstilsynets og Miljøstyrelsens fælles Produktregister i et projekt med henblik på at opbygge en database for offshore kemikalier, herunder organisk baserede borevæsker.

Databasen indeholder oplysninger om produkternes miljø- og sundhedsmæssige egenskaber. På baggrund af denne database er der udviklet en pre-screeningsmetode, der kan anvendes i forbindelse med valg af kemikalier ud fra en afvejning af tekniske samt sundheds- og miljømæssige forhold. Projektet kaldes PROSPECT, og nærmere oplysninger kan fås ved henvendelse til Miljøstyrelsen eller til Energistyrelsen.

### Internationalt samarbejde

Energistyrelsen har et tæt samarbejde med de øvrige Nordsølandes tilsynsmyndigheder på sikkerheds- og arbejdsmiljøområdet.

Energistyrelsen har blandt andet deltaget i det internationale samarbejde i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) om sikkerhedsuddannelse og sikkerhedsredegørelser på mobile havanlæg.

I dette forum deltager Energistyrelsen i et pilotprojekt, der skal afklare, om der er fordele ved, at myndighederne foretager fælles tilsyn med selskaber og deres installationer. Dette kan være en fordel for såvel tilsynsmyndighederne som boreentreprenører, der opererer mobile havanlæg på tværs af kontinentalsokkelgrænserne i Nordsøen.

I det konkrete pilotprojekt har en gruppe deltagere fra Norge, Storbritannien, Holland, Tyskland og Danmark påbegyndt en gennemgang af en udvalgt boreentreprenørs ledelsessystem for sikkerhed, sundhed og miljø.

Projektet omfatter besøg på selskabets hovedkontor samt besøg på en installation i de lande, hvor der arbejdes. Kriteriet for valg af selskab har været, at den pågældende entreprenør skal arbejde i så mange lande som muligt. I det aktuelle tilfælde har selskabet aktiviteter i Storbritannien, Norge, Holland og Danmark. Pilotprojektet forventes afsluttet i sommeren 1998.

For så vidt angår sikkerhedsuddannelserne arbejdes der i NSOAF mod en gensidig anerkendelse i Nordsølandene af de enkelte landes grundlæggende sikkerhedsuddannelse. Inddraget i disse bestræbelser er den internationale operatørforening, E&P Forum, og den internationale boreentreprenørforening IADC. Der er endnu ikke opnået en sådan anerkendelse, men arbejdet hermed synes at tage en positiv retning.

## 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 tilladelser

## Tilladelse 7/86 (Amalie-delen)

Blok: 5604/22 og 26

Amerada Hess Energi A/S	42,758%
DOPAS	25,317%
DENERCO OIL A/S	20,731%
LD Energi A/S	11,194%

Danop er operatør og Amerada Hess er medoperatør

## Tilladelse 7/86 (Lulita-delen)

Blok: 5604/22

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	37,642%
DOPAS	27,184%
DENERCO OIL A/S	24,260%
LD Energi A/S	10,914%

Danop er operatør og Statoil er medoperatør

## Tilladelse 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

## Tilladelse 7/89 (Syd Arne-delen)

Blok: 5604/29 og 30

Amerada Hess A/S	57,479%
DOPAS	34,375%
DENERCO OIL A/S	6,562%
Danoil Exploration A/S	1,584%

Amerada Hess er operatør

## Tilladelse 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 og Amerada Hess er medoperatør

## Tilladelse 10/89

Blok: 5603/27 og 31

A.P. Møller	26,667%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,667%
Texaco Denmark Inc.	26,667%
DOPAS	20,000%

Mærsk Olie og Gas AS er operatør

## Tilladelser tildelt i 1990

## Tilladelse 1/90

Blok: 5604/18

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	37,642%
DOPAS	27,184%
DENERCO OIL A/S	24,260%
LD Energi A/S	10,914%

Danop er operatør og Statoil er teknisk assistent

## Tilladelse 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

## Tilladelse 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%
<i>Mærsk Olie og Gas AS er operatør</i>	

## 4. runde tilladelser

### Tilladelse 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%
<i>Amerada Hess er operatør og Danop er medoperatør</i>	

Blok: 5503/3 og 4

### Tilladelse 2/95

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%
<i>Danop er operatør og Amerada Hess er medoperatør</i>	

Blok: 5604/19 og 20

### Tilladelse 3/95

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%
<i>Danop er operatør og Statoil er medoperatør</i>	

## Tilladelse 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*

### Tilladelse 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*

### Tilladelse 6/95

Blok: 5604/16 og 20

Blok: 5605/13 og 17

Statoil Efterforskning og Produktion A/S	40,000%
Enterprise Oil Denmark 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*

### Tilladelse 7/95

Blok: 5505/22

A.P. Møller	26,667%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,667%
Texaco Denmark Inc.	26,667%
DOPAS	20,000%

*Mærsk Olie og Gas AS er operatør*

### Tilladelse 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*

**Tilladelse 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%
<i>Mærsk Olie og Gas AS er operatør</i>	

**Tilladelse 5/97**

Blok: 5512/2  
Blok: 5612/30

Odin Energi ApS	80,000%
DOPAS	20,000%
<i>Odin Energi er operatør</i>	

**Åben dør tilladelser****Tilladelse 1/97**

Blok: 5606/14 og 18

Agip Exploration B.V.	80,000%
DOPAS	20,000%
<i>Norsk Agip A/S er operatør</i>	

**Tilladelse 2/97**

Blok: 5606/27, 28, 30, 31 og 32  
Blok: 5506/2, 3, 4, 6 og 7

Amerada Hess A/S	30,000%
Enterprise Oil Denmark Ltd.	30,000%
DENERCO OIL A/S	20,000%
DOPAS	20,000%
<i>Amerada Hess er operatør</i>	

**Tilladelse 3/97**

Blok: 5606/19, 22, 23, 26 og 27

Amerada Hess A/S	48,000%
DENERCO OIL A/S	32,000%
DOPAS	20,000%
<i>Amerada Hess er operatør</i>	

**Tilladelse 4/97**

Blok: 5606/4, 8, 12, 16, 20 og 24  
Blok: 5507/1, 2, 5, 6, 9, 10, 13, 14, 17, 18, 21, 22, 25 og 26

A.P. Møller	40,000%
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.	40,000%
DOPAS	20,000%
<i>Mærsk Olie og Gas AS er operatør</i>	

*Det bemærkes, at der er afrundet til tre decimaler.*

*Der henvises endvidere til de koncessionskort, der er optrykt bagest i rapporten.*



## Efterforsknings- og vurderingsboringer, 1987-1997

Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet	Boring Nummer	Operatør Borerig	N.bredde Ø.længde	Slutdybde Formation	Begyndt Sluttet
*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-6P/6A 5504/12-5	Mærsk Mærsk Giant	55°40'29" 04°53'22"	2145 meter Ø. Kridt	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 Mærsk Giant	56°20'46" 04°16'24"	3749 meter M. Jura	1992-05-17 1992-12-20
*Gert-3 5603/28-2	Mærsk Mærsk Endeavour	56°12'43" 03°45'49"	5003 meter Palæozoikum	1987-07-21 1987-10-28	*E-7/7A 5504/12-6	Mærsk West Sigma	55°40'43" 04°49'24"	2145 meter Ø. Kridt	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 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 Mærsk Endeavour	56°09'09" 03°34'13"	4758 meter Trias	1992-09-18 1993-03-03
*Elly-2 5504/06-2	Mærsk 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 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	*Løgumkl.-2/2A" 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 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 Deepsea Bergen	56°29'11" 04°54'57"	2197 meter N. Tertier	1995-11-28 1995-12-24
*Gert-4 5603/27-4	Mærsk Mærsk Endeavour	56°13'18" 03°43'48"	5363 meter Ø. Perm	1989-11-02 1990-05-16	Rigs-2/2A/2B 5604/29-5	Amerada Hess Mærsk Enhancer	56°05'52" 04°13'09"	Ø. Kridt	1996-05-11 1996-07-29
*Alma-1 5505/17-10	Mærsk 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. Tertier	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	Mærsk Shelf Explorer	55°28'47" 05°06'31"	Ø. Kridt	1996-08-09 1996-12-21
*E-5 5504/12-4	Mærsk West Sigma	55°40'25" 04°53'11"	2166 meter Ø. Kridt	1991-02-05 1991-05-11	Siri-3/3A 5605/13-1	Statoil Mærsk Enhancer	56°30'35" 05°03'48"	N. Tertier	1996-08-30 1996-10-11
*Skjold Fl.-1 5504/16-6	Mærsk West Kappa	55°33'23" 04°53'51"	4550 meter Trias	1991-05-10 1991-09-22	Saxo-1 5503/2-1	Amerada Hess Neddrill Trigon	55°58'52" 03°26'10"	3239 meter N. Perm	1997-03-14 1997-04-25
*Eg-1 5503/04-2	Agip Neddrill Trigon	55°57'09" 03°58'25"	4500 meter Perm	1991-06-24 1991-09-23	Nolde-1 5605/9-1	Danop Neddrill Trigon	56°37'38" 05°11'02"	1779 meter Trias	1997-05-01 1997-05-19
*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	Isak-1 5603/31-1	Danop Neddrill Trigon	56°01'02" 03°43'25"	3438 meter N. Perm	1997-05-24 1997-06-28
*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	Nord Vest Adda-1 5504/4-1	Mærsk Mærsk Exerter	55°52'31" 04°47'01"	2947 meter Ø. Jura	1997-06-27 1997-08-17
*Elly-3 5504/06-5	Mærsk Mærsk Endeavour	55°47'19" 04°22'02"	4306 meter Trias	1991-09-12 1992-02-12	Dagmar-7P 5504/15-9	Mærsk Neddrill 10	55°34'38" 04°37'11"		1997-06-30 1997-08-06
*TWC-3P 5504/11-3	Mærsk Mærsk Giant	55°42'56" 04°44'56"	2734 meter N. Kridt	1991-09-14 1991-11-24	Frida-1 5605/21-2	Danop Noble Kolskaya	56°17'14" 05°01'50"	2237 meter N. Tertier/Ø.K	1997-07-26 1997-09-08
*S.Ø. Adda-1 5504/08-5	Mærsk Mærsk Giant	55°47'56" 04°55'07"	2702 meter Ø. Jura	1992-01-26 1992-03-05	Adda-4 5504/8-6	Mærsk Shelf Explorer	55°49'25" 04°51'54"		1997-08-20
*Dagmar-6 5504/15-8	Mærsk Mærsk Endeavour	55°35'04" 04°35'50"	1487 meter Ø. Perm	1992-02-22 1992-04-11	Wessel-1 5503/2-2	Amerada Hess Noble Kolskaya	55°59'45" 03°29'25"	3191 meter Præ-Zechstein	1997-09-26 1997-11-11

\* Frigivne boringer pr. 1. januar 1998. Kun sideboringer med informationsmæssig betydning er angivet efter hovedboringen.

## Forundersøgelser 1997

Undersøgelse Tilladelse	Operatør Kontraktør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område Blok nr.	Indsamlet i 1997
Q4N-97	Nopec Int. ASA PGS Reservoir	Offshore 3D	06-03-1997 16-03-1997	NDB 5605	126 km <sup>2</sup>
NODAB97 4/95	Danop CGG	Offshore 3D	08-06-1997 08-07-1997	NDB 5605	336 km <sup>2</sup>
Stenlille Gaslager	DONG Geco-Prakla	Onshore 3D	12-08-1997 25-09-1997	Stenlille, Sjælland 5511	56 km <sup>2</sup>
UCGE97	Geoteam Geoteam	Offshore 2D	13-12-1996 09-01-1997	NDB & RFH 5605, 5606, 5505, 5506	720 km <sup>2</sup>
SG9706	Geco-Prakla Geco-Prakla	Offshore 2D	05-03-1997 08-03-1997	CG 5504, 5505, 5604	181 km <sup>2</sup>
AHED97	Amerada Hess Fugro-Geoteam	Offshore 2D	16-05-1997 30-05-1997	NDB & RFH 5504, 5505, 5506, 5604, 5605, 5606	1.157 km <sup>2</sup>
NDB4C-97	PGS Reservoir PGS Reservoir	Offshore 2D	12-06-1997 22-06-1997	NDB 5604, 5605	20 km <sup>2</sup>
HG97 4/97	Mærsk Olie og Gas AS Fugro-Geoteam	Offshore 2D	16-11-1997 ikke afsluttet	HG 5506, 5507, 5606, 5607	1.509 km <sup>2</sup>

CG = Central Graven, NDB = Norsk-danske Bassin, RFH = Ringkøbing-Fyn Højderyggen, HG = Horn Graven

## Nye felter under udbygning

Felt navn	Lulita
Beliggenhed:	Blok 5604/18 og 22
Tilladelser:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962, 7/86 og 1/90
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1992
Indvindingsplan godkendt:	1997
I drift:	1998
Vanddybde:	65 m
Reservoirdybde:	3.525 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Mellem Jura
Kulbrintetype:	Olie

Felt navn	Siri
Beliggenhed:	Blok 5604/20
Tilladelse:	6/95
Operatør:	Statoil, Danop er medoperatør
Fundet år:	1995
Indvindingsplan godkendt:	1997
I drift:	1998
Vanddybde:	60 m
Reservoirdybde:	2.060 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Palæocen
Kulbrintetype:	Olie

Felt navn	Syd Arne
Beliggenhed:	Blok 5604/29 og 30
Tilladelse:	7/89
Operatør:	Amerada Hess A/S, Danop er medoperatør
Fundet år:	1969
Indvindingsplan godkendt:	1997
I drift:	1999
Vanddybde:	60 m
Reservoirdybde:	2.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Nedre Tertiær og Øvre Kridt (Nedre Kridt)
Kulbrintetype:	Olie

Felt navn	Adda
Beliggenhed:	Blok 5504/8
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift:	Senest 1999
Vanddybde:	38 m
Reservoirdybde:	Hhv. 2.200 m og 2.300 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Øvre og Nedre Kridt
Kulbrintetype:	Olie/gas

Felt navn	Igor
Beliggenhed:	Blok 5505/13
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift:	Senest 1999
Vanddybde:	50 m
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Kulbrintetype:	Gas

Felt navn	Elly
Beliggenhed:	Blok 5504/6
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift:	Senest 2000
Vanddybde:	40 m
Reservoirdybde:	Hhv. 3.200 m og 4.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og sandsten
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Jura
Kulbrintetype:	Gas

Felt navn	Gert
Beliggenhed:	Blok 5603/27 og 28
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
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
Kulbrintetype:	Olie

Felt navn	Alma
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1990
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift:	2003
Vanddybde:	43 m
Reservoirdybde:	3.600 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Jura
Kulbrintetype:	Gas

## Dansk olieproduktion 1972-1997, mio. m<sup>3</sup>

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Harald	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
1997	3,86	3,05	2,01	1,26	0,10	0,31	0,02	0,03	0,16	0,43	1,36	0,79	13,37
I alt	33,23	30,69	25,27	15,70	3,56	2,35	0,96	0,73	0,84	0,75	2,19	0,79	117,05

## Dansk gasproduktion (netto\*\*) 1972-1997, mia. Nm<sup>3</sup>

← fel + flare →

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Harald	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
1997	1,12	0,55	0,19	2,45	0,00	0,08	0,00	0,00	0,09	1,96	0,15	1,09	7,69
I alt	12,38	3,65	2,25	28,56	0,15	0,70	0,14	0,05	0,32	3,29	0,24	1,09	52,82

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

\*\* Rejniseret gas er fratrukket.

Det bemærkes, at der er afrundet til to decimaler.

Månedlig produktion af olie og kondensat 1997, tusinde m<sup>3</sup>

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1997
Dan	342	310	335	318	322	310	308	285	316	334	340	337	3858
Kraka	35	28	30	28	25	23	27	23	27	25	22	20	315
Regnar	0	0	0	0	5	6	5	4	3	3	0	0	27
Gorm	249	209	250	248	260	258	263	264	261	262	261	260	3045
Skjold	179	151	177	165	186	165	162	171	175	171	154	157	2011
Rolf	9	7	8	8	8	8	8	8	8	8	7	8	96
Dagmar	2	1	2	1	1	1	1	1	1	2	1	1	17
Tyra	118	118	132	111	115	82	111	80	84	104	110	99	1263
Valdemar	14	10	14	15	16	13	15	13	15	14	10	9	159
Roar	39	40	42	35	38	30	32	29	31	34	39	40	427
Svend	140	91	133	119	126	104	116	99	116	115	90	105	1356
Harald	-	-	0	17	60	92	61	78	101	99	138	148	794
<b>I alt</b>	<b>1127</b>	<b>966</b>	<b>1122</b>	<b>1065</b>	<b>1163</b>	<b>1093</b>	<b>1111</b>	<b>1055</b>	<b>1140</b>	<b>1170</b>	<b>1172</b>	<b>1185</b>	<b>13367</b>

Leverance af naturgas fra danske felter 1984-1997, mia. Nm<sup>3</sup>

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Harald	Total	forbrug mio Nm <sup>3</sup> i alt
1984	0,01	0,02	<0,01	0,19	-	-	-	-	-	-	-	-	0,22	0,188 262
1985	0,05	<0,01	<0,01	1,02	-	-	-	-	-	-	-	-	1,06	0,724 1122
1986	0,21	0,12	0,01	1,46	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	1,80	1,260 1688
1987	0,38	0,02	<0,01	1,90	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	2,30	1,635 1095
1988	0,53	0,10	0,01	1,63	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	2,27	1,850
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	
1997	0,98	0,37	0,13	2,32	<0,01	0,07	-	<0,01	0,08	1,86	0,14	1,01	6,96	
<b>I alt</b>	<b>9,93</b>	<b>3,20</b>	<b>0,77</b>	<b>26,75</b>	<b>0,03</b>	<b>0,62</b>	<b>-</b>	<b>0,04</b>	<b>0,25</b>	<b>3,12</b>	<b>0,22</b>	<b>1,01</b>	<b>45,93</b>	

# Bilag E

## Vandinjektion i danske felter, mio. m<sup>3</sup>

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
1997	8,65	8,64	6,32	23,62
<b>I alt</b>	<b>29,43</b>	<b>33,12</b>	<b>37,72</b>	<b>100,27</b>

## Gasinjektion i danske felter, mia. Nm<sup>3</sup>

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
1997	0,06	1,78	1,84
<b>I alt</b>	<b>8,04</b>	<b>14,30</b>	<b>22,34</b>

## Dansk vandproduktion 1972-1997, mio. m<sup>3</sup>

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Harald	Total
1972	0,00												0,00
1973	0,00												0,00
1974	0,00												0,00
1975	0,00												0,00
1976	0,01												0,01
1977	0,03												0,03
1978	0,03												0,03
1979	0,03												0,03
1980	0,02												0,02
1981	0,02	0,09											0,12
1982	0,02	0,20	0,00										0,22
1983	0,02	0,31	0,00										0,33
1984	0,02	0,32	0,00	0,00									0,34
1985	0,03	0,38	0,00	0,00									0,41
1986	0,04	0,48	0,00	0,06	0,00								0,58
1987	0,07	0,50	0,00	0,16	0,06								0,80
1988	0,10	0,54	0,00	0,12	0,13								0,89
1989	0,12	0,49	0,01	0,18	0,22								1,02
1990	0,16	0,52	0,00	0,25	0,25								1,17
1991	0,28	0,52	0,02	0,39	0,20	0,05	0,02						1,47
1992	0,51	0,58	0,34	0,67	0,35	0,13	0,21						2,79
1993	0,78	0,56	0,82	1,00	0,26	0,20	0,39	0,00	0,00				4,02
1994	1,12	0,82	0,89	1,29	0,16	0,19	0,37	0,24	0,02				5,10
1995	1,27	0,95	1,34	1,75	0,44	0,25	0,46	0,40	0,02				6,88
1996	1,54	1,92	2,68	2,16	0,49	0,27	0,51	0,30	0,03	0,01	0,00		9,92
1997	1,85	2,91	3,63	2,22	0,39	0,29	0,41	0,16	0,06	0,10	0,06	0,00	12,07
<b>I alt</b>	<b>8,07</b>	<b>12,09</b>	<b>9,73</b>	<b>10,26</b>	<b>2,95</b>	<b>1,37</b>	<b>2,37</b>	<b>1,10</b>	<b>0,14</b>	<b>0,11</b>	<b>0,07</b>	<b>0,00</b>	<b>48,26</b>

## Felter i produktion

## Dan Centret

Felt navn	Dan
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972

Produktionsbrønde:	46 (heraf 38 vandrette)
Vandinjektionsbrønde:	32 (heraf 15 vandrette)
Vanddybde:	40 m
Areal:	20 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

## Reserver pr. 1.1.1998:

Olie:	69,3 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	11,2 mia. Nm <sup>3</sup>

## Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:

Olie:	33,23 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	12,38 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	8,07 mio. m <sup>3</sup>

## Akkumuleret injektion pr. 1.1.1998:

Vand:	29,43 mio. m <sup>3</sup>
-------	---------------------------

## Produktion i 1997:

Olie:	3,86 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,12 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	1,85 mio. m <sup>3</sup>

Vandinjektion i 1997:	8,65 mio. m <sup>3</sup>
-----------------------	--------------------------

Akkumulerede investeringer (97-priser*) pr. 1.1.1998:	16,8 mia. kr.
--	---------------

## Geologisk karakteristik

Strukturen 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 gaskappe.

## 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 gennemskyllende størst muligt reservoirvolumen med mest muligt vand.

## Anlæg

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

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

På procesanlægget på DFC samt på det nye anlæg på DFF behandles produktionen fra Dan, Kraka og Regnar. De nye anlæg på DFF, som blev taget i brug ved årsskiftet 1997/98, indebærer en betydelig udvidelse af behandlingskapaciteten på Dan Centret. Procesanlæggene indeholder stabiliseringsanlæg for olie samt gastørrings- og gaskomprimeringsanlæg.

Vandinjektionskapaciteten på Dan vil efter ibrugtagning af de nye anlæg på DFF udgøre godt 20 mio. m<sup>3</sup> pr. år. (360.000 tønner pr. dag).

Olien sendes efter færdigbehandling til Gorm E og videre til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst for endelig behandling.

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

## Felt navn

## Kraka

Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1966
I drift år:	1991



Produktionsbrønde:	7 (alle vandrette)
Vanddybde:	45 m
Areal:	20 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1.1.1998:	
Olie:	3,2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,9 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:	
Olie:	2,35 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,70 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	1,37 mio. m <sup>3</sup>

Produktion i 1997:	
Olie:	0,31 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,08 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,29 mio. m <sup>3</sup>

Akkumulerede investeringer (97-priser*) pr. 1.1.1998:	1,1 mia. kr.
--	--------------

## Geologisk karakteristisk

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 platformen på Dan feltet til behandling og videre transport. I 1998 vil der blive ført løftegas til Kraka fra Dan FF.

Felt navn	Regnar
Tidligere navn:	Nils
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1979
I drift år:	1993
Produktionsbrønde:	1
Vanddybde:	45 m
Areal:	8 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr. 1.1.1998:	
Olie:	0,1 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	<0,1 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:	
Olie:	0,73 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,05 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	1,10 mio. m <sup>3</sup>

Produktion i 1997:	
Olie:	0,03 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	<0,01 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,16 mio. m <sup>3</sup>

Akkumulerede investeringer (97-priser*) pr. 1.1.1998:	0,2 mia. kr.
--	--------------

## Geologisk karakteristisk

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er i lighed med felterne Skjold, Rolf, Dagmar og Svend 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 for 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
Tilladelse:	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)
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.1998:	
Olie:	16,7 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2,8 mia. Nm <sup>3</sup>
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:	
Olie:	30,69 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	3,65 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	12,09 mio. m <sup>3</sup>
Akkumuleret injektion pr. 1.1.1998:	
Gas:	8,04 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	33,12 mio. m <sup>3</sup>
Produktion i 1997:	
Olie:	3,05 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	0,55 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,91 mio. m <sup>3</sup>
Injektion i 1997:	
Gas:	0,06 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	8,64 mio. m <sup>3</sup>
Akkumulerede investeringer (97-priser*) pr. 1.1.1998:	9,2 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.

## 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 højere beliggende 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 reservoirvolumen med mest muligt vand.

I tilfælde hvor gaseksporten til Tyra er afbrudt, injiceres gassen i Gorm feltet.

## Anlæg

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

På GF er installeret en lavtrykskompressor, som tillader, at brøndhovedtrykket på brøndene på Gorm og Skjold kan sænkes.

Vandinjektionskapaciteten på Gorm Centret udgør godt 17 mio. m<sup>3</sup> pr. år (300.000 tønder pr. dag).

På GC er der indkvartering for 98 personer.

Felt navn	Skjold
Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift år:	1982
Produktionsbrønde:	14
heraf vandrette/lagparallelle:	11
Vandinjektionsbrønde:	7
(alle vandrette/lagparallelle)	
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr. 1.1.1998:	
Olie:	12,1 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,0 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:	
Olie:	25,27 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2,25 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	9,73 mio. m <sup>3</sup>

Akkumuleret injektion pr. 1.1.1998:	
Vand:	37,72 mio. m <sup>3</sup>

Produktion i 1997:	
Olie:	2,01 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,19 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	3,63 mio. m <sup>3</sup>

Vandinjektion i 1997:	6,32 mio. m <sup>3</sup>
-----------------------	--------------------------

Akkumulerede investeringer (97-priser*) pr. 1.1.1998:	3,5 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 usædvanlig 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.

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

På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.

Felt navn	Rolf
Tidligere navn:	Midt-Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14 og 15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1981
I drift år:	1986
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	8 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.1998:	
Olie:	1,3 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,1 mia. Nm <sup>3</sup>
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:	
Olie:	3,56 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,15 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,95 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1997:

Olie:	0,10 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	<0,01 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,39 mio. m <sup>3</sup>

## Akkumulerede investeringer (97-priser\*)

pr. 1.1.1998: 0,8 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 usædvanlig gode produktionsegenskaber.

**Produktionsstrategi**

Rolf produceres via to brønde placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod de producerende brønde af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Den naturlige vandindstrømning fra vandzonen tilsvarende volumenmæssigt 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 feltet forsynes endvidere med løftegas fra Gorm.

Felt navn	Dagmar
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1983
I drift år:	1991
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	9 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

## Reserver pr. 1.1.1998:

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

## Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:

Olie:	0,96 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,14 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,37 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1997:

Olie:	0,02 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	<0,01 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,41 mio. m <sup>3</sup>

## Akkumulerede investeringer (97-priser\*)

pr. 1.1.1998: 0,4 mia. kr.

**Geologisk karakteristik**

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, 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 samme gode produktionsegenskaber som felterne Skjold, Svend og Rolf. Produktionen foregår som naturlig indvinding.

**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
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1984

Produktionsbrønde:	39 (heraf 20 vandrette)
Produktions-/ Injektionsbrønde:	17
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

#### Reserver pr. 1.1.1998:

Olie:	3,1 mio. m <sup>3</sup>
Kondensat:	3,8 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	47,6 mia. Nm <sup>3</sup>

#### Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:

Olie:	7,52 mio. m <sup>3</sup>
Kondensat:	8,18 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	28,56 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	10,26 mia. m <sup>3</sup>

#### Akkumuleret injektion pr. 1.1.1998:

Gas:	14,30 mia. Nm <sup>3</sup>
------	----------------------------

#### Produktion i 1997:

Olie:	0,74 mio. m <sup>3</sup>
Kondensat:	0,52 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	2,45 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,22 mio. m <sup>3</sup>

Gasinjektion i 1997:	1,78 mia. Nm <sup>3</sup>
----------------------	---------------------------

Akkumulerede investeringer (97-priser*) pr. 1.1.1998:	19,7 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 konventionelle gas-

brønde på Tyra Vest samt en del af gasbrøndene på Tyra Øst planlægges konverteret til injektionssbrønde.

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.

## 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- og indkvarteringsplatform TWA, en afbrændingsplatform TWD samt et bromodul placeret ved TWB og understøttet af en firebenet jacket TWE.

På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af olie- og kondensatproduktionen 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.

På Tyra Vest er der kompressorkapacitet til injektion af op til godt 21 mio. Nm<sup>3</sup> gas pr. dag i Tyra feltet.

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

Tyra Øst procesanlægget omfatter faciliteter til færdigbehandling af såvel gas, olie, kondensat og vand. Bromodulet indeholder modtageanlæg for produktionen fra felterne Valdemar, Roar, Svend og Harald.

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

I 1997 er der blevet påbegyndt injektion af gas på Tyra Øst fra injektionskompressorerne på Tyra Vest.

Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra Centret ilandføres via Gorm E, mens gasproduktionen sammen med produktionen fra centrene Dan, Gorm og Harald ilandføres fra TEE.

På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer, mens der på Tyra Vest er indkvartering til 80 personer.

Felt navn	Valdemar
Tidligere navne:	Bo/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Tilladelse:	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 <sup>2</sup> (Øvre Kridt) 15 km <sup>2</sup> (Nedre Kridt)
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt

## Reserver pr. 1.1.1998:

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

## Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:

Olie:	0,84 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,32 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,14 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1997:

Olie:	0,16 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,09 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,06 mio. m <sup>3</sup>

Akkumulerede investeringer (97-priser\*)  
pr. 1.1.1998:

1,1 mia. kr.

## Geologisk karakteristik

Valdemar feltet består af en nordlig beliggende del kaldet Nord Jens og en sydlig beliggende del kaldet Bo. Strukturerne er fremkommet ved ophvælvning 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 reservoirkvaliteten 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.

Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding.

## Produktionsstrategi

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 begrænset. 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
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1996
Produktionsbrønde:	2 (begge vandrette)
Vanddybde:	46 m
Areal:	14 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.070 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

## Reserver pr. 1.1.1998:

Kondensat:	1,8 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	11,0 mia. Nm <sup>3</sup>

## Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:

Kondensat	0,75 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	3,29 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,11 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1997:

Kondensat:	0,43 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	1,96 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,10 mio. m <sup>3</sup>

Akkumulerede investeringer (97-priser\*)  
pr. 1.1.1998:

0,4 mia. kr.

## Geologisk karakteristik

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. 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 feltet forudsætter stabilisering af reservoirtrykket i Tyra ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter og derved minimere aftrækket på Tyra feltet. 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.

Felt navn	Svend
Tidligere navn:	Nord Arne/Otto
Beliggenhed:	Blok 5604/25
Tilladelse:	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 <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.1998:	
Olie:	4,3 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,5 mia. Nm <sup>3</sup>
Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:	
Olie:	2,19 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,24 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,07 mio. m <sup>3</sup>
Produktion i 1997:	
Olie:	1,36 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,15 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,06 mio. m <sup>3</sup>

Akkumulerede investeringer (97-priser\*)  
pr. 1.1.1998: 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 reservoiret er beliggende 250 meter højere end Otto. Nord Arne reservoiret har vist usædvanlig 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. Det er endnu usikkert, hvilke indvindingsmekanismer, der på længere sigt vil resultere i den største 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.

## Harald Centret

Felt navn	Harald
Tidligere navn:	Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed:	Blok 5604/21 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1980 (Lulu) 1983 (Vest Lulu)
I drift år:	1997
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	64 m
Areal:	25 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	Hhv. 2.700 og 3.650 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Lulu) Sandsten (Vest Lulu)
Geologisk alder:	Hhv. Danien/Øvre Kridt og Mellem Jura
Reserver pr. 1.1.1998:	
Kondensat:	7,2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	20,9 mia. Nm <sup>3</sup>

Akkumuleret produktion pr. 1.1.1998:

Kondensat:	0,79 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,09 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,00 mio. m <sup>3</sup>

Produktion i 1997:

Kondensat:	0,79 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,09 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,00 mio. m <sup>3</sup>

Akkumulerede investeringer (97-priser\*)  
pr. 1.1.1998: 2,6 mia. kr.

### Geologisk karakteristik

Lulu er dannet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Gaszonen er op til 75 meter tyk og dækker et areal på 6,5 km<sup>2</sup>.

Vest Lulu strukturen er en hældende jurassisk forkastningsblok. Sandstensreservoiret i Bryne formationen er af Mellem Jura alder. Reservoiret indeholder gas under sådanne trykforhold, at der ved trykfald til under dugpunktet som følge af produktion vil udfældes kondensat. Strukturen hælder og ligger i ca. 3600 meters dybde. Sandstenen har en effektiv tykkelse på 100 meter.

### Produktionsstrategi

Både Lulu og Vest Lulu reservoirerne påregnes produceret ved at lade gassen ekspandere suppleret med en moderat, naturlig vandtilstrømning i reservoiret.

### Anlæg

Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform HA samt en beboelsesplatform HB.

Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen.

Den ubehandlede kondensatproduktion og den færdigbehandlede gas føres til Tyra Øst.

Der findes ikke udstyr til behandling af produceret vand på Harald.

### Anlæg under etablering

I forbindelse med den igangværende fase I af Lulita feltets udbygning er udstyret på HA platformen under opgradering til håndtering af produktionen fra Lulita feltet. Lulita feltet ventes sat i produktion i første halvdel af 1998.

På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.

\* I modsætning til foregående år er de akkumulerede investeringer angivet i faste priser.



## Økonomiske nøgletal

	Invest. i feltud- bygn. mio. kr.	Driftsomk. for felter mio. kr. <sup>1</sup>	Efterforskn. omk. mio. kr.	Råoliepris US\$/tønne <sup>2</sup>	\$-kurs kr./US\$	Inflation % <sup>3</sup>	Nettovalutaværdi mia. kr. <sup>4</sup>
1972	105	32	28	3,0	7,0	6,6	- 3,2
1973	9	34	83	4,6	6,1	9,3	- 4,0
1974	38	58	76	11,6	6,1	15,2	- 9,2
1975	139	64	118	12,3	5,8	19,6	- 8,5
1976	372	71	114	12,9	9,0	10,3	- 9,5
1977	64	88	176	14,0	6,0	11,2	-10,4
1978	71	128	55	14,0	5,5	10,0	- 9,2
1979	387	146	78	20,4	5,3	9,6	-13,7
1980	956	169	201	37,5	5,6	12,3	-18,6
1981	1651	402	257	37,4	7,1	11,7	-20,1
1982	3948	652	566	34,0	8,4	10,2	-20,6
1983	3528	615	1264	30,5	9,1	6,9	-17,8
1984	1596	1405	1211	28,2	10,4	6,3	-18,3
1985	1953	1677	1373	27,2	10,6	4,7	-17,6
1986	1695	1533	747	14,9	8,1	3,6	- 7,3
1987	908	1560	664	18,3	6,8	4,0	- 5,9
1988	897	1550	424	14,8	6,7	4,6	- 3,7
1989	1153	1819	366	18,2	7,3	4,8	- 3,2
1990	1738	1924	592	23,6	6,2	2,6	- 2,7
1991	2260	2176	986	20,0	6,4	2,4	- 1,9
1992	2402	2080	983	19,3	6,0	2,1	- 0,4
1993	3358	2324	442	16,8	6,5	1,2	- 1,7
1994	3140	2395	151	15,6	6,4	2,0	- 0,5
1995	4167	2176	272	17,0	5,6	2,1	0,3
1996	4255	2493	470	21,1	5,8	2,1	0,4
1997*	4003	2625	494	19,1	6,6	2,2	<del>1,9</del> 1,7

Årets priser, <sup>1</sup>) inkl. transportomkostninger, herunder fortjenstelementet <sup>2</sup>) dansk råolie <sup>3</sup>) forbrugerpriser <sup>4</sup>) af olieprodukter og naturgas  
\*) skøn

indregnet på  
baggrund af  
driftsomkostninger

## EFP-98 projektstøtte

Projekttitle	Projektbudget i 1.000 kr.	EFP-støtte i 1.000 kr.	Deltager
1. Lerminerale og silica i kalkreservoarer. Relation til kildeområder, diagenese og reservoiregenskaber	1.434	850	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse
2. Strømning i opsprækket kalk	4.790	2.700	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse, COWIconsult AS
3. Skrivekridtets geofysiske egenskaber/skrivekridtets akustiske egenskaber	4.200	2.500	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse, Danmarks Tekniske Universitet, Danneskiold-Samsøe Holding A/S
4. Inversion og geofysisk modellering af væskefronters bevægelse i kalkfelter, 4D seismik	3.340	2.100	Danneskiold-Samsøe Holding A/S, COWIconsult AS
5. Sprækker og bjergartsmekanik, fase II	2.994	2.000	Geoteknisk Institut
6. Hydrat og scaleafsætning i rørledninger	3.164	1.500	Calsep A/S
7. Terrigene aflejrings kildebjergartspotentiale	4.603	2.300	Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse
<b>I alt</b>	<b>24.525</b>	<b>13.950</b>	

## Reservekategorier

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

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

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 eller dele af en godkendt plan, hvor produktion endnu ikke er påbegyndt, klassificeres de tilhørende reserver som besluttet indvinding.

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

### Planlagt indvinding

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

### Mulig indvinding

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

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

## 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.

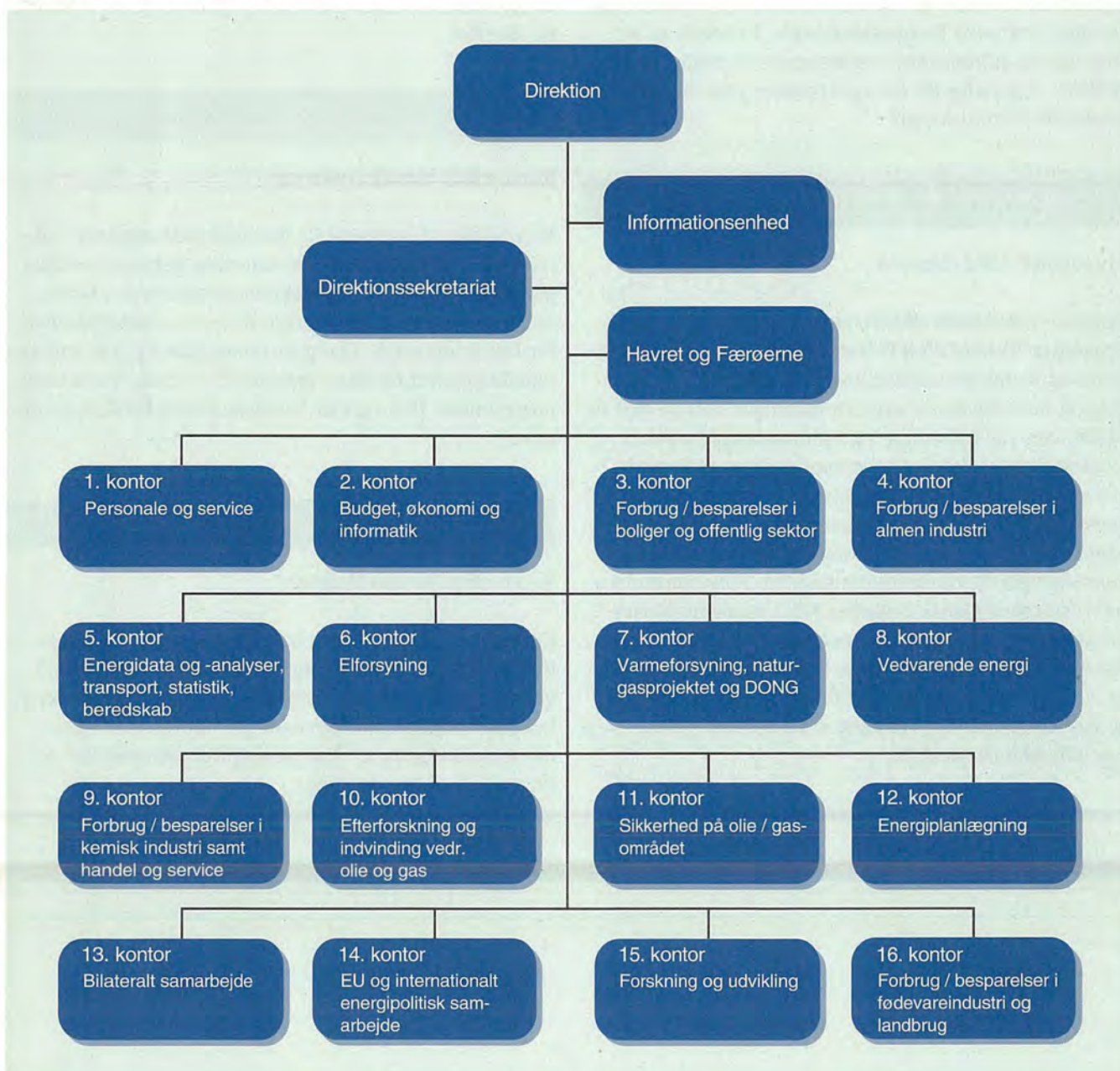
Energistyrelsens struktur fremgår af figur J.1.

Energistyrelsen består af 16 kontorer samt en særlig enhed for havretsspørgsmål og rådgivning til det færøske hjemmestyre.

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 1997/98 medarbejdere svarende til ca. 280 årsværk, heraf ca. 40 årsværk i tilknytning til olie- og gasaktiviteterne.

Fig. J.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 kommerabilitetsklæringer. 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- og gasrelaterede systemeksport.

## 11. kontor - Sikkerhed på olie- og gasområdet

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 inden for områderne. 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

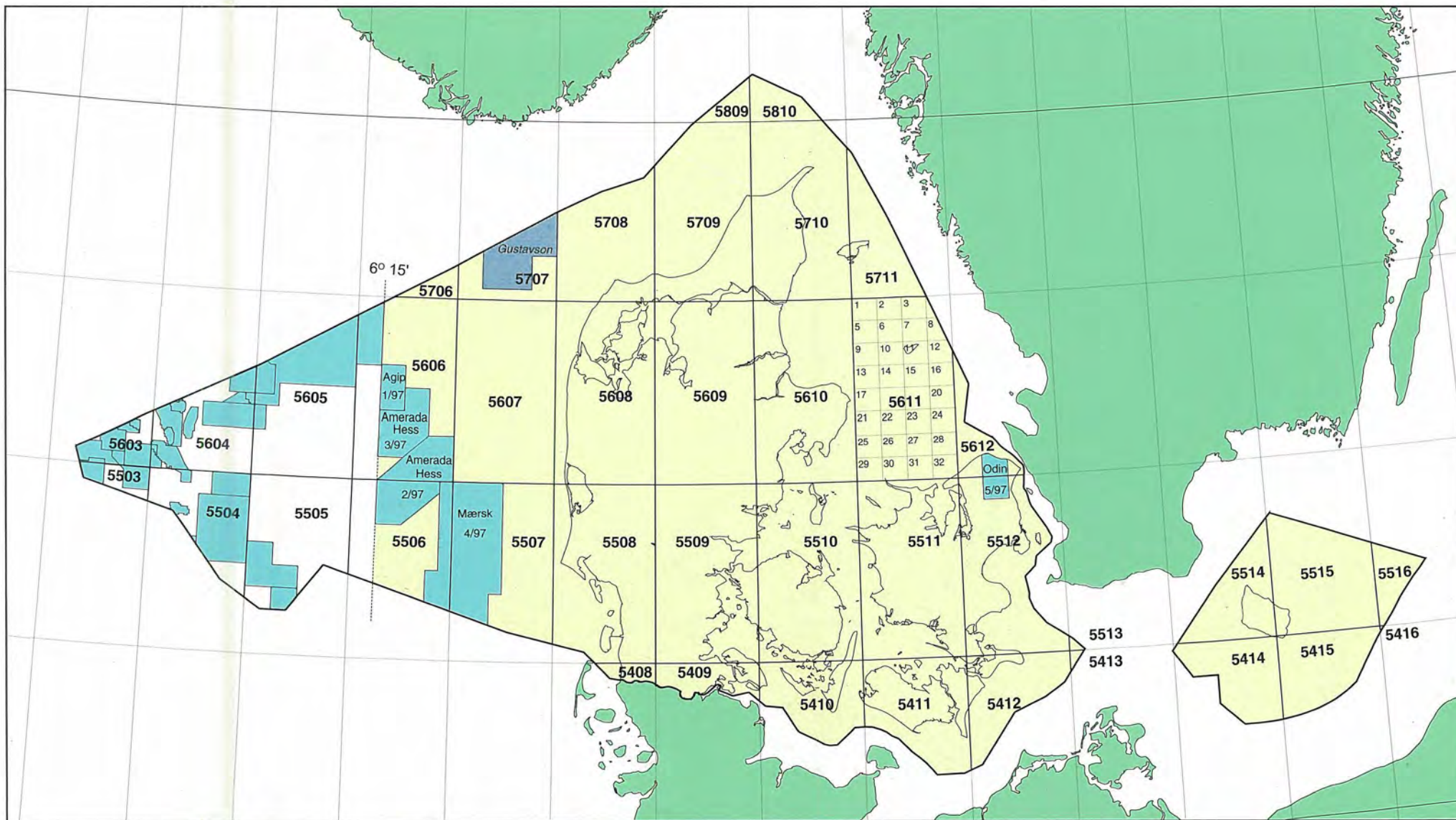
Varetagelse af nationale og internationale opgaver vedrørende energiforskning. De nationale opgaver omfatter administration af energiforskningsprogrammer, forskningspolitiske oplæg og redegørelser samt sekretariatet for Det Rådgivende Energiforskningsudvalg. De internationale opgaver omfatter primært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

## Havrets- og Færøenheden


Kontorchef: 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 1998



 Eksisterende koncessioner



 Ny ansøgning i Åben dør området

 Åben dør området



# Dansk koncessionsområde Januar 1998

## Det vestlige område

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

