

## DANMARKS OLIE- OG GASPRODUKTION

99

## FORORD

1999 blev et rekordernes år for den danske olie- og gasproduktion. En ny produktionsrekord, en større grad af selvforsyning, den hidtil korteste periode fra fund til produktion af et felt, et stort overskud i samhandelen med udlandet og den største opskrivning af oliereserverne i 15 år.

Olie- og gasproduktionen var igen i 1999 med til at sikre, at Danmark blev selvforsynende med energi. Produktionen bærer også - sammen med de stærkt stigende oliepriser i 1999 - en væsentlig del af æren for, at Danmark i 1999 fik overskud på betalingsbalancen.

Fra 1998 til 1999 steg olieproduktionen 26%. Så stor en stigning er ikke set i 12 år. Produktionen fra de tre nye felter Halfdan, Siri og Syd Arne, som blev påbegyndt i 1999, er hovedårsagen til den store produktionsstigning. Med de nye felter er der samtidig budt velkommen til to nye produktionsoperatører på dansk område, Statoil og Amerada Hess.

Ved udgangen af 1999 afleverede A. P. Møller ansøgninger om tilladelser til produktion fra felterne Sif, Lola og Tyra Sydøst. Der er også ansøgt om yderligere udbygning af den sydlige flanke på Tyra feltet og yderligere udbygning af Valdemar feltet samt om tilladelse til at producere fra Boje strukturen.

På efterforskningsområdet gav flere af årets borer gode resultater og førte til nye olie- og gasfund. Der blev givet fem nye tilladelser, hvilket øger aktiviteten på efterforskningsområdet i de kommende år.

Udledningen af CO<sub>2</sub> fra gasafbrændingen offshore har i forhold til produktionens størrelse generelt været faldende siden begyndelsen af 1990'erne. Denne tendens blev midlertidig brudt i 1999 på grund af ekstraordinære forhold i forbindelse med indkøringen af de nye produktionsanlæg. Allerede i løbet af de første måneder i år 2000 er CO<sub>2</sub>-udledningen dog stærkt på vej til at være normaliseret.

1999 var alt i alt præget af en meget positiv udvikling i efterforskning og produktion af olie og gas. De nye aktiviteter og resultater giver samlet grund til optimisme om en kontinuerlig og miljømæssig forsvarlig produktion af Nordsøens råstoffer.

København, april 2000

Ib Larsen



Direktør

## OMREGNINGSFAKTORER

Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder:

		TEMP.	TRYK
Råolie	m <sup>3</sup> (st)	15°C	101,325 kPa
	stb	60°F	14,73 psia <sup>ii</sup>
Naturgas	m <sup>3</sup> (st)	15°C	101,325 kPa
	Nm <sup>3</sup>	0°C	101,325 kPa
	scf	60°F	14,73 psia

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

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. Sammenhængene 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 entydige, hvis tryk og temperatur oplyses.

Sammensætningen og dermed brændværdien 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 1999 angivet. Den nedre brændværdi er angivet.

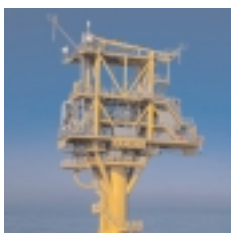
SI præfikserne m (milli), k (kilo), M (mega), G (giga), T (tera) og P (peta) står for henholdsvis 10<sup>-3</sup>, 10<sup>3</sup>, 10<sup>6</sup>, 10<sup>9</sup>, 10<sup>12</sup> og 10<sup>15</sup>.

I oil field units benyttes et lidt specielt præfiks: 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).

Nogle enheders forkortelser:

*)	Eksakt værdi.
i)	Gennemsnitsværdi for de danske felter.
kPa	Kilopascal. Trykenhed, hvor 100 kPa = 1 bar.
Nm <sup>3</sup>	Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.
m <sup>3</sup> (st)	Standardkubikmeter. Benyttes om naturgas og råolie ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.
Btu	British Thermal Unit. Er ækvivalent med enhederne J (=Joule) og cal (=kalorie).
bbf	Blue barrel. I oliebranchens pionertid, hvor olien handlede i fysiske tønder, blev der hurtigt forskel på tøndernes størrelse. For at undgå forvirring, malede Standard Oil deres tønder med et fastsat rumfang blå.
kg·mol	kilogrammol; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet.
γ	gamma; relativ vægtyfylde i forhold til vand.
in	inch; engelsk tomme. Den er defineret ved 1 inch=2,54 cm
ft	feet; engelsk fod. 1 ft= 12 in.
t.o.e.	ton olieækvivalent; enheden er internationalt defineret ved: 1 t.o.e. = 10 Gcal.

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m <sup>3</sup> (st)	stb	6,293
	m <sup>3</sup> (st)	GJ	36,3
Naturgas	m <sup>3</sup> (st)	t	0,86 <sup>i</sup>
	Nm <sup>3</sup>	scf	37,2396
	Nm <sup>3</sup>	GJ	0,040
	Nm <sup>3</sup>	kg·mol	0,0446158
	m <sup>3</sup> (st)	scf	35,3014
Rummål	m <sup>3</sup> (st)	GJ	0,0373
	m <sup>3</sup> (st)	kg·mol	0,0422932
	m <sup>3</sup>	bbf	6,28981
	m <sup>3</sup>	ft <sup>3</sup>	35,31467
	US gallon	in <sup>3</sup>	231*
Energi	bbf	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
	FRA	TIL	KONVERTERING
Densitet	°API	kg/m <sup>3</sup>	141364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)



<b>Forord</b>	<b>3</b>
<b>Omregningsfaktorer</b>	<b>4</b>
<b>1. Efterforskning</b>	<b>6</b>
<b>2. Udbygning og produktion</b>	<b>13</b>
<b>3. Reserver</b>	<b>19</b>
<b>4. Forskning</b>	<b>27</b>
<b>5. Økonomi</b>	<b>32</b>
<b>6. Sikkerhed og sundhed</b>	<b>43</b>
<b>7. Miljø</b>	<b>49</b>

---

<b>Bilag A</b> Rettighedshavere i Danmark	<b>56</b>
<b>Bilag B</b> Forundersøgelser 1999	<b>62</b>
<b>Bilag C</b> Nye felter	<b>63</b>
<b>Bilag D</b> Producerede og injicerede mængder	<b>66</b>
<b>Bilag E</b> Felter i produktion	<b>73</b>
<b>Bilag F</b> Økonomiske nøgletal	<b>92</b>
<b>Bilag G</b> EFP-projekter	<b>93</b>
<b>Bilag H</b> Reservekategorier	<b>94</b>
<b>Bilag I</b> Organisation	<b>95</b>

**Koncessionskort**

## 1. EFTERFORSKNING

Der blev i 1999 givet fem nye tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter – fire i forbindelse med Åben Dør proceduren samt én tilladelse til en naboblok til A.P. Møllers eneretsbevilling fra 1962.

Årets efterforsknings- og vurderingsboringer gav generelt positive resultater og førte til nye olie- og gasfund.

Som forventet gav de nye 5. runde tilladelser anledning til stor aktivitet med indsamling af 3D seismik som forberedelse til de efterforskningsboringer, der skal udføres i 2000 og i de kommende år.

### ÅBEN DØR PROCEDUREN

I første halvdel af 1999 blev der givet fire nye tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter i Åben Dør proceduren, se figur 1.1.

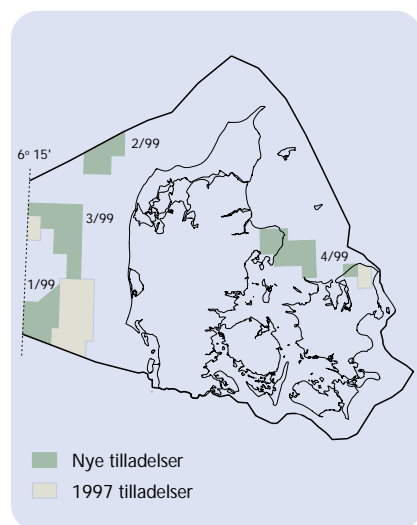
Tilladelse 1/99 blev givet til Agip Denmark BV den 15. februar 1999. Tilladelsen dækker et område mellem Central Graven og Horn Graven ned mod den dansk/tyske grænse.

Gustavson Associates fik den 20. marts 1999 tilladelse nummer 2/99, der dækker et område i den østlige del af Nordsøen lige syd for grænsen til Norge. Gustavson er et mindre amerikansk selskab hjemmehørende i Boulder, Colorado.

Anschutz Overseas Corporation, som hører hjemme i Denver, Colorado, fik ligeledes den 20. marts tilladelse til et større område i Det Norsk-Danske Bassin. Denne tilladelse har nummer 3/99.

En gruppe af selskaber omfattende Courage Energy Inc., Emerald Energy Plc., Amerada Hess A/S og Odin Energi Aps fik den 1. maj 1999 tilladelse til områder på Djursland, i Kattegat og i Nordsjælland. Amerada Hess er operatør for tilladelsen, som har nummer 4/99. Courage Energy og Emerald Energy hører hjemme i henholdsvis Calgary i Canada og Epsom i England. De to øvrige selskaber deltager i forvejen i andre tilladelser på dansk område.

fig. 1.1 Nye Åben Dør tilladelser

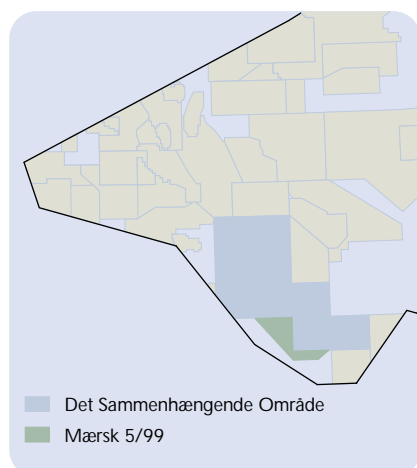


Selskaberne i de nye tilladelser skal nu foretage yderligere vurderinger og undersøgelser, inden det besluttes, om der skal bores efterforskningsboringer. Bortset fra en enkelt boring, som er boret i Nordsjælland i 1959 inden for den nye tilladelse 4/99, er der ikke tidligere udført efterforskningsboringer i de nye koncessionsområder.

Under Åben Dør proceduren, der omfatter alle ikke-licensbelagte områder øst for 6°15' østlig længde, kan olieselskaberne ansøge om koncessioner, når de ønsker det, inden for den årlige åbningsperiode fra 2. januar til 30. september (inkl.). DONG Efterforskning og Produktion A/S (DONG E & P A/S) deltager med 20% i alle tilladelser i Åben Dør området.

Beliggenheden af de nye koncessioner fremgår desuden af koncessionskortet bagest i rapporten.

fig.1.2 Naboblok tildeling



## NABOBLOK TILDELING

I maj 1999 ansøgte A.P. Møller om tildeling af en naboblok til Det Sammenhængende Område. Undersøgelser har vist, at de fysiske egenskaber i kalken syd og vest for Dan/Kraka felterne må formodes også at være tilstede i det tilstødende område til eneretsbevillingen. Det er derfor sandsynligt, at felterne strækker sig ind i naboblokken. Det forventes, at en del af området i givet fald vil kunne udnyttes ved horisontale borer fra eksisterende platforme. Der er indgået aftale om et arbejdsprogram, som skal føre til en videre efterforskning af disse muligheder.

På denne baggrund gav miljø- og energiministeren den 27. november 1999 en tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i naboområdet, se figur 1.2. I den nye tilladelse, som har nummer 5/99, deltager DONG E & P A/S med en andel på 20%. Tilladelsen er i øvrigt givet på de generelle vilkår, som sidst har været anvendt i forbindelse med 5. runde og i Åben Dør området. Under hensyntagen til områdets attraktivitet indgår der dog en produktionsafgift på 8,5%, hvilket svarer til, hvad der gælder for den nuværende produktion fra Dan/Kraka felterne.

Det er A.P. Møllers plan at udstrække DUC-samarbejdet til også at gælde det nye område.

## ÆNDRINGER AF TILLADELSER

### Det Sammenhængende Område

Ifølge 1981-aftalen mellem staten og A.P. Møller skal Bevillingshaverne pr. 1. januar 2000 tilbagelevere 25% af hver af de ni blokke, som Det Sammenhængende Område består af. Arealer, der omfatter producerende felter, og arealer, for hvilke indvindingsplaner er forelagt Energistyrelsen, skal dog ikke tilbageleveres.

Bevillingshaverne indsendte ultimo 1999 deres forslag til arealafgivelse. Energistyrelsen er ved at gennemgå forslaget til tilbagelevering, og først når en godkendelse af tilbageleveringen foreligger, vil resultatet blive offentliggjort.

Bevillingshaverne har ligeledes ultimo 1999 indleveret forslag til arbejdsprogrammer for 2000-2005 i Det Sammenhængende Område. Arbejdsprogrammerne beskriver de efterforskningsaktiviteter, der i de kommende år skal gennemføres i de ni blokke i området. Programmerne er 6-årige og revideres hvert tredje år.

### Forlængelser af tilladelser

Efterforskningsperioden for de tre tilbageværende tilladelser fra 3. runde blev i 1999 forlænget med to år til 20. december 2001. De to af tilladelserne, 7/89 og 8/89, ligger tæt på Syd Arne feltet og har henholdsvis Amerada Hess A/S og Dansk Operatørselskab i-s (Danop) som operatør. Den tredje tilladelse, 10/89, har Mærsk Olie og Gas AS som operatør og omfatter et område ved den norsk/danske grænse.

### Tilbageleverede områder

To af Åben Dør tilladelserne fra 1997 blev tilbageleveret den 15. september 1999. Generelt er arbejdsprogrammerne i forbindelse med Åben Dør tilladelserne opdelt i 2-årige faser. Efter hver fase kan rettighedshaveren vælge enten at forpligte sig til yderligere efterforskningsarbejder eller at tilbagelevere tilladelsen. De to tilbageleverede tilladelser, 2/97 og 3/97, havde begge Amerada Hess som operatør.

Halvdelen af tilladelse 4/95 blev tilbageleveret pr. 15. maj 1999. Tilbageleveringen hænger sammen med bestemmelserne i tilladelsen, som var den arealmæssigt største tilladelse i 4. runde i 1995.

Endelig blev en væsentlig del af det tidligere tilladelsesområde inden for tilladelse 10/89 tilbageleveret i forbindelse med den oven for nævnte forlængelse af tilladelsen.

### Godkendte overdragelser

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser af tilladelser og vilkårene herfor.

I tilladelse 11/98 overtog Veba Oil Denmark GmbH i begyndelsen af 1999 en andel på 20% fra Amerada Hess A/S og Denerco Oil A/S, som reducerede deres andele med henholdsvis 15% og 5%. Ændringen har virkning fra 1. januar 1999. Veba Oil deltog ikke i tilladelsen tidligere. Efterfølgende øgede DONG E & P A/S med virkning fra 15. juni 1998 sin andel i tilladelsen med 5%, idet Amerada Hess og Denerco Oil reducerede deres andele med yderligere henholdsvis 3% og 2%.

I tilladelserne 2/90, 3/95 og 16/98 er der foretaget overdragelser fra Denerco Oil A/S til RWE-DEA AG på henholdsvis 30%, 20% og 17%. Ændringerne i tilladelse 2/90 og 3/95 er foretaget med tilbagevirkende kraft fra 1. januar 1998, mens ændringen i tilladelse 16/98 er foretaget med virkning fra 15. juni 1998. De tre tilladelser ligger i området syd og vest for Siri forekomsterne.

DONG E & P A/S og Denerco Oil A/S har begge øget deres andele i tilladelse 4/95 øst for Siri forekomsterne. DONG E & P A/S har således overtaget 7,5% fra EWE AG pr. 1. januar 1999, mens Denerco Oil har overtaget 8,5% fra RWE-DEA AG pr. 1. januar 1998.

Pogo Denmark Inc. overtog med virkning fra 1. januar 1999 en andel på 40% i tilladelse 13/98 fra EDC (Denmark) Inc. Pogo har ikke tidligere haft tilladelse på dansk område. Selskabet er et datterselskab af Pogo Producing Company, et amerikansk selskab.

Herudover er der sket overdragelser, hvor selskaber internt har overdraget rettighederne i en tilladelse fra et datterselskab til et andet. I tilladelse 8/98 har Kerr-McGee Denmark Limited således pr. 10. december 1999 overdraget selskabets andel til Kerr-McGee International ApS, et dansk registreret selskab. Tilsvarende har Anschutz Overseas Corporation pr. 26. marts 1999 overdraget selskabets andel i tilladelse 3/99 til Anschutz Denmark ApS, ligeledes et dansk registreret selskab.

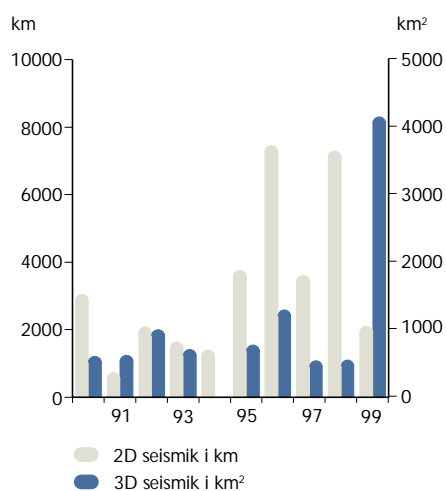
Sterling Resources Ltd., som er hjemmehørende i Calgary, Canada, har pr. 15. september 1999 overtaget operatørskabet i tilladelse 5/97 efter Odin Energi ApS.

Dansk Operatørselskab i-s overtog pr. 1. januar 1999 operatørskabet i tilladelse 11/98 fra Amerada Hess A/S.

Fra samme dato blev Danop valgt som medoperatør i tilladelse 7/89, hvor Danop sammen med operatøren Amerada Hess deltog i udførelsen af produktionsboringer på Syd Arne feltet.

I begyndelsen af 2000 blev det aftalt, at Denerco Oil A/S sælger sin andel på 50% af Dansk Operatørselskab i-s til DONG, som dermed vil eje 100% af operatør-

fig. 1.3 Årligt seismik





selskabet. Når aftalen er endeligt på plads, vil Danop indgå som en selvstændig division i DONG E & P A/S.

Sammensætningen af selskabsgrupperne i alle tilladelser på dansk område fremgår af bilag A. På Energistyrelsens hjemmeside ([www.ens.dk](http://www.ens.dk)) findes en tilsvarende oversigt, som opdateres løbende ved ændringer i sammensætningen af grupperne.

## EFTERFORSKNINGSAKTIVITETER

### Forundersøgelser

I forbindelse med 5. runde tilladelserne, som blev givet i 1998, blev der bl.a. indgået aftaler med rettighedshaverne om gennemførelse af omfattende programmer for 3D seismiske undersøgelser. Indsamlingen af 3D seismik nåede i 1999 derfor det højeste niveau nogensinde på dansk område, se figur 1.3. Udviklingen er et udtryk for, at olieselskaberne generelt vælger at foretage detaljerede 3D undersøgelser som indledning til efterforskningen i et koncessionsområde frem for de mindre detaljerede 2D seismiske undersøgelser.

Den store aktivitet blev gennemført i et godt samarbejde mellem de involverede rettighedshavere. Ved så vidt muligt at deles om få seismiske fartøjer lykkedes det for rettighedshaverne at fordele aktiviteterne, så interferensen mellem de enkelte undersøgelser kunne begrænses mest muligt. Bl.a. indgik flere selskabsgrupper, hvor Mærsk Olie og Gas AS, Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark eller Amerada Hess A/S er operatører, aftale om i fællesskab at dække deres tilladelsesområder med et enkelt meget stort 3D undersøgelsesprogram (PAM 99).

fig.1.4 Seismiske undersøgelser i 1999

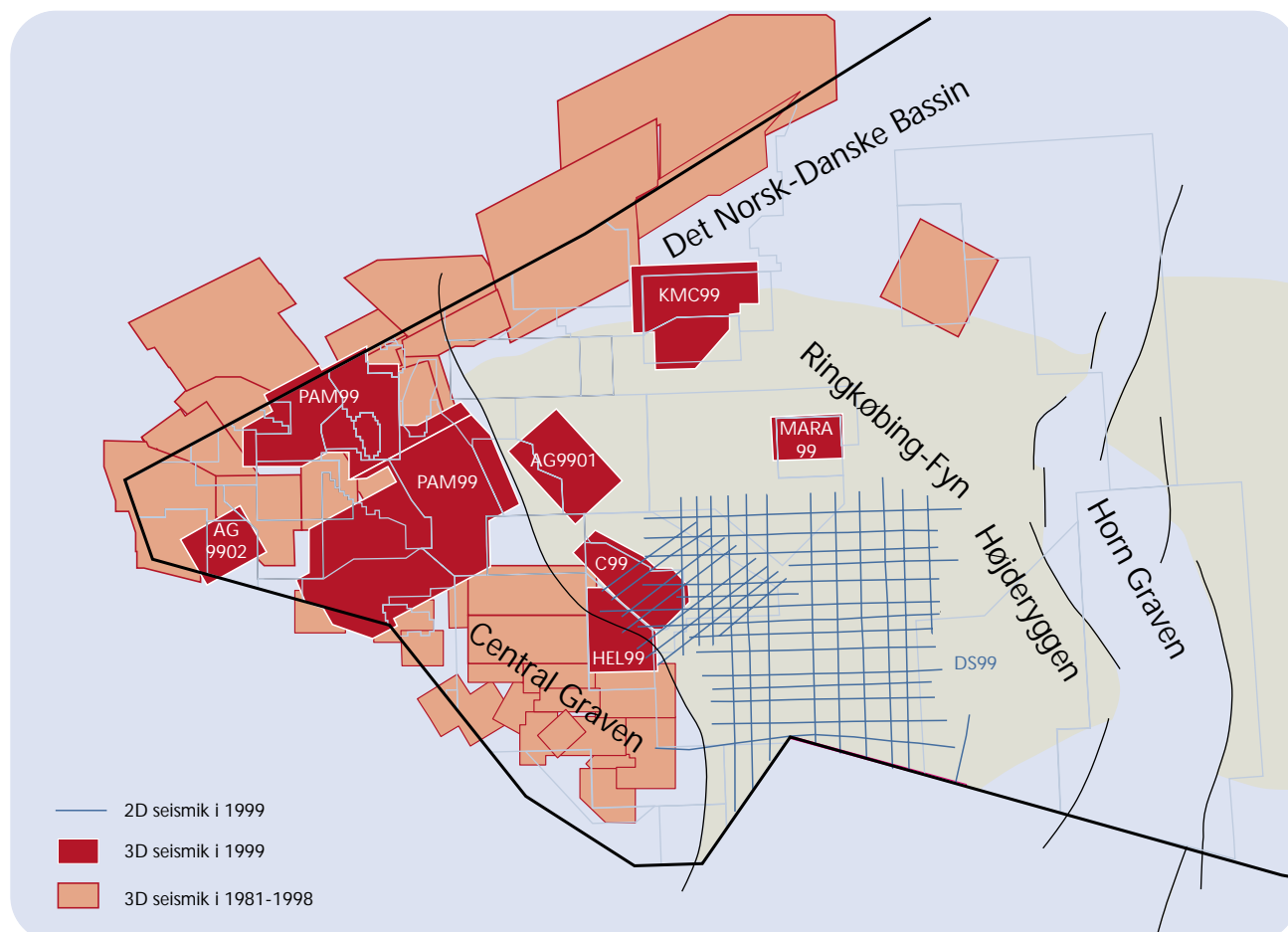
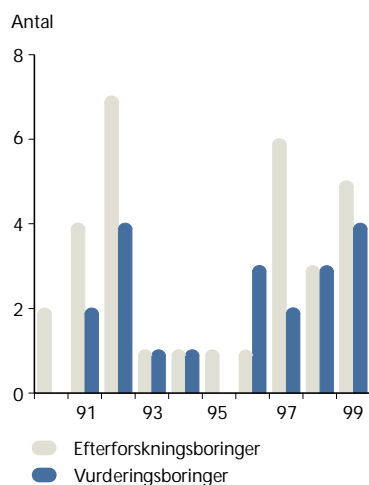




fig. 1.5 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Andre rettighedshavere indgik aftale med seismiske firmaer, som deltog i finansieringen af undersøgelserne mod at få ret til at sælge undersøgelsesresultaterne til andre interesserede olieselskaber.

Med de nye seismiske data er størstedelen af Central Graven nu undersøgt med 3D seismik, se figur 1.4.

Også på Ringkøbing-Fyn Højderyggen blev der gennemført omfattende 3D programmer. På højderyggen blev der endvidere foretaget en enkelt 2D seismisk undersøgelse.

På land blev der foretaget geokemiske undersøgelser af undergrunden ved Salling i Nordjylland. Undersøgelserne blev foretaget i et samarbejde mellem Corrit-Stiftung og Danmarks Tekniske Universitet. Prøver af jordbunden blev analyseret for spor af kulbrinter. Er der sådanne spor, kan det være tegn på, at undergrunden indeholder olie eller gas.

Bilag B indeholder yderligere oplysninger om forundersøgelserne i 1999.

### Boringer

Der blev i 1999 udført fem efterforskningsboringer samt fire kombinerede vurderings-/produktionsboringer i forbindelse med udbygning af felterne, se figur 1.5 og 1.6. Hovedparten af boringerne gav positive resultater.

Succesen med især efterforsknings- og vurderingsboringerne i Det Sammenhængende Område hænger sammen med, at man i langt højere grad end tidligere har været i stand til at kortlægge og opstille modeller for udbredelsen af de højporøse lag med kulbrinter i kalken.

#### *Nana-1X (5505/13-2), Halfdan-2X (5505/13-4) og Halfdan-3X (5505/13-6)*

Mærsk Olie og Gas udførte i begyndelsen af 1999 Nana-1X boringen nordvest for Dan feltet. Der blev gjort fund af olie, og i forbindelse med borearbejdet blev der boret horizontale sidespor for at vurdere udstrækningen af forekomsten.

Bevillingshaverne indsendte i juli 1999 en plan for udbygning af forekomsten, som samtidig blev omdøbt til Halfdan feltet. Som led i udbygningen af feltet blev der i slutningen af 1999 udført de første to ud af de i alt op til ni boringer, som feltet i første omgang skal udbygges med. De to boringer, Halfdan-2X og -3X, havde også til formål at indsamle yderligere oplysninger om udbredelsen af Halfdan feltet.

#### *Sif-1X (5505/13-3)*

Også i Sif-1X boringen blev der gjort fund. Boringen blev udført af Mærsk Olie og Gas på en position vest for Igor feltet og påviste tilstedeværelsen af gas i kalken. I forbindelse med borearbejdet blev der boret et horisontalt sidespor for nærmere at vurdere udstrækningen af gasforekomsten. Ved udgangen af 1999 indsendte Bevillingshaverne en plan for udbygning af Sif feltet.

#### *Igor G-2X (5505/13-5)*

Vurderingsboringen Igor G-2X blev boret godt 2½ km vest for G-1X boringen, som i 1968 førte til påvisning af Igor gasforekomsten i kalken. Boringen bekræftede modellen for gasforekomsten. Boringen blev udført af Mærsk Olie og Gas.

**Tyra E-9X (5504/12-9)**

Vurderingsboringen E-9X blev boret af Mærsk olie og Gas sydøst for Tyra feltet i det område, som betegnes Tyra Sydøst. Boringen påviste større oliemængder end forventet i kalken. Ved udgangen af 1999 indsendte Bevillingshaverne en plan for udbygning af forekomsten i Tyra Sydøst området.

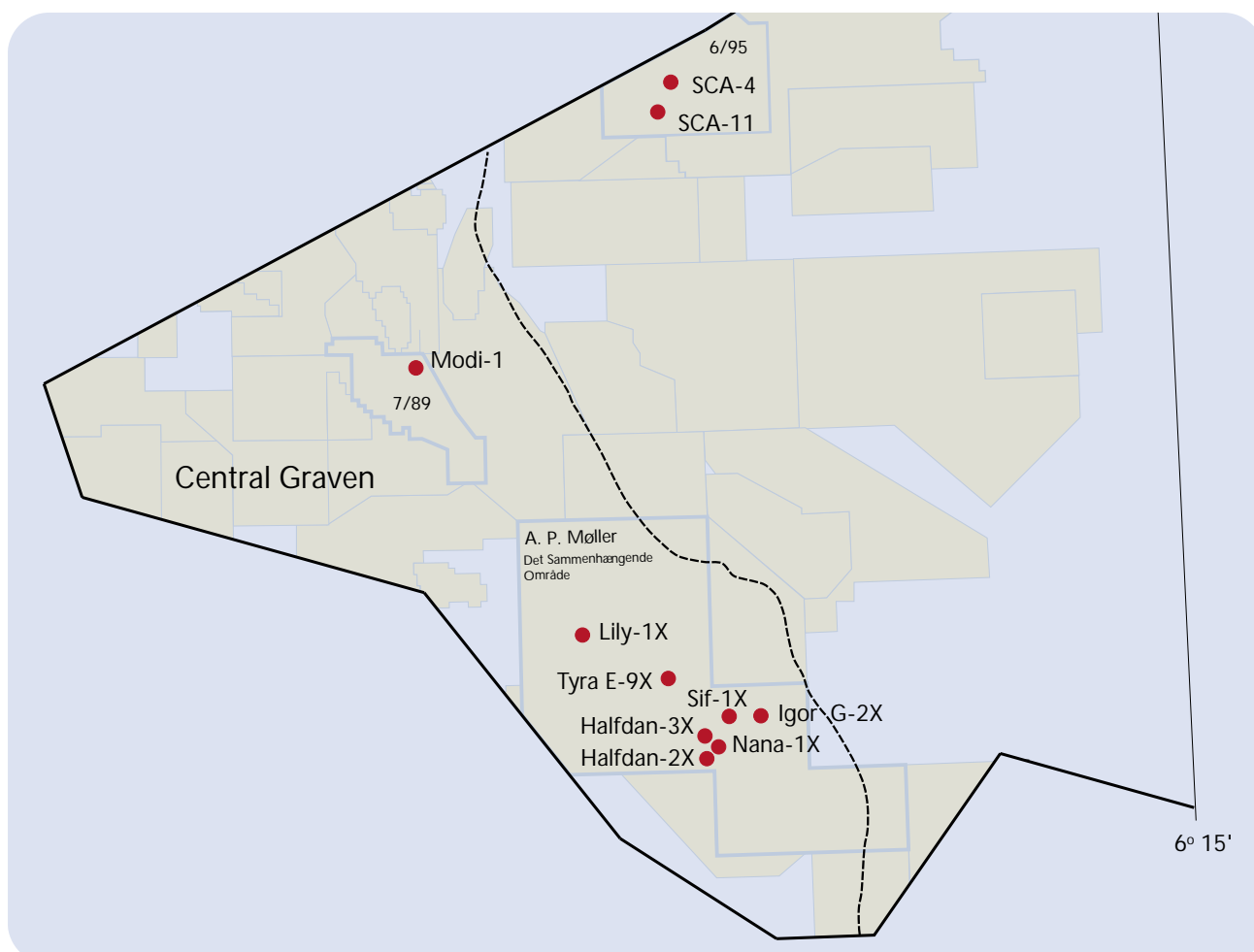
**SCA-4 (5604/20-3) og SCA-11 (5604/20-4)**

I Siri området udførte Statoil Efterforskning og Produktion A/S to borer med efterforskningsmål tæt på Siri feltet.

SCA-4 boringen blev boret horisontalt fra Siri produktionsplatformen for at undersøge en struktur nord for Siri feltet. Der blev konstateret olie i Siri Nord strukturen og gennemført en længevarende prøveproduktion via produktionsanlægget. Brønden er herefter konverteret til vand- og gasinjektion i den nordlige del af Siri feltet.

En anden boring, SCA-11, blev udført for at undersøge en mulig oliefælde øst for Siri. Der blev imidlertid ikke gjort fund af olie i boringen. Statoil borede i stedet et sidespor til boringen (SCA-11A), som blev drejet over til selve Siri feltet. Herved kunne boringen udnyttes som produktionsboring.

fig. 1.6 Boringer



**Modi-1 (5604/29-6)**

Efterforskningsboringen blev udført af Amerada Hess A/S i samarbejde med Danop for at undersøge et område på den østlige flanke af Syd Arne feltet, hvor seismiske data havde indikeret mulighed for supplerende indvindingsmål. Modi-1 blev boret til en dybde af 3198 meter under havets overflade og afsluttet i kalk af Maastrichtien alder. Modi-1 boringen fandt tydelige spor af olie. Den kommercielle betydning af oliesporene vurderes nu nærmere.

**Lily-1X(5504/11-4)**

I januar 2000 borede Mærsk Olie og Gas Lily-1X efterforskningsboringen på en position syd for Roar feltet. Boringen bekræftede imidlertid ikke forventningerne til kulbrintemætningerne i kalken.

**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 1999 er data fra de neden for nævnte efterforskningsboringer blevet offentligt tilgængelige:

<b>Boring</b>	<b>Boringsnr.</b>	<b>Operatør</b>
Stenlille-12	5511/15-12	DONG E & P A/S
Stenlille-13	5511/15-13	DONG E & P A/S
E-8X	5504/12-7	Mærsk Olie og Gas AS

En oversigt med alle danske efterforsknings- og vurderingsboringer kan findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

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

## 2. UDBYGNING OG PRODUKTION

Ud over en ny produktionsrekord bød 1999 på flere væsentlige ændringer på udbygnings- og produktionsområderne. I løbet af 1999 blev der indledt produktion af olie og gas fra tre nye felter – Siri, Syd Arne og Halfdan. To nye operatører startede i den forbindelse drift af olie og gasfelter i Danmark - Statoil Efterforskning og Produktion A/S på Siri feltet og Amerada Hess A/S på Syd Arne feltet. Produktionen fra Halfdan feltet foretages af Mærsk Olie og Gas AS, som nu producerer fra i alt 14 felter.

Figur 2.1 viser placeringen af de producerende felter. Endvidere vises felter, hvorfra der senere forventes at blive indledt produktion (kommercielle felter).

Der blev i 1999 færdiggjort 17 boringer på de producerende felter. Alle boringerne er udført med lange horisontale brøndspor i reservoirhorisonterne.

I december 1999 har A.P. Møller indsendt ansøgning om tilladelse til produktion fra nye felter i Det Sammenhængende Område. Der ønskes tilladelse til udbygning og produktion fra felterne Sif, Lola og Tyra Sydøst. Herudover er der ansøgt om yderligere udbygning af den sydlige flanke på Tyra feltet og yderligere

fig. 2.1 Danske olie- og gasfelter

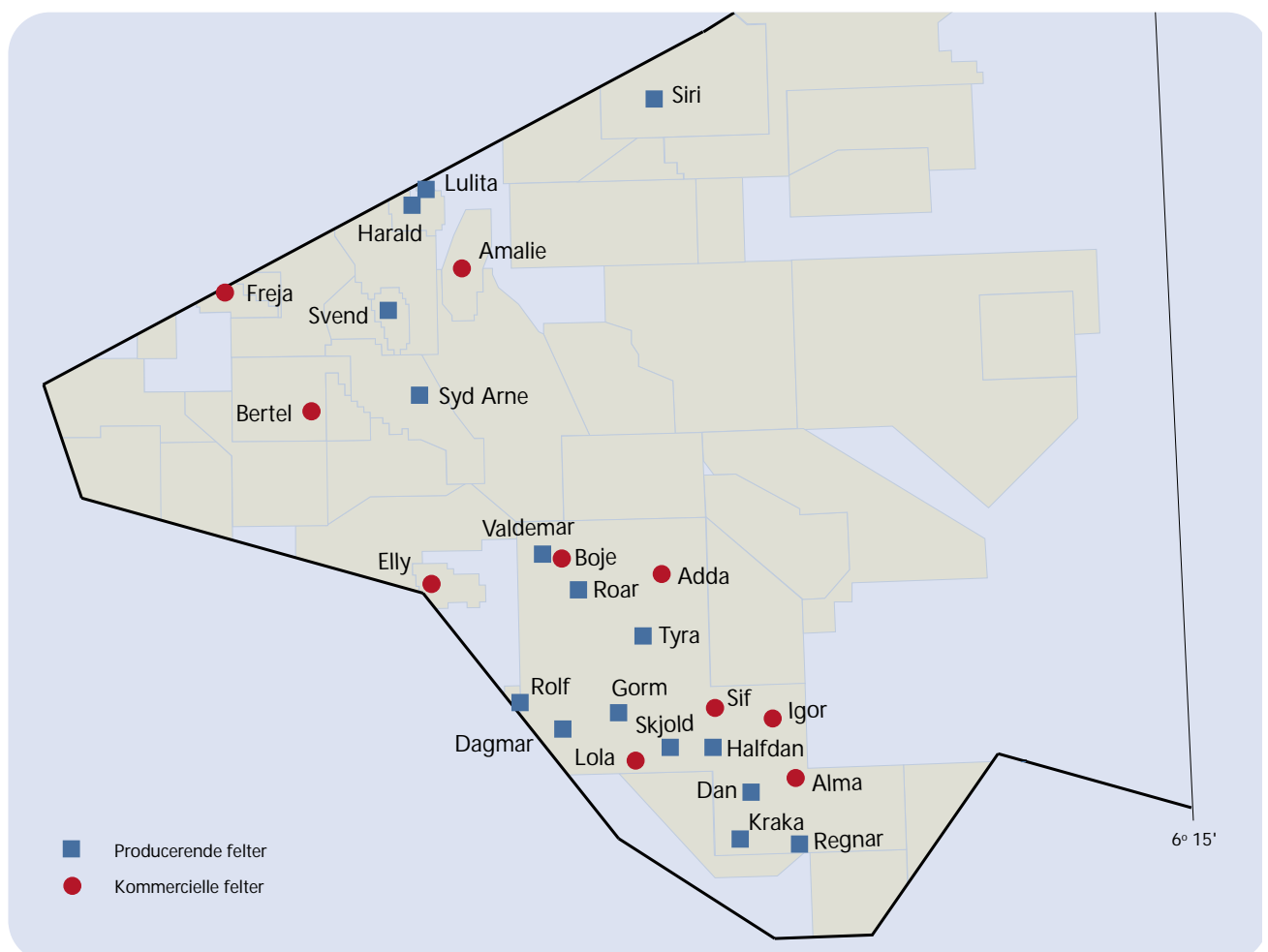
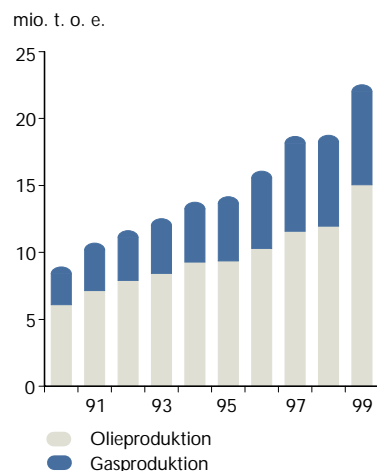


fig. 2.2 Produktion af olie og gas



udbygning af Valdemar feltet samt om tilladelse til at producere fra Boje strukturen, der ligger ved Valdemar feltet.

I forbindelse med produktion fra Syd Arne feltet er den nye gasrørledning fra Nordsøen til land taget i brug. Gasrørledningen udgår fra Syd Arne feltet og via en tilkobling til Harald feltet føres gassen til gasbehandlingsanlægget ved Nybro. Rørledningen ejes og drives af DONG Naturgas A/S.

Olie, der produceres fra Syd Arne og Siri felterne, lagres midlertidigt i tanke på havbunden ved felterne. Herfra lastes olie jævnlige over i tankskibe, som sejler olien til raffinaderier i Nordeuropa. Af de totale producerede oliemængder lastes ca. 25% direkte i tankskibe ved Syd Arne og Siri felterne. De øvrige ca. 75% af olieproduktionen ilandføres gennem olierørledningen fra Gorm feltet til land.

### NY PRODUKTIONSREKORD

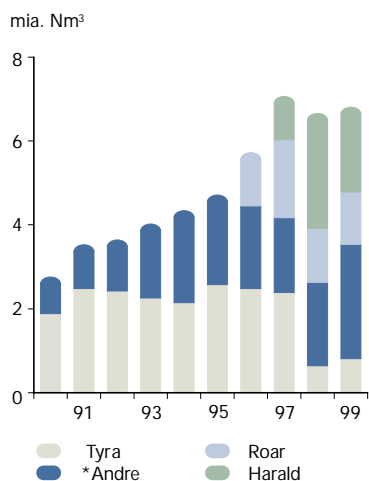
Den danske produktion af olie og gas har været stigende gennem de seneste mange år. Også i 1999 blev der produceret mere olie end i det foregående år. En fortsat udbygning af de eksisterende felter sammenholdt med produktionsstart på de to nye felter Siri og Syd Arne har gjort, at der i de sidste måneder af 1999 blev produceret mere olie end nogensinde før i Danmark.

Figur 2.2 viser udviklingen i den danske produktion af olie og gas i perioden 1990 til 1999. I bilag D findes en oversigt med tal for produktionen af olie og gas, siden den første olie i Danmark blev produceret på Dan feltet i 1972. Desuden findes en oversigt over den månedlige produktion af olie og kondensat fra de enkelte felter i 1999.

I alt blev der i 1999 produceret 17,36 mio. m<sup>3</sup> olie. Dette betyder, at produktionen af olie i 1999 blev 26% højere end i 1998.

Bruttogasproduktionen var i 1999 10,90 mia. Nm<sup>3</sup>, hvoraf 3,12 mia. Nm<sup>3</sup> blev pumpet tilbage i undergrunden på felterne. Nettogasproduktionen var derfor 7,78 mia. Nm<sup>3</sup> i 1999. Figur 2.3 viser udviklingen i naturgasleverancerne til DONG Naturgas A/S i perioden 1990 til 1999.

fig. 2.3 Leverancer af naturgas opdelt på felter



\* Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Kraka, Regnar, Valdemar, Svend, Lulita, Syd Arne og Halfdan

Der blev i 1999 leveret 6,77 mia. Nm<sup>3</sup> gas til DONG Naturgas A/S. Forskellen mellem den producerede nettogas og leveret naturgas (13% af nettogassen) blev enten udnyttet eller afbrændt på platformene. Afbrændingen sker udelukkende af tekniske og sikkerhedsmæssige grunde. Der er i 1999 afbrændt relativt store gasmængder uden nyttiggørelse. Det skyldes primært indkøring af nye produktionsanlæg på Siri og Syd Arne felterne. Se miljøafsnittet og figur 7.6.

### DE PRODUCERENDE FELTER

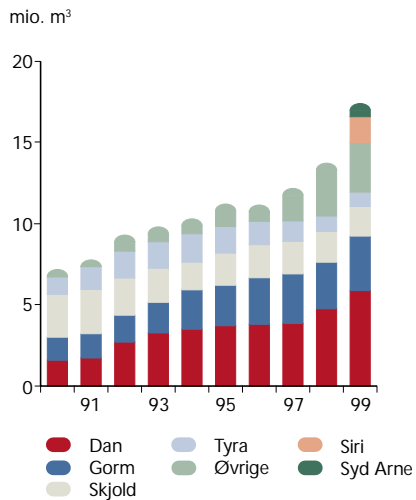
En skematisk oversigt over samtlige producerende felter findes i bilag E. I bilag C findes oplysninger om Halfdan feltet, som er under udbygning, samt en oversigt over kommende feltudbygninger. Figur 2.4 viser den feltvise fordeling af olieproduktionen.

De væsentligste aktiviteter i 1999 på de producerende felter er omtalt i det følgende.

#### Syd Arne feltet

Syd Arne feltet er en olieforekomst med forholdsvis højt gasindhold, som findes i

fig. 2.4 Feltvis fordeling af olieproduktionen



kalksten af Danien og Maastrichtien alder. Feltet er beliggende i den nordlige del af Central Graven. Amerada Hess A/S er operatør for feltet.

Platformen blev installeret i sommeren 1999, hvorefter produktion fra feltet blev indledt. Der er i 1999 produceret 0,75 mio. m<sup>3</sup> olie og 169 mio. Nm<sup>3</sup> gas fra feltet. Ydeevnen af de udførte boreriger har været større end forventet, hvilket har medført, at den samlede produktion i 1999 næsten har været i overensstemmelse med det forventede til trods for en senere produktionsstart end forudset.

Olien produceres i første omgang til en lagertank på havbunden. Herfra pumpes den over i tankskibe, som sejler olien til raffinaderier i Nordeuropa. Gassen transporteres til land i en rørledning, der ejes af DONG, som også har købt gassen fra feltet.

Produktionen sker indledningsvis fra 5 horisontale brønde, der blev boret med en flytbar jack-up boreplatform, inden produktionsplatformen blev installeret. Der er planer om at udføre flere produktionsbrønde. I foråret 2000 udføres der forsøg med injektion af vand i en ny boring. Forsøget udføres for at undersøge mulighederne for at forbedre indvindingen fra feltet ved hjælp af vandinjektion. Produktionsanlægget er bygget til dette.

#### Siri feltet

Siri feltet er en olieforekomst i sandsten af Paleocæn alder. Siri feltet ligger øst for Central Graven, hvor alle øvrige kommercielle olie- og gasforekomster er beliggende. Det er det eneste felt i Danmark, som producerer olie og gas fra sandlag af Paleocæn alder. Statoil Efterforskning og Produktion A/S er operatør for feltet.

Platformen blev installeret på feltet i efteråret 1998, og i marts 1999 blev produktionen indledt. Der produceres fra i alt 5 brønde. Der er i 1999 produceret 1,59 mio. m<sup>3</sup> olie og 83 mio. Nm<sup>3</sup> gas fra feltet. Olien lastes fra en lagertank på havbunden via en bøjle til et tankskib for videre transport til raffinaderier i Nord-europa. For at forbedre indvindingen pumpes den producerede gas tilbage i reservoiret sammen med vand i 2 brønde. Injektion af gas og vand i den samme brønd er en ny og næsten uprøvet metode. Der er i 1999 injiceret 59 mio. Nm<sup>3</sup> gas og 1,21 mio. m<sup>3</sup> vand.

#### Skjold feltet

Der er her færdiggjort 4 nye boreriger som led i en plan for videreudbygning af feltet, der blev godkendt af Energistyrelsen i foråret 1999. Tre af borerigerne er produktionbrønde, og én er injektionsbrønd for vand. Som følge af den samme udbygningsplan vil der i 2000 blive udført flere boreriger på Skjold feltet.

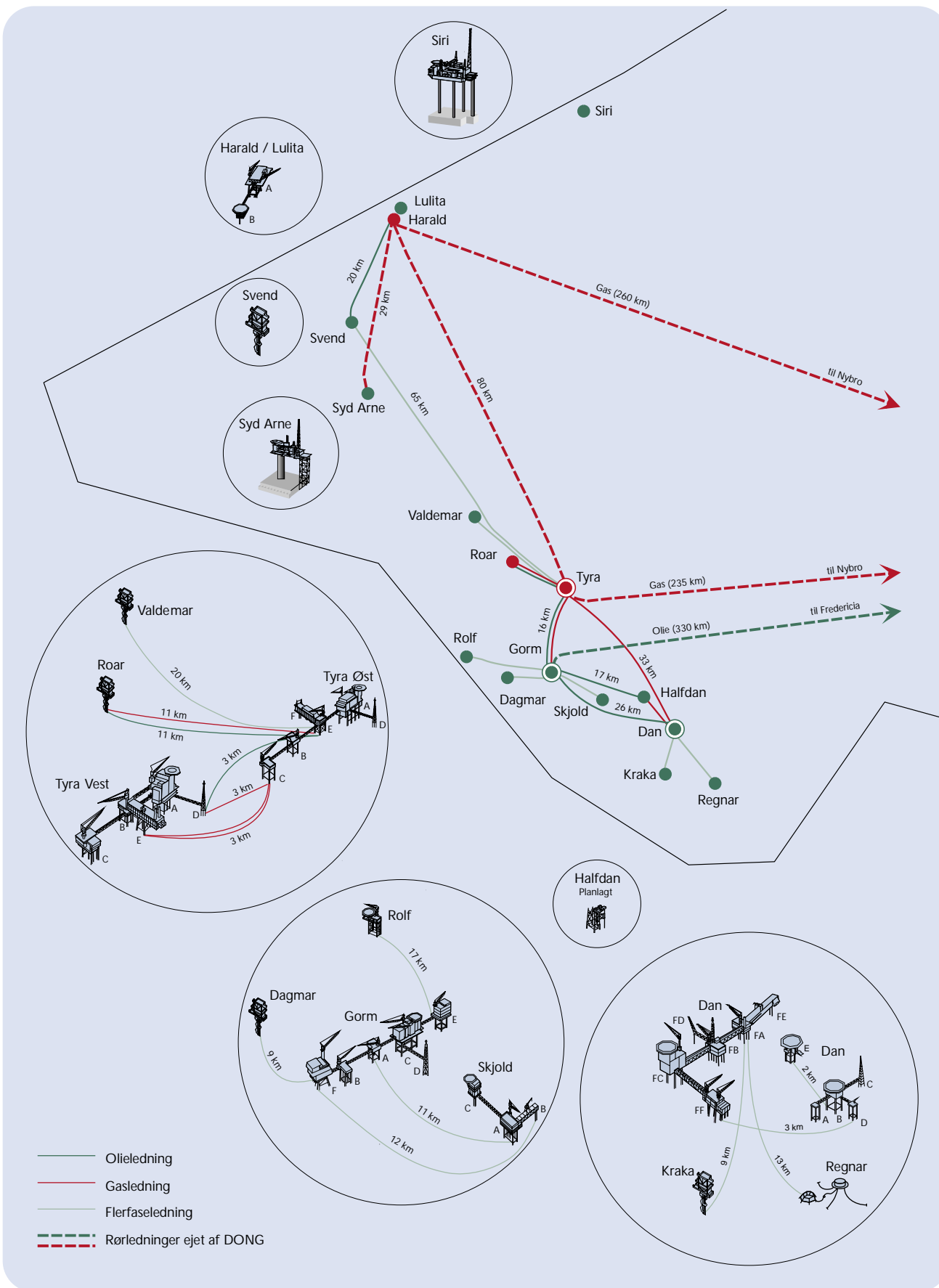
#### Dan feltet

På Dan feltet er der i 1999 færdiggjort 2 nye produktionsbrønde. Olieproduktionen var i 1999 20% højere end i 1998. Stigningen skyldes dels, at nye brønde er sat i produktion, herunder produktion fra det nordvestlige flankeområde, dels at vandinjektionen på feltet er medvirkende til at opretholde olieproduktionen fra ældre brønde. Vandproduktionen er også øget, så vandandelen af den samlede væskeproduktion nu er 42%.

#### Svend feltet

Der blev i 1999 udført en ny produktionsboring på Svend feltet. Resultaterne fra

fig. 2.5 Produktionsanlæg i Nordsøen 1999





brønden er noget skuffende, og olieproduktionen fra dette felt faldt i 1999 med 17% i forhold til 1998. Vandproduktionen er mere end fordoblet i 1999 i forhold til 1998.

#### **Gorm feltet**

Der er foretaget en konvertering af en tidligere vandinjektionsbrønd, så der nu produceres olie fra brønden. Dette samt en restimulering af flere brønde har sammenholdt med fortsat vandinjektion medført en stigning i olieproduktionen fra Gorm feltet i 1999 med 18% i forhold til 1998.

#### **Halfdan feltet**

I efteråret 1998 udførte Mærsk Olie og Gas AS en meget lang vandret boring (MFF-19) fra Dan feltet i nordvestlig retning. Boringen blev ført ud i lag, hvor den eksisterende brøndkontrol med de olieholdige lag ophører. Efter de positive resultater fra denne boring, blev der i sommeren 1999 udført en efterforskningsboring, Nana-1X, som bekræftede, at der var olie og gas i Nana strukturen. Desuden har boringen Skjold-23, som er boret fra Skjold feltet, påvist kulbrinter i strukturens vestlige del. Efterfølgende har Energistyrelsen i efteråret 1999 godkendt en udbygningsplan for feltet. I denne forbindelse har Mærsk Olie og Gas AS valgt at kalde feltet Halfdan. Produktion fra feltet er indledt gennem MFF-19 boringen fra Dan feltet samt boringen Skjold-23 fra Skjold feltet. Se bilag C.

Olien i Halfdan feltet findes i porøse kalklag i lighed med de nærliggende Dan og Skjold felter. De olieholdige lag på Halfdan feltet danner dog ikke en "bule" som på Dan og Skjold felterne.

Fra den kommende platformlokalitet bores der i 1999/2000 produktionsboringer på Halfdan feltet. Produktion fra nye boringer blev indledt i marts 2000.

I første omgang produceres der gennem midlertidigt udstyr placeret på boreplatformen *Mærsk Endeavour*. Olie og gas ledes gennem en rørledning til Dan feltet for behandling. Senere i 2000 vil der blive installeret en firebenet produktionsplatform på lokaliteten. Gennem nye rørledninger vil olien blive transporteret til Gorm feltet og gassen til Dan feltet. Desuden vil der gennem en rørledning fra Dan kunne importeres vand til injektion på Halfdan feltet. Den godkendte udbygningsplan omfatter op til 9 boringer. Det er forventningen, at feltet vil blive videre udbygget på et senere tidspunkt.

#### **NYE UDBYGNINGSPLANER**

Som nævnt i indledningen i dette kapitel har Energistyrelsen i december 1999 modtaget ansøgninger om tilladelse til produktion fra nye felter i Det Sammenhængende Område.

Sif feltet, der er et af disse nye felter, er beliggende umiddelbart vest for Igor feltet. I efterforskningsboringen Sif-1X (se afsnittet om efterforskning) blev der fundet gas i porøse kalklag.

Lola feltet, der også er et nyt felt, er beliggende vest for Skjold feltet og består af en ansamling olie og gas i porøse kalklag. Her er der desuden påvist kulbrinter i lag af Mellem Jura alder.

Endelig er Tyra Sydøst feltet, som er den sydøstlige flanke af Tyra feltet, et nyt felt. Der er tidligere godkendt en plan for indvinding fra dette område. Nye oplysninger fra boringen E-9X (se afsnittet om efterforskning) har medført en ny opfattelse af området, og på denne baggrund er der indsendt en ny udbygningsplan.

#### **NATURGASLAGRE**

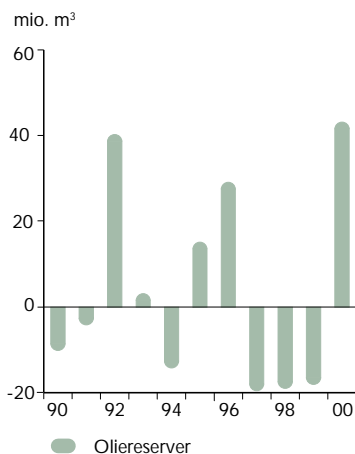
DONG Naturgas A/S råder over to lagre for naturgas, ét ved Lille Torup ved Viborg og ét ved Stenlille på Vestsjælland.

Ved årsskiftet 1999/2000 var der et samlet arbejdslagervolumen på ca. 810 mio. Nm<sup>3</sup> fordelt med 410 mio. Nm<sup>3</sup> i Lille Torup og 400 mio. Nm<sup>3</sup> i Stenlille.

På lageranlægget ved Stenlille er DONG Naturgas A/S ved at etablere et ekstra behandlingsanlæg for naturgas. Anlægget vil være klar til brug ultimo 2000.

### 3. RESERVER

fig. 3.1 Ændring af oliereserver



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

Energistyrelsens opgørelse pr. 1. januar 2000 viser en stigning i olie- og gasreserverne på henholdsvis 22% og 15% i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 1999. Opskrivningen af reserverne skyldes blandt andet de nye felter Halfdan og Sif. Endvidere er reserverne på adskillige felter blevet revurderet. Dette har bl.a. medført forøgelse i kategorien *mulig indvinding*.

Oliereserverne er opgjort til 238 mio. m<sup>3</sup>. Den samlede forventede indvinding af olie er i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med 60 mio. m<sup>3</sup>. Produktionen i 1999, der var rekordstor, udgjorde 17,4 mio. m<sup>3</sup>, hvorfor stigningen i oliereserverne i alt er på 43 mio. m<sup>3</sup>.

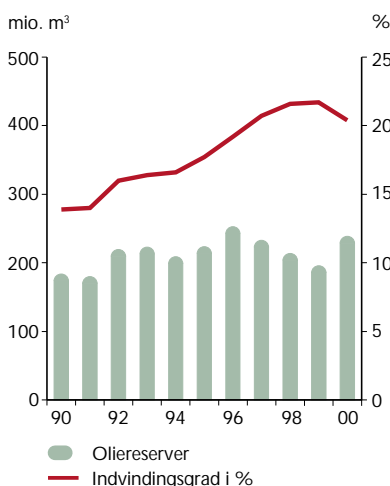
#### Største opskrivning af oliereserverne i 15 år

Opskrivningen af indvindingen på 60 mio. m<sup>3</sup> olie er den største, der nogensinde er foretaget af Energistyrelsen. På grund af den store olieproduktion i 1999 bliver opskrivningen af reserverne dog ikke rekordstor. Stigningen i oliereserverne på 43 mio. m<sup>3</sup> er imidlertid den største siden 1985, hvor stigningen var på 46 mio. m<sup>3</sup>.

Ændringen af oliereserverne for de seneste 10 år er vist på figur 3.1. Der er betydelige opskrivninger for årene 1992, 1996 og selvfølgelig 2000. Ændringen i 1992 skyldes hovedsagelig forventning om yderligere udbygning af felterne med såvel vandrette brønde som vandinjektion. Baggrunden for ændringen i 1996 var især forventning om udbygning af fund gjort frem til årsskiftet 1995/96.

Oliereserverne har i de seneste 10 år været opgjort til omkring 200 mio. m<sup>3</sup> og har altså været nogenlunde konstante, se figur 3.2. Forventningerne til indvindingen er således i gennemsnit forøget med samme størrelse som produktionen, selv om produktionen i samme periode er mere end fordoblet. At indvindingen er øget, skyldes hovedsagelig yderligere udbygning af felterne med både vandrette brønde og vandinjektion samt nye fund.

fig. 3.2 Oliereserver og indvindingsgrad



Den samlede indvindingsgrad, som er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder, er faldet fra 22% til 20% i forhold til sidste års opgørelse. Se figur 3.2. Dette skyldes hovedsagelig, at de tilstedeværende mængder er revurderet og opskrevet på adskillige felter, eksempelvis Dan, Kraka og Tyra.

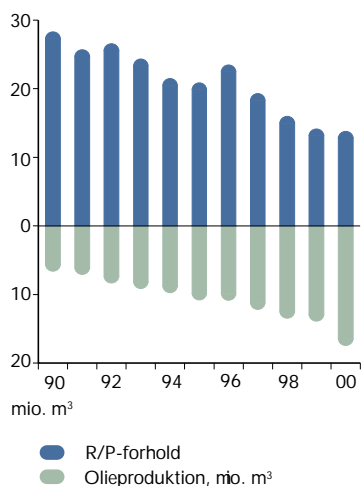
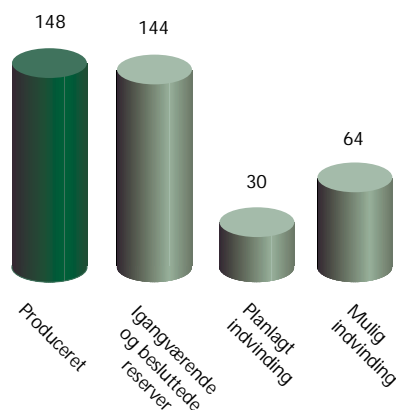
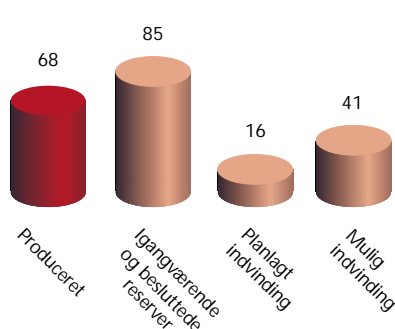
Set i et større tidsperspektiv er indvindingsgraden i løbet af de seneste 10 år steget fra 14% til 20%, altså en stigning på ca. 50% som følge af yderligere udbygning af felterne med vandrette brønde og vandinjektion.

#### R/P-forhold og produktion

Oliereserverne kan sættes i et tidsmæssigt perspektiv ved at beregne forholdet mellem reserven og det forrige års produktion. Herved fås det såkaldte *R(reserve)/P(produktion)*-forhold, som er et mål for, hvor mange år olieproduktionen beregningsmæssigt kan opretholdes på det pågældende niveau.

R/P-forholdet er 14 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse, hvilket betyder, at en olieproduktion på 1999-niveau beregningsmæssigt ville kunne opretholdes i de næste 14 år.

fig. 3.3 R/P-forhold og olieproduktion

fig. 3.4 Olieindvinding, mio. m<sup>3</sup>fig. 3.5 Gasindvinding, mia. Nm<sup>3</sup>

Størrelsen af R/P-forholdet er i de seneste 10 år faldet fra 28 til 14. Det faldende R/P-forhold skyldes hovedsagelig den stigende produktion, idet produktionen som nævnt er mere end fordoblet på 10 år, se figur 3.3.

Hvis vurderingen af reserverne ikke var ændret siden 1990, ville det betyde, at reserverne i 2000 var blevet reduceret til 64 mio. m<sup>3</sup> på grund af produktionen. R/P-forholdet for disse reserver ville svare til, at en produktion på 1999-niveau kun kunne opretholdes i 4 år.

R/P-forholdet anvendes ofte, fordi det giver et sammenligneligt mål for, hvor langt reserverne rækker. Det kan imidlertid ikke erstatte en egentlig prognose, især ikke hvis der forventes store variationer i den fremtidige produktion. Se også afsnittet om 20 års prognosen og figur 3.7.

### RESERVEOPGØRELSE

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

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.

En beskrivelse af den systematik, som Energistyrelsen anvender ved udarbejdelse af reserveopgørelsen og produktionsprognoserne, er anført i bilag H.

Tabel 3.1 viser Energistylens opgørelse over reserver for olie og kondensat samt gas fordelt på felter og kategorier.

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

Det fremgår af figur 3.4, at de forventede oliereserver udgør mellem 174 og 238 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.

Det er første gang, at den producerede mængde overstiger igangværende og besluttede reserver.

På tilsvarende måde illustrerer figur 3.5, at de forventede gasreserver udgør mellem 101 og 142 mia. 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, som kan markedsføres som naturgas, idet differencen udgøres af et fradrag på skønsmæssigt 10-15%, som forbruges eller afbrændes på platformene i forbindelse med produktionen.

I forhold til Energistylens reserveopgørelse i januar 1999 er der foretaget en række ændringer. Revisionerne skyldes nye fund, yderligere produktionserfaringer samt nye modeller af felterne som følge af forbedret kendskab.

tabel 3.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 2000

OLIE, mio. m <sup>3</sup>					GAS, mia. Nm <sup>3</sup>				
Endelig indvinding					Endelig indvinding				
	Produceret	Reserver			Produceret	Reserver			
		Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj	
<b>Igangværende og besluttet indvinding:</b>					<b>Igangværende og besluttet indvinding:</b>				
Dan	44	32	61	92	Dan	15	4	9	15
Kraka	3	1	3	6	Kraka	1	0	1	2
Regnar	1	0	0	0	Regnar	0	0	0	0
Halfdan	0	8	12	17	Halfdan	0	2	2	3
Alma	-	0	1	1	Alma	-	1	1	2
Gorm	37	7	14	22	Gorm	5	1	2	3
Skjold	29	7	13	20	Skjold	3	1	1	2
Rolf	4	0	1	2	Rolf	0	0	0	0
Dagmar	1	0	0	0	Dagmar	0	0	0	0
Tyra	18	5	9	13	Tyra	30	27	30	34
Valdemar	1	0	1	1	Valdemar	0	0	1	1
Roar	1	1	2	3	Roar	6	5	8	12
Svend	3	1	1	2	Svend	0	0	0	0
Elly	-	0	1	1	Elly	-	2	5	7
Igor	-	0	0	0	Igor	-	1	2	3
Adda	-	1	1	1	Adda	-	0	0	1
Harald	4	3	4	6	Harald	7	13	17	21
Lulita	0	0	1	1	Lulita	0	0	1	1
Siri	2	3	7	10	Siri	-	-	-	-
Syd Arne	1	7	14	27	Syd Arne	0	3	5	11
<b>Sub total</b>	<b>148</b>	<b>144</b>			<b>Sub total</b>	<b>68</b>	<b>85</b>		
<b>Planlagt indvinding:</b>					<b>Planlagt indvinding:</b>				
Tyra	-	2	3	4	Tyra	-	3	4	6
Valdemar	-	1	1	1	Valdemar	-	1	1	3
Syd Arne	-	*	19	*	Syd Arne	-	*	2	*
Lola	-	0	1	1	Lola	-	0	0	0
Boje	-	0	0	1	Boje	-	0	0	0
Sif	-	0	1	2	Sif	-	2	4	7
Freja	-	1	2	3	Freja	-	0	0	0
Amalie	-	1	2	3	Amalie	-	1	3	5
Bertel	-	1	1	2	Bertel	-	0	0	0
<b>Sub total</b>		<b>30</b>			<b>Sub total</b>		<b>16</b>		
<b>Mulig indvinding:</b>					<b>Mulig indvinding:</b>				
Prod. felter	-	30	50	71	Prod. felter	-	12	20	30
Øvr. felter	-	3	7	11	Øvr. felter	-	6	13	21
Fund	-	3	7	17	Fund	-	2	9	17
<b>Sub Total</b>		<b>64</b>			<b>Sub total</b>		<b>41</b>		
<b>Total</b>	<b>148</b>	<b>238</b>			<b>Total</b>	<b>68</b>	<b>142</b>		
Januar 1999	131	195			Januar 1999	60	123		

\* ikke beregnet

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

### **Igangværende og besluttet indvinding**

På Dan feltet er reserverne opskrevet på grund af udførelse af yderligere brønde på feltets nordvestlige flanke.

Halfdan feltet er medregnet under kategorien *igangværende og besluttet indvinding*, da en plan for udbygning af feltet blev godkendt i efteråret 1999.

Reserverne for Gorm feltet er opskrevet på grund af gunstige produktionserfaringer.

På grund af en revurdering af de tilstedeværende mængder er olie- og kondensatreserverne på Tyra feltet opskrevet, mens gasreserverne er nedskrevet. Op- og nedskrivningen skal ses i sammenhæng med, at der i sidste års opgørelse var medregnet et bidrag for udbygning af den del af Tyra feltet, som benævnes Tyra Sydøst. Dette bidrag er i dette års opgørelse medtaget under kategorien *planlagt indvinding*, idet der er fremsendt en revideret plan for udbygning af denne del af feltet.

På Svend feltet er reserverne revurderet på grund af produktionserfaringer.

### **Planlagt indvinding**

I slutningen af 1999 er der indsendt udbygningsplaner for felterne Lola, Boje og Sif samt planer for videreudbygning af felterne Tyra og Valdemar.

Syd Arne forventes udbygget med vandinjektion, og reserverne for feltet i denne kategori omfatter yderligere udbygning med vandinjektion. En plan for etablering af vandinjektion forventes indsendt til efteråret.

### **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 felterne Kraka, Halfdan, Tyra, Valdemar, Igor og Sif. Endelig er der medtaget en række fund, som er under vurdering. Kategorien indeholder endvidere fund, som med dagens teknologi og priser vurderes at være ikke-kommercielle.

Den samlede mængde af olie, der kan indvindes under anvendelse af kendt teknologi, svarer kun til ca. 20% af de påviste tilstedeværende mængder på dansk område.

På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes opnået en gennemsnitlig indvinding på 34% 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

tabel 3.2 Olieproduktion, mio. m<sup>3</sup>

	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Igangværende og besluttet:</b>					
Dan	6,3	6,0	5,2	4,6	4,2
Kraka	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Halfdan	1,2	2,6	1,6	1,2	0,9
Alma	-	-	-	0,1	0,1
Gorm	2,8	2,3	1,4	1,0	0,8
Skjold	2,1	1,7	1,5	1,3	1,1
Rolf	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tyra	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0
Valdemar	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Roar	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1
Svend	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1
Elly	-	-	0,0	0,2	0,2
Igor	-	-	0,0	0,0	0,0
Adda	-	-	-	0,5	0,1
Harald	1,0	0,8	0,6	0,5	0,3
Lulita	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Siri	2,5	1,8	1,1	0,6	0,4
Syd Arne	3,2	2,5	1,9	1,4	1,2
<b>I alt</b>	<b>21,7</b>	<b>19,7</b>	<b>15,2</b>	<b>13,2</b>	<b>10,8</b>
<b>Planlagt</b>	<b>0,0</b>	<b>0,8</b>	<b>2,1</b>	<b>3,0</b>	<b>3,4</b>
<b>Forventet</b>	<b>21,7</b>	<b>20,5</b>	<b>17,3</b>	<b>16,2</b>	<b>14,2</b>

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

## PRODUKTIONSPROGNOSE

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

Den foreliggende 5 års prognose viser Energistyrelsens forventninger til produktionen frem til år 2004. Endvidere er Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år beskrevet.

### 5 års prognose

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

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

Som det fremgår af tabel 3.2, forventes olieproduktionen i 2000 at blive 21,7 mio. m<sup>3</sup> svarende til 373.000 tønder/dag. Herefter forventes produktionen at falde.

I prognosen forudsættes, at olien kan produceres uden kapacitets- eller transportmæssige begrænsninger. Kapaciteten af DONG Olierør A/S olierørsinstallationer vurderes til 270.000 tønder/dag.

Produktionen fra Siri og Syd Arne bliver bøjelastet, men alligevel overstiger transportkapacitetsreservationerne for de resterende felter olierørledningens kapacitet i en periode, og en udvidelse af kapaciteten er derfor iværksat.

I forhold til prognosen, der blev bragt i Energistyrelsens årsrapport om olie- og gasproduktionen i 1998, er den forventede produktion opskrevet med i gennemsnit 33% i prognoseperioden. Opskrivningen skyldes hovedsagelig, at produktionsforventningerne til Halfdan feltet er medregnet i prognosen samt at udbygning med vandinjektion for Syd Arne feltet er inkluderet under kategorien planlagt indvinding. Desuden er produktionsforventningerne for adskillige felter øget. Efterfølgende kommenteres ændringerne i prognosen.

For Dan og Tyra felterne er forventningerne til produktionen opskrevet på grund af boring af yderligere brønde og revurdering af produktionspotentialet.

Den forventede produktion fra Gorm og Svend feltet er revurderet som følge af produktionserfaringer.

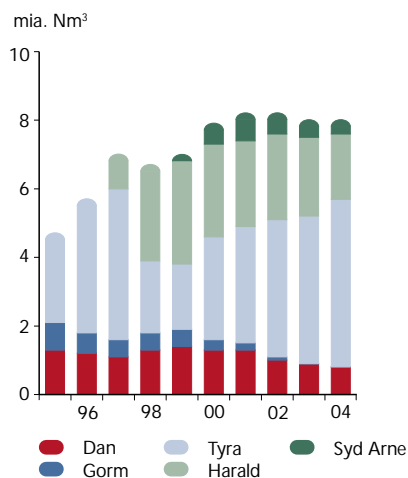
Forventningen til produktionen fra Lulita er opskrevet på grund af produktionserfaringer samt udbygning med vandbehandlingsfaciliteter.

For Siri og Syd Arne er forventningerne til produktionen opskrevet på grund af større brøndproduktivitet end oprindeligt forventet.

Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til årsrapporten for 1998.



fig. 3.6 Produktion af naturgas fordelt på behandlingscentre



Kategorien planlagt indvinding omfatter videreudbygning af felterne Tyra, Valdemar og Syd Arne samt fremtidig udbygning af Lola, Boje, Sif, Freja og Bertel.

Forventningen til produktion af naturgas er vist på figur 3.6 fordelt på behandlingscentre.

### 20 års prognose

20 års prognosen er baseret på 5 års prognosens systematik og er således udarbejdet på grundlag af reserveopgørelsen. I modsætning til 5 års prognosen medregnes produktion under kategorien mulig indvinding.

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

Figur 3.7 angiver to forløb for olieproduktionen. Det planlagte forløb svarer til en forlængelse af forløbet, som er angivet i tabel 3.2, 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, at der er et yderligere potentiale for indvinding ved anvendelse af vandinjektion i adskillige felter, og at der er et yderligere potentiale for indvinding fra Kraka, Halfdan, Tyra, Valdemar, Igor og Sif.

Det fremgår af figur 3.7, at olieproduktionen svarende til det planlagte forløb når et maksimum i 2000 på ca. 22 mio. m<sup>3</sup>, hvorefter produktionen forventes at falde. For det mulige forløb forventes en næsten konstant produktion på omkring 22 mio. m<sup>3</sup> til og med 2003, hvorefter produktionen forventes at falde.

Hvis forudsætningerne for prognoserne opfyldes, og hvis der ikke gøres nye fund, vil henholdsvis 50% og 75% af de danske oliereserver være produceret om 5 og ca. 10 år.

fig. 3.7 Prognose for olieproduktion

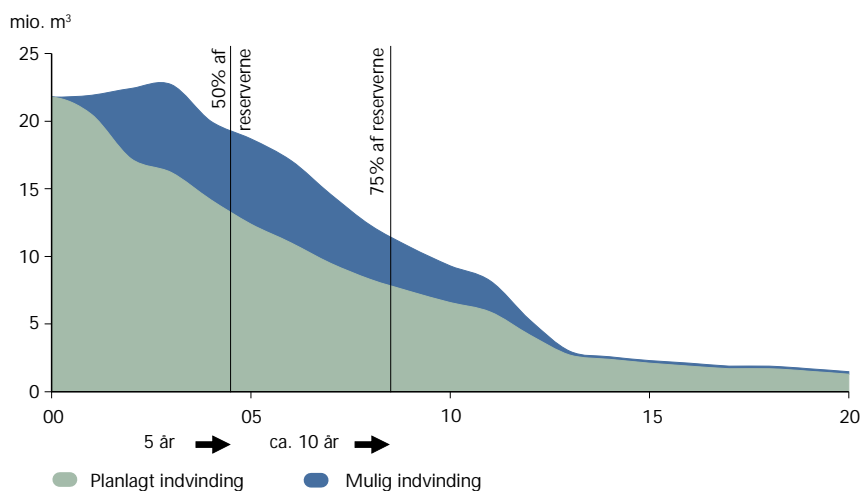
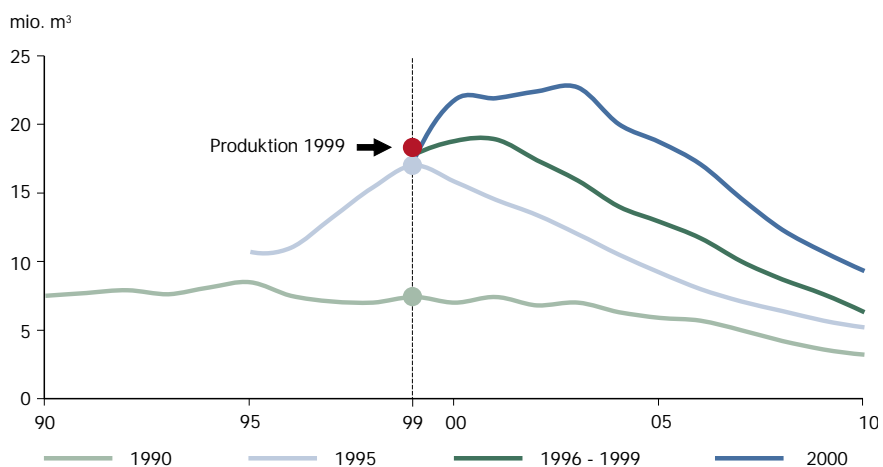


fig. 3.8 Prognoser for perioden 1990-2000



### Tidligere prognoser

Energistyrelsen har siden 1989 årligt udarbejdet en 20 års prognose for den danske olieproduktion.

For at give en status for hvor godt eller dårligt prognoserne kom til at passe, er nogle af de tidligere skøn for produktionen i 1999 vist på figur 3.8. Eksempelvis blev 1999-produktionen skønnet til 7,4 mio. m<sup>3</sup> i 1990. Produktionen i 1999 var på 17,4 mio. m<sup>3</sup>. Altså blev der for 10 år siden estimeret en produktion for 1999, som var under det halve af den faktiske produktion.

Skønnene for perioden 1991 til 1994 nærmer sig den faktiske værdi, og det ses, at produktionsskønnet fra 1995 næsten svarer til den faktiske værdi.

Prognoserne, som var grundlaget for skønnene for 1999-produktionen, er også vist på figur 3.8.

For prognoserne fra perioden 1990 til 1995 var der stigende forventninger til produktionen, som hovedsagelig skyldes yderligere udbygning af felterne med såvel vandrette brønde som vandinjektion. Fra 1995 til 1996 er baggrunden for ændringen derimod især forventninger om udbygning af fund gjort frem til årsskiftet 1995/96.

For perioden 1996 til og med 1999 er prognoserne næsten ens. Forløbet af prognoserne er karakteriseret ved, at produktionen nåede et maksimum på ca. 19 mio. m<sup>3</sup> omkring 2000, hvorefter produktionen forventedes at falde.

Styrelsens nyeste prognose er ændret markant i forhold til tidligere, idet der forventes en næsten konstant produktion på omkring 22 mio. m<sup>3</sup> til og med 2003, hvorefter produktionen forventes at falde. De øgede produktionsforventninger skyldes hovedsagelig potentialet i Halfdan feltet.

Selv om prognosen dækker en periode på 20 år, er det kun muligt at forudse udviklingen få år frem. Eksempelvis blev Halfdan feltet fundet i begyndelsen af 1999, og allerede 1 år efter er feltet 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 muligvis opbremses 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 begyndte i 1984, er leverancerne af naturgas fra A. P. Møllers eneretsbevilling sket i henhold til gassalgskontrakter indgået mellem DUC og DONG Naturgas A/S. Det nuværende aftalekompleks 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 om køb af gassen fra Syd Arne feltet mellem Amerada Hess-gruppen og DONG Naturgas A/S, og i 1998 blev der indgået kontrakt mellem Statoil-gruppen og DONG Naturgas A/S om leverance af Statoil-gruppens andel af gassen fra Lulita 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 ca. 5,5 mia. Nm<sup>3</sup> i det planlagte forløb fra Syd Arne.

## 4. FORSKNING

Det statslige engagement i forskning inden for olie- og naturgasområdet er begrundet i et ønske om at bevare en høj grad af selvforsyning med olie og naturgas længst muligt på en miljømæssig forsvarlig måde.

For at fremme målopfyldelsen udføres der en koordineret forskningsindsats mellem myndigheder, offentlige og private virksomheder, selskaber og institutioner.

Den offentligt støttede forskning inden for olie- og naturgasområdet sker gennem energiforskningsprogrammet (EFP) samt i regi af EU og Nordisk Råd. Derudover forskes der indenfor det fælles norsk/danske kalkforskningsprogram, finansieret af norske og danske olieselskaber, med de danske og norske energimyndigheder som deltagere.

### ENERGIFORSKNINGSPROGRAMMET EFP

EFP støtter forskning og udvikling på energiområdet. Programmet administreres af Energistyrelsen. Det overordnede kriterium for tilskud er projekternes samfundsmæssige betydning og relevans for realisering af de energipolitiske mål.

Området olie og naturgas udgør ét ud af seks indsatsområder under EFP. Indenfor olie og naturgas støttes forskning i efterforskning, indvinding, udstyr og anlæg samt særlige nordatlantiske olie- og gasproblemer. Ved tildelingen af støtte er der lagt vægt på en hensigtsmæssig sammenhæng med anden igangsat forskning, nationalt såvel som internationalt, samt med tidligere udført forskning indenfor området. Det er også vigtigt, at der er tale om projekter med nyhedsværdi.

Virksomheder, universiteter og forskningsinstitutioner bidrager med finansiering, så der årligt igangsættes energiforskning for cirka dobbelt så meget som EFP støttemidlerne.

Oplysninger om forskningsprogrammet kan indhentes i Energistyrelsen og på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

### ENERGIFORSKNINGSPROGRAM 2000 (EFP-2000)

I 1999 blev der udarbejdet en ny handlingsplan, *Forskning og udvikling på olie- og naturgasområdet, 2000-2004*. Denne handlingsplan samt *Indkaldelse af projektforslag til Energiforskningsprogram 2000* har været lagt til grund for vurderingen af ansøgninger til EFP-2000, der blev behandlet i 1999. For yderligere oplysninger se internetadressen [www.ens.dk/forskning/EFP/2000/ANS/index.htm](http://www.ens.dk/forskning/EFP/2000/ANS/index.htm).

Der blev indenfor olie- og naturgasområdet ansøgt om støtte for i alt 68 mio. kr. fordelt på 29 projekter. Det totale budget for disse projekter var 108 mio. kr. Resultatet af prioriteringen mellem de mange ansøgninger blev støtte på i alt 13,5 mio. kr. til ni energiprojekter. Der udføres ved disse projekter, inklusive selvfinansiering fra de udøvende institutioner samt øvrigt industrielt bidrag, forskning for et samlet budget på 28,0 mio. kr. Projekterne fremgår af bilag G, og deres forskningsmæssige indhold er beskrevet nedenfor. De anførte numre henviser til numrene i bilag G. Der er tale om tre projekter under efterforskning, tre under indvinding og tre under udstyr og anlæg. Der blev ikke givet støtte til projekter, der omhandler arktiske forhold. Fordelingen af støtte på de tre områder fremgår af figur 4.1.

fig. 4.1 EFP-2000 projektstøtte fordelt på faglige områder

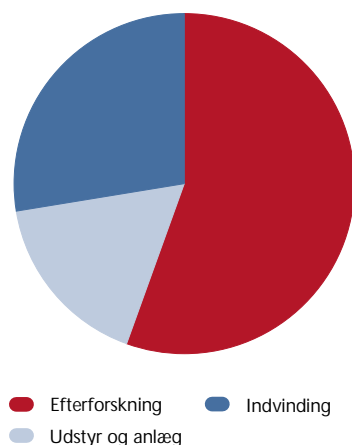
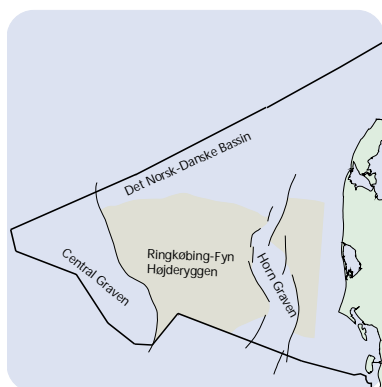


fig. 4.2 Dansk Nordsø



### Efterforskning

På efterforskningssiden har projektet *Nye kulbrintesystemer i den østlige Nordsø – Kænozoisk bassinudvikling, seismisk inversion og 3D-modellering (00-0001)* til formål at kortlægge og modellere kulbrintebevægelser (migrationsveje) fra Central Graven og ind i paleocæne kalk- og sandstensreservoarer øst for Central Graven. Projektet vil søge at belyse de centrale forudsætninger, der skal være opfyldt for, at kulbrinter kan have samlet sig i en række områder øst for Central Graven, se figur 4.2. Undersøgelsen omfatter tolkning af eksisterende seismiske data, special processing, kortlægning af mulige migrationsveje, palæogeografisk rekonstruktion, 3D tektonisk modellering samt integreret 3D modellering af kulbrintedannelse og migration. Positive resultater fra projektet vil kunne medvirke til at fastholde efterforskningsinteressen og forbedre grundlaget for efterforskning, måske også i mere kystnære områder.

Et andet projekt *En stratigrafisk undersøgelse af de palæogene lag i områder øst for Central Graven i dansk Nordsø (00-0004)* sigter mod at etablere en mere sikker kortlægning og aldersbestemmelse af de lag, der ligger oven på kalken. Projektet vil søge at forbedre og systematisere den eksisterende viden om efterforskningsmulighederne gennem en geologisk undersøgelse af den palæogene lagserie øst for Central Graven. Fokus vil være på opstilling af en stratigrafisk ramme med hovedvægt på en ny lithostratigrafisk inddeling, støttet af detaljeret biostratigrafi. Projektet, der omhandler regionale aspekter, forventes at føre til en reduktion af risikoen ved kommende efterforskningsstudier.

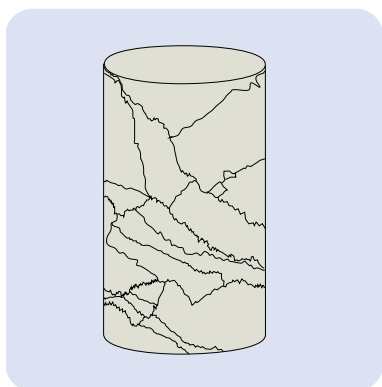
Det tredje efterforskningsprojekt, der er tildelt støtte, er projektet *Kulbrintepotentialet i det Norsk-Danske Bassin (00-0005)*. Projektet vil gennemgå kvaliteten af kildebjergarter i "Åben Dør" området og vurdere kildebjergarternes modenhed. Dette mål vil blive forfulgt gennem et integreret geologisk/geofysisk/geokemisk studium, der omfatter sammenstilling af eksisterende data samt inddragelse og frembringelse af nye data. Hovedvægten vil blive lagt på kortlægning af genkendelige horisonter af sekvensstratigrafisk signifikans, koblet med studier af genkendelige enheders kildebjergartspotentiale og dets rumlige variation. Positive resultater fra projektet vil kunne fremme olieselskabernes interesse for efterforskning i området.

### Indvinding

På indvindingsområdet har projektet *Fortrængnings- og deformationsprocesser i sprækket reservoirkalk (00-0008)* til formål at undersøge og beskrive bjergartsmekaniske egenskaber i kalk ved vandinjektion. På figur 4.3 er illustreret et eksempel på opsprækket kalk fra Rolf feltet. Forsøg med forskellige størrelsesforhold vil fremme mulighederne for at opskalere resultater fra laboratorie til reservoirtniveau. Projektet forventes at give en forøget forståelse for bjergartsmekaniske egenskaber i kalk ved vandinjektion og vil kunne medvirke til en bedre styring af reservoiret og dermed øge indvindingen og begrænse antallet af brønde.

*Reservoirsimulering af deformationsprocesser i reservoirkalk (00-0011)* er et andet indvindingsprojekt, der har til formål at integrere bjergartsmekaniske deformationsmodeller i reservoirsimulering. Skalaafhængighed vil blive undersøgt, og en model for tryk-, rate- og mætningsafhængighed vil blive forsøgt opstillet til brug for praktisk reservoirsimulering. Projektet vil blive udført i et tæt samarbejde med projekt 00-0008, og resultaterne vil bidrage til den fælles problemløsning.

fig. 4.3 Skitse af kerne udtaget fra opsprækket kalk. Efter kerne fra Rolf feltet



Målet for det tredje indvindingsprojektet *Kortlægning af sprækkeintensitet i kalkreservoir* (00-0013) er at udvikle en geofysisk metode til at forudsige variationen i sprækketyppigheden i kalkreservoir. Sprækker kortlagt på reservoirkerner og ud fra logs vil blive sammenholdt med seismiske data. Projektet vil blive udført i et samarbejde med Priority programmet, og der benyttes seismiske data og brøndata fra såvel Øvre som Nedre Kridt. Resultater fra projektet forventes at bidrage til forbedrede produktionsmuligheder fra Nedre Kridt.

### Udstyr og anlæg

Inden for området udstyr og anlæg vil projektet *Model for voksinhibitor* (00-0017) sigte mod at opnå en bedre forståelse af, hvorledes voksinhibitorer virker for at gøre det muligt at vælge optimale voksinhibitorer, når det er nødvendigt at reducere voksdannelse for en bestemt olie. Resultaterne vil blive indbygget i et eksisterende kommercielt strømningsprogram til simulering af transport af voksholdige olier.

Endelig omfatter projektet *Free Span Burial Inspection Pig – Phase B* (00-0020) design, konstruktion samt test af en 30" "Free Span Burial Pig" (FSB) til indvendig inspektion af rørledninger. FSB-piggen er en "prop" med måleinstrumenter i, der kan pumpes med strømmen gennem en gas- eller olieledning. Den vil kunne anvendes til bestemmelse af frie spænd på rørledninger, der ligger på havbunden, til bestemmelse af tilbagefyldningsgraden af en rørledning, som er etableret i en åben grav samt til bestemmelse af tilstand af en beskyttende betontildækning. Projektet forventes at kunne bidrage til en mere omkostningseffektiv drift af rørledninger.

### AFSLUTTEDE EFP-PROJEKTER I 1999

Der er afsluttet fem projekter helt eller delvist finansieret under programområdet olie og naturgas i 1999. Der blev således kun afsluttet få EFP projekter i 1999, hvilket skal ses i sammenhæng med, at der i 1998 blev afsluttet hele 16 projekter. De afsluttede projekter er fordelt indenfor handlingsplanens indsatsområder, som det fremgår af tabel 4.1. Tabellen viser endvidere, i hvilket ansøgningsår de afsluttede projekter blev tildelt EFP-støtte.

tabel 4.1 Afsluttede projekter i 1999

	Efterforsk.	Indvind.	Udstyr & anlæg	Øst- og ulandsprojekt.
EFP-96	1		2	
EFP-97		1		1
<b>Total</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

I Bilag G er angivet titel samt deltagende institution/virksomhed for de projekter, der blev afsluttet i 1999.

Oplysninger om igangværende og afsluttede EFP-projekter kan findes på Internetadressen [www.risoe.dk/nei](http://www.risoe.dk/nei).

I det følgende beskrives resultater fra de afsluttede EFP-projekter.

### Efterforskning

Projektet *Forbedret seismisk inversion til kortlægning af blandt andet præ-kalk reservoirer* (96-0003) har udviklet, implementeret og demonstreret reservoirkarakterisering på Harald feltet. Den seismiske inversion er forbedret gennem indførelse af en dybdevariation. Reservoirkarakteriseringen er udført på to forskellige måder. Den første tilgang gør ikke brug af seismiske data, mens den anden blandt andet integrerer den seismiske hastighed. Inddragelse af seismiske data muliggør porositets og permeabilitets bestemmelse i områder med ringe brønddækning. Der er ydermere vist, hvordan detaljeret geologisk kortlægning af de enkelte lag kan udføres med blandt andet de seismiske hastigheder som information. Den forbedrede karakter-

risering, som det er lykkedes at opnå, er vigtig for den videre efterforskning samt for at tilrettelægge produktion.

### Indvinding

*Geofysisk og geostatistisk reservoirkarakterisering af kalkfelter samt anvendelse af reservoirsimulering (97-0005)* er et projekt, hvori der er udført en karakterisering af reservoiret i Roar feltet. Der er udviklet og anvendt en klassifikationsmetode, hvor produktionen bestemmes fra stokastiske reservoirmodeller, uden at der er behov for en reservoirsimulering. Det er demonstreret, hvordan seismiske data gennem inversion kan benyttes kvantitativt til bestemmelse af porøsitet. Variabilitet i form af forskelle i produktion er vist med baggrund i forskellige stokastisk realiserede modeller.

### Udstyr og anlæg

Projektet *Bølgepåvirkning, slanke offshore konstruktioner (96-0008)* har bestået i analyse af fuldskala målinger af bølger og strøm og hydrodynamiske kræfter udført på Tyra feltet. Projektet har ført til fremskridt i erkendelsen af bølge- og strømforhold i Nordsøen samt til bedre forståelse af respons af slanke konstruktioner i bølgeslagszonen. Det er vist, at slanke konstruktioner kan vibrere kraftigt og udmattes i hydroelastiske svingninger, når de påvirkes af høje bølger. De meget høje hastigheder i bølgetoppen er endvidere hovedårsagen til, at hvirvelinducerede svingninger af slanke konstruktioner finder sted. På baggrund af projektets resultater er der udarbejdet en designanbefaling for slanke konstruktioner, der kan benyttes som tillæg til Den Danske Offshore Norm DS 449.

Projektet *Optimering af rørledninger for marginale felter (96-0009)* har omhandlet udvikling og test af et sektionsopdelt rørledningssystem for tilslutning mellem etablerede felter/platforme og marginale felter. Sektionsopdelt rørledningssystem kan muliggøre udvikling af produktion fra marginale felter i tilfælde, hvor konventionel teknologi ville være urentabel. En reduktion af omkostninger er især opnået ved udvikling af et dykkerløst prototype system samt ved at muliggøre genbrug af systemet. De opnåede forbedringer kan udnyttes til at udvikle systemet frem mod fuld offshore anvendelighed og/eller til udvikling af forenklede og stærkere sammenkoblinger til brug for traditionelle rørledningssystemer.

### Øst- og ulandsprojekter

På øst- og ulandsområdet har projektet *Beskrivelse af petroleumssystemet i Song Hong Bassinet Vietnam (97-0034)*, resulteret i et integreret geologisk studium af det tertiære Song Hong Bassin i Tonking Bugten og tilgrænsende dele af Det sydkinesiske Hav for at beskrive petroleumssystemerne og for identifikation af efterforskningsmodeller. Projektet har haft til hensigt at bidrage positivt til udvikling af landet, som er et af verdens fattigste målt i BNP pr. indbygger.

### EU'S FORSKNINGS- OG UDVIKLINGSPROGRAMMER

Der er under det 5. Rammeprogram afsat ca. 7,5 mia. danske kroner til forskning, teknologisk udvikling og demonstration i perioden 1999-2003. Oplysninger om de energirelevante programdele og om ansøgningsfrister fås på hjemmesiden [www.cordis.lu/eesd/home.html](http://www.cordis.lu/eesd/home.html) og [www.cordis.lu/growth/home.html](http://www.cordis.lu/growth/home.html), i Energistyrelsens forskningskontor, i Energicenter Danmark eller hos EuroCenter.

I 1999 blev der indenfor området olie og naturgas tildelt cirka 6 mio. danske kroner til danske forskningsinstitutioner.





### DET NORDISKE ENERGIFORSKNINGSPROGRAM

Det Nordiske Energiforskningsprogram (NEFP) har i 1999 indenfor petroleumsoområdet tildelt støtte til seniorforskere og forskningsstuderende, som deltager i tværnordisk universitetssamarbejde. Hovedvægten ligger forskningsmæssigt på petroleumsluider, olieteknologi og petrofysik (opstrøms) samt katalyse, separationsprocesser og reaktiv destillation (nedstrøms).

Fagprogrammet petroleumsteknologi var tidligere planlagt at skulle udgå af NEFP, men det blev i 1999 besluttet at fortsætte under forudsætning af, at der opnås en høj grad af industriel støtte hertil.

Den danske deltagelse finansieres af EFP. I 1999 blev der givet støtte til 9 Ph.D-stipendiater (heraf 4 danske).

Der er herudover også nu truffet aftale med 4 baltiske stipendiater under fagprogrammet petroleumsteknologi. Dette skal ses i lyset af, at det i løbet af 1999 er besluttet at åbne NEFP for deltagelse fra baltiske lande og nordvest Rusland.

### KALKFORSKNINGSSAMARBEJDET I 1999

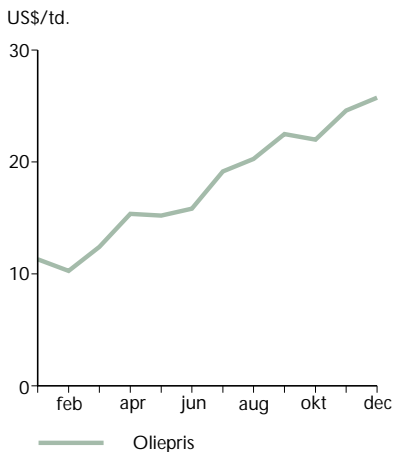
Fase V i kalkforsknings-samarbejdet blev i marts 2000 afsluttet med en konference afholdt i Brighton, England. Den afsluttede fase havde et samlet budget på godt 17 mio. kr.

Forskningsemnerne faldt inden for fagområderne geologi, bjergartsmekanik og indvindingsprocesser. Forskningsemnerne er nærmere omtalt i Energistyrelsens årsrapport for 1997 om olie- og gasproduktion i Danmark.

Det vil i de kommende måneder blive undersøgt, om der er mulighed for at fortsætte forsknings-samarbejdet i en ny fase.

## 5. ØKONOMI

fig. 5.1 Olieprisens stigning i 1999



Det er nok almindeligt kendt, at den danske økonomi nyder godt af olie- og naturgasproduktionen fra Nordsøen. Men hvordan påvirker produktionen økonomien og hvor meget får vi ud af den? Dette kapitel beskriver produktionens betydning for Danmarks selvforsyning, handels- og betalingsbalance samt statens indtægter i form af skatter og afgifter.

### RÅOLIEPRISENS VEJ OP

Olieprisen har fra marts og resten af 1999 været kendetegnet ved en kraftig stigning, se figur 5.1. Fra en lav gennemsnitspris på 12,8 US\$ pr. tønde i 1998 steg prisen til i gennemsnit 17,9 US\$ pr. tønde i 1999. Tallene dækker over en stigning fra en pris i december 1998 på under 10 US\$ pr. tønde til over 25 US\$ pr. tønde året efter. En udvikling, som i øjeblikket ser ud til at fortsætte et stykke ind i år 2000.

I 1998 forsøgte OPEC gennem kvoter for medlemslandenes produktion at tilpasse udbuddet af råolie til en stagnerende efterspørgsel. Det lykkedes ikke. For stor uenighed og manglende overholdelse af kvoter medførte et drastisk fald i olieprisen. 1998 viste, at en begrænset overproduktion kan føre til et meget kraftigt prisfald på oliemarkedet.

1999 bød på det stik modsatte. Den kraftige prisstigning i 1999 skyldes et fald i udbudet som en følge af en succesfuld aftale om begrænsning af produktionen blandt OPEC's medlemslande. Også ikke-OPEC lande, Norge og Mexico, begrænsede deres produktion. Samtidig betød udsigterne til øget vækst i verdensøkonomien en øget efterspørgsel på råolie og dermed at priserne steg yderligere. OPEC's evne til i praksis for første gang i mange år at udføre kvotebegrænsningen på produktionen var dog hovedårsagen til olieprisens himmelflugt i 1999.

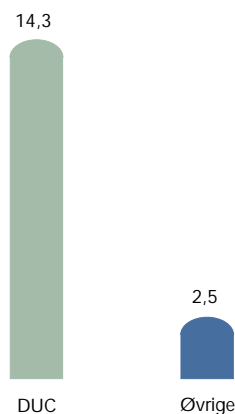
På et møde den 23. marts 1999 besluttede OPEC at begrænse olieproduktionen med 1,7 mio. tønder pr. dag, hvad der svarer til 2-3% af det samlede udbud på verdensmarkedet. At en så forholdsvis lille begrænsning kan få så stor en effekt på olieprisen illustrerer OPEC's dominerende position på markedet. OPEC-landene stod i 1999 for ca. 40% af verdens totale udbud af olie. Hertil kommer, at OPEC-landene samlet skønnes at besidde ca. 2/3 af verdens samlede oliereserver.

Hvorvidt priserne vil forblive høje afhænger derfor stadig af OPEC's interne enighed, og hvorvidt - og i givet fald hvor meget - disse lande vil lempe på kvoterne.

### FORDOBLING AF PRODUKTIONSVÆRDIEN

Prisen på en tønde olie er set fra et dansk synspunkt ikke kun et spørgsmål om udviklingen i den internationale råoliepris. For produktionsværdien af den olie, der bliver produceret i Nordsøen, er svingninger i dollarkursen også vigtige, da olien handles i dollar. Den gennemsnitlige dollarkurs for 1999 lå på 6,98 kr. pr. US\$. Dette er en lille stigning i forhold til 1998, hvor en dollar kostede 6,70 danske kroner.

fig. 5.2 Produktionens værdi i 1999, mia. kr.



Olieprisen og dollarkursens stigning fik markant indvirkning på værdien af den danske olieproduktion, der skønnes at være næsten fordoblet fra ca. 7,6 mia. kr. i 1998 til ca. 14,3 mia. kr. i 1999. Stigningen skyldes dog samtidig en større produktion, blandt andet som følge af idriftsættelsen af de to nye felter Siri og Syd Arne i 1999.

Værdien af gasproduktionen har ikke fulgt med olien. Værdien af produktionen er faldet fra ca. 3,7 mia. kr. i 1998 til ca. 2,5 mia. kr. i 1999. Faldet kan umiddelbart forekomme underligt, da størrelsen på gasproduktionen for de to år omtrent er den samme, og da gasprisen normalt antages at følge olieprisen svingninger. En af årsagerne er, at ændringer i gasprisen ofte er "forsinket" i forhold til olieprisen - et forhold, der skyldes den konkrete udformning af kontrakten mellem sælger og køber af naturgas. "Gasprisen" skal derfor i denne sammenhæng forstås som den pris DONG (der er eneopkøber af naturgas i Danmark) betaler offshore producenterne for at levere en mængde naturgas. Værdien af gassen i 1998 var således påvirket af en relativ høj oliepris i 1997, ligesom værdien af gassen i 1999 på samme måde er under påvirkning af en lav oliepris i 1998. Dette efterslæb får værdien af gassen til at udvikle sig modsat oliens værdi i 1999.

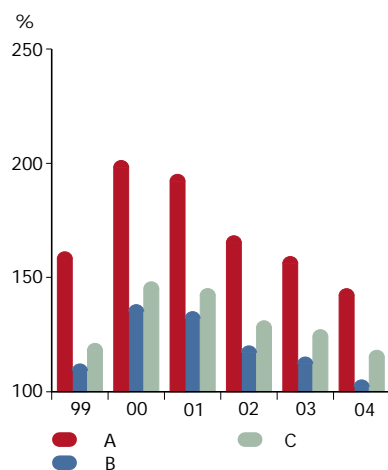
Figur 5.2 viser produktionsværdien fra de nye felter i relation til værdien fra DUC's felter, henholdsvis ca. 2,5 mia. kr. og ca. 14,3 mia. kr. I forhold til 1998 er den samlede produktionsværdi for olie og gas i 1999 steget med 53% fra 10,9 mia. kr. til ca. 16,7 mia. kr. Den akkumulerede værdi af den danske olie- og gasproduktion siden 1972 anslås til ca. 188 mia. kr. i 1999-priser.

### SELVFORSYNINGSGRADER

Figur 5.3 viser den forventede udvikling de næste 5 år i de forskellige selvforsyningsgrader. Siden 70'ernes oliekrise har skiftende danske regeringer bestræbt sig på at øge graden af selvforsyning på energiområdet. Samtidig har det været et mål at omlægge energiforsyningen til flere forskellige typer af energi, både for bedre at kunne modstå forandringer på det internationale energimarked og for at begrænse udledningen af CO<sub>2</sub>.

Figuren viser tre forløb. Forløb A angiver Danmarks grad af selvforsyning med olie og naturgas. Danmark har siden 1991 produceret mere olie og naturgas, end vi selv har forbrugt. I 1999 blev der produceret 61% mere olie og gas end det samlede forbrug, mens det tilsvarende tal for 1998 var 39%. Dette er den største stigning i løbet af ét år, siden produktionen blev påbegyndt i Nordsøen.

fig. 5.3 Selvforsyningsgrader



Forløb B viser olie- og gasproduktionen i forhold til det samlede energiforbrug. Havde Danmark i 1998 anvendt hele produktionen fra Nordsøen i den hjemlige energiforsyning, ville 94% af det samlede energiforbrug i 1998 have været dækket af olie og gas. 1999-produktionen har for første gang nogensinde oversteget Danmarks samlede energiforbrug. Danmark producerede i 1999 alene på olie- og gasområdet 12% mere energi end det totale danske forbrug af energi.

Forløb C angiver "totalen", nemlig i hvilket omfang Danmark samlet set - inklusive energiproduktionen fra vedvarende energikilder - er selvforsynende med energi. Danmark blev for første gang selvforsynende med energi i 1997. I 1999 producerede Danmark 21% mere energi end det samlede energiforbrug. På ganske få år er vi således gået fra netto at skulle importere energi til nu at eksportere en betydelig andel af produktionen.

tabel 5.1 Selvforsyningsgrader

	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Produktion i PJ</b>					
Råolie	799	757	633	593	514
Gas	338	351	346	343	345
Vedv. energi	83	86	89	101	106
<b>Energiforbrug i PJ *</b>					
Total	822	822	817	818	820
<b>Selvforsyningsgrader i %</b>					
A	201	195	168	159	145
B	138	135	120	115	105
C	148	145	131	127	118

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

\* Inkl. forbruget offshore

Energistyrelsen skønner, at Danmark som et minimum vil være selvforsynende med energi 5 år frem i tiden, til og med år 2004. Selvforsyningsgraden skønnes ligesom olieproduktionen at ville toppe i denne periode, se tabel 5.1. Erfaringsmæssigt har det imidlertid vist sig, at forventningerne til produktion og selvforsyning er blevet opjusteret fra år til år. Se kapitel 3 om reserver.

### PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DEN DANSKE ØKONOMI

Lange perioder med høje oliepriser kan få negativ indflydelse på den danske økonomi, først og fremmest via en forstærket inflation. Men den høje oliepris har, sammen med den større danske produktion, også flere positive sider. Høje energipriser tilskynder til energibesparelser. Hertil kommer indtægter til staten fra skatter og afgifter på råstofproduktionen.

Produktionen af olie og gas har også en gavnlig effekt på Danmarks økonomiske stilling over for udlandet. Energistyrelsen illustrerer denne betydning gennem de to størrelser "Handelsbalancen for olie og naturgas" og "Betalingsbalanceeffekten af olie- og gasproduktionen".

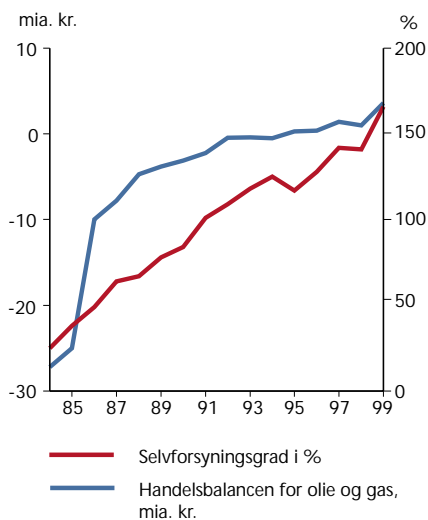
Handelsbalancen for olie og naturgas udtrykker i kroner og øre forskellen mellem import og eksport af olieprodukter og naturgas.

For at vurdere olie- og gasproduktionens samlede betydning for den danske økonomis stilling over for udlandet er det imidlertid ikke tilstrækkeligt blot at kigge på handelsbalancen for olieprodukter og naturgas. Betalingsbalanceeffekten indeholder tillige skøn over bl.a. importindholdet i offshore selskabernes investeringer, driftsomkostninger og rentebetaling på lån optaget i udlandet.

Betalingsbalanceeffekten udtrykker desuden den besparelse, der kommer Danmark til gode i den nuværende situation, hvor vi kan producere olie og naturgas til eget forbrug. Uden produktionen i Nordsøen ville vi være nødsaget til at opkøbe store mængder olie og naturgas i udlandet og derved belaste betalingsbalancen.

Mens handelsbalancen for olie og naturgas således giver et indtryk af, hvordan de slutprodukter, der kommer fra olie- og gasproduktionen indgår i samhandelen med udlandet, giver betalingsbalanceeffekten et bredere billede af, hvordan nordsøproduktionen påvirker Danmarks økonomiske stilling over for udlandet.

fig. 5.4 Handelsbalancen for olie og gas samt selvforsyningsgrad, 1999-priser



### Handelsbalancen for olie og naturgas

Handelsbalancen for olie og naturgas – forskellen mellem den samlede eksport og import – er forbundet med graden af selvforsyning. En høj selvforsyningsgrad vil alt andet lige smitte positivt af på handelsbalancen, idet behovet for import af olie- og gasprodukter bliver mindre. Sammenhængen mellem udviklingen i selvforsyningen (forløb A) og handelsbalancen for olie og naturgas er illustreret i figur 5.4.

Figuren viser, hvordan Danmark på dette område gradvist og inden for en relativ kort periode har forbedret sin stilling i samhandlen med udlandet væsentligt. Fra over 15 mia. kr. i underskud i midten af 1980'erne faldt underskuddet på handelsbalancen til under 1 mia. i begyndelsen af 1990'erne. I 1995 fik Danmark for første gang overskud på handelsbalancen, og i 1998 beløb overskuddet sig til ca. 1 mia. kroner. I 1999 slog det alle rekorder. Overskuddet blev mere end tredoblet, til ca. 3,5 mia. kr. Langt det største til dags dato.

Bidraget på 3,5 mia. kr. fra olie- og gasproduktionen svarer til ca. 10% af det totale handelsbalanceoverskud i 1999 for samtlige varer og tjenester, der har krydset den danske grænse. Af overskuddet bidrager olieeksporten med 2,3 mia. kr., mens gaseksporten til Tyskland og Sverige udgør 1,2 mia. kr. Dette billede er væsentlig anderledes end i 1998, hvor handelsbalancen alene for råolie og olieprodukter gav underskud. Faktisk gav handelen med råolie og olieprodukter for første gang overskud i 1999.

Når samhandlen med olieprodukter historisk har givet underskud – selv i perioder med en høj selvforsyningsgrad – hænger det blandt andet sammen med de produkttyper, der bliver eksporteret og importeret. Til forskel fra selvforsyningsgraden afhænger handelsbalancen af sammensætningen og prisen på de produkter, der bliver handlet. Derfor kan overskuddet på handelsbalancen ikke alene forklares på baggrund af en større eksport.

Den danske import har traditionelt været karakteriseret ved en relativ stor andel af raffinerede produkter, der er forholdsvis dyre, for eksempel jetpetroleum (JP1), som anvendes til flybrændstof. Indtægterne fra salg til udlandet stammer omvendt mest fra salg af råolie og lignende relativt billige produkttyper. Selvom Danmark fortsat i 1999 importerede flere dyre raffinerede produkter end vi eksporterede, faldt importen, samtidig med at vores egen eksport af raffinerede produkter steg i forhold til 1998. Også denne ændring har haft en positiv effekt på handelsbalancen.

### Betalingsbalanceeffekten af olie- og gasproduktionen

Råstofproduktionen i Nordsøen forbedrer den danske betalingsbalance over for udlandet. Saldoen på betalingsbalancen er en vigtig indikator for den danske økonomis helbredstilstand. Et underskud på betalingsbalancen afspejler en ubalance mellem investering og opsparing. Hvis erhvervslivets investeringer overstiger samfundets opsparing, bliver den del af investeringerne, der ikke kan finansieres af vores egen opsparing i stedet hentet hjem via låntagning i udlandet.

Resultatet er et underskud på betalingsbalancen, der giver sig udslag i en øget gæld og større rentebetalinger til udlandet. Vedvarende underskud kan på sigt føre til, at udlandet mister tilliden til den danske økonomi. Produktionen af Nordsøens råstoffer bidrager i dette perspektiv til en stærk dansk økonomi, der forbliver konkurrencedygtig over for udlandet.

tabel 5.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr. 1999-priser, normalt prisforløb (18US\$/td)

	2000	2001	2002	2003	2004
Samfundsøkonomisk produktionsværdi	22,6	22,7	20,2	19,3	17,5
Importindhold	3,5	2,8	3,2	2,2	0,9
Vare- og tjenestebalancen	19,1	19,9	17,0	17,1	16,5
Renter og udbytter	6,1	6,5	7,1	4,8	2,6
Betalingsbal. løbende poster	13,0	13,4	9,9	12,3	13,9
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (25US\$/td)	17,9	19,4	17,0	17,6	17,3

Råstofproduktionens betalingsbalanceeffekt udregnes over tre trin. Først opgøres den samfundsøkonomiske værdi af selve produktionen, se tabel 5.2. Effekten af den danske olie- og gasproduktion måles her direkte via den del af produktionen, der eksporteres, og indirekte, ved at produktionen erstatter en ellers nødvendig import af energi. Fra den samfundsøkonomiske produktionsværdi fratrækkes importindholdet i selskabernes investeringer og driftsomkostninger, dvs. den del som er købt i udlandet. Endelig udregnes den direkte effekt på betalingsbalancens løbende poster ved til sidst at fratække overførsler af renter og udbytter til udlandet.

Energistyrelsen skønner, at olie- og gasaktiviteterne isoleret set i 1999 bidrog med 8,9 mia. kr. på betalingsbalancens løbende poster. Det samlede danske overskud på betalingsbalancens løbende poster udgjorde 13,9 mia. kr. i 1999. Dette er en væsentlig forskel fra et underskud i 1998 på i alt 12,9 mia. kr.

Energistyrelsen har med udgangspunkt i udviklingen i olieprisen fra 1998 til 1999 valgt at anvende to forskellige prisforløb ved fremskrivningerne af betalingsbalanceeffekten. I det "høje" forløb forudsættes det, at olieprisen vil stabilisere sig på 25US\$ pr. tønde. I det "normale" prisforløb regnes der med en oliepris på 18US\$ pr. tønde, hvilket er udtryk for den gennemsnitlige oliepris de seneste 15 år. I begge forløb er prisen på naturgas knyttet til udviklingen i råolieprisen, og dollarkursen er skønnet til 7,2 kr./US\$.

Resultaterne for det "normale" forløb afspejler forventningerne til en stigende produktion i de kommende år. Med stort set samme oliepris som i 1999 vil betalingsbalanceeffekten af olie- og gasaktiviteterne isoleret set runde 13 mia. kr. i 2000. Hvis prisen bliver så høj som 25 US\$ pr. tønde, er effekten nærmere 18 mia. kr. Olieprisen har ikke overraskende en stor indflydelse på betalingsbalanceeffekten. Som tabel 5.2 viser, ser tendensen ud til at fortsætte. Hvis olieprisen holder sig i intervallet 18-25 US\$ pr. tønde, kommer den danske økonomi til at nyde godt af solide bidrag til betalingsbalancen fra produktionen i Nordsøen i de kommende 4-5 år.

### Statens andel af råstofproduktionen

Staten får direkte andel i olie- og gasindvindingen i Nordsøen via 5 forskellige skatter og afgifter: *Selskabsskat*, *kulbrinteskate*, *produktionsafgift*, *olierørledningsafgift* og *dispensationsafgift*. For en uddybning af statens indtægtsgrundlag i form af skatter og afgifter på råstofindvindingen, se boks 5.1.

## Boks 5.1 Skatter og afgifter på olie- og gasindvindingen i Nordsøen

Skatterne og afgifterne sikrer staten en indtægt fra produktionen af olie og gas. Told- og Skattestyrelsen administrerer opkrævningen af selskabs- og kulbrinteskatten, mens Energistyrelsen tager sig af produktions-, olierørlednings- og dispensationsafgiften. Desuden fører Energistyrelsen teknisk tilsyn med målingen af olie- og gasproduktionen, der indgår i grundlaget for beregningen af statens indtægter.

**Selskabsskatten** er statens vigtigste indtægtskilde på olie- og gasområdet. DUC-selskaberne begyndte først at betale selskabsskat i begyndelsen af 1980'erne, fordi olie- og gassektoren kræver forholdsvis store investeringer, som kan fratrækkes i form af afskrivninger over en lang årrække. Fra 1. januar 1999 blev selskabsskatten nedsat fra 34% til 32%.

**Kulbrinteskatten** blev indført i 1982. Formålet er at beskatte ekstraordinært høje fortjenester, for eksempel som følge af høje oliepriser. Desuden tilskynder loven selskaberne til at investere i yderligere efterforskning og udbygning for dermed at sikre en større og bedre udnyttelse af undergrundens ressourcer. Hidtil er der kun betalt kulbrinteskate i nogle få år i første halvdel af 1980'erne. I alt er der betalt ca. 850 mio. kr. i 1999-priser.

**Produktionsafgift**

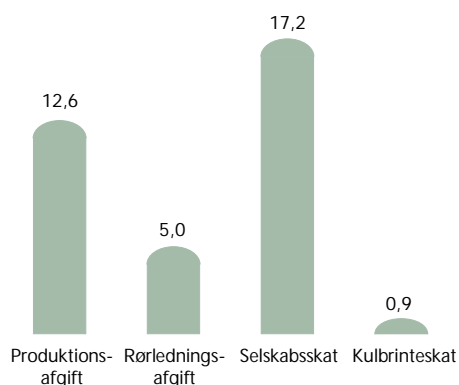
Der indgår vilkår om betaling af produktionsafgift, også kaldet "royalty", i A.P. Møllers eneretsbevilling samt i nogle få andre tilladelser. For eneretsbevillingen udgør afgiften 8,5% af den samlede produktionsværdi efter fradrag af transportomkostninger. For Statoil/Danop-gruppens del af Lulita feltet beregnes produktionsafgiften ud fra en glideskala, hvor afgiftssatsen afhænger af produktionens størrelse.

**Olierørledningsafgiften** betales af DONG Olierør A/S, som ejer olierørledningen mellem Gorm feltet og Fredericia. Brugere af rørledningen betaler DONG Olierør A/S en tarif, som omfatter et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. DONG betaler 95% af fortjenstelementet videre til staten i olierørledningsafgift.

**Dispensationsafgift**

Det er muligt at søge dispensation for pligten til at tilslutte sig olierørledningen fra Gorm feltet til Fredericia, for i stedet at transportere olien med tankskib. 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 på 5% af råolie- og kondensatværdien. Indtil videre betales der dispensationsafgift fra felterne Syd Arne og Siri.

fig. 5.5 Statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-1999, mia. kr., 1999-priser



tabel 5.3 Statens indtægter gennem de seneste 5 år, mio. kr., årets priser

	1995	1996	1997	1998	1999
Kulbrinteskatt	0	0	0	0	0
Selskabsskat	1.043	1.408	1.743	1.756	2.100
Produktionsafgift	663	944	1.097	854	1.138
Olierørledningsafgift	271	393	444	310	615*
<b>I alt</b>	<b>1.977</b>	<b>2.745</b>	<b>3.284</b>	<b>2.920</b>	<b>3.853</b>

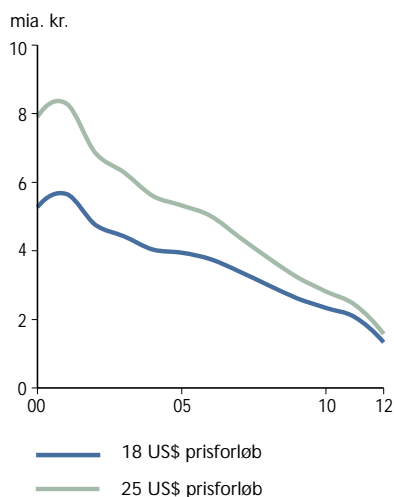
\* inkl dispensationsafgift

Som i 1998 fik oliepriserne stor indflydelse på statens indtægter, denne gang dog med modsat effekt. Statens samlede indtægt på ca. 3,7 mia. kr. i 1999 er den hidtil største. Som tabel 5.3 viser, steg statens indtægter fra produktionen således med ca. 0,8 mia. kr. i forhold til 1998. Staten har til forskel fra tidligere år modtaget skatter og afgifter fra andre producenter end DUC-selskaberne, nemlig Statoil-grupperne (Siri og Lulita feltet) og Amerada Hess-gruppen (Syd Arne feltet). De samlede skatter og afgifter herfra udgør ca. 2,5% af det samlede beløb.

Historisk har staten siden 1972 i alt modtaget ca. 36 mia. kr. i indtægter via skatter og afgifter. Størstedelen af indtægterne, 83%, stammer fra selskabsskatten og produktionsafgiften, se figur 5.5. Størrelsen på olierørledningsafgiften er generelt øget i takt med den stigende produktion. Der er derimod ikke betalt kulbrinteskatt siden første halvdel af 1980'erne. Ifølge Energistyrelsens beregninger frem til og med år 2004 vil selskaberne ikke komme i kulbrinteskattposition.

Statens indtægter frem til år 2004 skønnes at blive 4-5 mia. kr. årligt, hvis olieprisen finder tilbage til et "normalt" leje på 18 US\$/td, og 6-8 mia., hvis den gennemsnitlige pris bliver 25 US\$/td. Forskellen i de to prognoseforløb er afbilledet i figur 5.6 frem til år 2012. Figuren illustrerer, at de to prisforløbs effekt på statens indtægter gradvist udlignes i takt med det skønnede fald i produktionen. For den mere præcise forskel mellem de to beregninger frem til år 2004, se tabel 5.4.

fig. 5.6 Skatter og afgifter 2000-2012, 1999-priser



tabel 5.4 Statens forventede indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr. 1999-priser\*

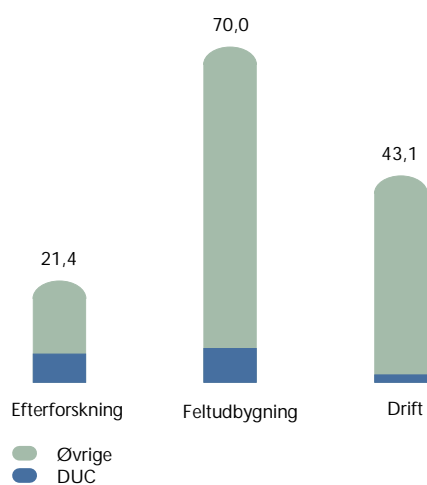
	2000	2001	2002	2003	2004
Selskabsskat	3,0	3,4	2,8	2,5	2,3
Kulbrinteskatt	0	0	0	0	0
Produktionsafgift	1,4	1,4	1,2	1,2	1,1
Olierørledningsafgift**	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
<b>Total</b>	<b>5,2</b>	<b>5,6</b>	<b>4,7</b>	<b>4,4</b>	<b>4,0</b>
	7,9	8,2	6,8	6,2	5,6

\* Pålignede beløb \*\*Inkl. dispensationsafgift

18 US\$-forløb 25 US\$-forløb



fig. 5.7 Samtlige rettighedshaveres udgifter i perioden 1963-1999, mia. kr., 1999-priser



## RETTIGHEDSHAVERNES ØKONOMISKE FORHOLD

I figur 5.7 og i bilag F er de samlede udgifter til henholdsvis efterforskning, udbygning og drift (inklusive transportomkostninger) vist for rettighedshaverne i den danske del af Nordsøen. De beskrives nærmere i det efterfølgende.

### Efterforskningsomkostninger

De samlede udgifter til efterforskning i 1999 er foreløbig opgjort til ca. 0,8 mia. kr. Der er således tale om en betydelig stigning i efterforskningsindsatsen i forhold til 1998, hvor der blev efterforsket for i alt 350 mio. kr. Stigningen afspejler først og fremmest flere og dyrere efterforskningsboringer. Fra 6 i 1998, blev der i 1999 foretaget i alt 9 efterforsknings- og vurderingsboringer – heraf 6 i Det Sammen-hængende Område, 2 i Siri tilladelsen og 1 ved Syd Arne feltet. Boringerne beløber sig samlet til ca. 500 mio. kr. Hertil kommer betydelige udgifter til indsamling af 3D seismik på flere af 5. runde tilladelserne samt omkostninger til administration og geologiske undersøgelser. For en nærmere gennemgang af 1999's store efterforskningsaktivitet, se kapitel 1.

Energistyrelsen vurderer, at der i år 2000 vil blive foretaget 7-9 efterforsknings- og vurderingsboringer, og at den samlede efterforskningsindsats vil beløbe sig til i alt ca. 1 mia. kr. Dette tal er væsentligt større end tidligere skøn. Ændringen skyldes

tabel 5.5 Udbygningsinvesteringer, mio. kr., årets priser

	1995	1996	1997	1998	1999*
Dan	526	1.708	1.272	1.076	275
Halfdan	-	-	-	-	205
Kraka	3	1	99	118	0
Regnar	-	-	-	-	-
Gorm	632	336	73	167	25
Rolf	0	0	1	0	0
Skjold	266	35	1	16	400
Tyra	1.450	731	236	170	150
Valdemar	1	80	1	0	0
Roar	289	72	2	0	80
Svend	200	164	0	13	190
Adda	-	-	144	67	0
Harald	810	1.079	486	99	30
Lulita		11	81	0	0
Siri			760	1.538	850
Syd Arne			592	2.133	1.375
Diverse	-12	40	75	28	
<b>I alt</b>	<b>4.166</b>	<b>4.257</b>	<b>3.824</b>	<b>5.425</b>	<b>3.580</b>

\* Skøn

en stigning i antallet af forventede borer, idet flere selskaber har fremrykket deres planlagte boreaktiviteter for at udnytte de i øjeblikket relativt billige lejeudgifter til boreplatforme.

I de efterfølgende år vil aktivitetsniveauet være præget af 5. runde tilladelserne. Herudover vil der blive efterforsket på de "gamle" tilladelser samt de tilladelser, der løbende tildeles i forbindelse med Energistyrelsens Åben Dør procedure. Energistyrelsen forventer, at aktiviteten topper i 2001 med lidt mere end 1 mia. kr., hvorefter efterforskningsindsatsen indtil videre ser ud til at mindske gradvist.

Rettighedshaverne har siden 1963 afholdt efterforskningsudgifter for ca. 21 mia. kr. i 1999-priser. Heraf udgør DUC-selskabernes andel ca. 15 mia. kr.

### Investeringer i feltudbygninger

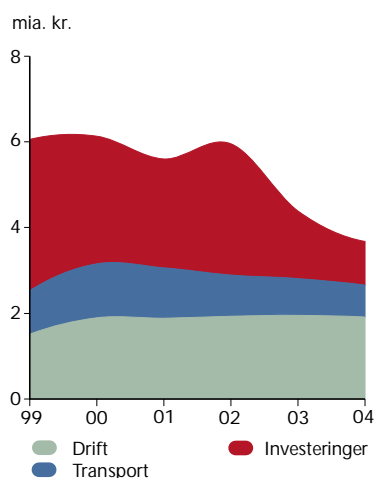
Der blev i 1999 investeret i 17 nye produktionsboringer og de samlede investeringer i Nordsøen skønnes at beløbe sig til 3,6 mia. kr., se tabel 5.5. Investeringerne er næsten 2 mia. kr. mindre end i 1998, hvor niveauet nåede et maksimum siden 1983.

Skønnet for de forventede investeringer i 1999 stemmer med prognosen fra 1998-årsrapporten. Af væsentlige ændringer skal dog nævnes udbygningen af Halfdan feltet. Mindre opjusteringer i investeringer er foretaget på felterne Dan, Svend og Siri. Heroverfor står et fald i de forventede investeringer på blandt andet Elly, Harald og Skjold.

tabel 5.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 1999-priser

	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Igangværende og besluttet</b>					
Dan	0,2				
Halfdan	1,2	0,2			
Alma			0,4	0,2	
Igor		0,1	0,3		
Skjold	0,2				
Tyra	0,2	0,3	0,6	0,7	0,9
Valdemar		0,1	0,1	0,1	
Svend					
Adda	0,1		0,1		
Elly		0,2	0,4		
Harald	0,1	0,1			
Syd Arne	0,6	0,6	0,2		
Siri	0,1				
<b>I alt</b>	<b>2,7</b>	<b>1,6</b>	<b>2,1</b>	<b>1,0</b>	<b>0,9</b>
Planlagt	0,3	0,9	1,0	0,6	0,1
Forventet	3,0	2,5	3,1	1,6	1,0

fig. 5.8 Investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, 1999-priser



Det samlede lavere investeringsniveau i 1999 end i 1998 skyldes, at der ud over Halfdan ikke blev foretaget nye store anlægsinvesteringer. De største udgifter til anlæg på Syd Arne og Siri lå i 1998, selvom investeringerne på netop disse felter fortsat vejede tungt i 1999. Hertil kommer, at udbygningen af Tyra feltet er udskudt, hvorfor de store investeringer her først for alvor slår igennem fra år 2001.

Der er foretaget en væsentlig opjustering af prognosen for investeringer fra og med år 2000 set i forhold til skønnet i årsrapporten 1998. Som tabel 5.6 viser, skønnes investeringerne at toppe i år 2001. Det skyldes ikke kun udbygninger på Tyra og Halfdan feltet, men også en række forholdsvis tunge investeringer på nogle af de mindre felter.

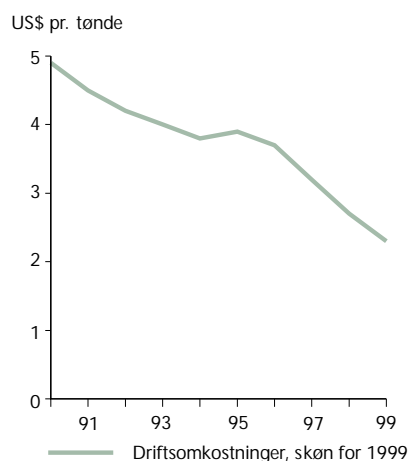
Sammenlagt er der siden de første feltudbygninger i 1971 blevet investeret for ca. 70 mia. kr. i 1999-priser på dansk sokkel i Nordsøen. Det svarer omtrent til prisen for at anlægge fire øresundsbroer.

### Udgifter til drift og transport

De samlede udgifter til drift og administration har igennem 1990'erne ligget på mellem 1,5 og 2,0 mia. kr. årligt. Drift og administration omfatter alt fra bemanning, forsyningssejls, helikopterflyvning til reparationer og vedligeholdelse. Alt tyder på, at udgifterne hertil igen i 1999 beløber sig til ca. 1,5 mia. kr., og at den over de næste 5 år, på grund af de nye feltudbygninger, gradvist vil stige til ca. 2 mia. kr.

Olierørledningen fra Gorm feltet til Fredericia er etableret og drives i henhold til Rørledningsloven fra 1981. Olierørledningen ejes af DONG Olierør A/S. Brugere betaler for investeringen i olierøret og den løbende drift. Som beskrevet i boks 5.1 betaler brugere endvidere et fortjenstelement på 5% af den transporterede råolie.

fig. 5.9 Driftsomkostninger pr. solgt enhed



Figur 5.8 tegner et skøn over selskabernes fremtidige omkostninger i forbindelse med produktionen. Figuren viser, at investeringerne med tiden kommer til at udgøre en mindre del af selskabernes samlede omkostninger, mens drifts- og transportomkostninger skønnes at forblive på et nogenlunde stabilt niveau. Hvad figuren imidlertid ikke viser er, at omkostningerne for drift og transport pr. produceret enhed af olie og gas har været faldende gennem en årrække. Denne udvikling skal blandt andet ses som et resultat af flere erfaringer med håndtering af eksisterende produktionsanlæg samt investeringer i nye og mere effektive anlæg. Figur 5.9 viser faldet i selskabernes driftsomkostninger (inklusive transportomkostninger) pr. tønde, hvor den solgte gas er omregnet til tønder olie. Som figuren viser, er driftsomkostningerne pr. tønder halveret fra ca. 5 US\$ til ca. 2,5 US\$ i løbet af de sidste 10 år.

DUC-selskabernes samlede historiske udgifter til drift og transport beløber sig til ca. 42 mia. kr. i 1999-priser. De øvrige rettighedshavere har tilsvarende afholdt udgifter for i alt ca. 0,75 mia. kr.

### DUC-selskabernes økonomiske resultater

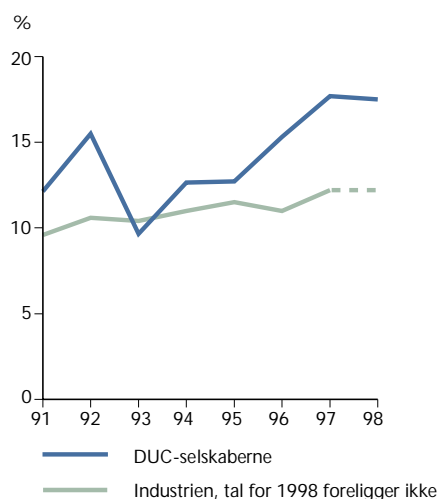
Regnskaberne fra de 3 DUC-selskaber har de seneste år vist voksende overskud, se tabel 5.7. Resultatet i 1997 var en foreløbig rekord, mens 1998 – primært på grund af den lave oliepris – bød på et knæk i kurven. Tallene for 1999 var ikke offentliggjort ved redaktionens afslutning, men meget tyder på et nyt godt resultat.

tabel 5.7 DUC-selskabernes resultat før skat mio. kr. (årets priser)

	1994	1995	1996	1997	1998
Indtægt	8.723	8.615	11.632	14.048	11.089
Driftsudgift*	2.209	1.988	2.164	2.538	2.172
Renteudgift	314	337	419	475	433
Kursregulering	632	472	-491	-1.074	773
Bruttoindtjening	6.833	6.762	8.558	9.961	8.957
Afskrivninger.	2.716	2.554	2.850	3.309	3.719
<b>Resultat før skat og afgifter</b>	<b>4.117</b>	<b>4.208</b>	<b>5.708</b>	<b>6.652</b>	<b>5.237</b>

\* Inkl. transportudgifter og udgiftsførte efterforskningsudgifter

fig. 5.10 Afkastningsgrader (efter skat) for DUC-selskaberne og den øvrige industri



Tallene i tabel 5.7 viser, at resultatet før skat og afgifter i de seneste år har udgjort 47-49% af selskabernes indtægt. Udgifterne til drift, kapitalafskrivninger m.m. udgør med andre ord lidt over halvdelen af indtægten. Fradrages herfra skatter og afgifter kan selskabernes endelige afkastningsgrad udregnes. Afkastningsgraden er et mål for selskabernes evne til at forrente den investerede kapital.

Figur 5.10 viser, at DUC-selskaberne igennem 1990'erne stort set har haft en højere afkastningsgrad end den øvrige industri. Siden 1993 har denne afkastningsgrad til-lige været generelt stigende.

I gennemsnit har DUC-selskabernes afkastningsgrad i 1990'erne ligget ca. 3 procent-point højere end den øvrige industris. På grund af investeringernes størrelse - og de generelt store usikkerheder om undergrundens ressourcer - er risikoen for og konsekvensen af ikke at "få bid" generelt større end i andre sektorer. Dette for-spring kunne således opfattes som en ekstra bonus til de selskaber, der sætter store investeringer på spil i Nordsøen.

## 6. SIKKERHED OG SUNDHED

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige forhold i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og naturgas i den danske del af Nordsøen. Søfartsstyrelsen varetager det sikkerhedsmæssige tilsyn vedrørende flytbare anlægs styrke, flydeevne, indretning og udstyr af maritim karakter samt faste anlægs redningsmidler og udsættelsesarrangementer.

Miljøstyrelsen står for det miljømæssige tilsyn i tilknytning til forhold omkring beredskabet i tilfælde af forurening af havet fra havanlæg og varetager beføjelserne vedrørende udledning i havet af stoffer og materialer fra havanlæg.

### FASTE HAVANLÆG

1999 har især været præget af arbejdet med etablering af de nye offshore installationer på felterne Siri og Syd Arne.

Efter installation på Siri feltet i 1998 af det undersøiske olielageranlæg med tilhørende bøjelastfaciliteter blev produktionsplatformen med produktionsudstyr og beboelse til driftspersonalet installeret i begyndelsen af 1999. Produktionen blev indledt i marts 1999.

På Syd Arne feltet blev der i juni 1999 installeret et undersøisk olielageranlæg med tilhørende bøjelastfaciliteter samt en produktionsplatform med produktionsudstyr og beboelse til driftspersonalet. Efter afslutning af færdiggørelsesarbejderne og efter at den første produktionsbrønd var blevet tilsluttet produktionsanlægget, blev produktionen indledt i juli 1999.

Endvidere er den nye gasledning fra Syd Arne feltet via DUC's Harald anlæg til den jyske vestkyst blevet taget i brug. I denne forbindelse er der udført ombygnings- og tilslutningsarbejder på Harald og Tyra Øst, som muliggør, at gas fra DUC's produktionsanlæg kan føres i land via den nye gasrørledning i en situation, hvor gasrørledningen mellem Tyra og Nybro er afbrudt.

Energistyrelsen har desuden i 1999 godkendt en plan for udbygning af DUC's seneste oliefelt Halfdan beliggende mellem Dan og Skjold. Planen omfatter installation af en 4-benet platform med rørledning til transport af olie til Gorm feltet, en rørledning til transport af gas til Dan feltet samt en rørledning til transport af injektionsvand fra Dan feltet. Udbygningen er planlagt på en sådan måde, at en del af brøndene bores, før platformen kommer på plads på feltet. Planen angiver, at produktionen fra installationerne indledes umiddelbart efter, at rørledningerne og platformen er bragt på plads i begyndelsen af 2001.

Energistyrelsen har efterfølgende godkendt et projekt, som indebærer en yderligere acceleration af produktionen fra Halfdan feltet. Et fremskyndet anlæg af rørledningerne sammen med en mindre ændring af rørledningsprojektet og etablering af midlertidige produktionsanlæg på boreplatformen *Mærsk Endeavour*, hvorfra Halfdan brøndene udføres, har således muliggjort, at produktionen fra de første brønde har kunnet indledes allerede i marts 2000, dvs. mindre end et år efter, at den første efterforskningsbrønd på feltet blev udført.

Blandt andet i forbindelse med de nævnte projekter har Energistyrelsen i 1999 behandlet og godkendt et betydeligt antal byggeprojekter samt givet en række

tilladelser til installation offshore og til efterfølgende ibrugtagning af de nye installationer.

Energistyrelsen har som tidligere i forbindelse med godkendelsesarbejdet især fokuseret på sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige forhold, som blandt andet dokumenteres i operatørens kontrolsystemer og af de VVM (vurdering af virkningen på miljøet)- og sikkerhedsredegørelser, operatøren udarbejder.

### **Energistyrelsens driftstilsyn**

Energistyrelsen har i 1999 fortsat sine bestræbelser på at sikre et tilfredsstillende arbejdsmiljø på installationerne i Nordsøen og har blandt andet gennemført inspektioner af udvalgte faste produktionsanlæg. Energistyrelsen har desuden gennemført inspektioner af de måletekniske forhold på anlæggene i Nordsøen, på DONG Olierørs terminalfaciliteter i Fredericia og på oliemodtageanlæggene i de havne, hvor olielasterne fra Syd Arne feltet indskibes.

### **FLYTBARE HAVANLÆG**

I samarbejde med bl.a. Søfartsstyrelsen fører Energistyrelsen tilsyn med sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på de flytbare havanlæg, der anvendes i den danske sektor. Dette tilsyn er baseret på, at anlæggenes fysiske og organisatoriske forhold vurderes, før der gives tilladelse til deres anvendelse på dansk område (ibrugtagningstilladelse). Ud over internationale certifikater bliver også dokumentationsmateriale, som af ejeren eller brugeren er udarbejdet til andre landes myndigheder (som f.eks. en britisk "Safety Case"), accepteret som en del af baggrunden for ansøgning om ibrugtagningstilladelse på dansk område.

Danske regler om anlæggenes sikkerhed, arbejdsmiljø og indkvarteringsforhold sigter mod, at der opnås et tilsvarende sikkerheds- og sundhedsniveau som på land. Reglerne er derfor på flere områder mere krævende end de internationalt gældende regler, og efterlevelse heraf kan forudsætte betydelige ændringer af anlæggene. Administrationen er tilrettelagt, så omfanget af eventuelle ændringer kan fastlægges i så god tid forud for anvendelsen på dansk område, at de berørte selskaber har mulighed for at gennemføre fysiske ændringer effektivt og økonomisk forsvarligt.

Ved indgangen til 1999 var olieprisen lav, hvilket må formodes at have været en medvirkende årsag til det lave aktivitetsniveau en del af året. Således var der i en periode midt på året kun én boreplatform, *Mærsk Exerter*, i arbejde for Mærsk Olie og Gas. Aktiviteten steg dog efterfølgende, således at boreplatformene *Mærsk Endeavour*, *Mærsk Exerter*, *Noble Byron Welliver* og *Transocean Shelf Explorer* ved årets udgang var i arbejde for Mærsk Olie og Gas. Boreplatformen *Kolskaya* har i hele 1999 arbejdet ved det af Amerada Hess opererede Syd Arne felt, hvor den har udført produktions- og efterforskningsboringer. Tilsvarende har boreplatformen *Noble George Sauvageau* i hele 1999 arbejdet for Statoil i forbindelse med etablering af Siri feltet.

Kranfartøjet *Thialf* og beboelsesplatformen *Polyconcord* blev benyttet af Amerada Hess ved installation og færdiggørelse af Syd Arne produktionsplatformen. Andre konstruktions- og rørlægningsfartøjer er i øvrigt blevet anvendt i forbindelse med feltudbygninger og rørlægning i løbet af året. Anvendelsen har typisk været relativt kortvarig, og der er kun i enkelte tilfælde fundet behov for væsentlige ændringer på disse fartøjer forud for udstedelse af tilladelse til anvendelse på dansk område.

Energistyrelsen har som led i behandlingen af ansøgninger om ibrugtagningstilladelse gennemført inspektion på en række anlæg. Desuden har Energistyrelsen i årets løb, som led i det løbende tilsyn, foretaget inspektion på nogle af de boreplatforme, der har længerevarende kontrakt på dansk område.

## LOVE OG BEKENDTGØRELSER I 1999

I 1999 er der i samarbejde med arbejdsmarkedets parter i Koordinationsudvalget blevet udarbejdet følgende bekendtgørelser, blandt andet til gennemførelse af EU-direktiver:

*Bekendtgørelse nr. 408 af 12. maj 1999 om sikkerheds- og sundhedsarbejde på faste havanlæg.*

Reglerne er en modernisering af de tidligere regler om sikkerhedsorganisationen på området.

Hovedmålet har været at sikre mere enkle og håndterbare regler på området med mulighed for, at flere arbejdsområder kan slås sammen og repræsenteres af samme sikkerhedsrepræsentant i sikkerhedsorganisationen.

Bekendtgørelsen trådte i kraft den 1. november 1999, et halvt år efter offentliggørelsen, så der var tid til at afholde nyvalg af sikkerhedsrepræsentanter.

*Bekendtgørelse nr. 303 af 10. maj 1999 om støj på flytbare havanlæg*

*Bekendtgørelse nr. 304 af 10. maj 1999 om støj på faste havanlæg.*

Bekendtgørelserne, som henholdsvis gælder for boreplatforme, hotelplatforme mv. og for produktionsanlæggene i Nordsøen, erstatter tidligere regler på området.

Den væsentligste ændring i reglerne er en nedsættelse af grænsen for den daglige støjbelastning med 5 decibel fra 88 dB(A) til 83 dB(A) regnet over en 12 timers arbejdsdag, som er det normale offshore. Dette svarer til en daglig støjbelastning på 85 dB(A) regnet over en 8 timers arbejdsdag. Hermed er grænseværdien for den tilladte daglige støjbelastning på havanlæggene bragt ned på samme niveau som på land.

De to nye støjbekendtgørelser trådte i kraft den 1. juni 1999. Energistyrelsen har udsendt vejledninger, der knytter sig til bekendtgørelserne. Ud over en uddybning af reglerne indeholder vejledningerne retningslinier for måling af støj og beregning af den daglige støjbelastning.

Herudover har Energistyrelsen i 1999 udstedt følgende bekendtgørelse i medfør af lov nr. 310 af 17. maj 1995 om anvendelse af Danmarks undergrund og af lov nr. 187 af 12. marts 1997 om ændring af lov om kontinentalsoklen:

*Bekendtgørelse nr. 748 af 19. september 1999 om miljømæssig vurdering (VVM) af projekter til indvinding af kulbrinter på dansk søterritorium og kontinentalsokkelområde og projekter til etablering af transitørledninger.*

Den nye bekendtgørelse om miljømæssig vurdering (VVM) af projekter til indvinding af kulbrinter på dansk søterritorium og kontinentalsokkelområde og projekter til etablering af transitørledninger fastsætter nærmere regler om, hvilke offshore projekter der skal gøres til genstand for en VVM-redegørelse.

tabel 6.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg, pr. mio. arbejdstimer

År	Faste havanlæg	Flytbare havanlæg
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
1998	8,8	5,9
1999	4,0	4,5

Bekendtgørelsen har to bilag. Bilag 1 angiver hvilke oplysninger, en VVM-redegørelse som minimum skal indeholde. Bilag 2 angiver udvælgelseskriterierne, hvorefter Energistyrelsen afgør, om der skal udarbejdes en VVM-redegørelse for projekter, som må antages at kunne få en væsentlig indvirkning på miljøet.

Oplysning om ansøgningen og om VVM-redegørelsen bekendtgøres for offentligheden, ved at Energistyrelsen indrykker en annonce i landsdækkende aviser, hvor der gives oplysning om offentlighedsperiodens længde, og om hvor eventuelle rapporter, baggrundsnotater m.v. ligger til gennemsyn for offentligheden. Offentligheden er herigennem sikret mulighed for inden for en frist at kunne gøre indsigelse mod projektet.

### ANMELDELSE AF ARBEJDSKADER

Statistikken over arbejdsskader på faste og flytbare havanlæg er 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 tilskadestdagen.

Energistyrelsen har i 1999 modtaget 17 anmeldelser af arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 9 arbejdsulykker på faste havanlæg og 8 arbejdsulykker på flytbare enheder. Ingen af ulykkerne har medført død eller invaliderende personskade.

#### Ulykker på flytbare enheder

De flytbare enheder omfatter boreplatforme, rørledningsfartøjer, kranfartøjer samt skibe, hvorfra der udøves efterforsknings- eller indvindingsvirksomhed af olie og gas.

De 8 ulykker på flytbare enheder fordelte sig med 7 på boreplatforme og 1 på et rørledningsfartøj. Af de 7 ulykker på boreplatformene er 3 oplyst at være sket i forbindelse med arbejde på boredæk og i boretårn, 1 i maskinrum, mens 3 er uoplyst. For rørledningsfartøjets vedkommende er det ikke oplyst, hvor ulykken fandt sted. Hovedparten af ulykkerne skete i forbindelse med manuel håndtering af borerør og øvrigt udstyr.

For de flytbare enheders vedkommende blev der angivet et forventet fravær på:

4-14 dage:	1 anmeldelse
2-5 uger:	5 anmeldelser
Mere end 5 uger:	2 anmeldelser

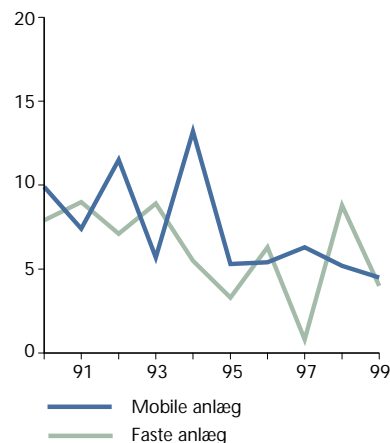
#### Ulykker på faste havanlæg

Anmeldelserne for faste havanlæg omfatter ulykker opstået under sammenbygning, drift og vedligehold af anlæggene. Endvidere henregnes tilknyttede indkvarteringsenheder under faste havanlæg, men der blev ikke rapporteret ulykker på disse i 1999.

Af de 9 ulykker på faste havanlæg skyldtes 2 snublen eller fald i forbindelse med færden på anlægget, mens resten er fordelt på: tunge løft (1), stød mod genstande (4), klemning (1) og andre årsager (1).

fig. 6.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg

Ulykker pr. mio arbejdstimer





For disse ulykker var der oplyst følgende forventede fravær:

1-3 dage:	1 anmeldelse
4-14 dage:	4 anmeldelser
2-5 uger:	2 anmeldelser
Mere end 5 uger:	2 anmeldelser

### Ulykkesfrekvens

Sættes antallet af anmeldte arbejdsulykker på de faste havanlæg i relation til antallet af udførte arbejdstimer (2,23 mio.), fås en ulykkesfrekvens på 4,0 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Tilsvarende fås for de flytbare havanlæg, hvor antallet af arbejdstimer i 1999 udgjorde 1,77 mio., en ulykkesfrekvens på 4,5 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Heraf var ulykkesfrekvensen for borerigge 4,7 pr. mio. arbejdstimer og 3,5 pr. mio. arbejdstimer for øvrige enheder.

Antallet af arbejdstimer er oplyst fra selskaberne (ca. 12 timer pr. døgn).

Ulykkesfrekvensen i perioden 1990 til 1999 for de faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsenheder og flytbare havanlæg er vist i tabel 6.1 og figur 6.1.

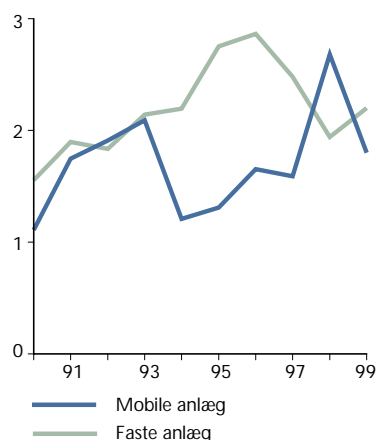
I forhold til ulykkesfrekvensen på sammenlignelige landbaserede virksomheder er ulykkesfrekvensen offshore meget lav.

tabel 6.2 Karakterisering af anmeldte formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser i 1999

Type anlæg	Diagnose	Påvirkning
Boreplatform	Slidigt i knæ	Arbejde på boredæk
Uoplyst	Lumbago	Stilladsarbejde, tunge løft i akavede stillinger
Uoplyst	Allergi mod neoprengummi	Overlevelsesdragter til brug under helikoptertransport
Boreplatform	Allergi mod neoprengummi	Overlevelsesdragter til brug under helikoptertransport
Fast havanlæg	Allergi mod maling	Hudkontakt med maling
Fast havanlæg	Rødme og hævelse af huden	Kontakt med boremudder
Fast havanlæg	Ingen. Bekymring for senere stråleskader.	Ioniserende stråling fra naturligt forekommende belægninger ('scales') i.forb.m. med rensning af pumpe

fig. 6.2 Udførte arbejdstimer på havanlæg

mio. arbejdstimer



Figur 6.2 viser antallet af udførte arbejdstimer på faste og flytbare havanlæg på dansk sektor i Nordsøen.

### 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 været ganske få. Siden 1993 har Energi-styrelsen modtaget 36 anmeldelser, heraf 7 i 1999.

De anmeldte lidelser fra 1999 kan karakteriseres som beskrevet i tabel 6.2.

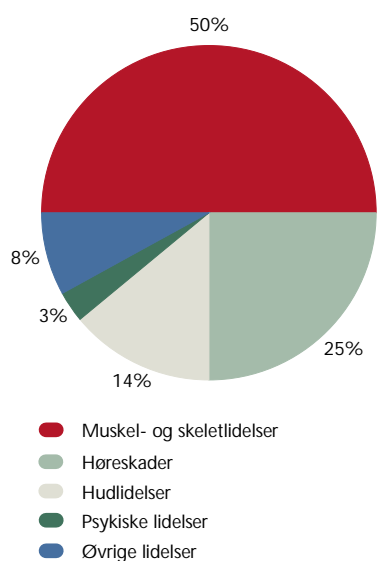
Det fremgår af figur 6.3, hvorledes disse 36 anmeldelser er fordelt på hoveddiag-noser. Anmeldelserne omfatter både anmeldelser fra faste og fra flytbare havanlæg. Dog er hovedparten af anmeldelserne relateret til faste havanlæg. Flere af disse er anmeldt til Arbejdsskadestyrelsen med henblik på anerkendelse som arbejdsskade.

### INTERNATIONALT SAMARBEJDE

Som led i det internationale samarbejde om sikkerhed og sundhed på anlæg i Nordsøen har Energistyrelsen i 1999 afholdt kontaktmøder med offshore myndig-hederne i flere af de lande, der ligger omkring Nordsøen. Styrelsen har i denne sammenhæng også deltaget i det internationale samarbejde i *North Sea Offshore Authorities Forum* (NSOAF) om sikkerhedsuddannelse og spørgsmål vedrørende flytbare havanlæg.

NSOAF afsluttede i 1999 den fælles revision (audit) af borefirmaet Transocean's vedligeholdelsesstyringssystem, der blev igangsat i 1998. Revisionen omfattede firmaets landorganisation og udvalgte boreplatforme i UK, Norge og Danmark samt firmaets hovedkontor i Houston. Ligesom en revision, der blev udført i 1997-98 hos Noble Drilling, var dette projekt vellykket set fra myndighedernes side. Der er ikke besluttet nye fælles auditprojekter fra NSOAFs side i det kommende år, men der arbejdes på at afklare, hvordan de fælles aktiviteter kan fortsætte med anvendelse af færre ressourcer, eftersom denne type tværnationalt samarbejde ofte er meget ressourcekrævende.

fig. 6.3 Antal arbejdsbetingede lidelser anmeldt for årene 1993-1999



I 1999 blev der opnået gensidig anerkendelse i Nordsølandene af de enkelte landes grundlæggende sikkerhedsuddannelse. Samtidig blev arbejdet med at opnå gen-sidig anerkendelse af de mere specialiserede uddannelser (brandhold, rednings-bådsførere mv.) igangsat.

Energistyrelsen deltager endvidere i en international gruppe OMHEC (*Offshore Mechanical Handling Equipment Committee*), der sammen med andre offshore myndig-heder, certificerende selskaber og specialister på området drøfter spørgsmål om løfteudstyr og fælles træningsstandarder.

Endelig har Energistyrelsen fortsat deltaget i arbejdet i Kommissionen for Sikkerhed og Sundhed i Mineindustrien og Anden Udvindingsindustri under Europa-Kommissionen (SHCMOEI).

## 7. MILJØ

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

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

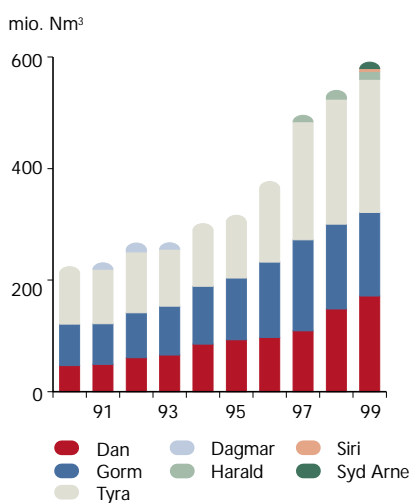
Miljøstyrelsens opgaver er fortrinsvis knyttet til udledningen fra platformene og virkningen heraf på det omgivende miljø samt til beredskabet for olieforureningsbekæmpelse. Energistyrelsens opgaver er især knyttet til anlæggenes konstruktion, udstyr og drift.

Siden ændringen af Undergrundsloven i 1995 og af Kontinentalsokkeloven i 1997, som blandt andet blev gennemført for at implementere EU's VVM-direktiv, skal der forud for etablering af anlæg til indvinding af olie og gas foretages en vurdering af de miljømæssige konsekvenser af anlægget. Energistyrelsen har i 1999 udstedt en bekendtgørelse med regler om gennemførelsen af VVM af offshore projekter, som skal godkendes efter Undergrundsloven og Kontinentalsokkeloven.

Den stigende miljømæssige interesse for offshoreaktiviteterne ses ikke alene nationalt. På internationalt plan har der i de seneste år været en stigende interesse for en miljømæssig regulering for at begrænse havanlæggenes miljøpåvirkninger.

Den danske indsats i denne sammenhæng sker i samarbejde mellem flere institutioner, koordineret af Miljøstyrelsen. Energistyrelsen bidrager på sine fagområder og deltager internationalt i de fora, som er væsentlige for de danske olie- og gasaktiviteter, blandt andet i Oslo/Paris Kommissionens arbejdsgruppe om *Seabased Activities* (SEBA).

fig. 7.1 Brændstofforbrug



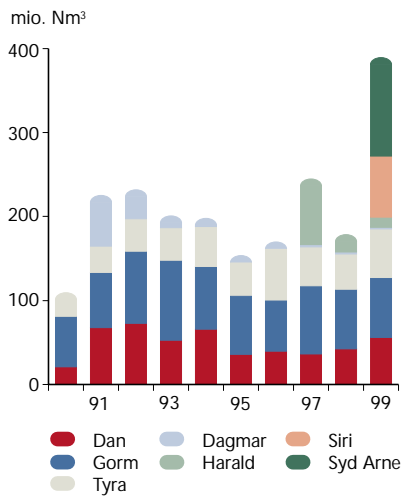
I lighed med udviklingen på andre områder i samfundet er de metoder, der anvendes til regulering af miljøforholdene, under forandring. Hvor reguleringen tidligere især skete ved specifik begrænsning af udledningernes art og mængde, lægges der nu i højere grad vægt på at sikre, at miljøpåvirkninger begrænses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

### UDVIKLINGEN I CO<sub>2</sub>-UDLEDNINGEN FRA DANSKE OFFSHORE-ANLÆG

#### Gasforbrug til energiproduktion samt gasafbrænding

Ved produktion og transport af olie og naturgas forbruges betydelige energimængder, ligesom det er nødvendigt at afbrænde en del gas, som af sikkerhedsmæssige eller tekniske grunde ikke kan nyttiggøres. Anlæggene i Nordsøen udleder derfor CO<sub>2</sub> i mængder, som afhænger både af produktionens størrelse og af anlægstekniske og naturgivne forhold.

fig. 7.2 Gasafbrænding



Det er især anvendelsen af en del af den producerede gas til brændstof i gasturbiner, som driver elgeneratorer, gaskompressorer samt vandinjektionspumper, som fører til udledning af CO<sub>2</sub>.

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

Forbruget af gas til brændstof på procesanlæggene og den afbrændte gasmængde gennem de seneste 10 år er illustreret på figurerne 7.1 og 7.2.

Det fremgår af figurerne, at der som følge af den stigende produktion er sket en betydelig stigning i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg i Nordsøen gennem de seneste 10 år, og at mængden af afbrændt gas efter en årrække med en faldende tendens udviser en særdeles kraftig stigning i 1999 som følge af idriftsættelsen af Siri og Syd Arne.

### CO<sub>2</sub>-udledningen i 1999

Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med ca. 3,5% af den samlede CO<sub>2</sub>-udledning i Danmark. Udviklingen i CO<sub>2</sub>-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1990 er vist i figur 7.3. Det ses, at den samlede udledning i 1999 udgjorde ca. 2,2 mio. tons CO<sub>2</sub>. Dette er en stigning i udledningen på ca. 0,6 mio. tons i forhold til de seneste år.

Den beskrevne udvikling i CO<sub>2</sub>-udledningen skal ses i sammenhæng med den markante stigning i produktionen af olie og naturgas gennem de senere år. Produktionen af olie og gas er således steget med ca. 150% fra ca. 8,7 mio. t.o.e. i 1990 til ca. 21,5 mio. t.o.e. i 1999. Denne produktionsstigning skyldes dels, at de nye anlæg på Siri og Syd Arne nu er blevet sat i drift, dels at der gennem 90'erne er sket en betydelig udbygning af produktionen fra DUC's felter gennem introduktion af forbedrede indvindingsmetoder. Desuden spiller det en rolle, at den årlige gaseksport fra felterne i Nordsøen nu udgør ca. 7 mia. Nm<sup>3</sup> mod ca. 2,8 mia. Nm<sup>3</sup> i 1990.

De nye indvindingsmetoder, som er meget energikrævende, indebærer injektion af store vandmængder i reservoirerne på Dan, Gorm og Skjold og senest på Siri. Vandinjektion på Skjold indledtes i 1986, mens vandinjektion blev påbegyndt i mindre omfang på Dan og Gorm i 1989.

Desuden er den stærkt energikrævende gasinjektion på Tyra feltet som resultat af den seneste større udbygning af feltet blevet mere end fordoblet i forhold til situationen først i 90'erne.

På Siri indebærer det nu igangsatte udbygningskoncept, at der allerede fra produktionsstart injiceres både vand og gas i reservoiret.

Succesen med vandinjektion som indvindingsforbedrende metode i DUC's kalkfelter har ført til stærkt stigende vandinjektion i disse felter. I 1999 er der således blevet injiceret i alt ca. 30,8 mio. m<sup>3</sup> vand i de tre felter mod kun ca. 4,5 mio. m<sup>3</sup> i 1990.

### CO<sub>2</sub>-udledningen i relation til produktionens størrelse

Brændstofforbruget på procesanlæggene i Nordsøen og den deraf følgende CO<sub>2</sub>-udledning har udviklet sig som vist på figur 7.4.

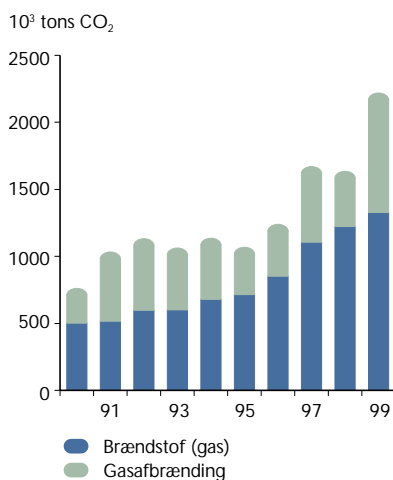
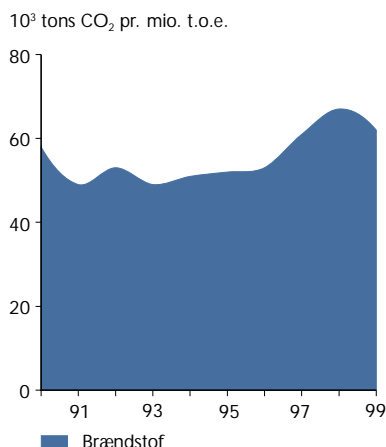
fig. 7.3 CO<sub>2</sub>-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen

fig. 7.4 CO<sub>2</sub>-udledning fra brændstofforbrug

Det fremgår af figuren, at CO<sub>2</sub>-udledningen fra brændstofforbruget vurderet i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse i perioden 1990-1996 gennemsnitligt har udgjort ca. 52.000 tons CO<sub>2</sub> pr. mio. tons t.o.e., med mindre udsving fra år til år.

Fra 1997 har den betydelige udvikling i olie- og især gasproduktionen givet anledning til en relativ stigning i CO<sub>2</sub>-udledningen fra energifremstillingen på ca. 20% grundet de mere energikrævende indvindingsprocesser og en større belastning af især eksportkompressorerne for naturgassen.

Anlægges en lignende betragtning for gasafbrændingen på offshore anlæggene og det deraf følgende bidrag til CO<sub>2</sub>-udledningen, ses det på figur 7.5, at tendensen i udviklingen i CO<sub>2</sub>-udledningen fra gasafbrændingen vurderet i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse har været stadigt faldende siden begyndelsen af 1990'erne til et niveau sidst i 1990'erne på ca. 20.000 tons CO<sub>2</sub> pr. mio. t.o.e.

Imidlertid har indkøringen af nye produktionsanlæg som Harald i 1997 og Siri og Syd Arne i 1999 forårsaget en ekstraordinær stor gasafbrænding. Den stærke stigning i olie- og gasproduktionen og den deraf større belastning af produktionsanlæggene forventes ikke at give anledning til en tilsvarende stigning i gasafbrændingen, efter at indkøringen af de pågældende anlæg er overstået.

Figur 7.6 viser blandt andet forløbet af udviklingen i gasafbrændingen i 1999 på de nye produktionsanlæg på Siri og Syd Arne. For Siris vedkommende ses det, at gasafbrændingen efter en indkøringsperiode på ca. 6 måneder har stabiliseret sig på et lavt niveau fra oktober måned. Af figuren fremgår endvidere, at udviklingen i størrelsen af gasafbrændingen på Syd Arne udviser en tilsvarende tendens. Efter årsskiftet 1999/2000 er gasafbrændingen på Syd Arne således efterhånden blevet normaliseret på et lavt niveau.

### CO<sub>2</sub>-udledningen offshore og de energipolitiske målsætninger

En af de vigtigste målsætninger i dansk energipolitik er at reducere udledningen af CO<sub>2</sub>. Som et af midlerne for at nå dette mål har substitution af olie og kul med naturgas og vedvarende energikilder spillet en væsentlig rolle i de senere år.

Den stærke stigning i forbruget og dermed produktionen af naturgas i Danmark er således direkte knyttet til målsætningen om at reducere CO<sub>2</sub>-udledningen fra dansk område. I perioden 1988 til 1998 er det lykkedes at reducere udledningen med ca. 5 mio. tons CO<sub>2</sub> pr. år gennem omlægning af brændselsforbruget. Som nævnt har der i den samme periode fundet næsten en tredobling sted af produktionen af olie og gas, som har ført til en stigning af CO<sub>2</sub>-udledningen offshore på ca. 0,9 mio. tons pr. år, hvoraf en væsentlig del skyldes den øgede naturgasproduktion.

En betydelig del af gasproduktionen er anvendt til at erstatte kul som brændsel.

Indvinding og transport af olie og naturgas nødvendiggør som anført anvendelse af store mængder energi, og mulighederne for at reducere CO<sub>2</sub>-udledningen offshore er begrænset af dette energibehov og af de eksisterende anlægs grundlæggende udformning.

I forbindelse med nybygning af produktionsanlæg eller større ombygninger af eksisterende anlæg er der imidlertid gunstige muligheder for at sikre anvendelsen

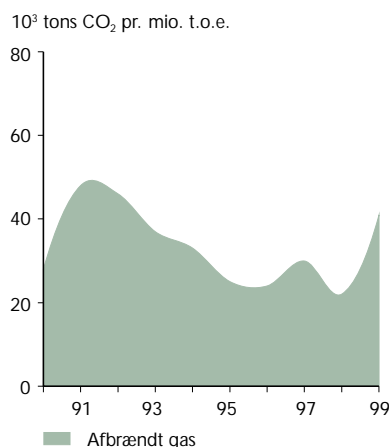
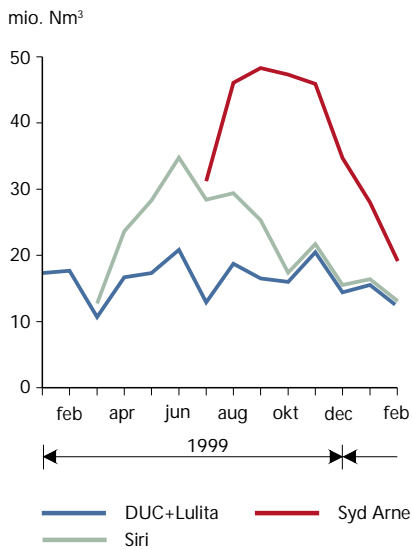
fig. 7.5 CO<sub>2</sub>-udledning fra gasafbrænding

fig. 7.6 Gasafbrænding 1999 på danske Nordsøfelter



af den bedst mulige teknologi. Der kan dog ikke fokuseres udelukkende på CO<sub>2</sub>-udledningen ved bedømmelse af ny teknologi inden for denne sektor; sikkerheds- og pålidelighedsmæssige forhold for driften, bemandings- og vedligeholdsmæssige forhold samt investeringer og driftsomkostninger skal også tages i betragtning.

Større ombygninger og nybygninger af produktionsanlæg offshore er som anført i det følgende underlagt krav om udførelse af en *Vurdering af Virkningen på Miljøet*, inden de kan godkendes. Væsentlige oplysninger vedrørende udledningen af CO<sub>2</sub> fra det planlagte anlæg indgår i denne vurdering på linie med andre forhold af betydning for miljøet.

En detaljeret vurdering af de planlagte forhold og af relevante alternativer og deres betydning for CO<sub>2</sub>-udledningen vil derfor også i fremtiden indgå i forbindelse med ansøgning om godkendelse af nye projekter. På baggrund af dette kan det sikres, at fremtidige anlæg bliver udformet sådan, at kravet om, at den til enhver tid mest hensigtsmæssige teknologi anvendes, bliver tilgodeset.

Således er der ved projekteringen af alle de nye produktionsanlæg, for eksempel på Tyra og Harald samt på Siri og Syd Arne, blevet lagt betydelig vægt på, at energiforbruget på anlæggene er optimeret for at holde dette på et minimum. Der er endvidere lagt stor vægt på, at behovet for afbrænding af gas under normal drift er så lavt som muligt under hensyntagen til ovennævnte forhold.

Efter ændring af anlæg og ved ibrugtagning af nye anlæg vil der være en periode, ofte af flere måneders varighed, hvor anlægget ikke fungerer optimalt. Dette skyldes, at f.eks. gasturbiner og gaskompressorer er meget følsomme over for den gastype og det gstryk, de arbejder med. Derfor er det ikke muligt at igangsætte det samlede anlæg umiddelbart efter afslutning af installationsarbejdet. Der er behov for gradvist at tage udstyret i drift, så der løbende kan foretages de justeringer, der er nødvendige for driften og sikkerheden. Fordi de gaskompressorer, der skal bruges til at trykke gassen gennem en rørledning til salgsstedet eller ned i reservoiret som drivmiddel, ikke er til rådighed før sent i indkøringsfasen, vil afbrændingen af gas under indkøringen være meget højere, end den vil være under normal drift. Dette forhold har haft stor betydning for gasafbrændingen i 1999, hvor produktionen på både Siri og Syd Arne blev igangsat.

## MILJØKONSEKVENSVURDERINGER

### Nye regler på området

Den nye bekendtgørelse om miljømæssig vurdering (VVM) af projekter til indvinding af kulbrinter på dansk søterritorium og kontinentalsokkelområde og projekter til etablering af transitrørledninger fastsætter nærmere regler om miljømæssig vurdering af offshore projekter og af anlæg af transitrørledninger over den danske kontinentalsokkel.

For offshore projekter omfattet af Undergrundsloven skal der laves en VVM-redegørelse ved ansøgning om tilladelse til indvinding af mere end 500 tons råolie pr. dag eller mere end 500.000 m<sup>3</sup> naturgas pr. dag. Der skal også udarbejdes en VVM-redegørelse ved etablering af rørledninger til transport af gas, olie eller kemikalier med en diameter på over 800 mm og en længde på over 40 km.

Endelig skal anlæg til oplagring af olieprodukter samt petrokemiske eller kemiske produkter med en kapacitet på 200.000 tons eller derover også VVM-vurderes.

Ved anlæg af olie- og gasledninger, som ikke har ovennævnte dimension, ved ændringer eller udvidelser af offshore projekter eller af transitørledning, skal der også udarbejdes en VVM-redegørelse, når de nævnte projekter kan være til skade for miljøet. Det er Energistyrelsen, der konkret afgør, om der skal foretages VVM-vurdering. Hvis Energistyrelsen afgør, at der ikke skal udarbejdes VVM-redegørelse, skal afgørelse herom offentliggøres samtidig med, at godkendelse eller tilladelse meddeles ansøgerne.

Bekendtgørelsen indeholder bilag, som angiver, hvilke oplysninger en VVM-redegørelse som minimum skal indeholde. Projektet skal beskrives med angivelse af fysiske karakteristika samt arealanvendelsesbehovet under bygnings- og driftsfaserne. Der kræves også en beskrivelse af produktionsprocesserne for eksempel med beskrivelse af type og mængde anvendte materialer. Der skal endvidere gives et skøn over forventede reststoffer og emissioner i forbindelse med drift af projektet, ligesom det skal beskrives, hvordan anlægget kan bortskaffes.

Beskrivelsen skal også omfatte de væsentligste alternativer, som bygherren har undersøgt, samt belyse konsekvenserne af, at det pågældende projekt ikke gennemføres. Det skal beskrives og begrundes, hvorfor den konkrete udbygningsløsning er valgt.

Redegørelsen skal desuden indeholde en beskrivelse af miljøet både inden for og uden for dansk område, som i væsentlig grad kan blive berørt af det foreslåede projekt og en beskrivelse af miljøets tilstand før udbygning med henblik på vurdering af forudsigelige ændringer af miljøets tilstand.

Herudover skal redegørelsen omfatte en beskrivelse af de foranstaltninger, der planlægges foretaget for at undgå, nedbringe og om muligt neutralisere betydelige skadelige virkninger på miljøet og en vurdering af konsekvenserne af de tekniske løsninger, der er valgt.

Endelig skal der udarbejdes et ikke-teknisk resumé, som offentliggøres sammen med VVM-redegørelsen.

For at give offentligheden mulighed for inden for en frist at komme med indsigelser mod det pågældende projekt, offentliggøres oplysninger om ansøgningen og om VVM-redegørelsen ved, at Energistyrelsen indrykker en annonce i tre landsdækkende aviser. I annoncen oplyses om offentlighedsperiodens længde, og hvor eventuelle rapporter, baggrundsnotater m.v., der er udarbejdet i forbindelse med VVM-redegørelsen, ligger til gennemsyn for offentligheden. Ansøgningen og VVM-redegørelsen sendes endvidere til høring hos berørte myndigheder og organisationer.

### **Vurdering af virkning på miljøet for et samlet område i Nordsøen**

I foråret 1999 sendte Mærsk Olie og Gas AS "Vurdering af virkningen på miljøet fra yderligere brønde" til Energistyrelsen. Denne VVM-redegørelse omfatter udbygning af eksisterende og nye felter i Nordsøen ved boring af op til 69 brønde og etablering af de tilhørende ændringer af anlæg samt den efterfølgende driftsperiode omfattende både de eksisterende og de nye brønde i perioden 1999-2006. De 69 brønde vil for størstedelens vedkommende blive boret fra eksisterende produktionsanlæg beliggende vest for 6° 15' østlig længde. Miljø-redegørelsen omfatter således hele det område, hvor DUC ifølge eneretsbevillingen

har rettigheder til efterforskning og produktion af kulbrinter i Danmark. Vurderingen af miljøpåvirkningen er baseret på den samlede produktion, dvs. både fra de eksisterende brønde og fra de nye brønde. Endelig indeholder redegørelsen en vurdering af mulige miljøkonsekvenser som følge af uforudsete udledninger under boring og drift.

Energistyrelsen har efterfølgende i 1999 afgjort fire ansøgninger om godkendelse af udbygningsprojekter i Nordsøen efter Undergrundslovens §10, hvor denne VVM-redegørelse har dannet grundlag for de konkrete ansøgninger.



<b>Bilag A</b>	Rettighedshavere i Danmark	<b>56</b>
<b>Bilag B</b>	Forundersøgelser 1999	<b>62</b>
<b>Bilag C</b>	Nye felter	<b>63</b>
<b>Bilag D</b>	Producerede og injicerede mængder	<b>66</b>
<b>Bilag E</b>	Felter i produktion	<b>73</b>
<b>Bilag F</b>	Økonomiske nøgletal	<b>92</b>
<b>Bilag G</b>	EFP-projekter	<b>93</b>
<b>Bilag H</b>	Reservekategorier	<b>94</b>
<b>Bilag I</b>	Organisation	<b>95</b>
<b>Koncessionskort</b>		



## RETTIGHEDSHAVERE I DANMARK

Tilladelse	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS
Dato for udstedelse	8. juli 1962
Blok	Areal (km <sup>2</sup> )
5504/7, 8, 11, 12, 15, 16; 5505/13, 17, 18 (Det Sammenhængende Område)	1934,0
5504/5, 6 (Elly)	64,0
5603/27, 28 (Freja)	44,8
5504/10, 14 (Rolf)	8,4
5604/25 (Svend)	48,0
5604/21, 22 (Harald)	55,7

Selskab	Andel (%)
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	46,000
A.P. Møller (Bevillingshaver)	39,000
Texaco Denmark Inc.	15,000

Tilladelse	7/86 (Amalie-delen)
Operatør	Dansk Operatørselskab i-s, Amerada Hess A/S er medoperatør
Dato for udstedelse	24. juni 1986 (2. runde)
Blok	5604/22, 26
Areal (km <sup>2</sup> )	106,8

Selskab	Andel (%)
Amerada Hess Energi A/S	42,758
DONG Efterforskning og Produktion A/S	25,317
DENERCO OIL A/S	20,731
LD Energi A/S	11,194

Tilladelse	7/86 (Lulita-delen)
Operatør	Dansk Operatørselskab i-s, Statoil Efterforskning og Produktion A/S er medoperatør
Dato for udstedelse	24. juni 1986 (2. runde)
Blok	5604/22
Areal (km <sup>2</sup> )	2,6

Selskab	Andel (%)
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	37,642
DONG Efterforskning og Produktion A/S	27,184
DENERCO OIL A/S	24,260
LD Energi A/S	10,914

Tilladelse	7/89
Operatør	Amerada Hess A/S, Dansk Operatørselskab i-s er medoperatør
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5504/2; 5604/25, 29, 30
Areal (km <sup>2</sup> )	261,6

Selskab	Andel (%)
Amerada Hess A/S	65,690
DONG Efterforskning og Produktion A/S	25,000
DENERCO OIL A/S	7,500
Danoil Exploration A/S	1,810

Tilladelse	7/89 (Syd Arne-delen)
Operatør	Amerada Hess A/S, Dansk Operatørselskab i-s er medoperatør
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5604/29, 30
Areal (km <sup>2</sup> )	93,3

Selskab	Andel (%)
Amerada Hess A/S	57,479
DONG Efterforskning og Produktion A/S	34,375
DENERCO OIL A/S	6,563
Danoil Exploration A/S	1,584

Tilladelse	8/89
Operatør	Dansk Operatørselskab i-s, Amerada Hess A/S er medoperatør
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5603/32; 5604/29
Areal (km <sup>2</sup> )	234,0

Selskab	Andel (%)
Amerada Hess A/S	63,263
DONG Efterforskning og Produktion A/S	23,624
DENERCO OIL A/S	10,564
Danoil Exploration A/S	2,549

<b>Tilladelse</b>	<b>10/89</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	A.P. Møller	26,667
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,667
Blok	5603/27	Texaco Denmark Inc.	26,667
Areal (km <sup>2</sup> )	27,1	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
<b>Tilladelse</b>	<b>1/90</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Dansk Operatørselskab i-s, Statoil Efterforskning og Produktion A/S er teknisk assistent	Statoil Efterforskning og Produktion A/S	37,642
Dato for udstedelse	3. juli 1990	DONG Efterforskning og Produktion A/S	27,184
Blok	5604/18	DENERCO OIL A/S	24,260
Areal (km <sup>2</sup> )	1,2	LD Energi A/S	10,914
<b>Tilladelse</b>	<b>2/90</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Dansk Operatørselskab i-s	RWE-DEA AG	30,000
Dato for udstedelse	3. juli 1990	DENERCO OIL A/S	28,500
Blok	5604/23, 24	Amerada Hess Energi A/S	19,000
Areal (km <sup>2</sup> )	430,5	LD Energi A/S	12,500
		DONG Efterforskning og Produktion A/S	10,000
<b>Tilladelse</b>	<b>3/90</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	Shell Olie- og Gasudvinding A/S	36,800
Dato for udstedelse	13. juli 1990	A.P. Møller	31,200
Blok	5603/28	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Areal (km <sup>2</sup> )	29,6	Texaco Denmark Inc.	12,000
<b>Tilladelse</b>	<b>1/95</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Amerada Hess A/S, Dansk Operatørselskab i-s er medoperatør	Amerada Hess A/S	40,000
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	Premier Oil BV	20,000
Blok	5503/2, 3; 5603/30, 31	DENERCO OIL A/S	20,000
Areal (km <sup>2</sup> )	187,8	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
<b>Tilladelse</b>	<b>2/95</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Dansk Operatørselskab i-s, Amerada Hess A/S er medoperatør	Amerada Hess A/S	63,263
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	DONG Efterforskning og Produktion A/S	23,624
Blok	5503/3, 4; 5603/31; 5604/29	DENERCO OIL A/S	10,564
Areal (km <sup>2</sup> )	331,1	Danoil Exploration A/S	2,549
<b>Tilladelse</b>	<b>3/95</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Dansk Operatørselskab i-s	DENERCO OIL A/S	28,500
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	RWE-DEA AG	20,000
Blok	5604/19, 20; 5605/21	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Areal (km <sup>2</sup> )	178,7	Amerada Hess Energi A/S	19,000
		LD Energi A/S	12,500
<b>Tilladelse</b>	<b>4/95</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Dansk Operatørselskab i-s	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	27,500
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	DONG Efterforskning og Produktion A/S	27,500
Blok	5604/20; 5605/7, 8, 9, 10, 11,12, 13, 14, 15, 16, 17	RWE-DEA AG	11,500
Areal (km <sup>2</sup> )	1087,5	Enterprise Oil Denmark Ltd.	20,000
		DENERCO OIL A/S	8,500

Tilladelse		5/95
Operatør	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	
Blok	5603/30, 31	
Areal (km <sup>2</sup> )	233,2	

Selskab	Andel (%)
Phillips Petroleum International Corporation Denmark	35,000
Amerada Hess Efterforskning A/S	20,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Pelican A/S Danmark	15,000
DENERCO OIL A/S	5,000
Premier Oil BV	5,000

Tilladelse		6/95
Operatør	Statoil Efterforskning og Produktion A/S, Dansk Operatørselskab i-s er medoperatør	
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	
Blok	5604/16, 20; 5605/13, 17	
Areal (km <sup>2</sup> )	414,1	

Selskab	Andel (%)
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	40,000
Enterprise Oil Denmark Ltd.	20,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	12,500
DENERCO OIL A/S	7,500

Tilladelse		7/95
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	
Blok	5505/22	
Areal (km <sup>2</sup> )	195,9	

Selskab	Andel (%)
A.P. Møller	26,667
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,667
Texaco Denmark Inc.	26,667
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000

Tilladelse		8/95
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	
Blok	5504/3, 4	
Areal (km <sup>2</sup> )	326,0	

Selskab	Andel (%)
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,800
A.P. Møller	31,200
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Texaco Denmark Inc.	12,000

Tilladelse		9/95
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	
Blok	5604/21, 22, 25, 26	
Areal (km <sup>2</sup> )	218,5	

Selskab	Andel (%)
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	36,800
A.P. Møller	31,200
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Texaco Denmark Inc.	12,000

Tilladelse		1/97
Operatør	Norsk Agip A/S	
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben dør)	
Blok	5606/14, 18	
Areal (km <sup>2</sup> )	428,6	

Selskab	Andel (%)
Agip Denmark B.V.	80,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000

Tilladelse		4/97
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben dør)	
Blok	5506/4, 8, 12, 16, 20, 24; 5507/1, 2, 5, 6, 9, 10, 13, 14, 17, 18, 21, 22, 25, 26	
Areal (km <sup>2</sup> )	3335,7	

Selskab	Andel (%)
A.P. Møller	40,000
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	40,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000

Tilladelse		5/97
Operatør	Sterling Resources Ltd.	
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben dør)	
Blok	5512/2; 5612/30	
Areal (km <sup>2</sup> )	406,8	

Selskab	Andel (%)
Odin Energi ApS	80,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000

<b>Tilladelse</b>	<b>1/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	CLAM Petroleum Danske B.V.	CLAM Petroleum Danske B.V.	80,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Blok	5505/1, 5, 6		
Areal (km <sup>2</sup> )	285,5		
<b>Tilladelse</b>	<b>2/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	CLAM Petroleum Danske B.V.	CLAM Petroleum Danske B.V.	80,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Blok	5605/18, 19, 22, 23		
Areal (km <sup>2</sup> )	231,9		
<b>Tilladelse</b>	<b>3/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Marathon Petroleum Denmark, Ltd.	Marathon Petroleum Denmark, Ltd	80,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Blok	5605/28; 5605/32		
Areal (km <sup>2</sup> )	216,4		
<b>Tilladelse</b>	<b>4/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	30,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Saga Petroleum Danmark AS	25,000
Blok	5604/26, 27, 30, 31; 5504/2, 3	Veba Oil Denmark GmbH	25,000
Areal (km <sup>2</sup> )	604,4	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
<b>Tilladelse</b>	<b>5/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	30,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Saga Petroleum Danmark AS	25,000
Blok	5603/24, 28; 5604/21, 25	Veba Oil Denmark GmbH	25,000
Areal (km <sup>2</sup> )	232,6	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
<b>Tilladelse</b>	<b>6/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	30,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Saga Petroleum Danmark AS	25,000
Blok	5504/1, 2; 5604/29	Veba Oil Denmark GmbH	25,000
Areal (km <sup>2</sup> )	213,8	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
<b>Tilladelse</b>	<b>7/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Enterprise Oil Denmark, Dansk Operatørselskab i-s er medoperatør	Enterprise Oil Denmark	60,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	DENERCO OIL A/S	20,000
Blok	5505/1, 2, 3, 6, 7, 10	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Areal (km <sup>2</sup> )	583,4		
<b>Tilladelse</b>	<b>8/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Kerr-McGee International ApS	Kerr-McGee International ApS	40,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	ARCO Denmark Limited	40,000
Blok	5605/18, 19	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Areal (km <sup>2</sup> )	359,1		
<b>Tilladelse</b>	<b>9/98</b>	<b>Selskab</b>	<b>Andel (%)</b>
Operatør	Norsk Agip A/S	Agip Denmark B.V.	80,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Blok	5604/28, 32; 5605/25, 29		
Areal (km <sup>2</sup> )	721,2		

Tilladelse		10/98	Selskab		Andel (%)
Operatør		Norsk Agip A/S	Agip Denmark B.V.		80,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Blok		5503/3, 7			
Areal (km <sup>2</sup> )		169,5			
Tilladelse		11/98	Selskab		Andel (%)
Operatør		Dansk Operatørselskab i-s	Amerada Hess A/S		42,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Veba Oil Denmark GmbH		20,000
Blok		5503/8; 5504/1, 2, 5, 6	DONG Efterforskning og Produktion A/S		25,000
Areal (km <sup>2</sup> )		352,8	DENERCO OIL A/S		13,000
Tilladelse		12/98	Selskab		Andel (%)
Operatør		Amerada Hess A/S	Amerada Hess A/S		50,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	DENERCO OIL A/S		30,000
Blok		5604/27, 28, 31, 32	DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Areal (km <sup>2</sup> )		276,2			
Tilladelse		13/98	Selskab		Andel (%)
Operatør		EDC (Europe) Ltd.	EDC (Denmark)		40,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Pogo Denmark Inc.		40,000
Blok		5505/5, 9	DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Areal (km <sup>2</sup> )		328,0			
Tilladelse		14/98	Selskab		Andel (%)
Operatør		Mærsk Olie og Gas AS	A.P. Møller		26,667
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		26,667
Blok		5505/3,4; 5605/26, 27, 28, 30, 31, 32; 5606/25	Texaco Denmark Inc.		26,667
Areal (km <sup>2</sup> )		1355,9	DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Tilladelse		15/98	Selskab		Andel (%)
Operatør		Mærsk Olie og Gas AS	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,800
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	A.P. Møller		31,200
Blok		5604/25	DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Areal (km <sup>2</sup> )		70,5	Texaco Denmark Inc.		12,000
Tilladelse		16/98	Selskab		Andel (%)
Operatør		Dansk Operatørselskab i-s	DENERCO OIL A/S		38,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	LD Energi A/S		25,000
Blok		5604/15, 18, 19, 20	DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Areal (km <sup>2</sup> )		194,1	RWE-DEA AG		17,000
Tilladelse		17/98	Selskab		Andel (%)
Operatør		Mærsk Olie og Gas AS	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,800
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	A.P. Møller		31,200
Blok		5505/19, 23	DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Areal (km <sup>2</sup> )		146,1	Texaco Denmark Inc.		12,000
Tilladelse		1/99	Selskab		Andel (%)
Operatør		Norsk Agip A/S	Agip Denmark B.V.		80,000
Dato for udstedelse		15. februar 1999 (Åben Dør)	DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000
Blok		5506/4, 7, 8, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 22, 23			
Areal (km <sup>2</sup> )		1792,1			

Tilladelse 2/99		Selskab Andel (%)	
Operatør	Gustavson Associates Inc.	Gustavson Associates Inc.	80,000
Dato for udstedelse	20. marts 1999 (Åben Dør)	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Blok	5707/16, 19, 20, 22, 23, 24, 26, 27, 30, 31		
Areal (km <sup>2</sup> )	1329,4		

Tilladelse 3/99		Selskab Andel (%)	
Operatør	The Anschutz Overseas Corporation	Anschutz Denmark ApS	80,000
Dato for udstedelse	20. marts 1999 (Åben Dør)	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Blok	5606/10, 11, 12, 15, 16, 20, 24; 5607/9, 13, 17, 21, 25, 29		
Areal (km <sup>2</sup> )	2791,2		

Tilladelse 4/99		Selskab Andel (%)	
Operatør	Amerada Hess A/S	Courage Energy Inc.	32,000
Dato for udstedelse	1. maj 1999 (Åben Dør)	Odin Energi ApS	20,000
Blok	5610/19, 20, 23, 24, 28; 5611/21, 22, 25, 26, 30; 5612/29	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Areal (km <sup>2</sup> )	2372,1	Amerada Hess A/S	16,000
		Emerald Energy Denmark Ltd.	12,000

Tilladelse 5/99		Selskab Andel (%)	
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	A.P. Møller	80,000
Dato for udstedelse	27. november 1999	DONG Efterforskning og Produktion A/S	20,000
Blok	5504/20, 24; 5505/21		
Areal (km <sup>2</sup> )	187,3		

Det bemærkes, at rettighedshavernes andele er afrundet til tre decimaler. Oversigten opdateres løbende på Energistyrelsens hjemmeside. Der henvises endvidere til koncessionskortene bagest i rapporten.

## FORUNDERSØGELSER 1999

Undersøgelse Tilladelse	Operatør Kontraktør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område Blok nr.	Indsamlet i 1999
C99-5505 Spec.	Fugro-Geoteam A/S Fugro-Geoteam A/S	Offshore 3D	16-02-1999 02-04-1999	RFH (Tilladelse 1/98) 5504, 5505	323 km <sup>2</sup>
KMC99-5605 Spec.	Fugro-Geoteam A/S Fugro-Geoteam A/S	Offshore 3D	02-04-1999 09-05-1999	NDB/RFH (Tilladelse 2/98, 8/98) 5605	552 km <sup>2</sup>
MARA99 Spec.	Fugro-Geoteam A/S Fugro-Geoteam A/S	Offshore 3D	09-05-1999 25-05-1999	RFH (Tilladelse 3/98) 5605	174 km <sup>2</sup>
AG9901 Spec.	Fugro-Geoteam A/S Fugro-Geoteam A/S	Offshore 3D	25-05-1999 21-06-1999	RFH (Tilladelse 9/98) 5504, 5604, 5605	347 km <sup>2</sup>
PAM99 (nordlig del) 9/95, 5/98, 15/98	Mærsk Olie og Gas AS PGS Exploration A/S	Offshore 3D	07-07-1999 09-08-1999	CG 5603, 5604	813 km <sup>2</sup> *)
PAM99 (sydlig del) 4/98, 6/98, 8/98	Phillips Petroleum Int. Co. PGS Exploration A/S	Offshore 3D	05-03-1999 09-07-1999	CG 5503, 5504, 5604	1465 km <sup>2</sup> *)
HEL99/1936 Spec.	Horizon Exploration Ltd. Horizon Exploration Ltd.	Offshore 3D	29-04-1999 16-09-1999	CG 5505	250 km <sup>2</sup>
AG9902 10/98	Norsk Agip A/S Geco-Prakla	Offshore 3D	21-03-1999 04-04-1999	CG 5505, 5603	201 km <sup>2</sup> *)
DS99 Spec.	TGS Nopec TGS Nopec	Offshore 2D	22-03-1999 12-04-1999	RFH 5505, 5506, 5605, 5606	2080 km
Corrit-Stiftung	Corrit-Stiftung DTU	Onshore Geokemi	09-04-1999 01-05-1999	NDB Salling, Rold, Nordsjælland	163 prøver

CG=Central Graven, NDB=Det Norsk-Danske Bassin, RFH=Ringkøbing-Fyn Højderyggen

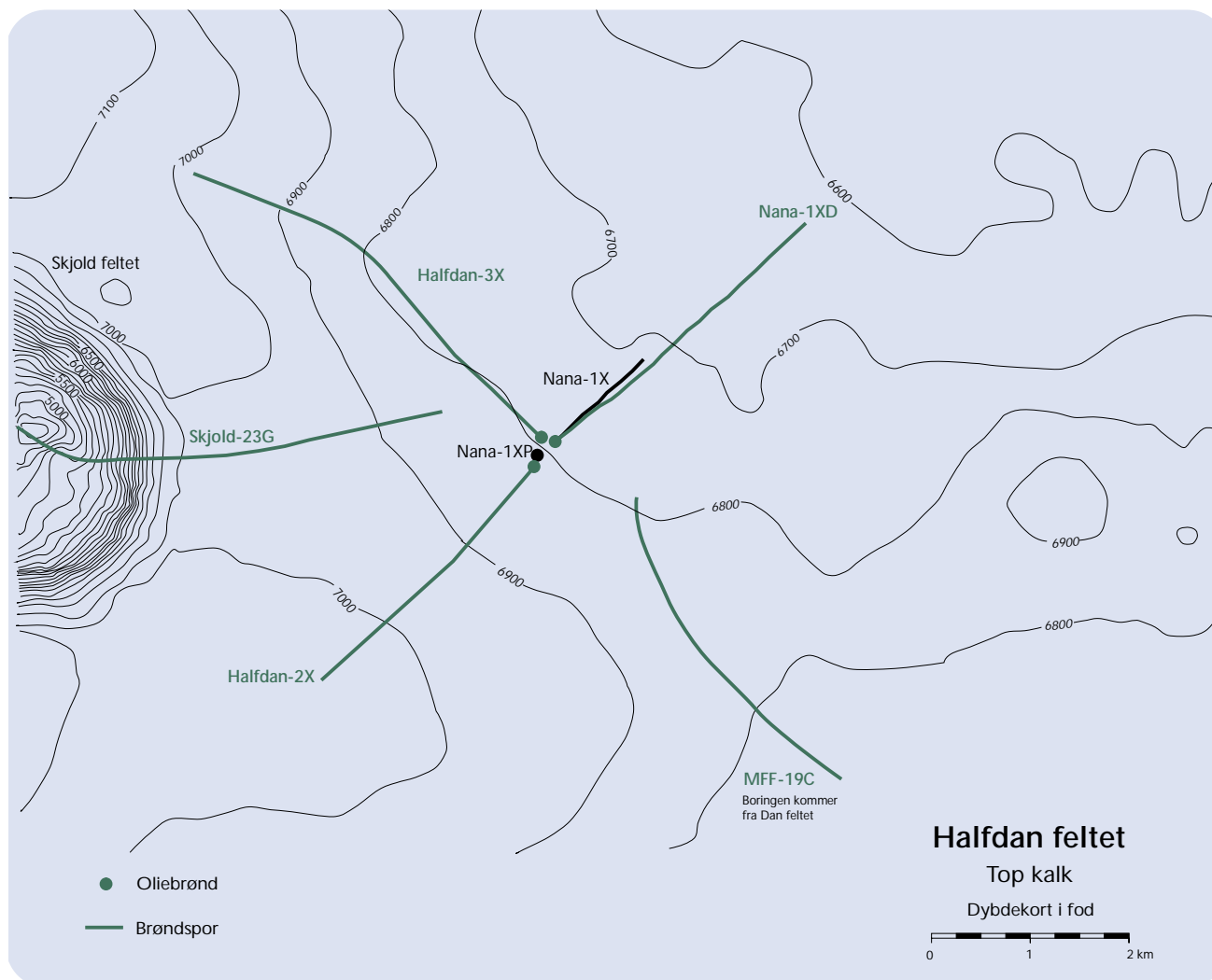
\*) Kun den danske del af undersøgelsen er medregnet.



## NYE FELTER

### Felt under udbygning

Felt navn	Halfdan
Beliggenhed:	Blok 5505/13 og 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1999
Indvindingsplan godkendt:	1999
I drift:	2000
Vanddybde:	43 m
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Kulbrintetype:	Olie/gas



## Kommende feltudbygninger

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:	2003
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:	2002
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:	2002
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	Freja (tidligere Gert)
Beliggenhed:	Blok 5603/27 og 28
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
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

## PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

OLIE tusinde kubikmeter

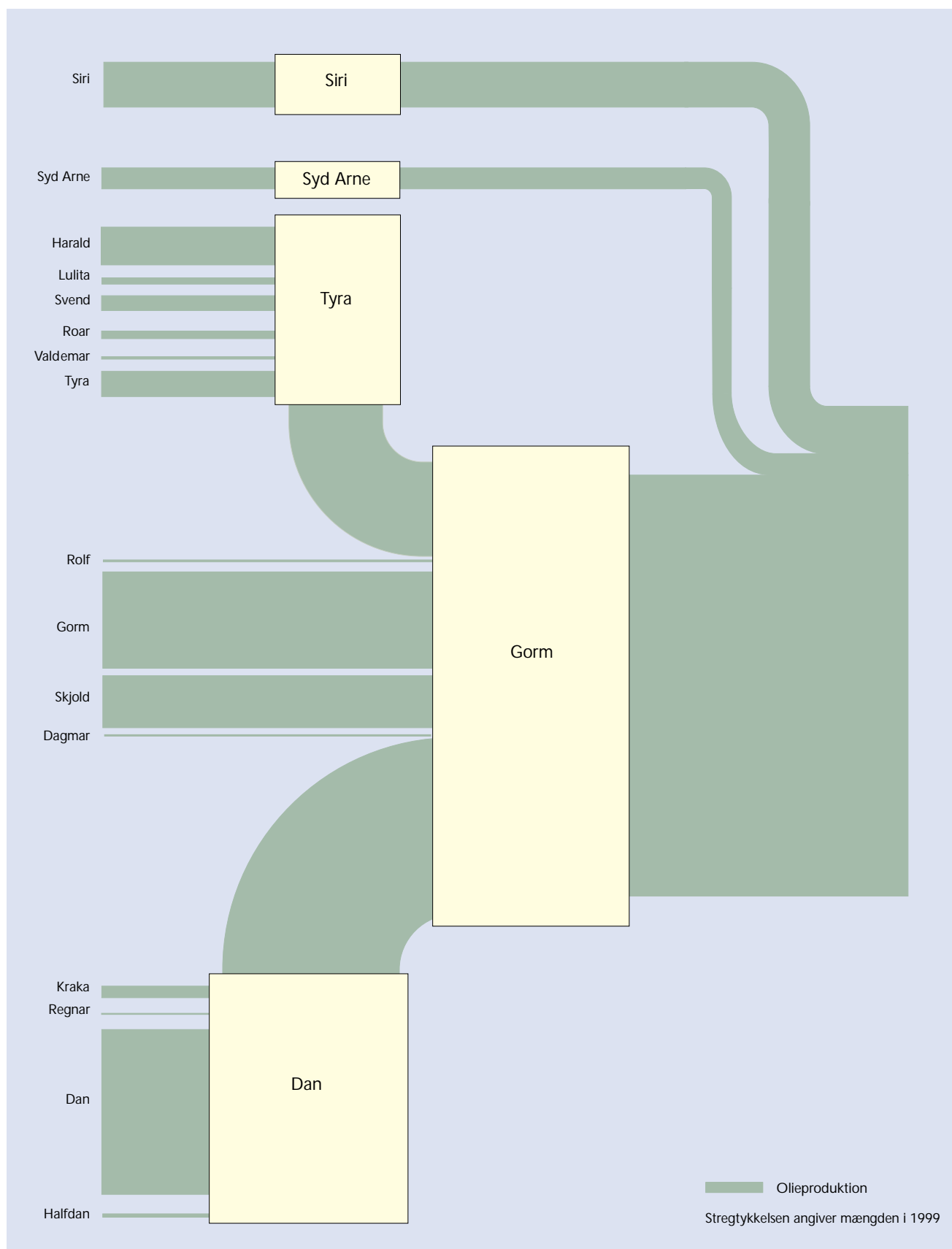
## Månedlig produktion i 1999

Felt	Jan	feb	mar	apr	maj	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec	1999
Dan	422,8	420,1	486,3	476,1	461,2	477,2	496,1	482,6	500,5	524,8	491,4	504,8	5.744,0
Gorm	339,3	285,2	321,2	287,9	265,6	270,4	285,2	275,2	267,7	270,9	251,1	264,8	3.384,4
Skjold	161,6	127,9	151,0	135,8	139,0	136,6	121,5	130,3	154,1	191,7	186,5	189,1	1.825,2
Tyra	96,9	84,3	90,9	75,8	76,1	66,1	52,5	57,6	58,8	70,9	75,3	81,2	886,4
Rolf	7,5	6,5	7,3	4,7	4,4	5,9	7,4	7,2	7,0	7,0	6,1	6,3	77,3
Kraka	35,5	32,0	36,6	34,6	34,1	35,6	35,9	31,6	29,5	31,1	33,6	35,6	405,6
Dagmar	0,8	0,7	1,1	0,8	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8	0,6	1,0	0,2	9,6
Regnar	3,3	3,0	3,1	3,0	0,8	1,2	2,9	3,4	2,7	2,9	2,7	0,2	29,1
Valdemar	8,4	7,4	8,2	8,5	8,5	8,8	8,1	8,3	7,6	5,8	3,7	3,2	86,5
Roar	36,0	27,1	30,4	26,2	23,5	14,5	15,5	15,8	16,8	23,6	13,9	22,0	265,3
Svend	38,3	28,3	18,2	15,2	45,8	68,3	64,9	53,5	51,8	48,1	49,4	44,4	526,0
Harald	118,9	109,4	122,5	114,4	86,8	100,4	110,6	113,1	106,1	120,7	110,2	109,9	1.323,1
Lulita	24,8	19,4	19,0	18,9	13,4	19,4	19,1	19,4	17,2	18,3	19,1	18,8	227,0
Halfdan	-	20,8	22,9	21,4	19,9	20,6	24,1	24,1	18,2	17,6	16,8	16,2	222,5
Siri	-	-	27,0	87,6	135,6	177,9	193,0	180,7	196,3	222,1	209,1	163,8	1.593,1
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	11,6	64,1	90,2	160,5	218,7	208,9	754,0
I alt	1.294,0	1.172,0	1.345,7	1.310,9	1.315,8	1.403,7	1.449,4	1.467,8	1.525,2	1.716,6	1.688,6	1.669,4	17.359,1

## Produktion og salg

Felt	1972-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	I alt
Dan	7.629	1.472	1.580	1.723	2.699	3.262	3.496	3.713	3.799	3.858	4.768	5.744	43.743
Gorm	12.008	1.349	1.439	1.501	1.661	1.889	2.421	2.494	2.879	3.045	2.865	3.384	36.935
Skjold	5.581	2.214	2.630	2.734	2.281	2.103	1.715	1.979	2.023	2.011	1.896	1.825	28.991
Tyra	2.785	1.049	1.080	1.386	1.669	1.639	1.748	1.631	1.447	1.263	931	886	17.515
Rolf	1.498	395	271	293	304	176	92	216	218	96	92	77	3.727
Kraka	-	-	-	144	205	390	490	469	340	315	314	406	3.073
Dagmar	-	-	-	475	305	67	33	35	23	17	13	10	978
Regnar	-	-	-	-	-	145	429	86	41	27	43	29	800
Valdemar	-	-	-	-	-	53	304	165	161	159	95	86	1.024
Roar	-	-	-	-	-	-	-	0	319	427	327	265	1.338
Svend	-	-	-	-	-	-	-	0	836	1.356	635	526	3.353
Harald	-	-	-	-	-	-	-	-	0	794	1.688	1.323	3.805
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	227	372
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	222	222
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.593	1.593
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	754	754
I alt	29.501	6.480	6.999	8.256	9.125	9.724	10.727	10.788	12.087	13.367	13.810	17.359	148.223

## HVOR KOMMER OLIE FRA



## GAS millioner Normalkubikmeter

## Produktion

Felt	1972-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Total
Dan	2.637	706	804	879	1.056	1.336	1.263	1.331	1.249	1.116	1.342	1.410	15.130
Gorm	4.563	892	805	843	844	775	922	761	674	609	633	537	12.858
Skjold	476	191	220	233	212	195	185	188	160	189	146	154	2.549
Tyra	9.024	3.519	3.296	3.672	3.944	3.853	3.646	3.839	3.843	4.229	3.638	3.878	50.382
Rolf	64	17	11	12	12	8	4	9	9	4	4	3	157
Kraka	-	-	-	56	88	125	119	128	95	85	106	149	951
Dagmar	-	-	-	65	46	13	8	5	4	3	2	2	148
Regnar	-	-	-	-	-	8	25	7	4	2	4	2	52
Valdemar	-	-	-	-	-	29	96	52	57	89	54	49	426
Roar	-	-	-	-	-	-	-	0	1.327	1.964	1.458	1.249	5.998
Svend	-	-	-	-	-	-	-	0	85	152	84	65	386
Harald	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1.092	2.741	2.877	6.709
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	181	250
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	37
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142	142
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	169	169
I alt	16.765	5.324	5.137	5.760	6.203	6.342	6.269	6.321	7.506	9.534	10.281	10.903	96.342

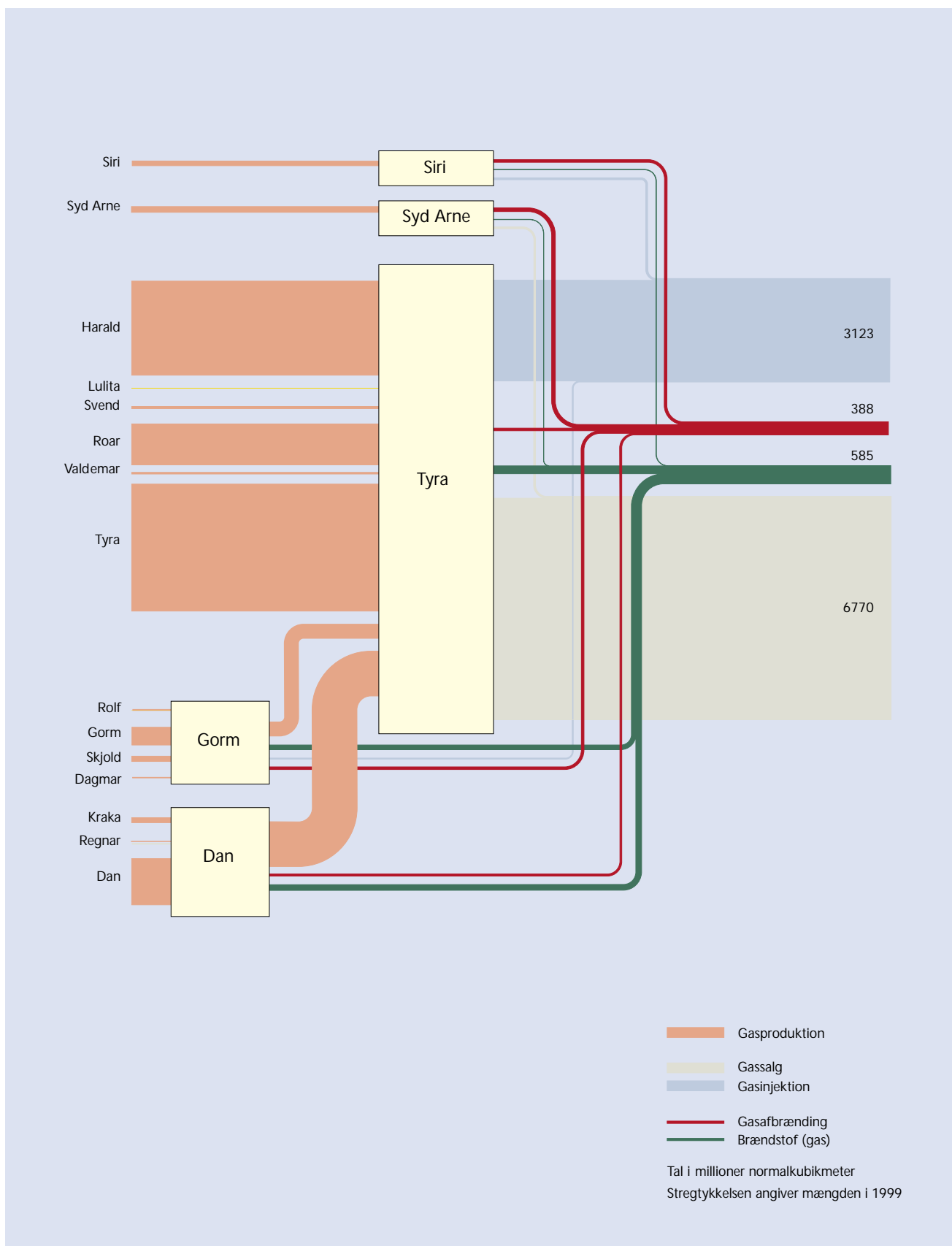
## Brændstof

Platform	1972-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	I alt
Dan	74	45	47	49	61	66	85	93	97	109	148	172	1.046
Gorm	408	72	74	73	81	87	104	111	135	164	152	149	1.610
Tyra	313	111	100	98	109	110	110	111	142	210	224	239	1.879
Dagmar	-	-	-	7	13	1	0	0	0	0	0	0	21
Harald	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	14	14	32
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
I alt	795	228	222	227	264	264	299	314	375	488	539	585	4.599

## Afbrænding

Platform	1972-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	I alt
Dan	1.120	21	21	68	73	53	66	36	40	36	43	56	1.632
Gorm	428	68	60	65	86	95	75	69	60	81	71	71	1.229
Tyra	218	23	27	31	39	39	48	42	67	46	42	58	679
Dagmar	-	-	-	58	33	12	8	5	2	3	2	2	125
Harald	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77	19	12	108
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	73
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116	116
I alt	1.767	112	108	223	230	199	196	152	168	243	177	388	3.962

## HVOR KOMMER GASSEN FRA



## GAS millioner Normalkubikmeter

## Injektion

Platform	1972-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	I alt
Gorm	4.319	892	775	735	711	420	70	28	26	62	24	21	8.085
Tyra	2.223	1.408	1.280	1.066	1.370	1.451	1.371	1.132	1.225	1.778	2.908	3.042	20.254
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59	59
I alt	6.542	2.300	2.055	1.801	2.081	1.871	1.441	1.160	1.251	1.840	2.933	3.123	28.398

## Salg

Platform	1984-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	I alt
Dan*	1.444	639	736	818	1.010	1.350	1.256	1.338	1.211	994	1.261	1.369	13.426
Gorm*	351	68	127	215	191	375	863	750	622	495	535	450	5.042
Tyra*	5.866	1.977	1.888	2.476	2.426	2.279	2.208	2.607	3.878	4.417	2.060	1.870	33.953
Harald	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.058	2.777	3.032	6.866
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
I alt	7.661	2.685	2.752	3.509	3.628	4.005	4.327	4.695	5.710	6.963	6.633	6.770	59.338

\*Estimeret

CO<sub>2</sub>-UDLEDNING tusinde tons

År	1972-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	I alt
Brændstof	1.805	516	503	515	598	600	679	713	850	1.107	1.222	1.366*	10.439
Afbrænding	4.010	253	246	506	522	452	445	345	381	552	401	880	8.993
I alt	5.815	770	748	1.021	1.121	1.052	1.125	1.058	1.231	1.659	1.624	2.247	19.433

\* inkl. dieselolie



## VAND tusinde kubikmeter

## Produktion

År	1972-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	I alt
Dan	438	119	163	276	513	781	1.117	1.275	1.543	1.845	2.977	4.233	15.281
Gorm	2.827	488	518	522	583	557	824	948	1.921	2.906	3.177	3.468	18.740
Skjold	0	13	0	17	339	817	889	1.337	2.679	3.635	3.938	3.752	17.416
Tyra	349	182	245	395	671	1.005	1.290	1.749	2.161	2.215	2.020	2.051	14.333
Rolf	193	216	248	197	350	265	161	443	490	390	411	366	3.729
Krakak	-	-	-	46	130	195	188	251	272	287	345	330	2.043
Dagmar	-	-	-	21	206	395	367	464	507	408	338	246	2.952
Regnar	-	-	-	-	-	0	244	396	299	164	407	364	1.874
Valdemar	-	-	-	-	-	1	24	20	34	61	52	56	246
Roar	-	-	-	-	-	-	-	0	14	96	146	202	458
Svend	-	-	-	-	-	-	-	0	2	64	272	591	930
Harald	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	5	15	21
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	6	9
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56	56
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	319	319
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	13
I alt	3.808	6.480	6.999	8.256	9.125	9.724	10.727	10.788	12.087	13.367	13.810	17.359	122.530

## Injektion

Platform	1972-88	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	I alt
Dan	0	76	183	180	865	1.534	3.808	5.884	8.245	8.654	11.817	14.964	56.209
Gorm	0	362	892	1.015	1.598	2.141	4.612	5.749	8.112	8.642	8.376	8.736	50.234
Skjold	3.047	2.905	3.377	3.238	2.791	2.836	3.511	3.985	5.712	6.320	6.291	5.866	49.879
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.209	1.209
I alt	3.047	3.343	4.452	4.433	5.253	6.511	11.931	15.618	22.069	23.616	26.484	30.775	157.532



## FELTER I PRODUKTION

### DAGMAR FELTET

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. 1.1.2000:

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

#### Akk. produktion pr. 1.1.2000:

Olie:	0,98 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,15 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,95 mio. m <sup>3</sup>

#### Produktion i 1999:

Olie:	0,01 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,00 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,25 mio. m <sup>3</sup>

#### Akk. investeringer pr. 1.1.2000:

99-priser	0,4 mia. kr.
-----------	--------------

### GEOLOGISK KARAKTERISTIK

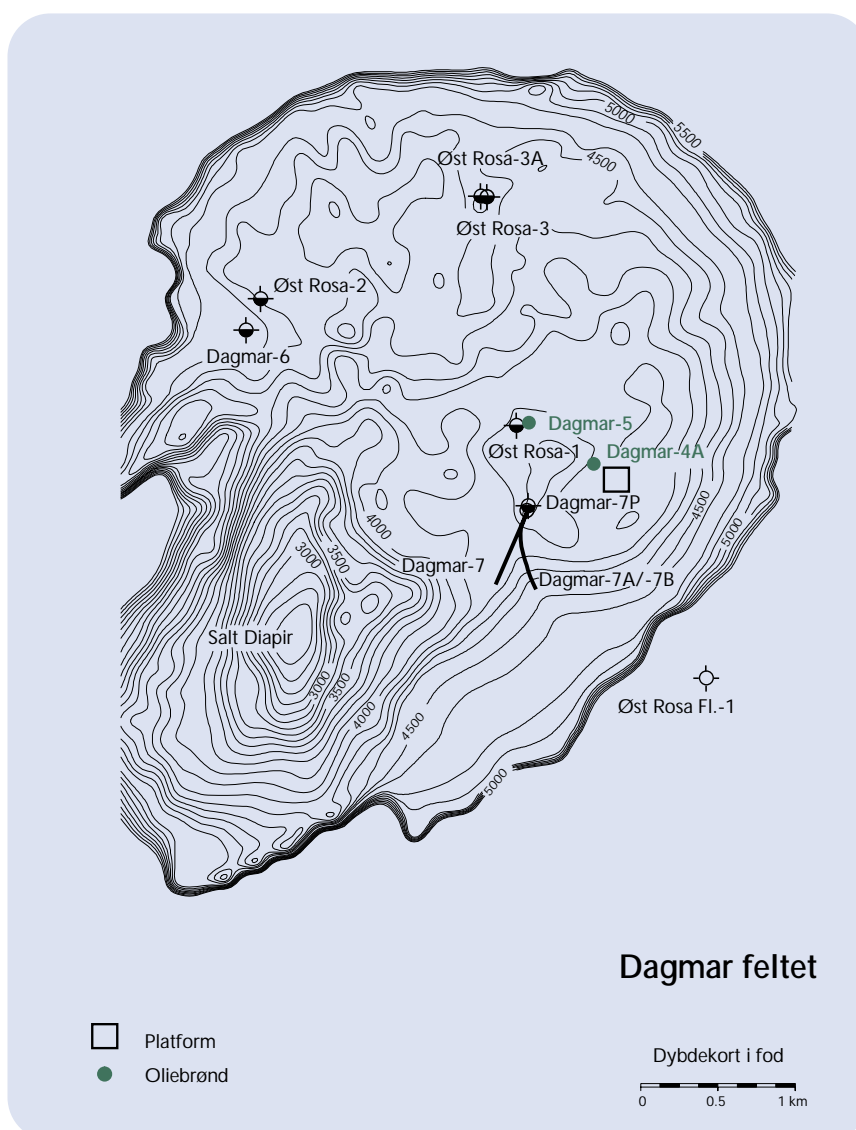
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, der ligger tættest på overfladen. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være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

### ANLÆG

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



## DAN FELTET

Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972
Produktionsbrønde:	52 (heraf 47 vandrette)
Vandinjek.brønde:	40 (heraf 22 vandrette)
Vanddybde:	40 m
Areal:	20 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
<b>Reserver pr. 1.1.2000:</b>	
Olie:	61,3 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	8,8 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. produktion pr. 1.1.2000:</b>	
Olie:	43,74 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	15,13 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	15,28 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk.injektion pr. 1.1.2000:</b>	
Vand:	56,21 mio. m <sup>3</sup>
<b>Produktion i 1999:</b>	
Olie:	5,74 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,41 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	4,23 mio. m <sup>3</sup>
<b>Injektion i 1999:</b>	
Vand:	14,96 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk.investeringer pr. 1.1.2000:</b>	
99-priser	18,9 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 gennemskylling så stor en del som muligt af reservoiret med 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.

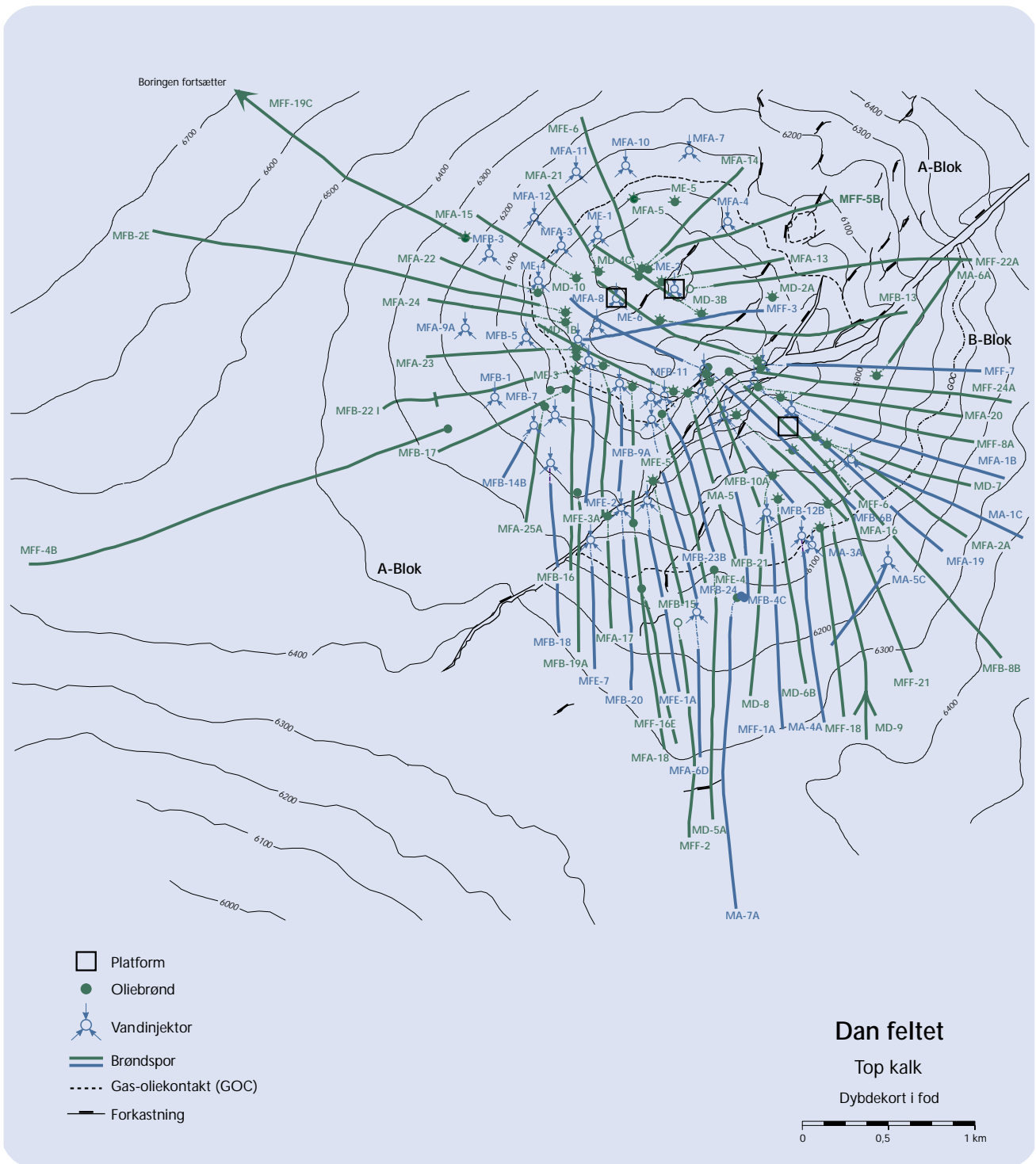
På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar.

På procesanlægget på DFC samt på det nye anlæg på DFF behandles produktionen fra Dan, Kraka og Regnar. Procesanlæggene indeholder stabiliseringsanlæg for olie samt gastørrings- og gaskomprimeringsanlæg.

Vandinjektionskapaciteten på Dan udgør godt 20 mio. m<sup>3</sup> pr. år. (360.000 tønder 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.



## GORM FELTET

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:	31 (heraf 10 vandrette)
Gasinjek.brønde:	2
Vandinjek.brønde:	14 (heraf 8 vandrette)
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
<b>Reserver pr. 1.1.1999:</b>	
Olie:	13,6 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,6 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk.produktion pr. 1.1.2000:</b>	
Olie:	36,94 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	4,77 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	18,74 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. injektion pr. 1.1.2000:</b>	
Gas:	8,09 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	50,23 mio. m <sup>3</sup>
<b>Produktion i 1999:</b>	
Olie:	3,38 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	0,52 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	3,47 mio. m <sup>3</sup>
<b>Injektion i 1999:</b>	
Gas:	0,02 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	8,74 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk.investeringer pr. 1.1.2000:</b>	
99-priser	9,8 mia. kr.

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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 gennemsyke 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 Gorm A og B, en behandlings- og beboelsesplatform Gorm C, en afbrændingsplatform Gorm D, en stigrørs- og pumpeplatform Gorm E (ejet af DONG Olierør A/S) samt en kombineret indvindings-, behandlings- og pumpeplatform Gorm F.

På Gorm modtages produktionen fra satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Den producerede gas sendes til Tyra Øst. Den stabiliserede olie fra behandlingsanlæggene på henholdsvis Dan, Tyra og Gorm Centrene bliver ilandført via pumpeplatformen Gorm E.

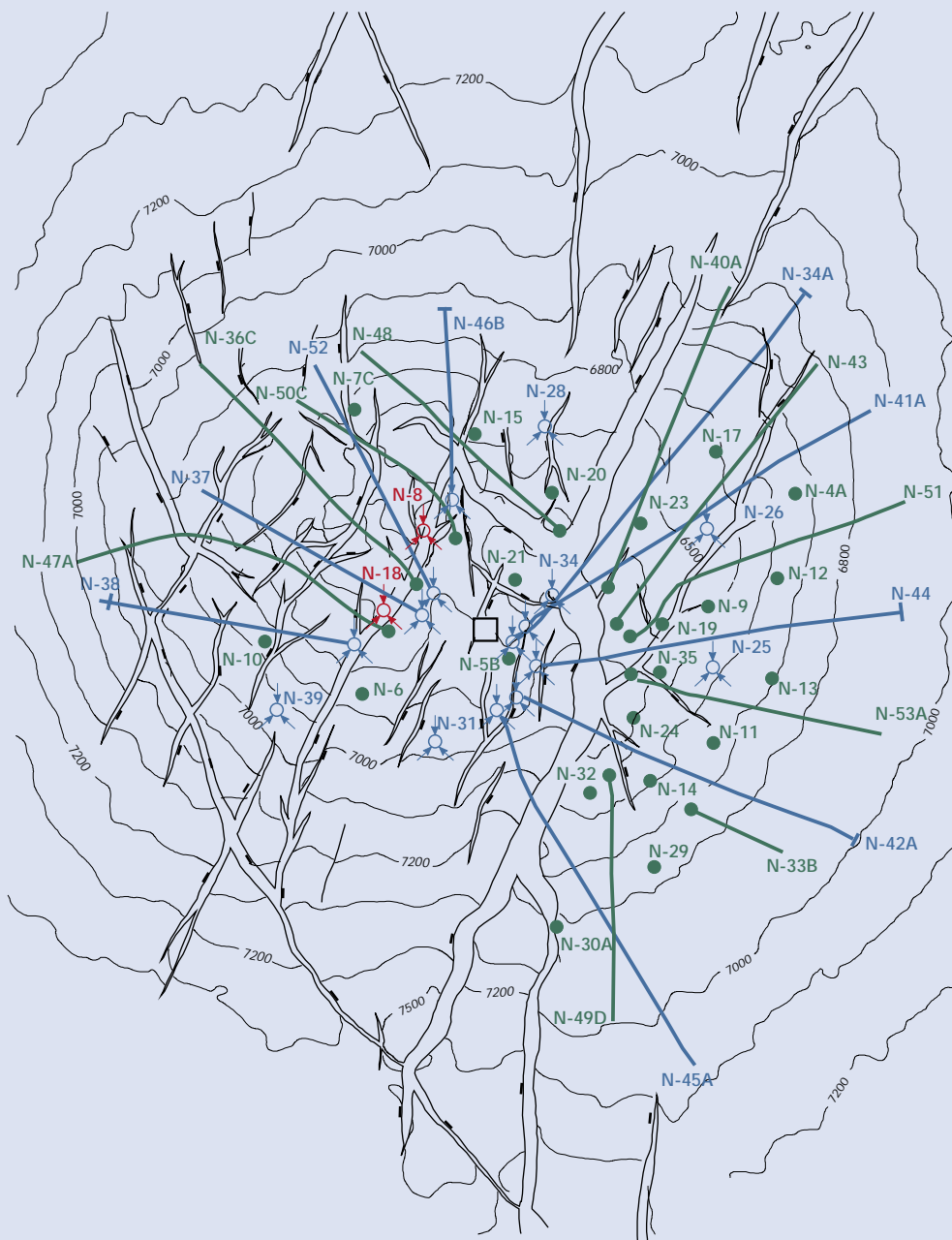
Procesanlægget på Gorm C består af et stabiliseringsanlæg for olie, hvor olien fra Rolf behandles, samt et anlæg for behandling af gas og til rensning af produceret vand. Der er endvidere anlæg for behandling og kompression af den producerede gas.

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

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

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

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.



-  Platform
-  Oliebrønd
-  Vandinjektor
-  Gasinjektor
-  Brøndspor
-  Top kalk, anboret nedefra
-  Forkastning

### Gorm feltet

Top kalk

Dybdekort i fod



## HARALD FELTET

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:	1 (Lulu), 2 (Vest Lulu)
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
<b>Reserver pr. 1.1.2000:</b>	
Kondensat:	4,2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	17,0 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. produktion pr. 1.1.2000:</b>	
Kondensat:	3,81 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	6,71 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,02 mio. m <sup>3</sup>
<b>Produktion i 1999:</b>	
Kondensat:	1,32 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2,88 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,02 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. investeringer pr. 1.1.2000:</b>	
99-priser	2,8 mia. kr.

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Harald Øst 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>.

Harald Vest 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. 3.600 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 Harald A samt en beboelsesplatform Harald B.

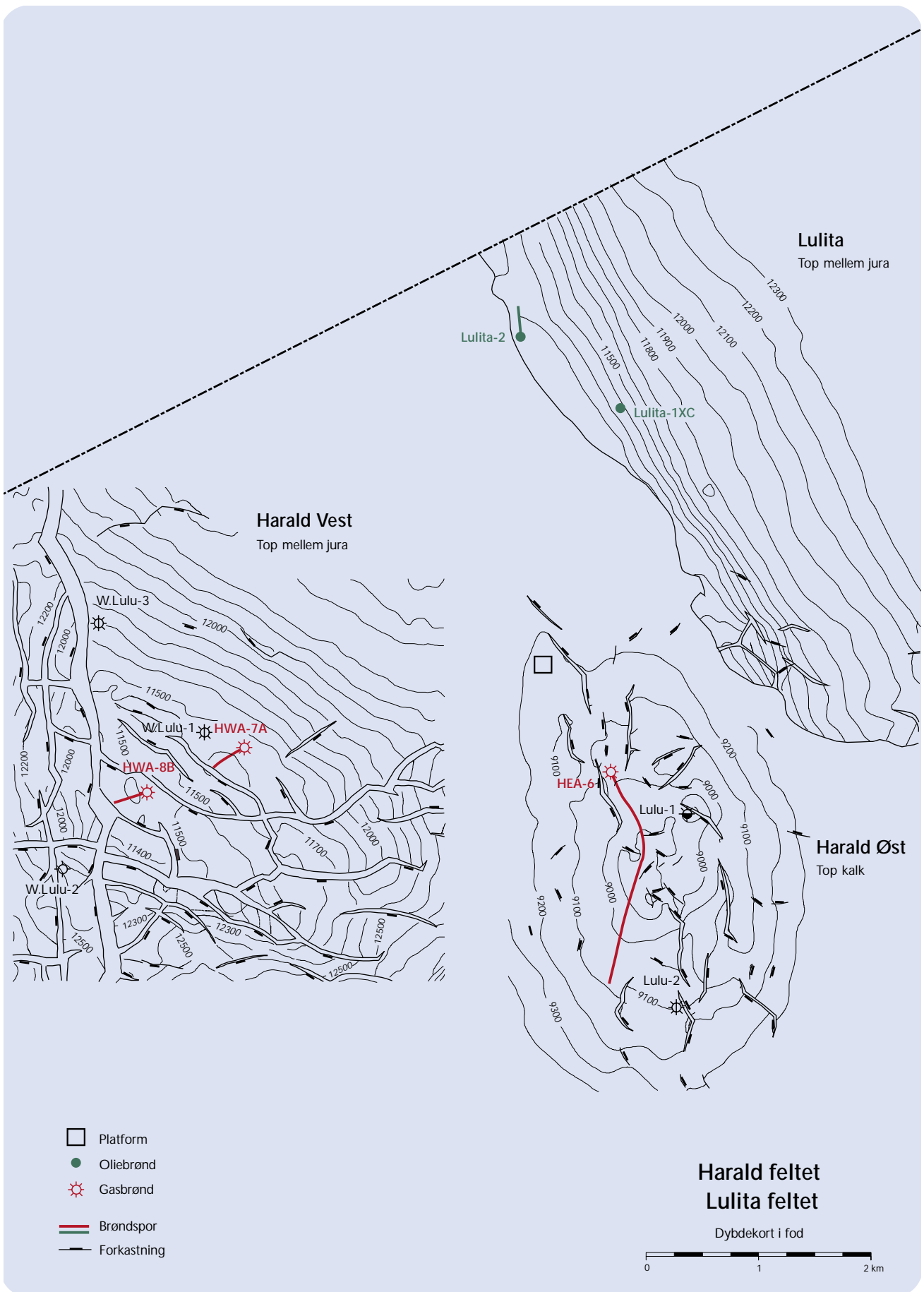
Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen.

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

Der er forbindelse fra Harald til den gasledning, som fører gassen fra Syd Arne feltet til Nybro. Normalt eksporteres der ikke gas fra Harald til ledningen.

På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.





KRAKA FELTET

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.  
1.1.1999:

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

Akk. produktion  
pr. 1.1.2000:

Olie:	3,07 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,95 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,04 mio. m <sup>3</sup>

Produktion i 1999:

Olie:	0,41 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,15 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,33 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2000:

99-priser	1,3 mia. kr.
-----------	--------------

**GEOLOGISK KARAKTERISTIK**

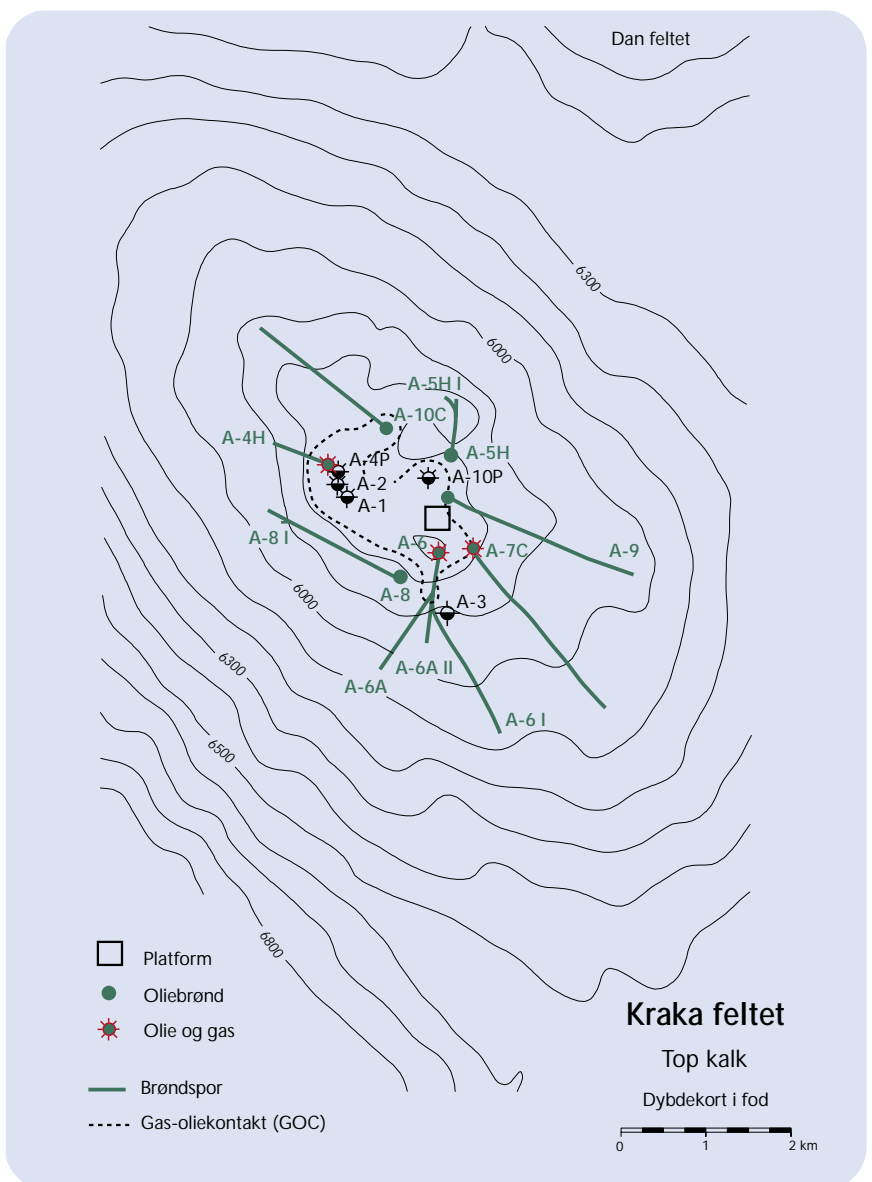
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezonen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

**PRODUKTIONSSTRATEGI**

Indvindingen af olie og gas foregår ved naturlig dræning, 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. Produktionen sendes til Dan FC platformen til behandling og videre transport. Der importeres løftegas fra Dan FF platformen.



## LULITA FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/18 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen (50%), 7/86 (34,5%) og 1/90 (15,5%)
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1992
I drift år:	1998
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	65 m
Areal:	3 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	3.525 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Mellem Jura
<b>Reserver pr. 1.1.2000:</b>	
Olie:	0,6 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,6 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. produktion pr. 1.1.2000:</b>	
Olie:	0,37 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,25 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,01 mio. m <sup>3</sup>
<b>Produktion i 1999:</b>	
Olie:	0,23 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,18 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,01 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. investeringer pr. 1.1.2000:</b>	
99-priser	0,1 mia. kr.

**GEOLOGISK KARAKTERISTIK**

Lulita forekomsten findes i en strukturel, forkastningsbetinget fælde, hvor sandsten af Mellem Jura alder udgør reservoiret. Forekomsten består af olie med en overliggende gaskappe.

**PRODUKTIONSSTRATEGI**

Indvindingen af olie og gas foregår med naturlig dræning. Der er udført to brønde og godkendt installation af anlæg til vandbehandling.

**ANLÆG**

Lulita feltet er udbygget fra de faste installationer på Harald feltet. Brøndhovederne til Lulita brøndene er således anbragt på Harald A platformen, hvor udstyret er blevet opgraderet til at håndtere Lulitaproduktionen.

Olien fra Lulita føres sammen med Harald feltets kondensat via en 16" rørledning til Tyra Øst og videre til land. Gassen fra Lulita sendes til Tyra via 24" rørledningen mellem Harald og Tyra Øst og videre til land.

På Harald A platformen er der etableret særligt måleudstyr til separat måling af olie- og gasproduktionen fra Lulita.

Desuden er der på Harald A platformen udstyr til behandling af produceret vand fra Lulita.

Kort over Lulita feltet: Se under Harald feltet.

## REGNAR FELTET

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. 1.1.1999:	
Olie:	0,1 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,0 mia. Nm <sup>3</sup>
Akk. produktion pr. 1.1.2000:	
Olie:	0,80 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,05 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	1,88 mio. m <sup>3</sup>
Produktion i 1999:	
Olie:	0,03 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,00 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,36 mio. m <sup>3</sup>
Akk. investeringer pr. 1.1.2000:	
99-priser	0,2 mia. kr.

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

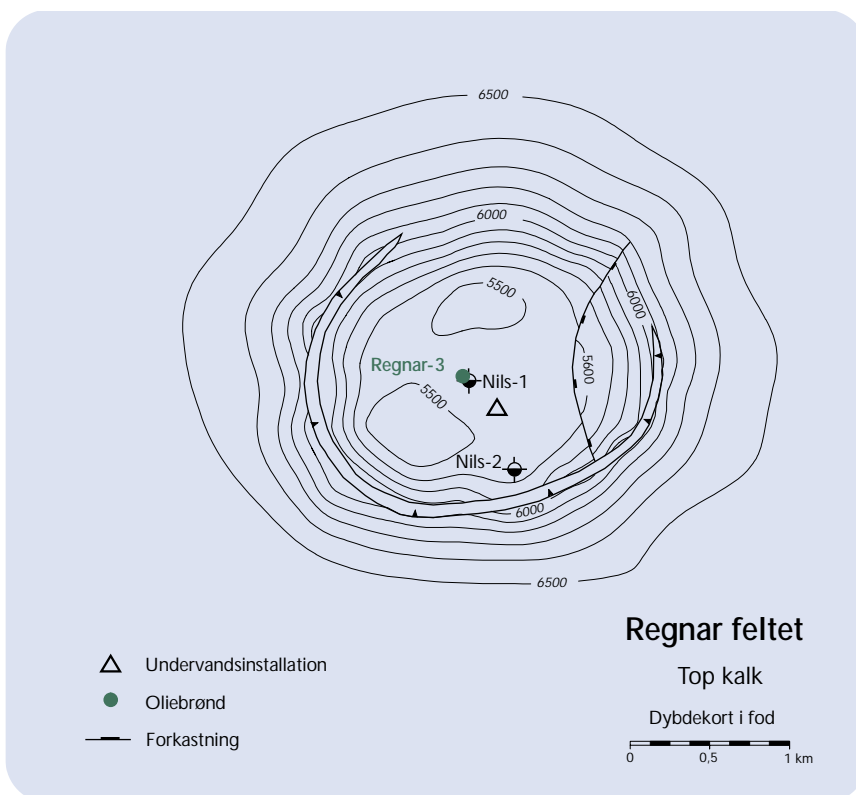
## PRODUKTIONSSTRATEGI

Regnar produceres fra en lodret 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.



## ROAR FELTET

Tidligere navn:	Bent
Beliggenhed:	Blok 5504/7
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1996

Produktionsbrønde:	3 (alle vandrette)
Vanddybde:	46 m
Areal:	14 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.025 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

## Reserver pr.

## 1.1.2000:

Kondensat:	1,7 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	8,2 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2000:

Kondensat:	1,34 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	6,00 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,46 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1999:

Kondensat:	0,27 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,25 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,20 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2000:

99-priser	0,5 mia. kr.
-----------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

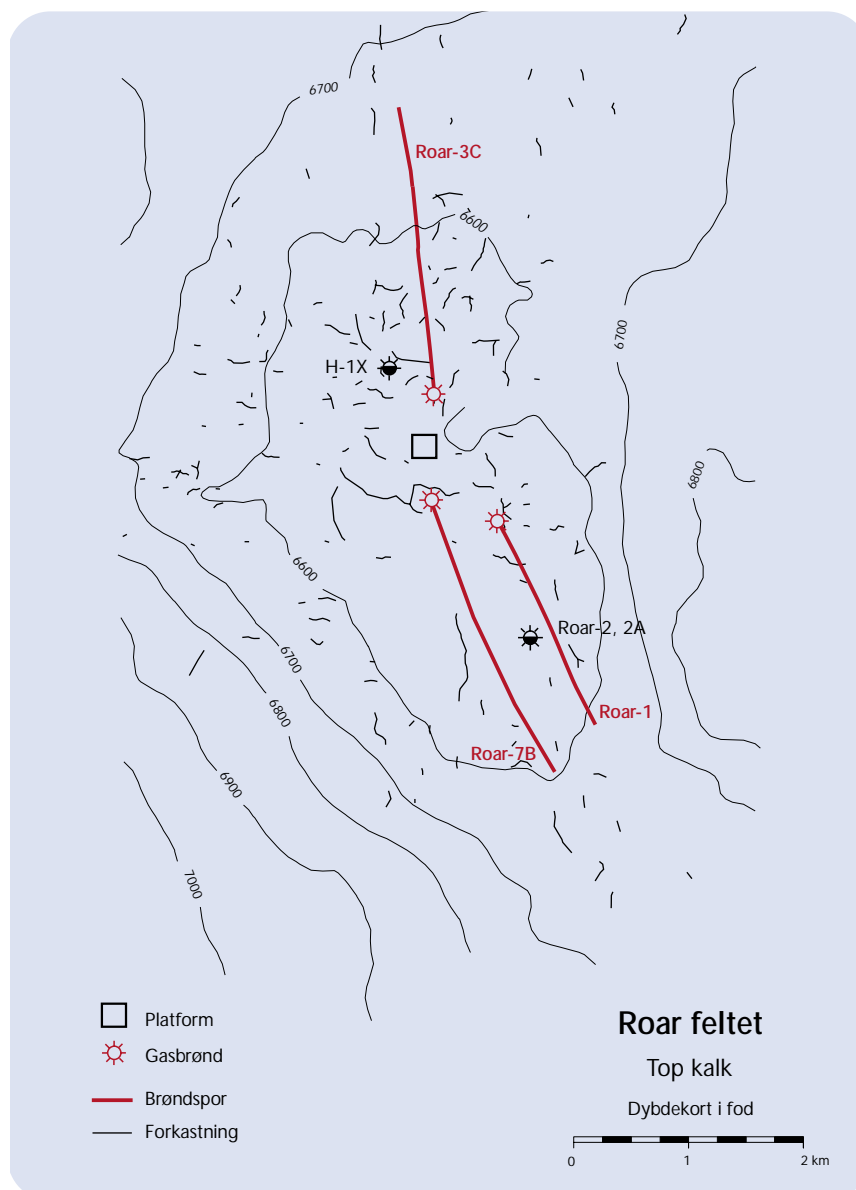
Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. Kalkformationen er kun opsprækket i mindre grad.

## 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 optimeringshensynene for Tyra.

## ANLÆG

Roar er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase i to rørledninger til Tyra Øst for behandling og ilandføring.



## ROLF FELTET

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.  
1.1.2000:

Olie:	0,8 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,0 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2000:

Olie:	3,73 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,16 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	3,73 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1999:

Olie:	0,08 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,00 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,37 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2000:

99-priser	0,9 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.

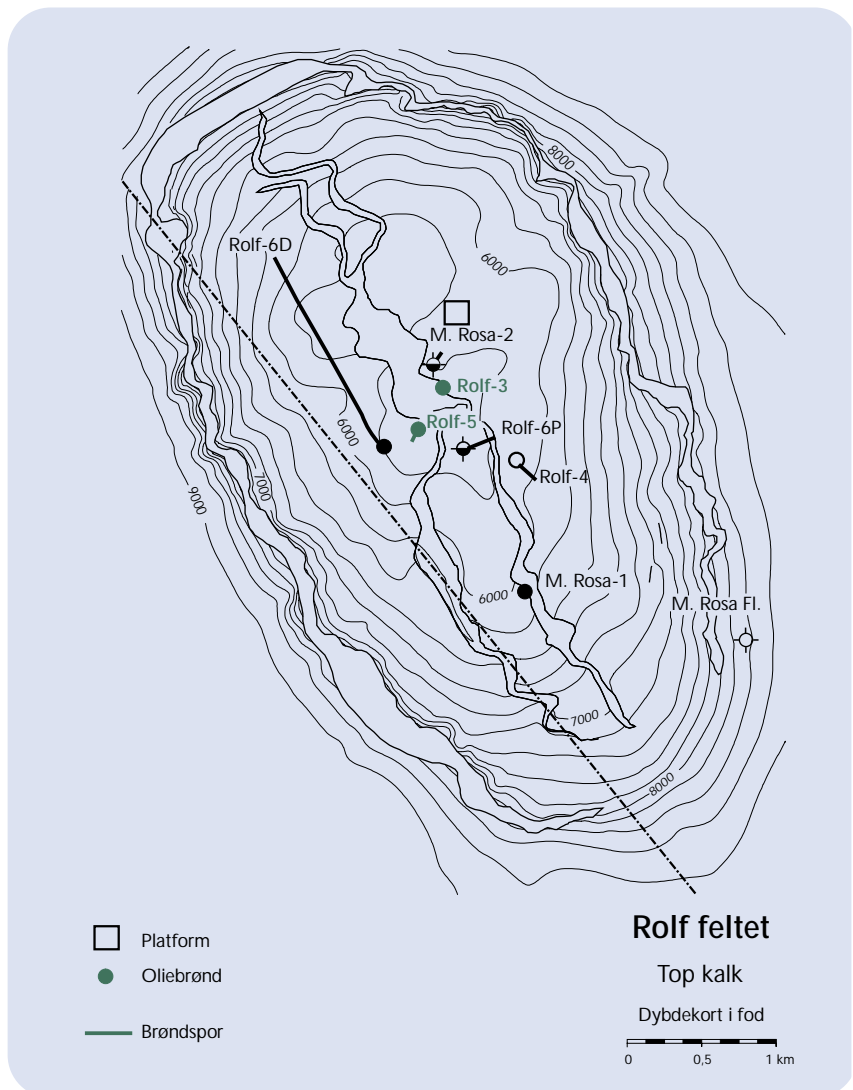
## PRODUKTIONSSTRATEGI

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 tilsvare volumemæssigt 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 Gorm C platformen på Gorm feltet, hvor behandling finder sted. Rolf feltet forsynes endvidere med løftegas fra Gorm.



## SIRI FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/20
Tilladelse:	6/95
Operatør:	Statoil Efterforskning og Produktion A/S
Fundet år:	1995
I drift år:	1999

Produktionsbrønde:	5
Injektionsbrønde vand og gas:	2
Vanddybde:	60 m
Areal:	30 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2060 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Palæocæn

Reserver pr.  
1.1.2000:

Olie:	6,5 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,0 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2000:

Olie:	1,59 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	0,08 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,32 mio. m <sup>3</sup>

Akk. injektion  
pr. 1.1.2000:

Gas:	0,06 mia. m <sup>3</sup>
Vand:	1,21 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1999:

Olie:	1,59 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	0,08 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,32 mio. m <sup>3</sup>

## Injektion i 1999:

Gas:	0,06 mia. m <sup>3</sup>
Vand:	1,21 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2000:

99-priser	3,22 mia. kr.
-----------	---------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Siri forekomsten findes i en strukturel fælde, hvor sandsten af Palæocæn alder udgør reservoiret. Forekomsten indeholder olie med et relativt lavt indhold af gas.

## PRODUKTIONSSTRATEGI

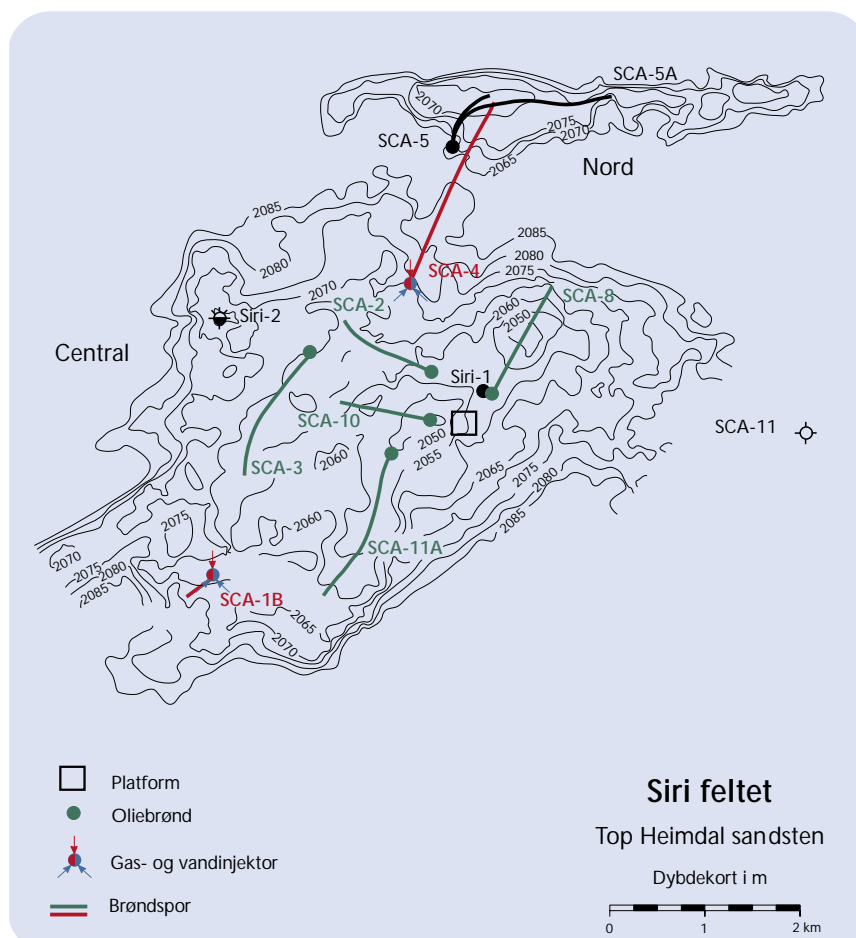
Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand og gas. Reservoirtrykket forsøges opretholdt nær det oprindelige tryk, og de injicerede mængder vand afbalanceres med den væskemængde, der produceres fra reservoiret.

## ANLÆG

Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for produktionen. Desuden er der udstyr til samtidig injektion af gas og vand.

Olien lagres midlertidigt i en tank på havbunden. Tanken har en kapacitet på 50.000 m<sup>3</sup>. Når tanken er fuld, pumpes olien i en rørledning via en lastebøje til et tankskib.

På Siri er der indkvartering for 60 personer.





## SKJOLD FELTET

Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift år:	1982
Produktionsbrønde:	18
heraf vandrette/ lagparallelle:	11
Vandinjek.brønde: (alle vandrette/ lagparallelle)	7
Vanddybde:	40 m
Areal:	10 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr.  
1.1.2000:

Olie:	12,9 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,1 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2000:

Olie:	28,99 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2,55 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	17,42 mio. m <sup>3</sup>

Akk. injektion  
pr. 1.1.2000:

Vand:	49,88 mio. m <sup>3</sup>
-------	---------------------------

## Produktion i 1999:

Olie:	1,83 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,15 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	3,75 mio. m <sup>3</sup>

## Injektion i 1999:

Vand:	5,87 mio. m <sup>3</sup>
-------	--------------------------

Akk. investeringer  
pr. 1.1.1999:

99-priser	4,1 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

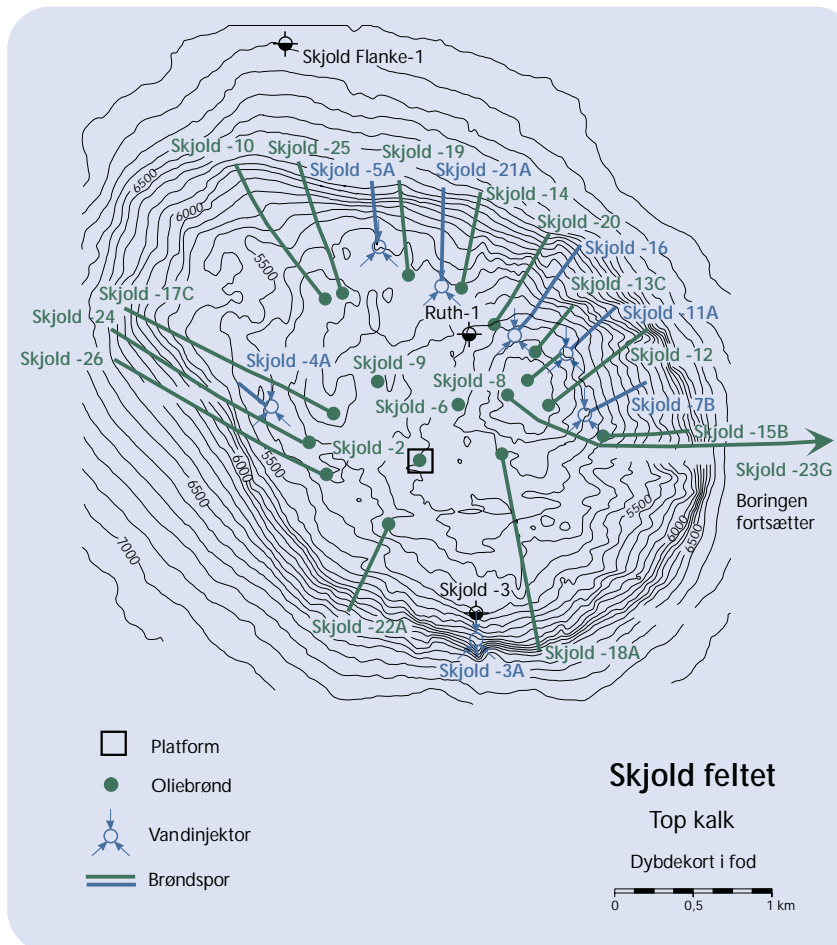
I de første år efter produktionsstart blev olien produceret fra enkelte brønde udgående til toppen af reservoirets centrale del. I 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret. I dag produceres olien fra Skjold overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker. Produktions- og injektionsbrønde er 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 Gorm F platformen på Gorm feltet og behandles dér. Gorm anlæggene forsyner Skjold med injektionsvand og løftegas.

På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.





## SVEND FELTET

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.

## 1.1.2000:

Olie:	1,3 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,2 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2000:

Olie:	3,35 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,39 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,93 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1999:

Olie:	0,53 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,07 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,59 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2000:

99-priser	0,7 mia. kr.
-----------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

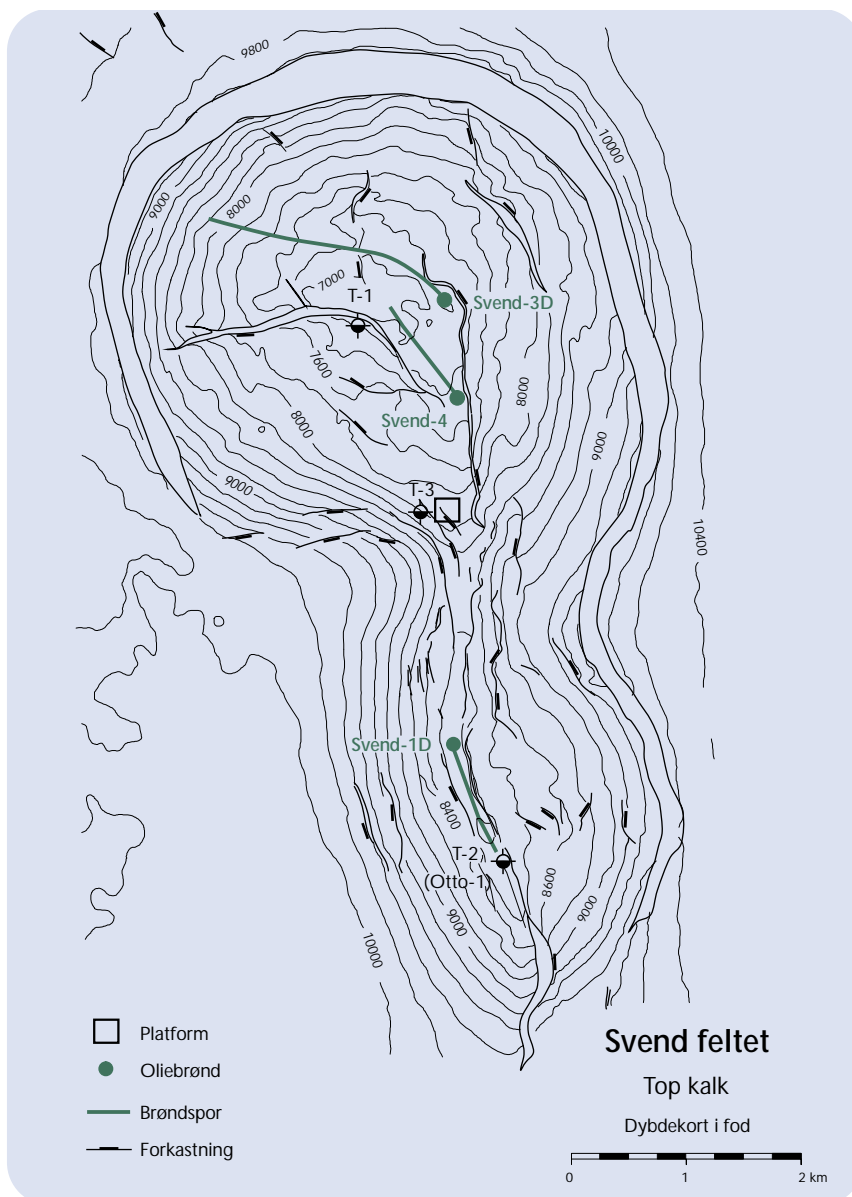
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Dette har forårsaget, at reservoirkalken er opsprækket. Svend består af en nordlig del kaldet Nord Arne og en sydlig del kaldet Otto. Nord Arne reservoiret er beliggende 250 meter højere end Otto. Nord Arne reservoiret har vist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

## PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår på Svend ved naturlig indvinding over reservoiriens 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.



## SYD ARNE FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/29 og 30
Tilladelse:	7/89
Operatør:	Amerada Hess A/S
Fundet år:	1969
I drift år:	1999

Produktionsbrønde:	5 (alle vandrette)
Vanddybde:	60 m
Areal:	17 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Nedre Tertiær og Øvre Kridt

Reserver pr.  
1.1.2000:

Olie:	32,7 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	7,8 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2000:

Olie:	0,75 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,17 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,01 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 1999:

Olie:	0,75 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,17 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,01 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2000:

99-priser	3,87 mia. kr.
-----------	---------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Syd Arne strukturen er fremkommet ved en kraftig ophvælvning af kalklagene (af både Danien/Maastrichtien og Barremien/Aptien alder), hvilket har forårsaget opsprækning af kalken. Strukturen indeholder olie med et forholdsvis højt indhold af gas. Feltet er det dybestliggende kalkfelt i Danmark.

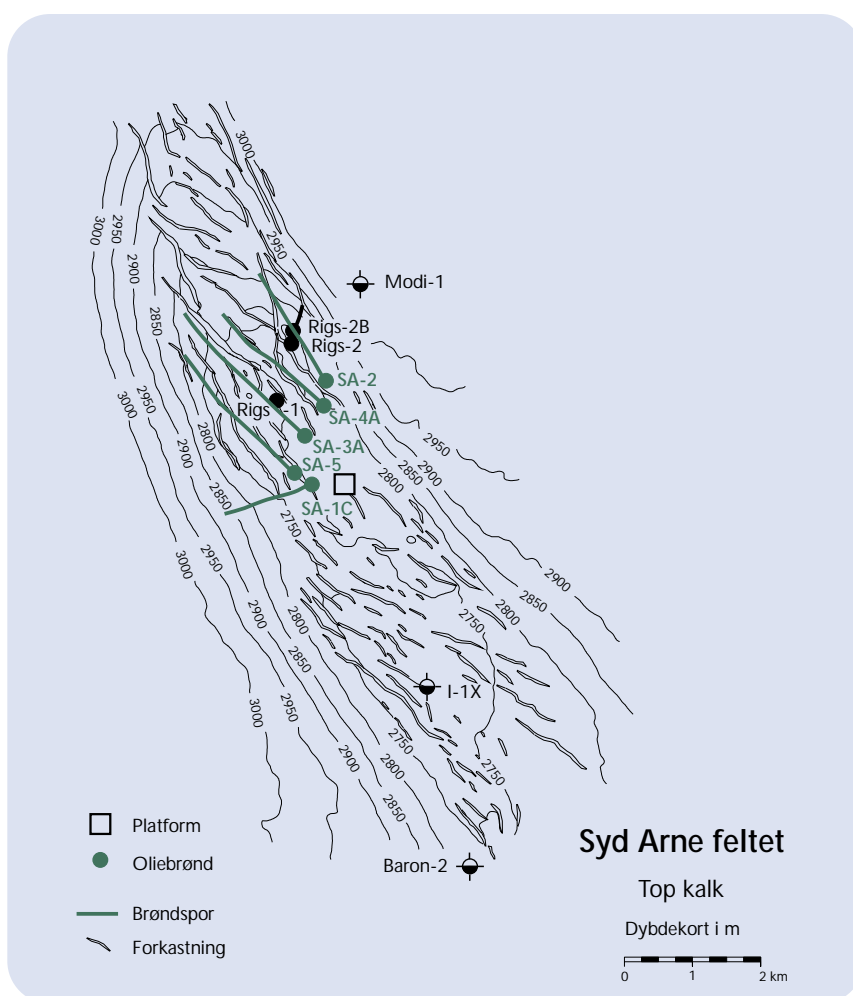
## PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår i den første fase af udbygningen ved naturlig indvinding, dvs. uden at der tilføres reservoir energi ved injektion af gas eller vand. Brøndene har gode produktionsegenskaber. Der planlægges etablering af yderligere produktionsbrønde på feltet. I en kommende fase af udbygningen forventes det, at der vil ske vandinjektion på feltet.

## ANLÆG

Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen. Desuden er der udstyr til vandinjektion til brug i en senere fase af udbygningen.

Olien lagres midlertidigt i en tank på havbunden. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000 m<sup>3</sup>. Når tanken er fuld, pumpes olien i en ca. 2 km lang rørledning via en lastebøje til et tankskib. Gassen føres gennem en gasrørledning til Nybro på den jyske vestkyst.



## TYRA FELTET

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:	38 (heraf 22 vandrette)
Produktions-/ Injektionsbrønde:	20
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
<b>Reserver pr. 1.1.2000:</b>	
Olie og kondensat:	11,7 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	34,4 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. produktion pr. 1.1.2000:</b>	
Olie og kondensat:	17,52 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	30,13 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	14,33 mia. m <sup>3</sup>
<b>Akk. injektion pr. 1.1.2000:</b>	
Gas:	20,25 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Produktion i 1999:</b>	
Olie og kondensat:	0,89 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	0,84 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,05 mio. m <sup>3</sup>
<b>Injektion i 1999:</b>	
Gas:	3,04 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. investeringer pr. 1.1.2000:</b>	
99-priser	20,9 mia. kr.

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning 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 DONG Naturgas A/S leveres fra Tyra.

Overskydende produktionskapacitet på Tyra anvendes til at reinjicere produceret gas for derved at øge indvindingen af flydende kulbrinter.

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 kompressorer til injektion af gas. Injektionen sker både fra Tyra Øst og Vest.

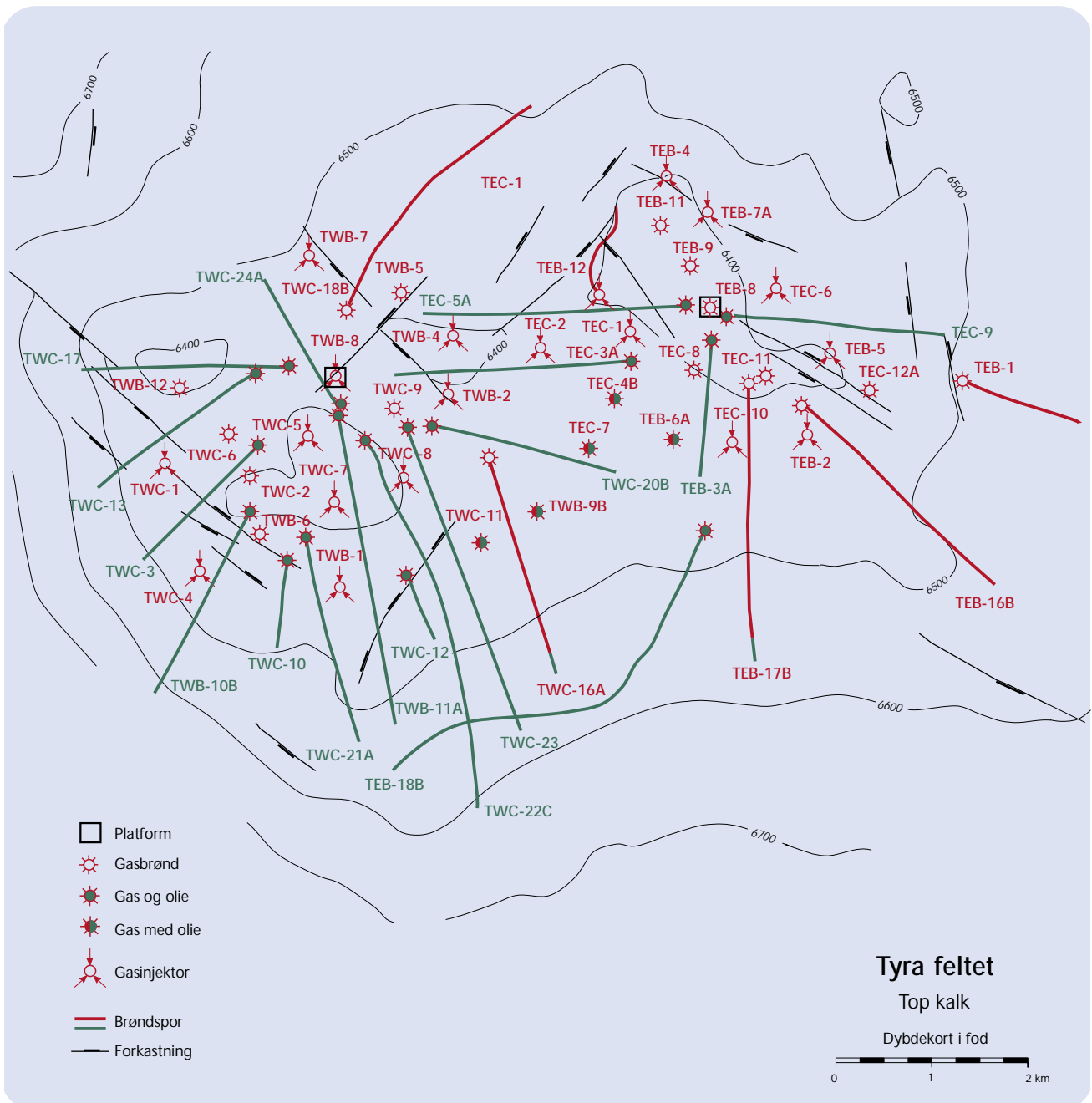
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR jacket TEF.

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

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

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.



## VALDEMAR FELTET

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
<b>Reserver pr. 1.1.2000:</b>	
Olie:	1,8 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,9 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. produktion pr. 1.1.2000:</b>	
Olie:	1,02 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,43 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,25 mio. m <sup>3</sup>
<b>Produktion i 1999:</b>	
Olie:	0,09 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,05 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,06 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. investeringer pr. 1.1.2000:</b>	
99-priser	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 (Sola og Tuxen formationerne). 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.

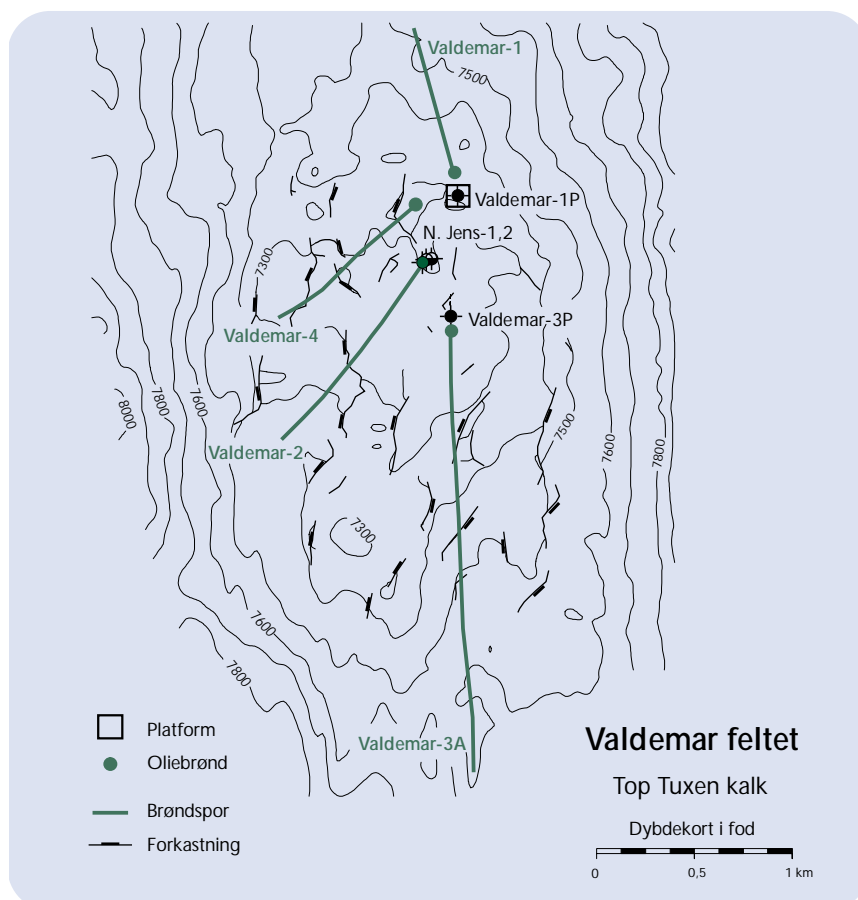
Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding.

## 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.



## ØKONOMISKE NØGLETAL

	Invest. i feltudbygning mio.kr.	Driftsomk. for felter mio.kr. <sup>1</sup>	Efterforskning omk. mio.kr.	Råoliepris US\$/tønde <sup>2</sup>	\$-kurs kr./US\$	Inflation % <sup>3</sup>	Nettovaluta værdi 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	6,1	10,3	-9,5
1977	64	88	176	14,0	6,0	11,2	-10,4
1978	71	128	55	14,1	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	1.651	402	257	37,4	7,1	11,7	-20,1
1982	3.948	652	566	34,0	8,4	10,2	-20,6
1983	3.528	615	1.264	30,5	9,1	6,9	-17,8
1984	1.596	1.405	1.211	28,2	10,4	6,3	-18,3
1985	1.953	1.677	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6
1986	1.695	1.533	747	14,9	8,1	3,6	-7,3
1987	908	1.560	664	18,3	6,8	4,0	-5,9
1988	897	1.550	424	14,8	6,7	4,6	-3,7
1989	1.153	1.819	366	18,2	7,3	4,8	-3,2
1990	1.738	1.924	592	23,6	6,2	2,6	-2,7
1991	2.260	2.176	986	20,0	6,4	2,4	-1,9
1992	2.402	2.080	983	19,3	6,0	2,1	-0,4
1993	3.358	2.324	442	16,8	6,5	1,2	-1,7
1994	3.140	2.395	151	15,6	6,4	2,0	-0,5
1995	4.167	2.176	272	17,0	5,6	2,1	0,0
1996	4.259	2.491	470	21,1	5,8	2,1	0,0
1997	3.825	2.772	521	18,9	6,6	2,2	2,0
1998	5.425	2.429	446	12,8	6,7	1,9	1,0
1999*	3.580	2.502	786	17,9	7,0	2,5	3,6

Årets priser

1) Inkl. transportomkostninger, herunder fortjenstelement

2) Dansk råolie

3) Forbrugerpriser

4) Olieprodukter og naturgas

\*) Skøn

## EFP-2000 PROJEKTSTØTTE

Journal Nummer 1313/	Projekttitle	Budget i 1.000 kr.	Støtte i 1.000 kr.	Deltagende institutioner/ virksomheder
00-0001	Nye kulbrintesystemer i den østlige Nordsø Kænozoisk bassisudvikling, seismisk inversion og 3D modellering	8.347	3.075	Geologisk Institut. – Aarhus Ødegaard A/S
00-0004	En stratigrafisk undersøgelse af de palæogene lag i områder øst for Central Graven i dansk Nordsø	5.137	2.887	GEUS DONG E & P
00-0005	Kulbrintepotentialet i det Norsk-Danske Bassin	2.738	1.514	GEUS
00-0008	Fortrængnings- og deformationsprocesser i sprækket reservoirkalk	4.839	2.600	Geoteknisk Institut, IGG & ISVA (DTU), GEUS, Mærsk, BP Amoco Norway
00-0011	Reservoirsimulering af deformationsprocesser i reservoirkalk	1.000	500	Geoteknisk Institut, COWI, BP Amoco Norway
00-0013	Kortlægning af sprækkeintensitet i kalkreservoir	1.020	612	Ødegaard A/S, Priority gruppen
00-0017	Model for voksinhibitor	2.190	500	Calsep A/S
00-0020	"Free Span Burial Inspection Pig – Phase B"	1.954	1.400	FORCE Institutet, DONG E & P
00-0031	Forbedret designgrundlag for offshore fleksible rør (budget udvidet for EFP 1313/99-0014)	747	380	NKT Flexibles
I alt		27.972	13.468	

## Afsluttede EFP projekter i 1999

Journal Nummer 1313/	Projekttitle	Deltagende institutioner/virksomheder (Projektleder)
96-0003	Forbedret seismisk inversion til kortlægning af blandt andet præ-kalk reservoirer	Ødegaard A/S (Jacob Mørch Pedersen)
97-0005	Geofysisk og geostatistisk reservoirkarakterisering af kalkfelter samt anvendelse i reservoirsimulering	Ødegaard A/S (Jacob Mørch Pedersen), GEUS, COWI
96-0008	Bølgepåvirkninger af slanke offshore konstruktioner	LIC engineering A/S (Bjarke Pedersen), DHI
96-0009	Optimering af rørledninger for marginale felter	LICengineering A/S (N.E-Ottesen Hansen), DTU
97-0034	Beskrivelse af petroleum-systemet i Song Hong Bassinet, Vietnam	GEUS (Claus Andersen)

## RESERVEKATEGORIER

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

Energistyrelsen benytter ved reserveberegninger en metode, som tilgodeser, at der er usikkerhed forbundet med alle de parametre, som indgår i beregningen. For hvert olie- og gasfelt resulterer beregningerne i et sæt reservetal, hvori 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 i gang 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 kommerabilitetserklæring, 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 kommerabilitetserklæring, klassificeres reserverne under mulig indvinding. I denne kategori inddrages også indvinding fra fund, som er vurderet ikke at være kommercielle.

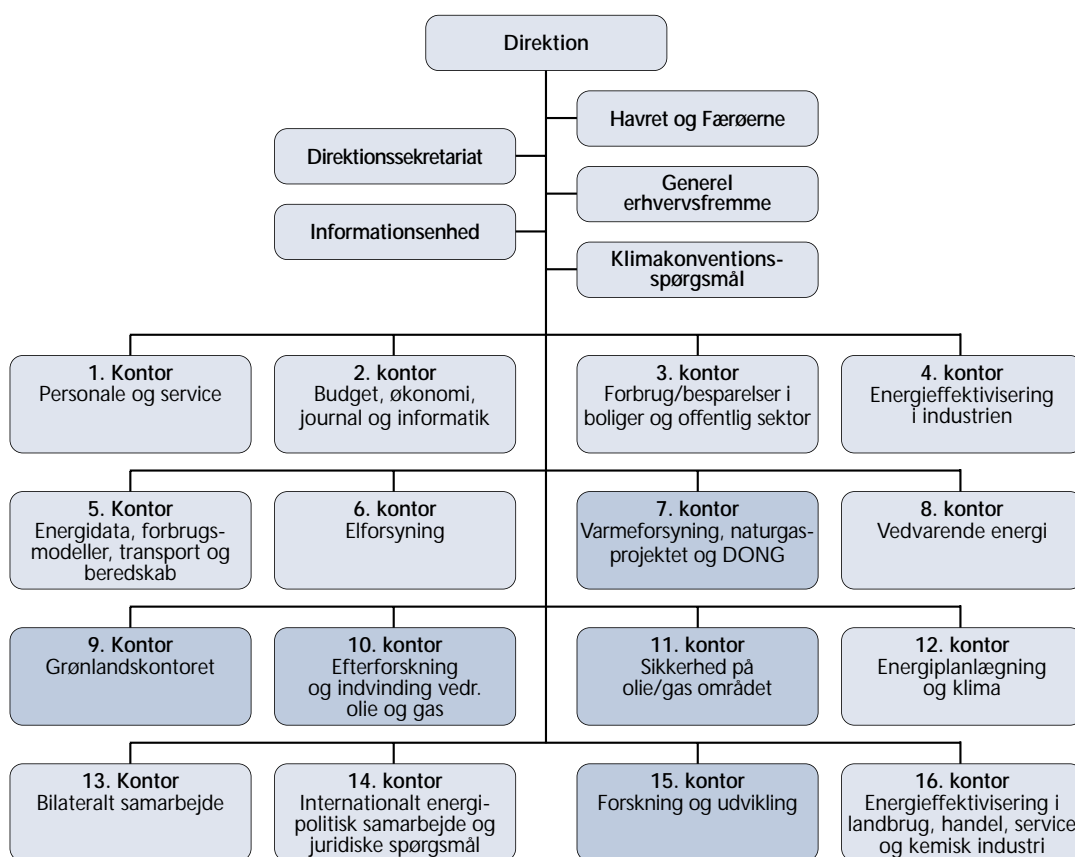


## ORGANISATION

Energistyrelsen er en institution under Miljø- og Energiministeriet. Styrelsen udfører alle faglige, forvaltningsmæssige og politiske opgaver på energiområdet, herunder forberedelse af sager til ministeren samt varetagelse af kontakten og koordinationen med eksterne parter. Bilaget viser Energistyrelsens struktur ved udgangen af 1999. *Ved redaktionens afslutning var strukturen under revision.*

Energistyrelsen består af 16 kontorer samt nogle stabsenheder under direktionen. Administrationen af olie- og gasaktiviteterne varetages af Energistyrelsens 10. og 11. kontor og i et vist omfang af 7., 9. og 15. kontor. Fordelingen af opgaver mellem olie- og gaskontorerne er nærmere omtalt på næste side.

Styrelsen beskæftigede ved årsskiftet 1999/2000 medarbejdere svarende til ca. 275 årsværk, heraf knap 40 årsværk i tilknytning til olie- og gasaktiviteterne.



Olie- og gasopgaverne varetages af:

### 10. kontor - Efterforskning og indvinding vedrørende olie og gas

*Kontorchef: Søren Enevoldsen*

Ressourcemæssigt, økonomisk og juridisk tilsyn med efterforskning og indvinding af olie og gas. Koncessionspolitik og -forvaltning, udbudsrunder og koncessions-udstedelse. Godkendelse af vurderingsprogrammer og arbejdsprogrammer. Vurdering af kommercielitetserklæringer. Godkendelse af udbygningsplaner og produktions-profiler. 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 DONG Efterforskning og Produktion A/S. Juridisk og teknisk bistand til Råstofdirektoratet under Grønlands Hjemmestyre. Ansvarlig for Energistyrelsens olie- og gasrelaterede systemekspert. Kontoret rådgiver endvidere Råstofdirektoratet under Grønlands Hjemmestyre om spørgsmål inden for sit sagsområde.

## 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 DONG Naturgas A/S' transmissionssystemer og teknisk sikkerhedsmæssigt tilsyn med DONG Naturgas A/S' lagerfaciliteter. Behandling af politiske og administrative spørgsmål i forbindelse med DONG Olierør A/S og Rørledningsloven. Kontoret varetager endvidere regelarbejdet på området. Juridisk og teknisk bistand til Råstofdirektoratet under Grønlands Hjemmestyre.

## 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.

## 9. kontor - Grønland

*Kontorchef: Uffe Strandkjær*

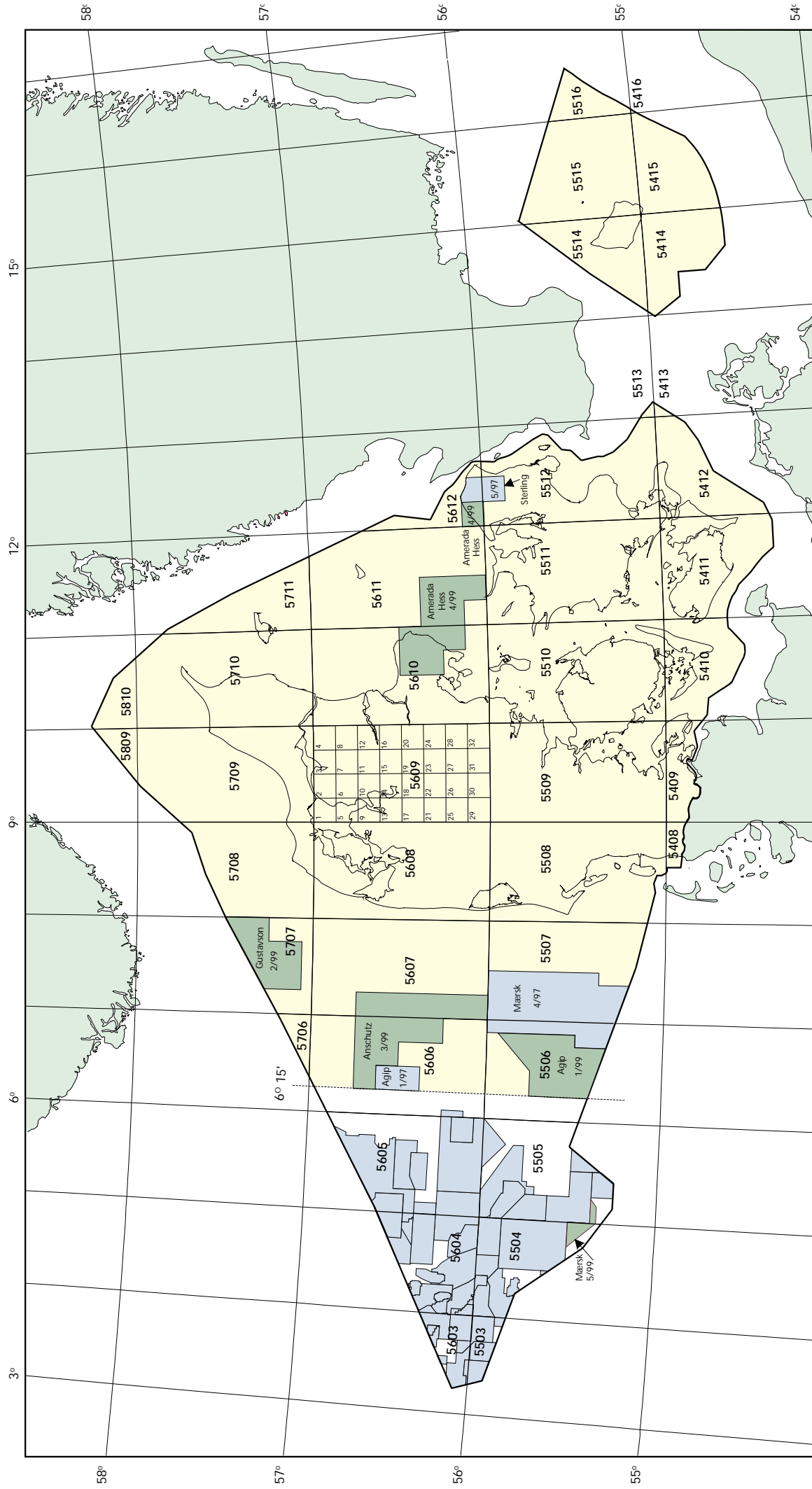
Statslige opgaver i henhold til lov om mineralske råstoffer i Grønland (råstofloven) og lovgivningen om Nunaoil samt lovgivning, aftaler mv. på området. Opgaver i forhold til den danske del af Fællesrådet vedrørende Mineralske Råstoffer i Grønland. Samarbejde med Grønlands Hjemmestyres Råstofdirektorat. Opgaver vedrørende projekter om energiforhold i Grønland og om sektorprogrammet for bygnings- og boligrenovering med miljø- og energiforbedrende effekt, finansieret af MIFRESTA-midler. Indtægtsdækket virksomhed for Grønlands Hjemmestyre vedrørende indvinding og eksport af is og vand.

## 15. kontor - Forskning og udvikling

*Kontorchef: Henrik Andersen*

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

# Dansk koncessionsområde januar 2000





Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er en styrelse under Miljø- og Energiministeriet. Energistyrelsen beskæftiger sig med områderne produktion, forsyning og forbrug af energi og skal på statens vegne sikre, at energiuudviklingen i Danmark sker på en forsvarlig måde både samfundsmæssigt, miljømæssigt og sikkerhedsmæssigt.

Energistyrelsen forbereder og administrerer den danske lovgivning og gennemfører analyser og vurderinger af udviklingen på energiområdet. En vigtig opgave er at følge op på regeringens energipolitik, herunder at medvirke til, at Danmark kan bevare og udbygge sin rolle som foregangsland for en global, bæredygtig udvikling. Blandt mange opgaver fører Energistyrelsen tilsyn med indvindingen af olie og gas i den danske undergrund, herunder spørgsmål, der vedrører naturgaslagre, sikkerhed og arbejdsmiljø. Styrelsen udarbejder også prognoser og udsteder koncessioner til efterforskning og indvinding.

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

Energistyrelsen  
Amaliegade 44  
1256 København K

Telefon 33 92 67 00  
Telefax 33 11 47 43  
Telex 22 450 energ dk  
Hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk)

Udgivet: Maj 2000  
Oplag: 2000

Forside: Fotos udlånt af Mærsk Olie og Gas AS og GEUS (kokkoliter - skaller af mikroskopiske kalkalger)

Tryk: Scanprint A/S  
Trykt på: Omslag: Cyclus offset (250 g), indhold: Cyclus print (130 g);  
100% genbrugspapir  
Layout: EnergiOplysningen  
ISBN 87-7844-143-9  
ISSN 0907-2675



Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusiv figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

ISBN 87-7844-144-7

I 1966 blev der for første gang fundet olie og naturgas i Danmark. Energistyrelsen har siden 1986 årligt udgivet rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion".

1999-udgaven beskriver som tidligere årsrapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne samt produktionen på dansk område. Rapporten indeholder også en opgørelse over de danske olie- og gasreserver, et kapitel om den offentligt støttede forskning inden for olie- og naturgasområdet samt en gennem-

gang af de sikkerheds- og sundhedsmæssige aspekter ved offshore produktionen.

Endelig omfatter rapporten et kapitel om olie- og gasproduktionens betydning for den danske økonomi, ligesom den indeholder et selvstændigt kapitel om miljøvirkninger og -hensyn ved produktionen.

Rapporten kan erhverves ved direkte henvendelse til EnergiOplysningen på tlf. 70 21 80 10 eller findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

ISBN 87-7844-143-9

