

Energistyrelsen · Amaliegade 44 · 1256 København K  
Tlf.: 33 92 67 00 · Fax: 33 11 47 43  
e-post: ens@ens.dk · CVR-NR: 59 77 87 14

[www.ens.dk](http://www.ens.dk)

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

2002-udgaven af årsrapporten beskriver som tidligere rapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne på dansk område. Rapporten indeholder også en gennemgang af produktionen og af de sikkerheds- sundheds- og miljømæssige forhold ved olie- og gasproduktionen.

Herudover indeholder rapporten en opgørelse over de danske olie- og gasreserver samt et kapitel om olie- og gasproduktionens betydning for den danske økonomi.

Endelig omfatter rapporten et temaafsnit om verdens olie- reserver.

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

Danmarks olie- og gasproduktion 2002



Danmarks olie- og  
gasproduktion 2002

Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er en styrelse under Økonomi- og Erhvervsministeriet. Energistyrelsen beskæftiger sig med områderne indvinding, forsyning og anvendelse af energi og skal på statens vegne sikre, at energiudviklingen i Danmark sker på en forsvarlig måde både samfundsmæssigt, miljømæssigt og sikkerhedsmæssigt.

Energistyrelsen forbereder og administrerer den danske energilovgivning og gennemfører analyser og vurderinger af udviklingen på energiområdet samt udarbejder opgørelser og prognoser vedrørende danske olie- og gasreserver.

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  
Hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk)

Udgivet: Maj 2003  
Oplag: 2.200 eksemplarer

Fotos: Fotos udlånt af Mærsk Olie og Gas AS,  
DONG Efterforskning og Produktion A/S, Miljøstyrelsen.

Redaktør: Helle Halberg, Energistyrelsen

Illustrationer  
og kort: Lise Ott, Energistyrelsen

Tryk: Scanprint A/S  
Trykt på: Omslag: Cyclus offset (250 g), indhold: Cyclus print (130 g);  
100% genbrugspapir

Layout: Advice A/S og Energistyrelsen

ISBN 87 7844-268-0

ISSN 0907-2675



## FORORD

Der har igennem 2002 været meget fokus på olie- og gassektoren. Dette gælder såvel i Danmark som på verdensplan.

Produktionen af olie og gas i Nordsøen spiller fortsat en meget stor rolle for det danske samfund. Den store produktion af olie og gas er hovedårsagen til, at Danmark nu gennem en årrække har været selvforsynende med energi. En konkurrencedygtig og sikker energiforsyning er med til at skabe gode vækstvilkår i samfundet. Samtidig bidrager kulbrinteproduktionen til statens indtægter via skatter og afgifter.

Olie- og gassektoren i Danmark har igen i 2002 været præget af stor aktivitet. Blandt andet er der blevet godkendt planer for en række udbygninger af felter, som medfører store investeringer i nye anlæg på dansk område. De store investeringer sker samtidig med, at produktionen igen i 2002 var rekordstor.

Sikkerheden på anlæggene i Nordsøen har været en væsentlig problemstilling i 2002. Som opfølgning på en ulykke på Gorm feltet i 2001 udarbejdede det norske institut SINTEF en rapport om sikkerhedsforholdene. På baggrund af denne rapport fremlagde regeringen i 2002 en handlingsplan med opfølgning af rapportens anbefalinger vedrørende de danske anlæg i Nordsøen. Handlingsplanen indebærer en intensivering af Energistyrelsens sikkerhedsmæssige tilsyn.

Den politiske situation og den økonomiske udvikling i verden har indflydelse på produktionen af olie og på olieprisen. Samtidig er der til stadighed fokus på verdens energiforsyning og derved verdens oliereserver. I år er der derfor et særligt afsnit i rapporten om verdens energiforbrug og oliereserver.

København, maj 2003

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. I denne rapport anvendes SI-enheder. 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.

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 2002 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:

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).
bbl	Blue barrel. I oliebranchens pionertid, hvor olien handlede i fysiske tønder, blev der hurtigt forskel på tøndernes størrelse. For at undgå forvirring maledes 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 vægtfylde i forhold til vand.
in	inch; engelsk tomme. 1 inch=2,54 cm
ft	feet; engelsk fod. 1fod=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
	m <sup>3</sup> (st)	t	0,86 <sup>i</sup>
Naturgas	Nm <sup>3</sup>	scf	37,2396
	Nm <sup>3</sup>	GJ	0,040
	Nm <sup>3</sup>	kg-mol	0,0446158
Rummål	m <sup>3</sup> (st)	scf	35,3014
	m <sup>3</sup> (st)	GJ	0,0379
	m <sup>3</sup> (st)	kg-mol	0,0422932
	m <sup>3</sup>	bbl	6,28981
	m <sup>3</sup>	ft <sup>3</sup>	35,31467
	US gallon	in <sup>3</sup>	231*
Energi	bbl	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
Densitet	FRA	TIL	KONVERTERING
	°API	kg/m <sup>3</sup>	141364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)

\*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.



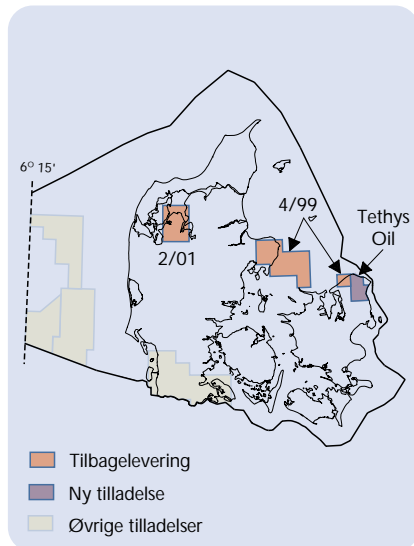
<b>Forord</b>	<b>3</b>
<b>Omregningsfaktorer</b>	<b>4</b>
<b>1. Koncessioner og efterforskning</b>	<b>6</b>
<b>2. Udbygning</b>	<b>12</b>
<b>3. Produktion</b>	<b>18</b>
<b>4. Miljø</b>	<b>23</b>
<b>5. Sikkerhed og sundhed</b>	<b>27</b>
<b>6. Reserver</b>	<b>32</b>
<b>7. Verdens reserver</b>	<b>40</b>
<b>8. Økonomi</b>	<b>45</b>

---

<b>Bilag A</b>	Producerede og injicerede mængder	<b>54</b>
<b>Bilag B</b>	Producerede felter	<b>57</b>
<b>Bilag C</b>	Økonomiske nøgletal	<b>82</b>
<b>Koncessionskort</b>		

## 1. KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

fig. 1.1 Ændringer i Åben Dør Området



Med én ny efterforskningsboring og otte vurderingsboringer var efterforskningsaktiviteten i 2002 lidt lavere end året før. Phillips-gruppens Svane-1 boring, som blev påbegyndt i 2001, nåede i 2002 sin slutdybde og påviste det hidtil dybeste fund af kulbrinter på dansk område. DONG-gruppen påviste en yderligere olieakkumulation ved Nini feltet i Siri kanalen.

I 2003 forventer Energistyrelsen en større efterforskningsaktivitet med blandt andet 6-8 nye efterforskningsboringer.

Udbud af koncessioner i form af runder har siden 1984 fundet sted med 3-5 års mellemrum. Da koncessionerne i den seneste runde blev tildelt i juni 1998, er Energistyrelsen i gang med forberedelserne til, at et nyt udbud af arealer vest for 6° 15' østlig længde kan finde sted i 2004.

### NYE TILLADELSER

Økonomi- og erhvervsministeren gav den 9. juli 2002 Tethys Oil AB tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i det nordøstlige Sjælland, se figur 1.1. Det svenske registrerede selskab, Tethys Oil AB, er operatør for tilladelsen, som har nummer 1/02. Tilladelsen er givet på baggrund af den såkaldte Åben Dør Procedure, hvor olieselskaberne løbende kan ansøge om tilladelser i hele området øst for 6° 15' østlig længde. DONG Efterforskning og Produktion A/S (DONG E&P A/S) deltager som i andre Åben Dør tilladelser med en statsandel på 20%.

### ÆNDRINGER AF TILLADELSER

Koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk), opdateres løbende og indeholder beskrivelser af alle ændringer i form af forlængelser, overdragelser af andele og arealtilbageleveringer.

### Forlængelser af tilladelser

Energistyrelsen har i 2002 meddelt forlængelse af tilladelsesperioden for de i tabel 1.1 angivne tilladelser. Det er en forudsætning for forlængelserne, at rettighedshaverne har forpligtet sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejder i de pågældende områder.

### Godkendte overdragelser

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser af tilladelser og vilkårene herfor.

Fra 1. august 2002 overtog DONG E&P A/S operatørskabet på Siri feltet fra Statoil Efterforskning og Produktion A/S. Hermed blev DONG E&P A/S for første gang operatør for et felt i produktion.

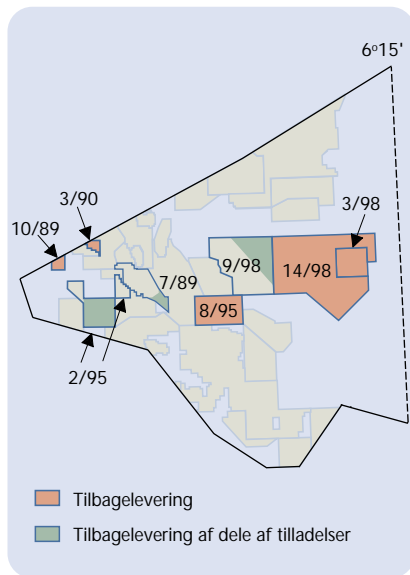
Allerede pr. 1. juli 2002 havde Statoil solgt alle sine danske koncessionsandele til de øvrige olieselskaber i de tre involverede koncessioner. Den samlede salgsspris var 1 mia. kr. I Siri-tilladelsen 6/95 overtog DONG E&P A/S, DENERCO Oil A/S og Paladin Oil Denmark Limited Statoil's andel på 40%. I de to andre tilladelser, som vedrører Lulita feltet, solgte Statoil sine andele på 37,642% til DONG E&P A/S, DENERCO Oil A/S og DENERCO Petroleum A/S.

Øvrige ændringer af andele m.m. er omtalt i forbindelse med koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside.

tabel 1.1 Forlængelser af tilladelser

Tilladelse	Indtil
4/95	15-05-2003
6/95	15-11-2003
7/95	15-11-2004
9/95	15-11-2003

fig. 1.2 Tilbagelevering vest for 6°15' østlig længde



### Tilbageleveringer af dele af tilladelse

DONG-gruppen i tilladelse 2/95 tilbageleverede pr. 1. marts 2002 en større del af tilladelsesområdet. Tilbageleveringen omfattede en hel blok.

Amerada Hess-gruppen i tilladelse 7/89 tilbageleverede en del af tilladelsesområdet pr. 1. maj 2002. Det tilbageleverede område ligger sydøst for Syd Arne feltet og indeholder blandt andet Nora-1 efterforskningsboringen, hvori DUC i 1983 gjorde fund af kulbrinter i sandsten af Mellem Jura alder.

I tilladelse 9/98 på Ringkøbing-Fyn Højderyggen tilbageleverede Agip-gruppen den 15. juni 2002 den nordøstlige del af tilladelsesområdet.

De tilbageleverede områder er vist i figur 1.2.

Tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter (koncessioner) gælder initialt for en periode af 6 år. Hver tilladelse indeholder et arbejdsprogram, som nærmere beskriver de efterforskningsarbejder, som rettighedshaveren skal udføre, herunder tidsfrister for hvornår de enkelte seismiske undersøgelser og efterforskningsboringer skal udføres. Nogle tilladelse kan dog indeholde bestemmelser om, at rettighedshaveren på et nærmere fastsat tidspunkt i løbet af 6-års perioden enten skal tilbagelevere tilladelsen eller forpligte sig til at udføre f.eks. en efterforskningsboring. Efter de første 6 år kan Energi-styrelsen forlænge en tilladelse med op til to år ad gangen, hvis rettighedshaveren – efter at have udført hele det oprindelige arbejdsprogram – vil påtage sig yderligere forpligtelser til at efterforske.

### OPHØRTE TILLADELSER

Både i området i og omkring Central Graven og i Åben Dør Området er der tilbageleveret tilladelse i løbet af 2002. De tilbageleverede tilladelse fremgår af tabel 1.2 og af figurerne 1.1 og 1.2. Endvidere er Åben Dør tilladelse 2/01, hvor Sterling Resources (UK), Ltd. var operatør, blevet tilbageleveret pr. 5. januar 2003.

### FORUNDERSØGELSER

Omfanget af seismiske undersøgelser i 2002 var højere end i 2001. Aktivitetsniveauet og placeringen af de seismiske undersøgelser er vist i figur 1.3 og 1.4.

I februar 2002 genoptog DONG E&P A/S indsamlingen af 3D seismik i tilladelse 4/95. Den seismiske undersøgelse blev oprindeligt startet i sidste halvdel af 2001, men arbejdet blev indstillet på grund af dårligt vejr. De nye seismiske data skal anvendes i den videre efterforskning i området syd for Nini feltet.

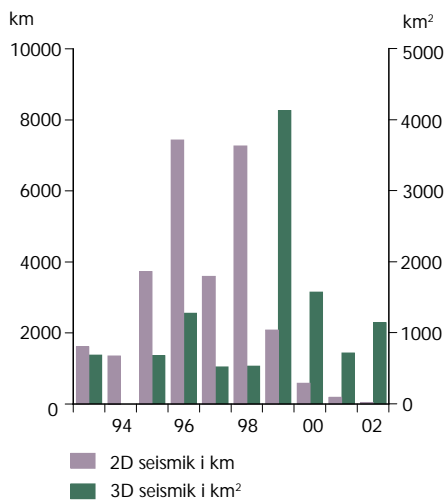
Fugro Geoteam gennemførte i juli-september 2002 3D seismiske undersøgelser i den sydlige del af Central Graven. Undersøgelserne var led i et større program, som også omfattede områder på tysk og hollandsk sokkel. De nye data udgør et væsentligt supplement til de tidligere indsamlede 3D data på dansk område.

DENERCO Oil A/S indsamlede i marts 2002 en enkelt 2D seismisk linie på dansk område som led i en undersøgelse af selskabets tyske koncession i Nordsøen.

tabel 1.2 Ophør af tilladelse i 2002

Tilladelse	Operatør	Ophør
10/89	Mærsk Olie og Gas AS	20-12-2002
3/90	Mærsk Olie og Gas AS	13-07-2002
8/95	Mærsk Olie og Gas AS	15-11-2002
3/98	Marathon Petroleum Denmark, Ltd.	15-06-2002
14/98	Mærsk Olie og Gas AS	15-06-2002
4/99	Northern Petroleum (UK)	01-11-2002

fig. 1.3 Årlig seismik



På land har rettighedshaverne i både tilladelse 1/01 i Sønderjylland og tilladelse 2/01 i Salling-området indsamlet prøver i jordbunden til geokemiske undersøgelser. Metoden bygger på, at der fra forekomster af olie eller gas i undergrunden gennem tiden vil sive små mængder kulbrinter op til jordoverfladen. Herved kan chancen for at gøre fund af olie eller gas vurderes gennem en analyse af prøverne.

**BORINGER**

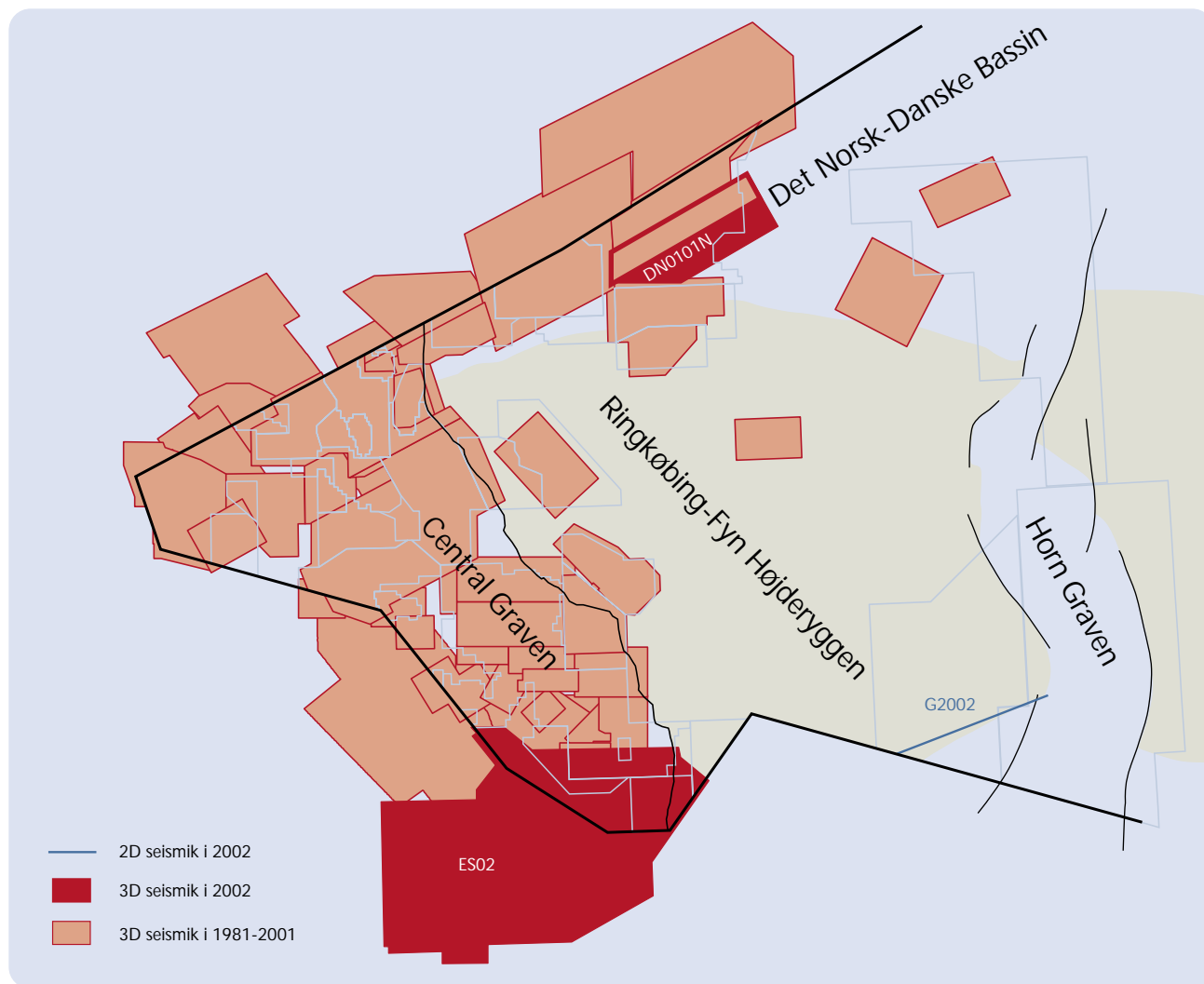
Der blev i 2002 udført én efterforskningsboring og otte vurderingsboringer, se figur 1.5. I statistikken er medregnet boringer, som er påbegyndt i 2002.

Placeringen af de nedenfor omtalte boringer fremgår af figur 1.6. Vurderingsboringerne på felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag B. På Energistyrelsens hjemmeside findes en oversigt over samtlige danske efterforsknings- og vurderingsboringer.

**Efterforskningsboringer**

Det boringssamarbejde, som i 2000 blev indledt mellem DONG E&P A/S og en række rettighedshavere, fortsatte i 2002 med færdiggørelsen af Svane-1 boringen. Målene for den efterfølgende efterforskning var prospekter i Siri kanalen, som ikke lå så dybt.

fig. 1.4 Seismiske undersøgelser





Phillips-gruppens dybe og tidskrævende Svane-1 efterforskningsboring i tilladelse 4/98 blev påbegyndt i 2001 og indgik derfor i statistikken for 2001. Resultaterne fra boringen forelå dog først i midten af 2002 og blev derfor ikke omtalt i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2001".

Svane-1 (5604/26-4) blev boret som en lodret boring med et sidespor (Svane-1A) til en lodret dybde af 5.867 meter under havets overflade og afsluttet i lag af mesozoisk alder. Boringen blev prøveproduceret under meget vanskelige betingelser. Der blev produceret gas og kondensat fra flere sandstenslag af Øvre Jura alder.

Svane-1A er den dybeste brønd, der hidtil er boret på dansk område. Brønden åbner således mulighed for et yderligere efterforskningspotentiale i de dybere dele af den danske Central Grav. Produktionsegenskaberne og størrelsen af fundet er nu genstand for nærmere undersøgelser.

#### *Oscar-1 (5604/32-1)*

I tilladelse 12/98 gennemførte Amerada Hess ApS i oktober 2002 Oscar-1 efterforskningsboringen i samarbejde med DONG E&P A/S. Tilladelsen dækker et område på Ringkøbing-Fyn Højderyggen lige øst for Central Graven. Oscar-1 blev boret til en dybde af 2.439 meter under havets overflade og afsluttet i kalk af tidligere Paleocæn alder. Resultatet af boringen var skuffende, og der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

### **Vurderingsboringer**

#### *Nini-4 (5605/10-4)*

DONG-gruppens Nini-4 boring blev udført lidt vest for de tidligere boringer ved Nini feltet i tilladelse 4/95. Nini-4 blev boret som en lodret boring til en dybde af 1.849 meter under havets overflade og afsluttet i kalk af formodet Danien alder. Boringen påviste en yderligere olieakkumulation i Palæogene sandsten. For nærmere at fastlægge udstrækningen af forekomsten blev der boret et sidespor, Nini-4A, ud i vandzonen.

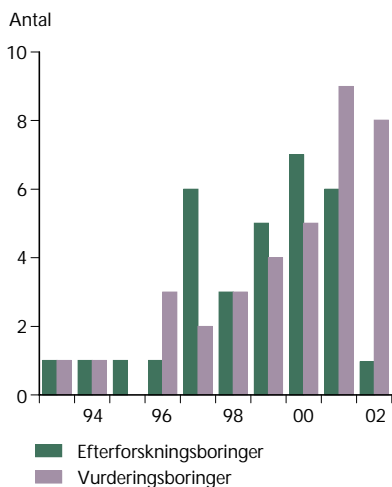
#### *Siri-5 (5604/20-8)*

Siri-5 blev boret som en lodret boring i den sydlige del af Stine segment 2, som er en olieforekomst beliggende øst for Siri Central. Boringen nåede en dybde af 2.108 meter under havets overflade og blev afsluttet i Våle Formationen umiddelbart over Kalken. Siri-5 bekræftede forventningerne om tilstedeværelse af olie i det paleocæne sandstensreservoir i den sydlige del af Stine segment 2 området. Der blev efterfølgende udført et afbøjet sidespor betegnet Siri-5A for at indhente yderligere oplysninger om reservoiret og udstrækningen af olieforekomsten. På baggrund af resultaterne fra Siri-5/5A besluttede rettighedshaveren til tilladelse 6/95 at udføre en vandret produktionsboring fra Siri platformen til Siri-5 området.

#### *Cecilie-2 (5604/20-9)*

Cecilie-2 vurderingsboringen i tilladelse 16/98 gennemborede det paleocæne olieførende sandstensreservoir 1,2 km sydøst for Cecilie-1 boringen, som påviste Cecilie olieforekomsten i år 2000. Cecilie-2 blev boret som en lodret boring og sluttede i en dybde af 2.347 meter under havets overflade i kalk af Maastrichtien alder. De nye oplysninger fra boringen skal bruges i forbindelse med planlægningen af de kommende produktionsboringer.

fig. 1.5 Efterforsknings- og vurderingsboringer



### Boje-2X (5504/7-9)

I september 2002 påbegyndte Mærsk Olie og Gas AS Boje-2X boringen i Boje området. Den tidligere Boje-1 boring påviste kulbrinter i både Danien kalken og i Nedre Kridt kalk. Boje-2X blev boret først med et "pilot-hul" for at afgrænse Nedre Kridt forekomsten og efterfølgende med et vandret produktionsspor i Danien kalken. Boringen er blevet efterladt på en måde, som gør det muligt senere at anvende boringen som produktionsboring.

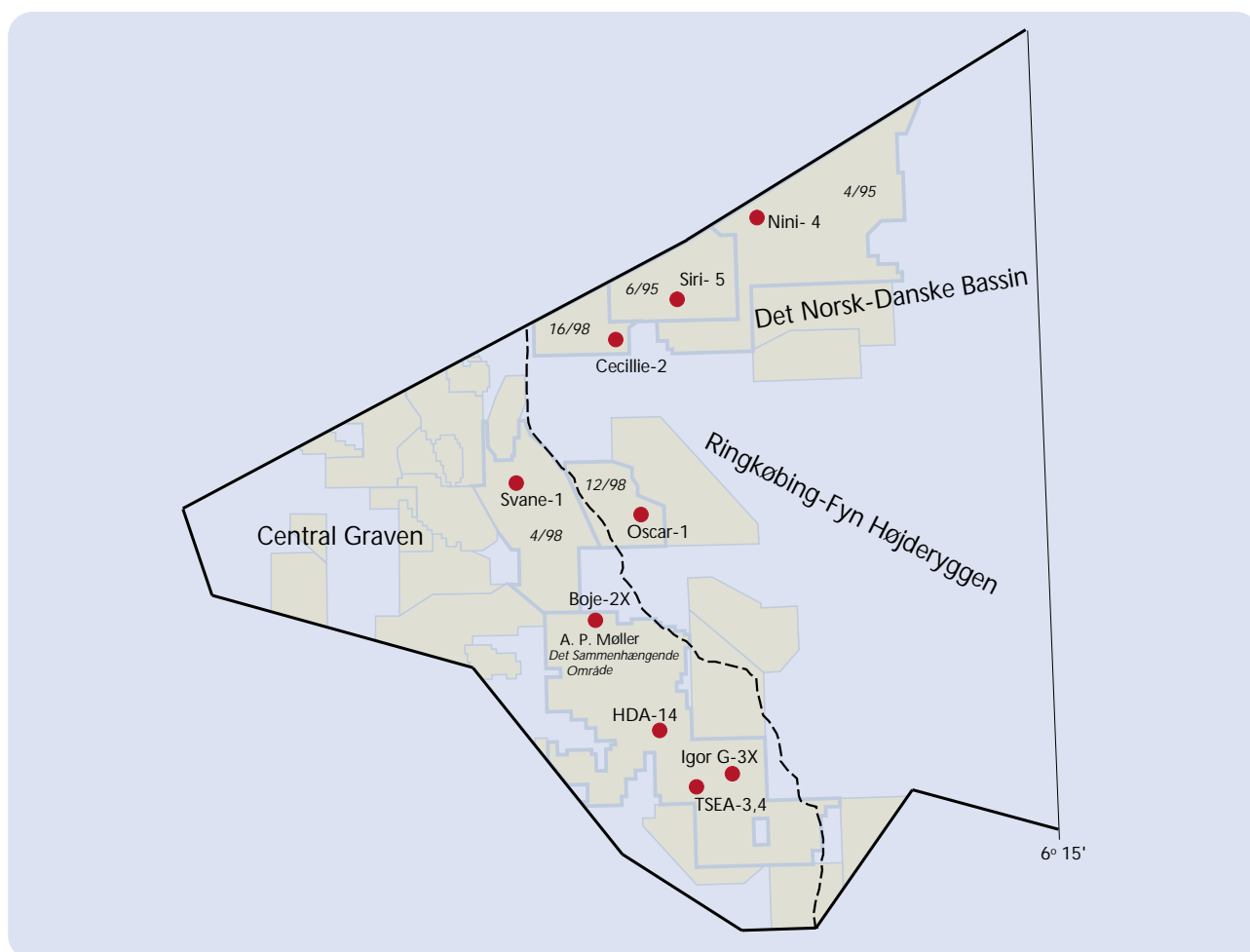
### Igor G-3X (5505/13-8)

Mærsk Olie og Gas AS udførte i juni-november 2002 Igor G-3X vurderingsboringen i Igor området, hvor to tidligere boringer har påvist gas i Danien kalken. Blandt andet på baggrund af resultaterne fra G-3X indsendte Mærsk Olie og Gas AS i slutningen af 2002 en udbygningsplan for Danien gassen i Halfdan/Sif/Igor området, se afsnittet *Udbygning*. G-3X boringen er blevet efterladt på en måde, som gør det muligt senere at anvende boringen som produktionsboring.

### TSEA-3 og TSEA-4

I forbindelse med Mærsk Olie og Gas AS's udbygning af Tyra Sydøst feltet blev to af produktionsboringerne forlænget for nærmere at afgrænse forekomsten. Tyra Sydøst indeholder olie og gas i Danien og Maastrichtien kalk. TSEA-3 blev boret vandret i sydlig retning, mens den vandrette TSEA-4 boring afgrænser forekomsten i vestlig retning. Begge boringer anvendes nu til produktion.

fig. 1.6 Efterforsknings- og vurderingsboringer





#### ***HDA-14***

Den vandrette HDA-14 boring, som Mærsk Olie og Gas AS i januar-marts 2002 borede på Halfdan feltet, blev boret væsentlig længere end oprindeligt planlagt for at afgrænse Maastrichtien olieforekomsten i nordvestlig retning. Halfdan feltet indeholder olie og gas i både Danien og Maastrichtien kalken. HDA-14 boringen anvendes nu til produktion.

#### **Geotermiboring**

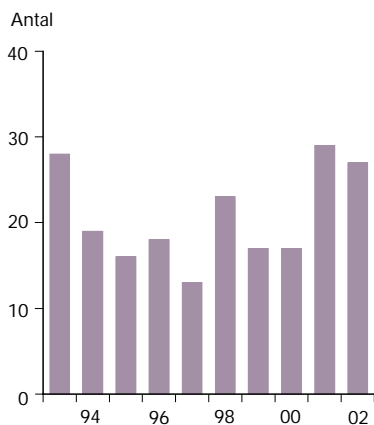
##### ***Margretheholm-1 (5512/11-01)***

Ved Amagerværket i Hovedstadsområdet udførte DONG E&P A/S i sommeren 2002 en dyb boring for at undersøge mulighederne for at udnytte varmt vand i sandstenslag i undergrunden til varmeindvinding. Margretheholm-1 blev boret til en dybde af 2.676 meter under havets overflade og afsluttet i grundfjeldet.

Boringen fandt de forventede sandstensreservoirer. Selvom boringen blev udført i geotermisk øjemed, er boringen interessant i kulbrintesammenhæng, da resultaterne kan bidrage væsentligt til forståelsen af undergrundens opbygning. Der er i forvejen kun udført ganske få olie/gas-efterforskningsboringer på Sjælland. Boringen er ikke medregnet i statistikken i figur 1.5.

## 2. UDBYGNING

fig. 2.1 Indvindingsboringer



2002 var igen et år med stor udbygningsaktivitet i den danske del af Nordsøen. To nye platforme blev taget i brug på henholdsvis Tyra Sydøst og Halfdan feltet. Der er blevet udført 27 nye indvindingsbrønde i 2002. Dette er to mindre end i rekordåret 2001, se figur 2.1.

Energistyrelsen har i løbet af 2002 godkendt en række udbygningsplaner for såvel nye som eksisterende felter. En stor del af disse projekter er allerede påbegyndt.

Figur 2.3 viser de eksisterende produktionsanlæg i den danske del af Nordsøen.

I bilag B findes en oversigt over samtlige producerende felter med tilhørende kort over de enkelte felter. De borer, som er udført i 2002, er markeret med en lysere farve end de gamle borer.

### UDBYGNINGER I 2002

#### Dan feltet

Indvindingsområdet på Dan feltet er gennem årene udvidet flere gange, idet operatøren af feltet, Mærsk Olie og Gas AS, løbende har vurderet mulighederne for yderligere indvinding, se figur 2.2.

Senest er der i 2001 blevet godkendt en udbygningsplan for feltet, som indebærer en udbygning af den vestlige flanke over mod Halfdan feltet. Planen har betydet, at der i 2002 er blevet udført tre produktionsboringer i den sydligste del af dette flankeområde, se feltkort i bilag B. Samtidig er tre eksisterende brønde blevet konverteret til vandinjektion. I det vestlige flankeområde skal der ifølge planen udføres i alt otte nye brønde og konverteres seks brønde til vandinjektion.

I december 2002 blev der desuden godkendt en plan for en ændret indvindingsstrategi for området under gaszonen centralt på feltet.

I de seneste år er der injiceret vand med høj rate i størstedelen af den centrale del af strukturen. Indvindingen fra området under gaszonen i den sydligste blok af Dan feltet er dog hidtil foregået med konventionel vandinjektion, dvs. så lave rater, at reservoirbjergarten ikke fraktureres ved injektionen.

På baggrund af blandt andet produktionserfaringer forventes konvertering til injektion ved højt tryk at forbedre indvindingen af olie også i dette område. Den forventede stigning i olieindvinding baserer sig på en antagelse om bedre fortrængning samtidig med, at der kun sker en begrænset oliebevægelse opad i gaszonen.

I 2002 er der blevet installeret nyt udstyr til vandinjektion på Dan FF platformen. Dette anlæg skal levere injektionsvand til såvel Dan som til Halfdan feltet. Injektionsanlægget vil øge injektionskapaciteten med 180.000 tønder vand pr. dag. Den samlede installerede vandinjektionskapacitet på Dan feltet er herefter ca. 600.000 tønder vand pr. dag.

En planlagt yderligere udvidelse af behandlingskapaciteten for produktionen og vandinjektionskapaciteten blev godkendt i 2001 af Energistyrelsen. Efterfølgende er det forventede kapacitetsbehov steget. Energistyrelsen har derfor i 2002 godkendt

fig. 2.2 Dan feltet med flankeområder

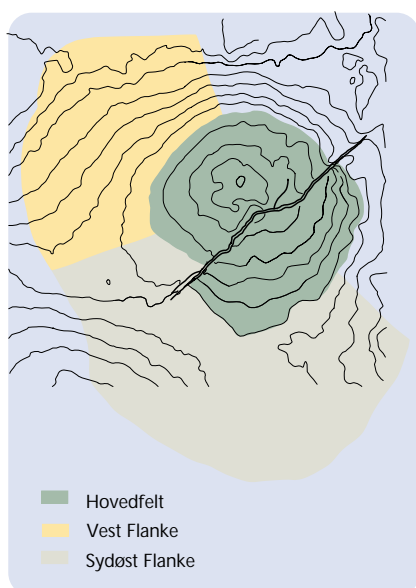
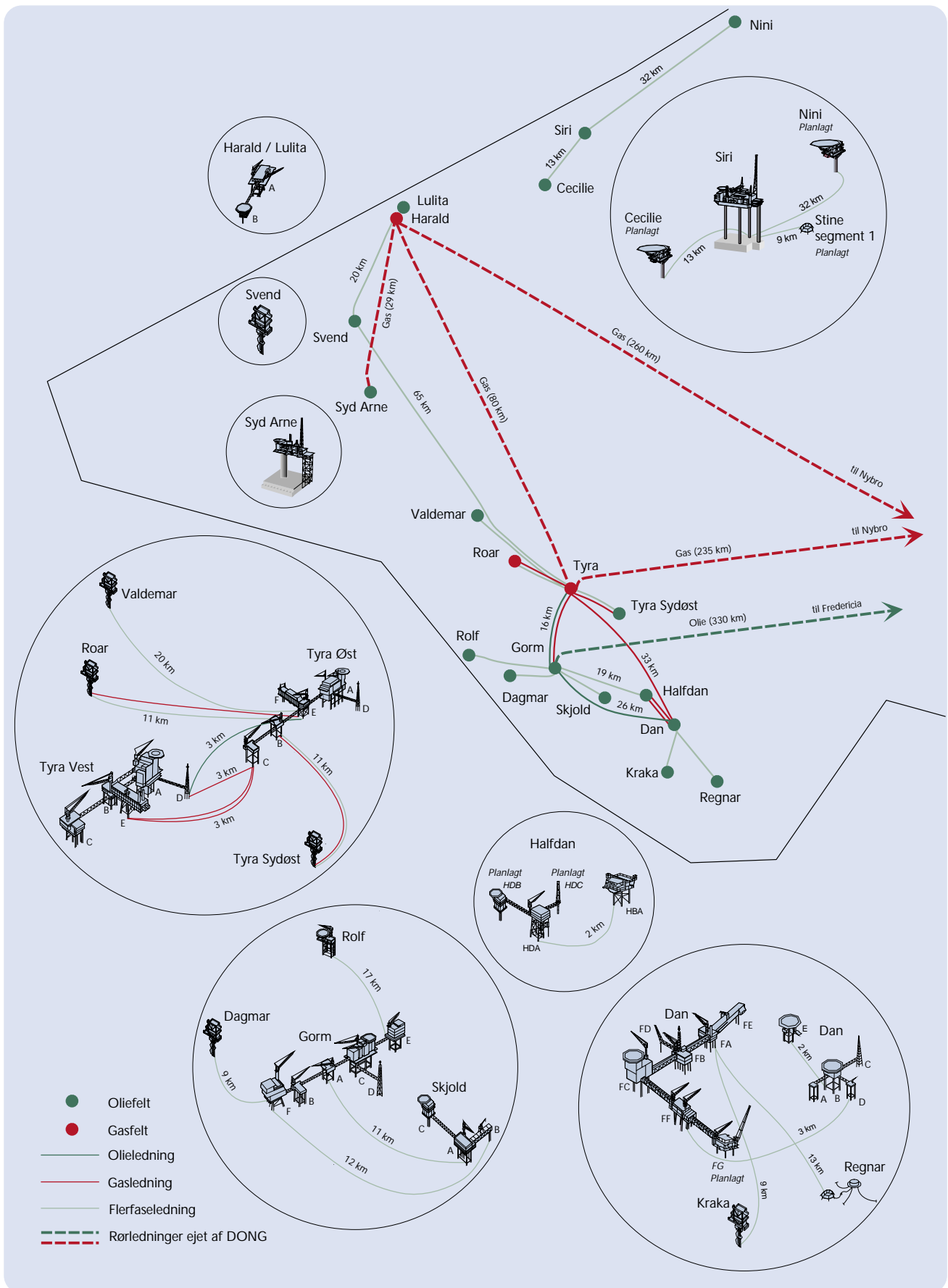


fig. 2.3 Produktionsanlæg i Nordsøen 2002



en ændring af projektet, som indebærer etablering af en ny procesplatform, Dan FG, som broforbindes med Dan F komplekset.

Dan FG platformen skal indeholde nye anlæg, som omfatter separationsanlæg for produktionen, rensningsanlæg for produceret vand, gasbehandlings- og kompressionsanlæg samt vandinjektionsanlæg. Den nye platform planlægges installeret i 2004.

#### **Gorm feltet**

På Gorm feltet er der i 2002 blevet udført tre borer, hvoraf den ene er en erstatningsbrønd til den nordøstlige del af feltet. Dette område drænedes ikke tilfredsstillende på grund af sammenbrud af de ydre dele af to produktionsbrønde.

De to øvrige produktionsbrønde er boret til et område op mod hovedforkastningen, hvor dræningen var mindre tilfredsstillende end i resten af feltet, se feltkort i bilag B.

Af de godkendte planer udestår der stadig konvertering til vandinjektion af fire brønde på toppen af strukturen.

#### **Halfdan feltet**

Halfdan feltet blev fundet i 1999 og sat i drift allerede i 2000. Efter den første udbygningsplan er der godkendt to yderligere faser af udbygningen. Den samlede planlagte udbygning består nu af i alt 46 brønde, 25 produktionsbrønde og 21 vandinjektionsbrønde. Der er udført i alt 13 brønde på feltet i 2002.

Ved udgangen af 2002 produceres fra 21 brønde, mens der injiceres vand i ni brønde, se feltkort i bilag B. De resterende 16 brønde forventes udført af to boreplatforme i løbet af 2003 og 2004.

I maj 2002 er der i forbindelse med gennemførelsen af fase 3 af udbygningen af Halfdan feltet blevet installeret en ny satellit platform ca. 2 km nord for den eksisterende platform HDA. Platformen, HBA, har plads til 30 brønde, og i fase 3 planlægges der i alt udført 16 brønde herfra. Platformen indeholder en testseparator for prøveproduktion af enkeltbrønde. I 2002 er testseparatoren blevet anvendt til to-faseseparation af produktionen, så gas og væske separat er blevet ført til viderebehandling på Halfdan HDA og på felterne Dan og Gorm. HBA platformen forsynes med injektionsvand, løftegas og el fra HDA platformen.

Under fase 3 af Halfdan udbygningen vil der desuden blive installeret yderligere behandlingsudstyr på Halfdan HDA platformen, herunder separationsudstyr, rensningsudstyr for produceret vand samt gasbehandlings- og kompressionsudstyr. Der vil desuden blive installeret en beboelsesplatform med plads til 32 personer samt en afbrændingsplatform for gas, som begge broforbindes med HDA platformen. Installation af det nye udstyr forventes at finde sted medio 2003.

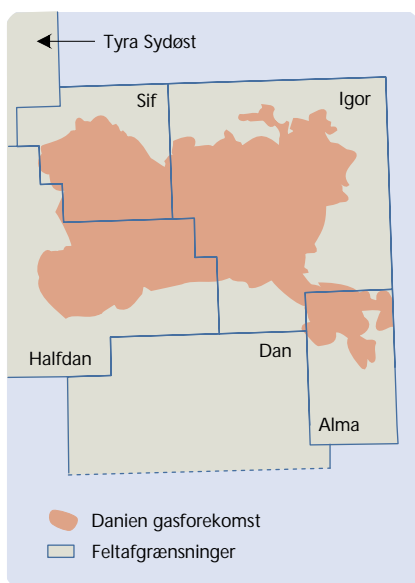
#### **Halfdan Nordøst området**

I de seneste år er området nordøst for Halfdan feltet blevet vurderet, blandt andet på baggrund af data fra nye borer, herunder G-3X, se afsnittet *Efterforskning*.

Området indeholder en gasforekomst, som dækker store dele af området nord for Dan feltet, herunder forekomsterne Sif, Igor og dele af Halfdan. Muligvis strækker



fig. 2.4 Halfdan Nordøst - Danien gasforekomsten



forekomsten sig også ind i Alma feltafgrænsningen. Området kaldes samlet for Halfdan Nordøst, se figur 2.4.

I december 2002 modtog Energistyrelsen en plan for indvinding i Halfdan Nordøst. Planen indebærer en trinvis udbygning, hvor de senere trin afhænger af blandt andet gasafsætningen. Ifølge planen vil udbygningen af området i de første trin ske fra satellitplatformen HBA på Halfdan feltet, hvorfra gassen planlægges ført til Tyra Vest gennem en 24" rørledning.

#### Svend feltet

I slutningen af 2001 blev brønden Svend-6 udført som en vurderingsboring i den nordlige del af feltet, se feltkort i bilag B. Brønden begyndte at producere i maj 2002. Brønden påviste ikke yderligere reserver i Svend feltet.

#### Syd Arne feltet

I forbindelse med gennemførelse af planen for udbygning og produktion fra feltet udføres der fortsat indvindingsboringer på feltet. Der er i 2002 udført to nye injektionsboringer og én ny produktionsboring. Udbygningen af feltet i den igangværende fase omfatter udførelse af op til ni nye boringer.

En af injektionsboringerne er udført i den sydvestlige del af Syd Arne feltet for at forbedre indvindingen fra denne del. Den anden injektionsboring er udført i feltets nordvestlige del, mens der i den nordøstlige del er udført en produktionsboring.

Der er fortsat gode erfaringer med vandinjektion på feltet. Operatøren, Amerada Hess ApS, har i 2002 fokuseret på fortsat injektion af store vandmængder i kalkreservoiret. Opretholdelse af reservoirtrykket og gennemskylning af de olieholdige lag med vand skal sikre, at olieproduktionen fra feltet fortsat ligger tæt på platformens maksimale behandlingskapacitet.

Det forventes, at der i de kommende år vil blive udført flere brønde på feltet, både til produktion og til vandinjektion.

#### Tyra feltet

På Tyra Vest er der i 2002 blevet taget et nyt rensningsanlæg for produceret vand i brug. Den anvendte rensningsteknologi er baseret på hydrocycloner.

I 2002 er der desuden udført forstærkningsarbejder af visse dele af de bærende stålkonstruktioner på Tyra Vest platformene. Behovet for forstærkning skyldes øgede bølgebelastninger som følge af en fortsat nedsynkning af havbunden over reservoiret.

Tyra Sydøst feltet blev sat i produktion i 2002, se nedenfor. Dette har medført en række tilslutningsarbejder på Tyra Øst, hvor produktionen fra Tyra Sydøst behandles.

#### Tyra Sydøst feltet

Nye oplysninger fra en række boringer førte i 2001 til en opdateret plan for udbygning af området sydøst for Tyra feltet. Planen omfatter boring af op til seks produktionsbrønde.



I efteråret 2001 blev der installeret en platform af STAR-typen med enkle produktionsfaciliteter på feltet. Produktionen adskilles på feltet i en gasstrøm og en væskestrøm, som føres til eksisterende anlæg på Tyra Øst for videre behandling.

Produktion fra Tyra Sydøst feltet startede i marts 2002. I løbet af 2002 er der blevet sat fem brønde i produktion i området, hvoraf fire er boret i 2002. Produktions erfaringerne fra området har været skuffende.

### Valdemar feltet, Nord Jens området

I september 2002 godkendte Energistyrelsen en plan for videre udbygning af Nord Jens området i Valdemar feltet. Planen indebærer boring af to vandrette vurderings- og produktionsbrønde, som begge placeres i oliezone i Øvre Kridt. Boringerne forventes udført i begyndelsen af 2003.

### Ny gasrørledning

Energistyrelsen har i 2002 behandlet to ansøgninger om etablering af en ny rørledning til eksport af gas fra den danske del af Nordsøen til det europæiske kontinent. I foråret 2003 godkendte Energistyrelsen en ny 26" gasrørledning fra Tyra Vest E platformen til F/3 platformen på hollandsk sektor. Derfra vil gas blive ført gennem den eksisterende NOGAT ledning til Holland. Ejere af den nye ledning, som har en kapacitet på 15 mio. Nm<sup>3</sup> pr. dag, er DONG (50%), Shell (23%), A.P. Møller (19,5%) og Texaco (7,5%). Mærsk Olie og Gas AS er operatør for rørledningen.

### NYE FELTER

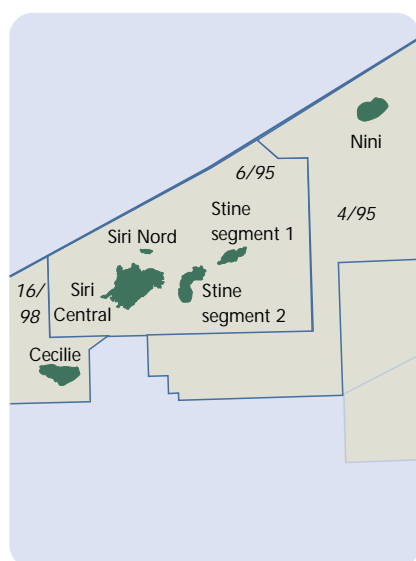
I 2002 blev der godkendt udbygningsplaner for en række nye felter i Siri kanalen, hvor reservoiret består af sandsten. Den eksisterende platform på Siri feltet spiller en central rolle i udbygningen af området, se figur 2.5.

### Siri feltet

Siri feltet blev som det første felt i dette område sat i produktion i 1999. Efterfølgende er der blevet iværksat produktion fra et andet område af Siri feltet, Stine segment 2, se feltkort i bilag B. Området er udbygget fra platformen på Siri Central.

I august 2002 overtog DONG E&P A/S operatørskabet på Siri tilladelsen efter Statoil Efterforskning og Produktion A/S.

fig. 2.5 Feltudbygninger i Siri kanalen



### Indfasning af Nini og Cecilie felterne

Indfasning af to kommende felter, Nini og Cecilie, se nedenfor, kræver en række ombygninger og udvidelser af anlæggene på Siri platformen. En række forberedende arbejder er blevet udført i 2002.

Produktionen fra Nini og Cecilie felterne vil blive ført til Siri platformen. Gas- og vandproduktionen fra disse felter planlægges injiceret i Siri feltet. Dette bidrager blandt andet til at forbedre Siri feltets olieindvinding. Vand til injektion og løftegas til Nini og Cecilie vil blive leveret fra Siri platformen.

### Stine segment 1

Energistyrelsen har i 2002 godkendt en udbygningsplan for Stine segment 1, som ligger øst for Siri Central. Udbygningen af Stine segment 1 omfatter en undervandsinstallation bestående af en produktionsboring og en injektionsboring. Produktionen planlægges ført via en rørledning til Siri platformen for behandling, lagring og videre transport, mens vand til injektion og løftegas vil blive leveret fra Siri platformen.



*Stine segment 2*

I 2001 blev der udført en vurderingsboring, SCA-7, til Stine segment 2 fra Siri platformen. Brønden blev først prøveproduceret og efterfølgende sat i produktion. Olieproduktionen fra brønden har været højere end forventet. Desuden har vandproduktionen været lavere end forventet.

Efterfølgende ansøgte DONG E&P A/S i 2002 om godkendelse af en plan for videre udbygning af segmentet. Den godkendte plan indebar blandt andet en afgrænsningsboring, som skulle indhente data om blandt andet olievolume og reservoirtryk. Resultaterne fra denne boring skulle danne grundlag for beslutning om en eventuel videre udbygning af segment 2 i form af yderligere indvindingsbrønde.

I november 2002 borede DONG E&P A/S den planlagte afgrænsningsboring, Siri-5, til den sydlige del af segmentet. Resultaterne fra boringen har bevirket, at der i begyndelsen af 2003 udføres en yderligere vandret produktionsboring, SCA-6, til segment 2.

Samtidig har Energistyrelsen givet tilladelse til vandinjektion i Stine segment 2. Behovet og muligheden for trykvedligeholdelse ved injektion af vand skal løbende vurderes. Dette kan betyde en senere konvertering af produktionsbrønde til injektion.

**Nini og Cecilie felterne**

DONG E&P A/S er desuden operatør på to tilstødende licenser i Siri kanalen. Her førte efterforskningsboringer i 2000 til to nye fund i området, Nini og Cecilie. Planer for udbygning af og produktion fra disse to nye felter blev godkendt i juni 2002.

De forventede reserver i Nini og Cecilie felterne er begrænsede, og derfor udbygges de som satellitter til Siri platformen. Produktionen fra felterne vil blive ført til Siri platformen til behandling, lagring og videre transport.

Nini feltet udbygges med en ubemandet platform, og der vil blive udført op til syv brønde. Cecilie feltet udbygges ligeledes med en ubemandet platform, og der vil blive udført op til otte brønde. Begge platforme er forsynet med helikopterlandingsplads, og der er plads til ti brønde. Indvindingen i begge felter er baseret på injektion af vand i reservoiret med henblik på at opretholde trykket. Nini og Cecilie felterne forventes at blive sat i produktion i sommeren 2003.

Ved udgangen af 2002 var fabrikation af platforme og rørledninger i fuld gang. Disse forventes installeret i foråret 2003.

**KOMMENDE FELTER**

I de kommende år er der planlagt udbygning af en række mindre felter, Adda, Alma, Amalie, Boje området, Elly samt Freja.

Faktuelle oplysninger om felterne, herunder det planlagte tidspunkt for idriftsættelse, kan findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

### 3. PRODUKTION

#### OLIEPRODUKTION I 2002

Den danske produktion af olie steg i 2002 til 21,51 mio. m<sup>3</sup>, hvilket er den hidtil største årlige produktion af olie i Danmark. Stigningen var på 6% i forhold til 2001, men kun knap 2% i forhold til det hidtidige rekordår 2000.

En væsentlig årsag til stigningen er, at flere af felterne igennem hele året igen kunne opretholde normal produktion. Produktionen fra flere felter var i 2001 midlertidigt afbrudt eller reduceret på grund af følgerne fra det uheld, der i maj 2001 indtraf på Gorm feltet.

Den rekordstore produktion i 2002 skyldes hovedsagelig en markant stigning i produktionen fra Halfdan feltet. Halfdan feltet har de sidste to år haft den næststørste olieproduktion af samtlige felter. Dan feltet er fortsat det felt i Danmark, som har den største olieproduktion.

Over de seneste 5 år er den danske olieproduktion steget med 61%. Denne markante stigning betyder, at den samlede produktion i de seneste 6 år svarer til den oliemængde, der er produceret i de første 25 år med olieproduktion i Danmark, se figur 3.1.

Den gennemsnitlige daglige olieproduktion i 2002 var på knap 59.000 m<sup>3</sup>. Dette svarer til, at der hver dag kan fyldes en beholder med et grundareal svarende til fodboldbanen i Parken (105 x 68 meter) og en højde på ca. 8 meter.

Der er ved udgangen af 2002 olieproduktion fra i alt 17 felter, se figur 3.4. Langt størstedelen af olieproduktionen i 2002 kommer fra de seks felter Dan, Gorm, Halfdan, Siri, Skjold og Syd Arne. Disse felter leverer tilsammen 86% af den danske olieproduktion.

Olieproduktionen fra de 15 felter, der opereres af Mærsk Olie og Gas AS, ledes gennem en rørledning til modtagefaciliteter i Fredericia. Olieproduktionen fra Syd Arne og Siri felterne, hvor henholdsvis Amerada Hess ApS og DONG E&P A/S er operatør, lastes i tankskibe ved felterne.

fig. 3.1 Olieproduktion 1972-2002

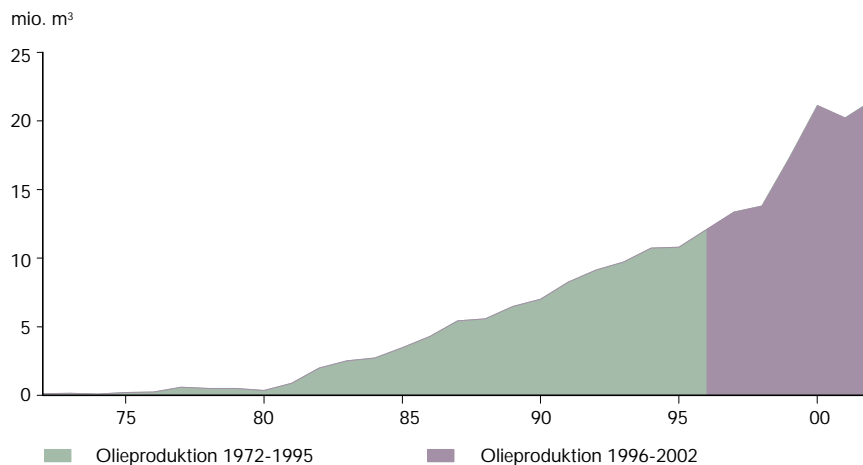
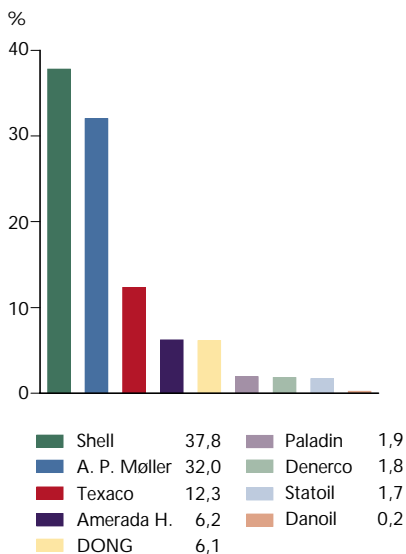


fig. 3.2 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



Produktionen fra felterne fordeles til de selskaber, der har andele i de enkelte tilladelser. En oversigt over hvilke selskabsgrupper, der har tilladelse til efterforskning og produktion af olie og gas i Danmark, kan findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk). Denne liste over rettighedshavere opdateres løbende.

I 2002 var der ni selskaber, som modtog og solgte olie og naturgas fra de danske felter. I figur 3.2 er den procentvise fordeling af hvert selskabs produktion af olie i forhold til den totale olieproduktion i 2002 vist. Som i de foregående år er produktionen fortsat domineret af selskaberne Shell, A.P. Møller og Texaco, som i 2002 tilsammen stod for 82% af den danske olieproduktion.

### PRODUKTION AF NATURGAS

Der blev i 2002 leveret 7,30 mia. Nm<sup>3</sup> naturgas til DONG Naturgas A/S fra felterne i Nordsøen, hvilket er 0,4% mindre end leverancerne i 2001.

Der blev i alt produceret 10,84 mia. Nm<sup>3</sup> naturgas fra felterne, og heraf blev 2,68 mia. Nm<sup>3</sup> gas injiceret igen, primært på Tyra feltet for at øge olieproduktionen.

Nettogasproduktionen, dvs. den mængde gas, der er indvundet og forbrugt, er derfor 8,16 mia. Nm<sup>3</sup>. Forskellen mellem nettogasproduktionen og den leverede naturgas (11% af nettogasproduktionen) blev enten udnyttet som brændstof eller afbrændt på platformene. Afbrændingen sker af tekniske og sikkerhedsmæssige grunde. I afsnittet *Miljø* er afbrændingen af gas og forbruget af brændstof nærmere beskrevet.

### VANDPRODUKTION

Sammen med olie og gas produceres der også vand på felterne. Gennem de seneste år er vandindholdet i produktionen steget, så indholdet af vand i dag udgør 51% af den samlede væskeproduktion fra alle felterne.

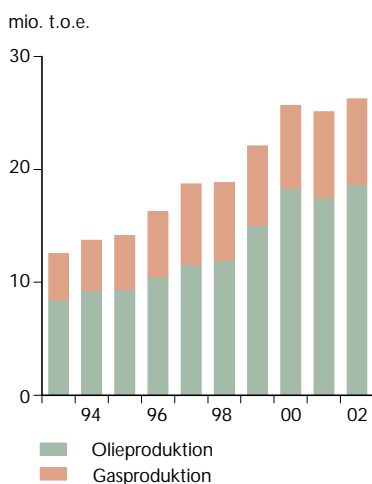
Også vandinjektionen i felterne er steget markant gennem de seneste år, idet en lang række projekter med injektion og højrateinjektion er blevet iværksat. Vandinjektion sker for at opretholde reservoirtrykket samt for at gennemskyllende reservoiret med henblik på at øge indvindingen. På nuværende tidspunkt injiceres der samlet næsten lige så meget vand i felterne, som der produceres olie og vand tilsammen.

### PRODUCERENDE FELTER

Den danske produktion af olie og gas startede i 1972, hvor produktionen fra Dan feltet blev igangsat. I 1981 blev produktion fra Gorm feltet indledt, og op gennem 1980'erne blev der indledt produktion fra yderligere tre felter, Skjold, Tyra og Rolf. Siden er der igangsat produktion fra flere felter, så at der ved udgangen af 2002 produceres olie og gas fra i alt 17 felter. I løbet af 2003 forventes der indledt produktion fra to nye felter, Nini og Cecilie.

Figur 3.3 viser udviklingen i den danske produktion af olie og gas i perioden 1993-2002. I bilag A kan findes tal for produktionen af olie og gas fra de enkelte felter. Desuden indeholder bilag A tal for produktion og injektion af vand, forbrug af brændstof, afbrændte gasmængder, injektion af gas samt oversigt over udledte CO<sub>2</sub>-mængder fra anlæggene i Nordsøen. Produktionstal fordelt på de enkelte år siden 1972 kan findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

fig. 3.3 Produktion af olie og gas



Figur 2.3 viser de eksisterende produktionsanlæg i Nordsøen. Der er i alt 44 platforme, en undersøisk installation på Regnar feltet og to bøjelastningsanlæg på felterne Syd Arne og Siri.

I bilag B findes en skematisk gennemgang af de felter, der producerer olie og gas. I det følgende er der en kort beskrivelse af de væsentligste hændelser vedrørende produktionen i 2002.

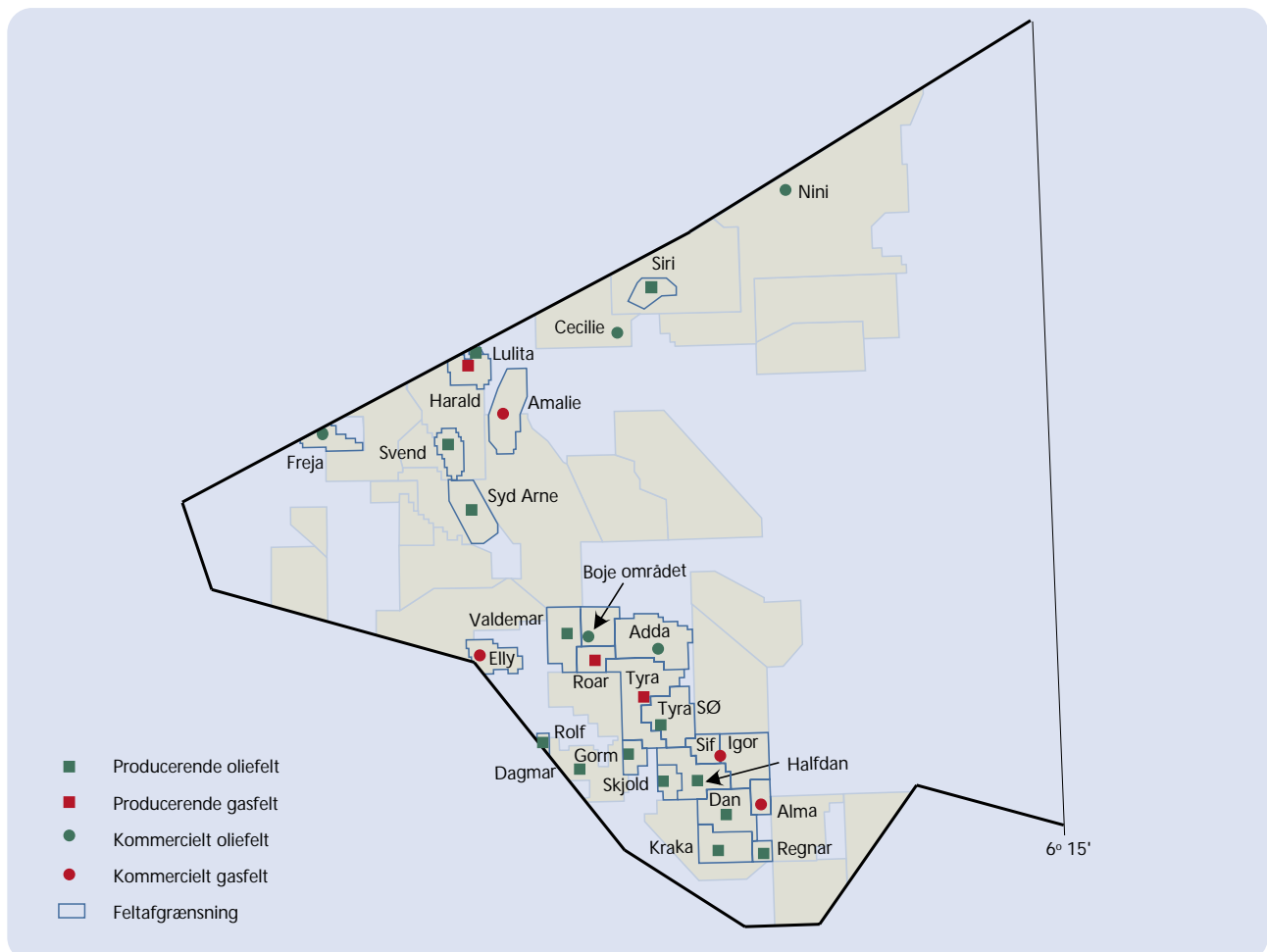
**Dan feltet**

Efter 13 år med stigende olieproduktion fra Dan feltet faldt produktionen med ca. 600.000 m<sup>3</sup> eller 9% fra 2001 til 2002. På Dan feltets anlæg er der behandlingsmæssige begrænsninger. Dette betyder, at de felters produktion, som behandles på Dan feltet, må prioriteres. En del af faldet i produktionen fra Dan feltet skyldes, at Halfdan feltets produktion med et mindre gas/olie-forhold (GOR) prioriteres i forhold til Dan feltets produktion. Dan feltet er dog fortsat det danske felt, der har den største olieproduktion.

Siden produktionens start i 1972 er der produceret i alt 63,5 mio. m<sup>3</sup> olie fra feltet, hvilket udgør 30% af den olie, der totalt er produceret i Danmark.

Der produceres lige så meget vand som olie fra feltet. I 2002 er der for at forbedre olieproduktionen blevet injiceret mere vand, end der er produceret olie og vand tilsammen.

fig. 3.4 Danske olie- og gasfelter



I store dele af feltet bliver der injiceret vand med høj rate, og i 2002 blev der desuden godkendt en plan for udbredelse af højrate vandinjektion i et område centralt på Dan feltet, se afsnittet *Udbygning*.

På den vestlige flanke af Dan feltet over mod Halfdan feltet er der udført tre nye brønde i 2002. Tre brønde i området er blevet konverteret til vandinjektion i 2002. Produktionen fra de nye brønde ligger noget over forventningen, hvilket er med til at holde produktionen oppe. Forventningen er, at den samlede produktion fra feltet har toppet.

### **Gorm feltet**

Efter et uheld på Gorm feltet i maj 2001 var produktionen først afbrudt og senere reduceret i en periode. Igennem hele 2002 var produktionen igen på normalt niveau, og derfor blev der i 2002 produceret 32% mere olie fra Gorm feltet end i 2001. Sammen med olieproduktionen produceres store mængder vand. Af den samlede væskeproduktion i 2002 udgjorde vandproduktionen 58%. De senest udførte brønde har produceret bedre end forventet. Feltets samlede produktion er dog faldende, men faldet sker langsommere end forventet.

### **Halfdan feltet**

Udførelsen af flere nye borer har medført en markant stigning i olieproduktionen fra Halfdan feltet. Olieproduktionen fra feltet i 2002 steg med 27% i forhold til 2001. Produktionen fra Halfdan feltet er i et vist omfang begrænset af behandlingskapaciteten på Gorm feltet og Dan feltet. I 2003 planlægges der installeret yderligere behandlingskapacitet for at imødegå denne begrænsning.

Indvindingen fra feltet støttes af vandinjektion. I 2002 igangsattes vandinjektion i en række brønde, og der injiceres nu store mængder vand i feltet. Vandindholdet i produktionen var i 2002 ca. 9%.

### **Siri feltet**

Til forskel fra næsten alle andre felter i Danmark, hvor reservoirne findes i kalksten, producerer Siri feltet olie og gas fra sandsten. Feltets olieproduktion er i 2002 faldet med 16% i forhold til 2001. Samtidig er vandproduktionen steget med 10%. Vandindholdet i produktionen udgør nu ca. 67%.

### **Skjold feltet**

Skjold feltet producerede i 2002 ca. 22% mere olie end i 2001. Den primære årsag hertil er, at produktionen i 2001 var unormalt lav, idet produktionen var afbrudt i en periode på grund af et uheld på Gorm feltet. Set over en længere periode er produktionen fra feltet dog faldende.

### **Syd Arne feltet**

Der er i de seneste år blevet fokuseret på udbredelse af vandinjektion på Syd Arne feltet. Det har medført, at der i 2002 blev injiceret mere end dobbelt så meget vand i reservoiret som i 2001. Dette sker for at reetablere reservoirtrykket. Sammen med produktionen fra nye borer har det medført en stigning i olieproduktionen på 14% i 2002 set i forhold til året før.

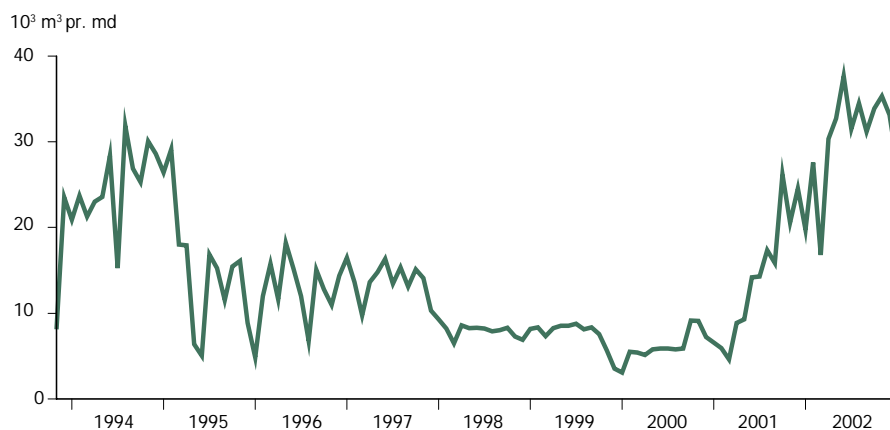
### **Tyra Sydøst feltet**

Feltet startede produktionen i marts 2002. Efter en indledende høj produktion er raten faldet stærkt og ligger nu væsentligt under det forventede.

### Valdemar feltet

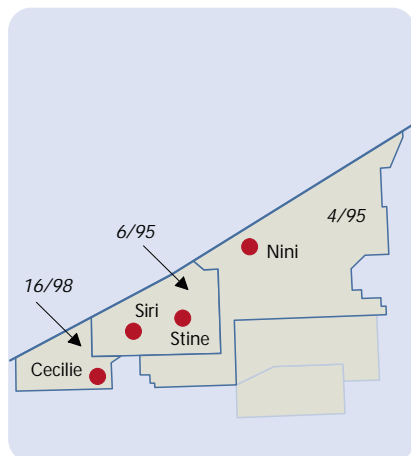
Feltet nåede i 2002 en månedsproduktion på over 1.100 m<sup>3</sup> svarende til godt 7.000 tønder pr. dag, hvilket er den højeste i feltets næsten 10-årige historie, se figur 3.5. Dette skyldes to nye brønde boret i 2001, en i Danien/Øvre Kridt kalken og en i Sola-Tuxen. Især den sidstnævnte brønd har vist opmuntrende produktionsegenskaber. I 2003 planlægges yderligere to brønde boret i Danien/Øvre Kridt kalken.

fig. 3.5 Olieproduktionen på Valdemar feltet



## 4. MILJØ

fig. 4.1 Areal for VVM-redegørelse



### VVM I FORBINDELSE MED OFFSHORE AKTIVITETER

Ved godkendelse af havanlæg skal der gennemføres en vurdering af den pågældende aktivitets virkninger på miljøet, den såkaldte VVM-vurdering (Vurdering af virkninger på miljøet).

Der skal udarbejdes en VVM-redegørelse, hvis udbygningen er af et vist omfang. Hvis udbygningen derimod falder under de fastsatte grænser for blandt andet producerede mængder og dimensioner af rørledninger, skal der først foretages en screening for at fastlægge et eventuelt behov for en VVM-redegørelse.

I 2002 er der udarbejdet en VVM-redegørelse i forbindelse med godkendelse af udbygningen af Stine segment 1 området af Siri feltet samt felterne Nini og Cecilie. Redegørelsen omfatter udbygningen af licenserne 4/95, 6/95 og 16/98, hvor de nævnte felter ligger, se figur 4.1.

### VVM-redegørelser fører til nye krav

I forbindelse med etablering og drift af produktionsanlæg på nye lokaliteter i den danske del af Nordsøen stilles der sædvanligvis krav om gennemførelse af undersøgelser af bundsedimenter og bundfauna omkring anlæggene.

Undersøgelserne har omfattet en "base-line" undersøgelse af forholdene, før de blev påvirket af offshore aktiviteterne samt en tilbagevendende undersøgelse for at vurdere påvirkningerne fra aktiviteterne. Resultatet af disse undersøgelser indgår i selskabernes VVM-redegørelser for udbygningerne i Nordsøen.

Offentlighedsprocessen i 2001 og 2002 for de nye VVM-redegørelser, som dækker udbygningen af felterne Halfdan og Siri samt Nini og Cecilie, har givet anledning til, at der i Energistyrelsens afgørelser er blevet stillet krav om gennemførelse af supplerende undersøgelser.

#### *Undersøgelser af fiskeyngel og fiskesamfund*

De yderligere krav i Energistyrelsens afgørelser omfatter gennemførelse af supplerende undersøgelser af de pågældende områders rolle som gydeplads for pelagiske fisk (fisk, som svømmer i havet i modsætning til fisk, som lever på bunden) samt af fiskesamfundene i de pågældende områder af Nordsøen.

Såvel Mærsk Olie og Gas AS, som operatør for Halfdan feltet, og DONG E&P A/S, som operatør for Siri, Nini og Cecilie, vil i 2003 foretage videnskabelige togter i de pågældende områder for at indsamle fiskeæg og fiskelarver og for at foretage prøvefangster af fisk.

Formålet med de yderligere undersøgelser er at øge kendskabet til de pågældende områders betydning for Nordsøens fiskesamfund og at forbedre grundlaget for at vurdere omfanget af påvirkningerne på fiskebestanden fra offshore aktiviteterne.

#### *Undersøgelser af tilstedeværelse af småhvaler og fugle*

Den nuværende videnskabelige viden om småhvaler og fugle i det område, hvor der skal udbygges, er baseret på generelle undersøgelser om bestand og levested for disse dyrearter i Nordsøen.



Derudover har olieselskaberne i Nordsøen gennem flere år deltaget i et projekt om kortlægning af hvilke arter af småhvaler, der færdes i områderne omkring en række af de faste anlæg i Nordsøen. Denne kortlægning er baseret på indberetninger til Fiskeri- og Søfartsmuseet i Esbjerg om observationer af de pågældende dyrearter.

De nye krav i Energistyrelsens afgørelser betyder desuden, at der på videnskabeligt grundlag skal gennemføres undersøgelser af, i hvilket omfang de pågældende områder er levested for forskellige arter af småhvaler og fugle.

### SAMARBEJDE UNDER OSPAR-KONVENTIONEN

Efter at olie, gas og vand fra reservoirerne er bragt op til overfladen, behandles produktionsstrømmen på anlæggene. Det producerede vand behandles og renses, så det ved udledning til havet kan overholde en række krav til udledning.

Kravene til udledninger til havet fastsættes af Miljøstyrelsen, blandt andet på baggrund af de resultater, der opnås i det internationale samarbejde om udmøntning af Oslo-Paris konventionen (OSPAR). Denne konvention gælder for Nordøstatlanten, herunder Nordsøen. De centrale parter er Norge, Storbritannien, Holland, Tyskland og Danmark. Energistyrelsen bistår Miljøstyrelsen i OSPAR samarbejdet på det tekniske, sikkerheds- og sundhedsmæssige område.

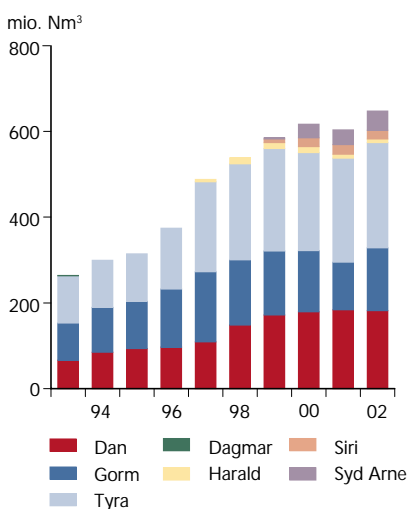
Yderligere information om OSPAR kan findes på hjemmesiden [www.ospar.org](http://www.ospar.org).

### Naturligt forekommende stoffer i undergrunden

Der foregår løbende et arbejde i OSPAR omkring fastlæggelse af krav for olieindholdet i produceret vand, der udledes til havet. Olien optræder både som uopløste oliedråber (alifater) og som opløste forbindelser (aromater).

For den frie olie i dråber (alifater) er der på nuværende tidspunkt en øvre grænse for koncentration i udledt produktionsvand på 40 mg pr. liter. Grænsen gælder for det enkelte udledningssted. Denne øvre grænse sænkes til 30 mg pr. liter i 2006. Skærpelsen af kravet er accepteret af offshore industrien, og opfyldelse af kravet forventes ikke at volde store vanskeligheder, da den gennemsnitlige udledningskoncentration allerede i dag er under 30 mg pr. liter.

fig. 4.2 Brændstofforbrug

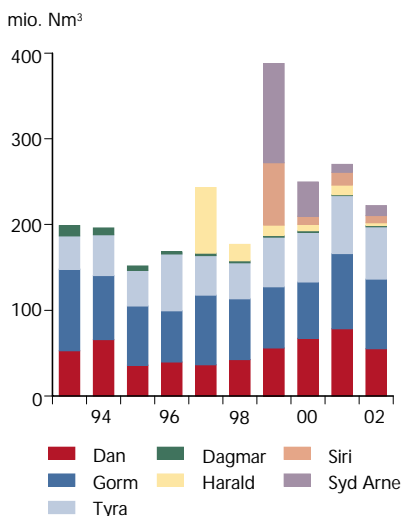


For den totale oliemængde, der udledes til havet, gælder et krav om, at mængden i 2006 på nationalt niveau skal være reduceret med mindst 15% i forhold til mængden i referenceåret 2000. Dette krav kan for de danske felter vise sig vanskeligt at overholde. Det skyldes den meget anvendte indvindingsmetode, som indebærer injektion af store vandmængder i de tætte kalkreservoirer. Det medfører samtidig stigende mængder af produceret vand, som efterfølgende må renses og bortskaffes.

Vedrørende krav til udledning af opløst olie foregår der i OSPAR regi et målrettet arbejde. Danmark har i marts 2003 i arbejdsgruppen Offshore Industry Committee (OIC) fremlagt et forslag for det videre arbejde. Diskussionen af dette i OIC har ført til, at der i 2004 gennemføres sammenlignelige supplerende bestemmelser af de aktuelle koncentrationer i udledningen. Danmark skal på grundlag heraf fremlægge et konkret forslag til håndtering af aromater i udledt produktionsvand.



fig. 4.3 Gasafbrænding



Det skal nævnes, at der i dag ikke findes fuldt afprøvede renseteknikker for aromater til brug for offshore industrien. Der forestår derfor en væsentlig indsats på dette område afhængig af, hvilke krav OSPAR arbejdet munder ud i.

Der skal ske en fortsat udvikling af teknikker og udstyr til rensning af produktionsvand i takt med de skærpede krav til udledning i havet. Tilsvarende er behandling nødvendig, hvis vandet skal bortskaffes ved injektion i undergrunden. Her afhænger den nødvendige rensningsgrad blandt andet af, hvilken type lag vandet skal injiceres i. De udviklede teknikker skal være effektive, men for at være attraktive for offshore industrien skal teknikkerne ligeledes have en dokumenteret pålidelighed og være omkostningseffektive.

### Kemikalier på havanlæg

På havanlæggene i Nordsøen anvendes desuden en lang række forskellige kemikalier i produktionen og ved behandlingen af produktionen. Inden disse kemikalier bringes ud til havanlæggene, skal operatøren, via producenten, klarlægge sammensætningen og miljørisikoen ved stoffet. På dette grundlag skal der hos Miljøstyrelsen indhentes tilladelse til udbringning, anvendelse og eventuel udledning af kemikaliet.

## CO<sub>2</sub>-UDLEDNING FRA OFFSHORE ANLÆG

### Gasafbrænding med og uden nyttiggørelse

Ved produktion og transport af olie og gas forbruges betydelige energimængder. Det er desuden nødvendigt at afbrænde en del gas, der af sikkerhedsmæssige eller tekniske grunde ikke kan nyttiggøres.

Som følge af gasafbrændingen udleder anlæggene i Nordsøen CO<sub>2</sub> til atmosfæren. Mængden for det enkelte anlæg eller felt afhænger af produktionens størrelse samt af anlægstekniske og naturgivne forhold. Afbrænding med nyttiggørelse, dvs. som brændstof, udgør ca. 3/4 af den totale afbrænding af gas offshore.

Forbruget af gas til brændstof på procesanlæggene og mængden af gas afbrændt uden nyttiggørelse gennem de seneste 10 år er illustreret på figurerne 4.2 og 4.3.

Det fremgår af figurerne, at der som følge af udviklingen med en stigende produktion og stadig ældre felter er sket en betydelig stigning i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg i Nordsøen gennem de seneste 10 år. Mængden af gas afbrændt uden nyttiggørelse i 1999 lå betydeligt over gennemsnittet, idet der var vanskeligheder med indkøringen af de nye produktionsanlæg på Siri og Syd Arne felterne.

Der har været et fald i mængden af afbrændt gas fra 2001 til 2002 på godt 50 mio. Nm<sup>3</sup>. Dette svarer til ca. 20%. Faldet skyldes hovedsageligt normalisering af driften, især af Dan feltets anlæg efter uheldet på Gorm feltet i maj 2001.

Afbrændingen på Syd Arne feltet har i 2002 ligget på samme lave niveau som året før, mens afbrændingen på Siri i 2002 er faldet væsentligt i forhold til 2001. Faldet i mængderne af afbrændt gas på Siri feltet skyldes en normalisering af driften af gaskompressorerne, som i 2001 gav en del vanskeligheder.

### CO<sub>2</sub>-udledning i 2002

Udviklingen i CO<sub>2</sub>-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1993 er vist på figur 4.4. Det ses, at den samlede udledning i 2002 udgjorde ca. 2,0 mio.

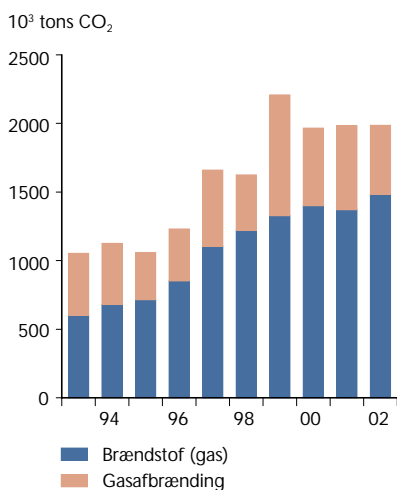
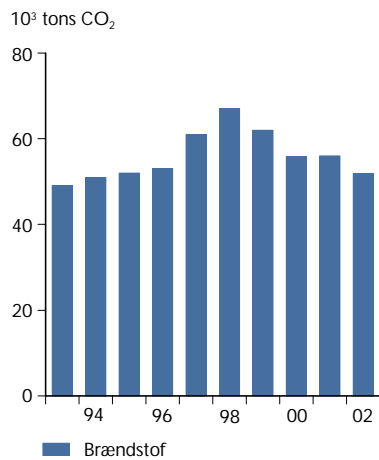
fig. 4.4 CO<sub>2</sub>-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen

fig. 4.5 CO<sub>2</sub>-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



tons CO<sub>2</sub>, hvilket er uændret fra 2001. Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med 3-4% af den samlede CO<sub>2</sub>-udledning i Danmark.

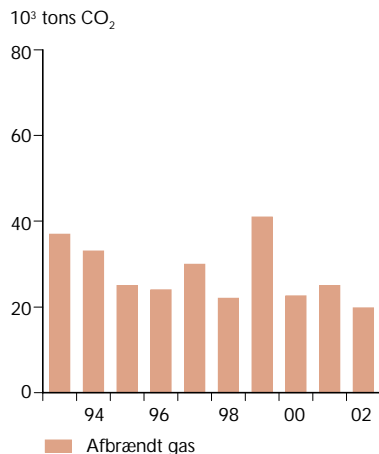
Brændstofforbruget i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse og den deraf følgende CO<sub>2</sub>-udledning har udviklet sig som vist på figur 4.5.

Det fremgår af figuren, at CO<sub>2</sub>-udledningen fra brændstofforbruget vurderet i forhold til produktionens størrelse toppede i 1998 med 67.000 tons CO<sub>2</sub> pr. mio. t.o.e. Herefter er udledningen igen gradvist faldet til ca. 50.000 tons CO<sub>2</sub> pr. mio. t.o.e., hvilket svarer til niveauet for ti år siden.

Det ses på figur 4.6, at udviklingen i CO<sub>2</sub>-udledningen fra gasafbrændingen vurderet i forhold til produktionens størrelse har udvist en stadigt faldende tendens siden begyndelsen af 1990'erne, bortset fra i 1997 og 1999, hvor indkøringen af Harald, Siri og Syd Arne midlertidigt medførte ekstraordinær stor gasafbrænding. I 2002 har gasafbrændingen vurderet i forhold til produktionens størrelse således været den laveste i 10 år.

I forhold til produktionens størrelse er der i den danske del af Nordsøen mange produktionsanlæg. Dette begrænser alt andet lige mulighederne for energimæssig effektivisering og derved nedbringelse af CO<sub>2</sub>-udledningen pr. produceret t.o.e. Valget af teknisk udstyr spiller dog i høj grad også ind på anlæggenes energieffektivitet og på behovet for afbrænding uden nyttiggørelse. Mulighederne for yderligere at effektivisere energiudnyttelsen og reducere gasafbrændingen på produktionsanlæggene i Nordsøen er for tiden under vurdering i Energistyrelsen som led i en samlet klimastrategi.

fig. 4.6 CO<sub>2</sub>-udledning fra gasafbrænding pr. mio. t.o.e.



## 5. SIKKERHED OG SUNDHED

Sikkerheden på anlæggene i Nordsøen er af afgørende betydning for de ansattes liv og førlighed. En sikkerhedsbrist kan desuden få meget store økonomiske konsekvenser for olieselskaberne. Ulykken på Gorm feltet i 2001 betød, at to personer blev lettere forbrændt. Samtidig medførte det et tab af olie- og gasproduktion for over 1 mia. kr.

Selskaberne, som udfører efterforskning og produktion af olie og gas i Nordsøen, er ansvarlige for, at aktiviteterne foregår sikkerheds- og sundhedsmæssigt fuldt forsvarligt. I den sammenhæng er der lovkrav om, at selskaberne skal etablere ordninger til styring af sikkerhed og sundhed på anlæggene.

### HANDLINGSPLAN EFTER SINTEF RAPPORT

Efter eksplosionsulykken på Gorm feltet i maj 2001 blev der rejst kritik af sikkerhedsforholdene på feltet. Kritikken gav anledning til, at det norske institut SINTEF blev bedt om at foretage en undersøgelse af sikkerhedsforholdene på anlægget. Undersøgelsen blev afrapporteret i august 2002. Ulykken er beskrevet i "Danmarks olie- og gasproduktion 2001".

SINTEF konkluderer, at der siden eksplosionen i maj 2001 er gjort meget for at stramme op på sikkerheden. Efter gennemgangen kunne SINTEF dog stadig pege på områder, hvor operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, kan forbedre forholdene. Rapporten er offentliggjort sammen med operatørens kommentarer på Energi-styrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

På baggrund af anbefalingerne i SINTEF rapporten for forbedring af sikkerhedsforholdene på Gorm feltet blev der udarbejdet en regeringshandlingsplan. Handlingsplanen omfatter syv punkter, se boks 5.1, som følger op på rapportens anbefalinger vedrørende Gorm feltet og øvrige danske havanlæg.

De forskellige tiltag i handlingsplanen sigter mod at fremme selskabernes arbejde med at forbedre sikkerheden og arbejdsmiljøet på olie- og gasanlæggene i Nordsøen. Et element i handlingsplanen er intensivning af myndighedernes tilsyn med sikkerhed og arbejdsmiljø på havanlæggene i 2003 og fremover.

Et andet element er forenkling af reglerne vedrørende sikkerhed og arbejdsmiljø på havanlæg. Energistyrelsen har sammen med offshoreindustriens parter og øvrige myndigheder lagt en plan for arbejdet, som samtidig vil lette de administrative byrder for offshorevirksomhederne. Udarbejdelse af regler og retningslinier i henhold til planen er påbegyndt.

### KEMIKALIEUDSLIP PÅ DAN FELTET

Den 22. december 2002 skete der et udslip af natriumhydrogensulfid på Dan FF platformen. Dette medførte, at 12 personer blev evakueret til Esbjerg Central-sygehus med helikoptere fra Søværnets Operative Kommando. Hændelsen skete i forbindelse med udskiftning af et rørstykke i vandinjektionssystemet. Stoffet sivede ud af systemet på grund af fejloperation af ventiler, der skulle isolere arbejdsstedet fra det øvrige system. Personerne, som var på udslipsstedet, kom derved i forskelligt omfang i kontakt med stoffet.

## Boks 5.1 Handlingsplanens syv punkter

1. Der følges op på samtlige af SINTEF rapportens 35 anbefalinger.
2. Energistyrelsen vil inden udgangen af december 2002 have gennemført ekstraordinære tilsynsbesøg på samtlige bemandede produktionsanlæg.
3. Energistyrelsen vil i 2003 gennemføre et rutinemæssigt tilsynsbesøg på alle bemandede og ubemandede produktionsanlæg. Der vil endvidere blive foretaget tilsynsbesøg på flytbare anlæg, der opholder sig mere end ét år på dansk sokkel. Fra 2004 fordobles tilsynshyppigheden på alle bemandede anlæg i forhold til 2002.
4. Energistyrelsen vil inden sommeren 2003 foretage en systematisk gennemgang (audit) af operatørernes (Mærsk Olie og Gas, Amerada Hess samt DONG E&P) egenkontrollsystemer eller andre lignende ordninger.
5. Energistyrelsen vil gennemgå sikkerhedsanalysen for Gorm feltet. På baggrund heraf vil sikkerhedsanalyserne for de øvrige felter blive gennemgået. Hele gennemgangen vil være afsluttet inden udgangen af 2003.
6. Energistyrelsen vil undersøge om operatørernes registreringer og behandling af skader og "tæt-på" hændelser lever op til anbefalingerne i SINTEF rapporten. Arbejdet vil være afsluttet inden 1. maj 2003.
7. I tæt samarbejde med arbejdsmarkedets parter inden for rammerne af Koordinationsudvalget er der iværksat et arbejde med effektivisering og ajourføring af reglerne på offshoreområdet. Retningslinierne for indretning af de faste anlæg i Nordsøen vil blive opdateret, så disse er dækkende og tidssvarende. Regearbejdet forventes afsluttet inden udgangen af 2003.

## Boks 5.2 Kategorier af ulykker

- Skadelidte falder, glider eller træder forkert
- Klemning
- Forgiftning
- Brug af værktøj
- Faldne genstande
- Øvrige

Natriumhydrogensulfit anvendes som oxygen scavenger. Det tilsættes injektionsvand for at fjerne ilten i vandet for at beskytte rørsystemerne mod korrosion. Natriumhydrogensulfit er sundhedsskadeligt og lokalirriterende og frigør svovldioxid, som er giftig. Efter indånding eller indtagelse kræves lægehjælp, da der i meget alvorlige tilfælde kan opstå lungeødem.

Både operatørselskabet, Mærsk Olie og Gas AS, og Energistyrelsen reagerede straks på hændelsen ved at udsende henholdsvis et undersøgelseshold og en inspektør. Samtidig blev de 12 eksponerede personers tilstand fulgt nøje. Hændelsen blev betragtet som alvorlig med et skadespotentiale på flere forgiftede personer. Indvirkningen på miljøet og produktionen var marginal.

I løbet af den 24. december var det klart, at omfanget af personskader var begrænset til forbigående ubehag under udslippet og i efterfølgende døgn, og den 26. december var alle 12 personer igen arbejdsdygtige.

Der er efterfølgende, efter aftale med Energistyrelsen, sket ændringer i Mærsk Olie og Gas AS' procedurer og arbejdsrutiner, der skal sikre, at en lignende situation ikke sker igen.

Mærsk Olie og Gas AS' redegørelse for hændelsen og Energistylens inspektionsrapport kan læses på Energistylens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

## PERSONSKADER PÅ HAVANLÆG

Energistyrelsen modtager rapportering om arbejdsulykker, arbejdsbetingede lidelser og hændelser, som kunne have ført til ulykker, benævnt "tæt-på" situationer, på havanlæg i henhold til lovgivningen herom. Ifølge denne skal personskader, der medfører uarbejdsdygtighed i mere end 1 dag udover tilskadekomstdagen, anmeldes til Energistyrelsen. Ved personskader forstås ulykker og forgiftninger, der medfører sådanne skader.

På årsbasis bliver der normalt anmeldt omkring 20 sådanne arbejdsulykker. Antallet af anmeldte arbejdsbetingede lidelser og "tæt-på" situationer er mere svingende, men generelt mindre.

I 2002 er der sket en stigning i antallet af anmeldelser af arbejdsulykker både på de faste produktionsanlæg og på de flytbare enheder.

### Arbejdsulykker

Energistyrelsen har i 2002 modtaget 52 anmeldelser af arbejdsulykker. Heraf er 30 arbejdsulykker opstået under drift og vedligeholdelse på faste produktionsanlæg samt på indkvarteringsenheder. De resterende 22 ulykker er sket på øvrige flytbare enheder, som omfatter boreplatforme, rørlægningsfartøjer, kranfartøjer og skibe, som udfører efterforsknings- og indvindingsaktiviteter. Der var ingen ulykker med dødelig udgang i 2002.

Ulykkerne kan inddeles i en række kategorier, som er angivet i boks 5.2.

Af de 30 ulykker på faste produktionsanlæg skyldes ti snublen eller fald i færden på anlægget, seks skyldes klemning, tre skyldes forgiftning, fire brug af værktøj, én skyldes lynnedslag, mens seks skyldes øvrige årsager. Af de 12 personer, der blev evakueret fra Dan feltet efter eksponering for natriumhydrogensulfit, er kun

tabel 5.1 Fravær efter ulykker på faste anlæg i 2002

Varighed	Antal anmeldelser
1-3 dage	4
4-14 dage	16
2-5 uger	6
Mere end 5 uger	3
Ikke oplyst	1

tabel 5.2 Fravær efter ulykker på flytbare enheder i 2002

Varighed	Antal anmeldelser
1-3 dage	3
4-14 dage	7
2-5 uger	6
Mere end 5 uger	3
Ikke oplyst	3

én person med i denne opgørelse, idet de andre ikke er kommet til skade i lovgivningens forstand, jf. ovenfor.

Det oplyste forventede fravær for ulykkerne på de faste anlæg er angivet i tabel 5.1. Oplysningerne stammer fra operatørerne.

De 22 ulykker på flytbare enheder skete alle på boreplatforme. I tabel 5.2 er det forventede fravær som følge af ulykker på de flytbare enheder anført. Oplysningerne vedrørende fraværet stammer fra selskaberne.

#### Ulykkesfrekvenser

For ulykkernes vedkommende udregner Energistyrelsen hvert år en ulykkesfrekvens udtrykt som antal ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Det er oplyst fra de selskaber, som har opereret på den danske sektor i Nordsøen i 2002, at der er leveret i alt 3,22 mio. arbejdstimer på faste produktionsanlæg samt tilknyttede indkvarteringsenheder. Det tilsvarende tal for flytbare enheder er 2,46 arbejdstimer.

Ulykkesfrekvensen i 2002 for faste produktionsanlæg samt indkvarteringsenheder var 9,1 pr. mio. arbejdstimer og for de flytbare enheder var ulykkesfrekvensen 8,9 pr. mio. arbejdstimer.

Af figur 5.1 fremgår ulykkesfrekvensen for de seneste 10 år. I forhold til ulykkesfrekvensen på sammenlignelige landbaserede virksomheder er ulykkesfrekvensen fortsat lav.

#### Udviklingen i arbejdsulykker

Antallet af arbejdsulykker på faste produktionsanlæg er fra år 2001 til 2002 steget fra 18 til 30, hvilket svarer til en stigning i ulykkesfrekvensen fra 4,0 til 9,1.

På de flytbare enheder er der også sket en stigning i antallet af arbejdsulykker fra 2001 til 2002. I 2001 blev der anmeldt syv arbejdsulykker og i 2002 modtog Energistyrelsen 22 anmeldelser.

Energistyrelsen har anmodet de berørte operatører i Nordsøen om en redegørelse for denne stigning i ulykkesfrekvensen, herunder især årsagerne hertil, og vil herudover fokusere på ulykkesforebyggelse som led i det intensiverede tilsyn i 2003.

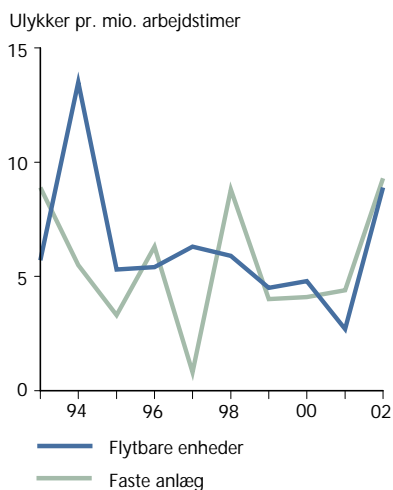
Der er få ulykker på havanlæg, og derfor er den statistiske usikkerhed stor. Der kan ikke ud fra tallene alene siges noget om, hvorvidt det større antal ulykker skyldes, at der reelt er sket et fald i sikkerheden.

Arbejdsulykkernes fordeling på kategorier er ikke ændret i forhold til de foregående år. Der er ikke sket en væsentlig ændring i fordelingen af det oplyste antal forventede fraværsdage for de faste havanlæg. Størstedelen af arbejdsulykkerne i 2002 resulterede i et fravær mellem 1 og 14 dage.

#### Arbejdsbetingede lidelser

I 2002 har Energistyrelsen modtaget i alt 12 anmeldelser af formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser, der kan henføres til arbejde på et havanlæg.

fig. 5.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg



En oversigt over den procentvise fordeling på hoveddiagnoser af samtlige arbejdsbetingede lidelser, der er anmeldt til styrelsen siden 1993, kan findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

### **"Tæt-på" situationer**

Energistyrelsen har i 2002 modtaget i alt seks indberetninger om "tæt-på" situationer på havanlæg, hvoraf de fem vedrører faste produktionsanlæg.

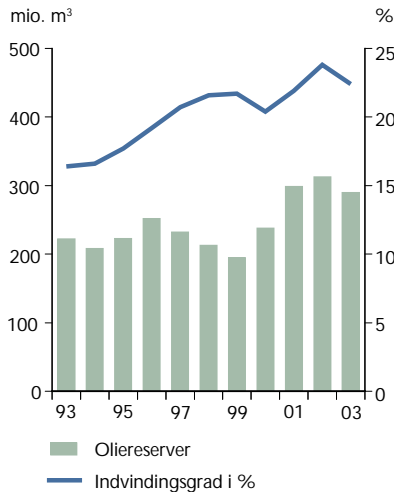
På de faste produktionsanlæg skyldes alle situationer en tilsidesættelse af de sikkerhedsmæssige procedurer, hvilket også er gældende for den indberettede hændelse på de flytbare enheder.

Yderligere har Energistyrelsen modtaget en del indberetninger vedrørende gaslækager i procesrør, i alt 55.

Som led i regeringens handlingsplan for opfølgning på SINTEF rapporten har Energistyrelsen iværksat en undersøgelse af selskabernes registrering og analyse af "tæt-på" situationer. Dette sker for at sikre, at selskaberne får en afklaring af de dybereliggende årsager til hændelserne og dermed kan forebygge gentagelser. Samtidig arbejder Energistyrelsen på at gennemføre en ensartet praksis for indberetning af "tæt-på" situationer.

## 6. RESERVER

fig. 6.1 Oliereserver og indvindingsgrad



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

Energistyrelsens nye opgørelse pr. 1. januar 2003 viser et fald i olie- og gasreserverne på henholdsvis 7% og 9% i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 2002. Reduktionen af reserverne skyldes hovedsagelig produktionen i 2002. Reserverne er opgjort til henholdsvis 290 mio. m<sup>3</sup> olie og 129 mia. Nm<sup>3</sup> gas.

Set for felterne under et er indvindingsgraden for olie, som er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder, faldet fra 24% til 22% i forhold til sidste års opgørelse, se figur 6.1. Dette skyldes hovedsagelig en opskrivning af de tilstedeværende oliemængder på Halfdan Nordøst forekomsten.

### 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  $R(\text{reserve})/P(\text{produktion})$ -forhold, som er et mål for, hvor mange år olieproduktionen beregningsmæssigt kan opretholdes på det pågældende niveau.

R/P-forholdet er 13 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse. Dette betyder, at en olieproduktion på 2002-niveau beregningsmæssigt vil kunne opretholdes i de næste 13 år. I sidste års opgørelse var R/P-forholdet 15, så R/P-forholdet er faldet en smule i forhold til sidste 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 størrelsen af den fremtidige produktion, se figur 6.5 samt den tilhørende tekst om 20 års prognosen.

### RESERVEOPGØRELSE

De opgjorte reserver er de mængder af olie og gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi fra anbarede forekomster, hvor der er påvist kulbrinter.

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 boks 6.1.

Tabel 6.1 viser Energistyrelsens opgørelse over reserver for olie og 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 eller det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det samlede reserve-



## Boks 6.1 Reservekategorier

Ved reserveberegninger benyttes 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.

**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 videre udbygninger og ændringer af eksisterende installationer.

**Planlagt indvinding**

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

**Mulig indvinding**

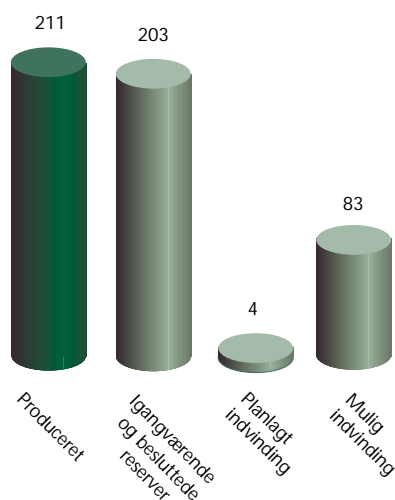
Mulig indvinding omfatter produktion under anvendelse af kendt teknologi, dvs. teknologi, som i dag anvendes i områder, hvor forholdene er sammenlignelige med forholdene i Nordsøen. Dette kan for eksempel være vandinjektion i større skala end hidtil eller mere udbredt anvendelse af vandrette brønde.

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

tabel 6.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 2003

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>				
Adda	-	1	1	1	Adda	-	0	0	1
Alma	-	0	1	1	Alma	-	1	1	2
Boje området	-	1	1	1	Boje området	-	0	0	0
Cecilie	-	3	4	5	Cecilie	-	-	-	-
Dagmar	1	0	0	0	Dagmar	0	0	0	0
Dan	64	30	55	81	Dan	18	2	7	12
Elly	-	0	1	1	Elly	-	2	5	7
Gorm	45	8	11	14	Gorm	6	1	1	2
Halfdan	8	41	69	99	Halfdan	2	4	7	11
Harald	6	1	2	3	Harald	14	4	6	9
Kraka	4	1	2	3	Kraka	1	0	1	2
Lulita	1	0	0	0	Lulita	0	0	0	0
Nini	-	3	4	6	Nini	-	-	-	-
Regnar	1	0	0	0	Regnar	0	0	0	0
Roar	2	0	1	2	Roar	10	4	7	10
Rolf	4	0	1	1	Rolf	0	0	0	0
Siri	7	3	4	5	Siri	-	-	-	-
Skjold	34	6	11	16	Skjold	3	0	1	2
Svend	5	1	1	2	Svend	1	0	0	0
Syd Arne	8	*	24	*	Syd Arne	2	*	8	*
Tyra	20	3	6	9	Tyra	33	23	27	31
Tyra Sydøst	0	2	3	4	Tyra Sydøst	0	6	9	11
Valdemar	2	2	2	3	Valdemar	1	1	2	4
<b>Sub total</b>	<b>211</b>	<b>203</b>			<b>Sub total</b>	<b>92</b>	<b>82</b>		
<b>Planlagt indvinding :</b>					<b>Planlagt indvinding:</b>				
Amalie	-	*	2	3	Amalie	-	*	3	5
Freja	-	1	1	2	Freja	-	0	0	0
Halfdan Nordøst	-	1	1	2	Halfdan Nordøst	-	7	15	24
<b>Sub total</b>		<b>4</b>			<b>Sub total</b>		<b>19</b>		
<b>Mulig indvinding:</b>					<b>Mulig indvinding:</b>				
Prod. felter	-	31	62	94	Prod. felter	-	4	8	11
Øvr. felter	-	1	2	3	Øvr. felter	-	5	10	15
Fund	-	7	19	43	Fund	-	3	11	22
<b>Sub total</b>		<b>83</b>			<b>Sub total</b>		<b>28</b>		
<b>Total</b>	<b>211</b>	<b>290</b>			<b>Total</b>	<b>92</b>	<b>129</b>		
<b>Januar 2002</b>	<b>190</b>	<b>313</b>			<b>Januar 2002</b>	<b>84</b>	<b>141</b>		

\* ikke beregnet

fig. 6.2 Olieindvinding, mio. m<sup>3</sup>

potentiale for et stort antal felter bør derfor baseres på de forventede skøn. Det fremgår af figur 6.2, at de forventede oliereserver udgør mellem 207 og 290 mio. m<sup>3</sup>. Forskellen på de to tal svarer til de mulige reserver på 83 mio. m<sup>3</sup>. Reserverne for kategorierne planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figur 6.3, at de forventede gasreserver udgør mellem 101 og 129 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 Energistyrelsens reserveopgørelse i januar 2002 er der foretaget en række ændringer. Disse ændringer skyldes yderligere produktionserfaringer samt nye modeller af visse af felterne som følge af forbedret kendskab.

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

### Igangværende og besluttet indvinding

I reserveopgørelsen for januar 2002 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget bidrag for udbygning af Boje området samt felterne Cecilie og Nini, idet der var fremsendt planer for disse felter. I 2002 er disse planer blevet godkendt, og indvindingen er derfor flyttet til nærværende kategori.

På grund af produktionserfaringer er reserverne nedskrevet på felterne Harald og Tyra Sydøst.

I december 2002 blev der godkendt en plan for en videre udbygning af Dan feltet, og reserverne er derfor opskrevet.

Halfdan og Dan felterne vurderes at have de største oliereserver i denne kategori, og alene Halfdan feltets forventede reserver udgør ca. 1/3 af kategoriens samlede reserver.

### Planlagt indvinding

I december 2002 blev der indsendt en plan for udnyttelse af gasforekomsten, benævnt Halfdan Nordøst, i felterne Igor, Sif og Halfdan. Planen er under behandling i styrelsen og er derfor medtaget under nærværende kategori. Planen erstatter de tidligere planer for Igor og Sif.

### 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, drifts- 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 Boje området, Halfdan Nordøst og Valdemar.

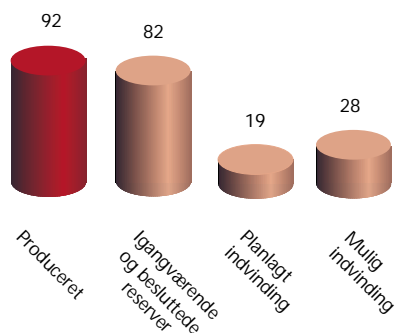
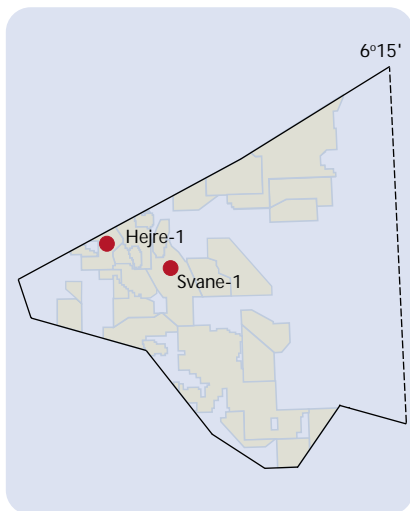
fig. 6.3 Gasindvinding, mia. Nm<sup>3</sup>

fig. 6.4 Fund under vurdering



Endelig er der medtaget fund, som er under vurdering, eksempelvis Hejre, se figur 6.4. Bidrag fra Svane fundet er ikke medtaget i denne reserveopgørelse. Kategorien indeholder endvidere fund, som med dagens teknologi og priser vurderes at være ikke-kommercielle.

I gennemsnit for samtlige danske felter og fund udgør indvindingsgraden ca. 22%. På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes opnået en gennemsnitlig indvindingsgrad på 38% med anvendelse af blandt andet injektion af vand og gas. I opgørelsen indgår imidlertid også bidrag fra de relativt store olieforekomster i Tyra og Tyra Sydøst felterne, som grundet særligt vanskelige indvindingsforhold har relativt lave indvindingsgrader.

## PRODUKTIONSPROGNOSE

Energistyrelsen udarbejder på grundlag af reserveopgørelsen prognoser for produktion af olie og naturgas i de kommende 5 og 20 år.

### 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.

Den forventede olieproduktion fremgår af tabel 6.2. Prognosen for den samlede olieproduktion betegnes det planlagte forløb og har et stigende forløb til 2004, hvorefter produktionen forventes at aftage. For 2003 forventes olieproduktionen at blive 21,9 mio. m<sup>3</sup> svarende til 378.000 tønder olie pr. dag.

I forhold til prognosen, som blev bragt i forrige år, er den forventede produktion i 5 års perioden generelt nedskrevet. Nedskrivningen af forventningerne til produktionen er størst for 2003 med ca. 11% og skyldes hovedsagelig en nedskrivning på felterne Tyra Sydøst og Syd Arne.

Produktionen fra Halfdan feltet er begrænset af drifts- og kapacitetsforhold. Dette betyder, at forventningen til produktionen i 2003 er reduceret, idet den del af produktionen er udskudt til senere.

Endvidere er forventningerne til 2003 reduceret på grund af senere idriftsættelse af felterne Cecilie og Nini end tidligere antaget.

I prognosen fra januar 2002 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget forventet produktion for udbygning af Boje området, Cecilie, Nini, Igor og Sif. Udbygningerne af Boje området, Cecilie og Nini blev godkendt i juni 2002 og er derfor medtaget under kategorien igangværende og besluttet. I december 2002 blev der som nævnt tidligere indsendt en plan for udnyttelse af gasforekomsten, benævnt Halfdan Nordøst, i felterne Igor, Sif og Halfdan. Planen er under behandling i styrelsen. I 2005 forventes Halfdan at være det felt, der har den største produktion med en andel af den samlede produktion på omkring 25%.

Forventningerne til Siri feltets produktion er opskrevet i prognoseperioden på grund af produktionserfaringer. Endvidere er forventningerne til produktionen som følge af udbygningen af Stine segment 1 i Siri feltet inkluderet i prognosen.

tabel 6.2 Olieproduktion, mio. m<sup>3</sup>

	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Igangværende og besluttet:</b>					
Adda	-	-	0,5	0,1	0,0
Alma	-	-	-	-	0,1
Boje området	-	-	0,4	0,2	0,1
Cecilie	0,2	1,0	0,9	0,8	0,5
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dan	6,8	6,4	5,8	5,5	4,6
Elly	-	-	-	-	0,2
Gorm	2,7	1,9	1,5	1,2	1,0
Halfdan	4,4	6,1	6,0	5,7	5,3
Harald	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
Kraka	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Lulita	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nini	0,2	1,1	1,1	0,9	0,6
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Roar	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Rolf	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Siri	0,9	1,0	0,7	0,3	0,2
Skjold	1,6	1,2	1,0	0,9	0,9
Svend	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
Syd Arne	2,3	2,5	2,4	2,2	2,0
Tyra	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5
Tyra Sydøst	0,3	0,5	0,3	0,3	0,2
Valdemar	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
<b>I alt</b>	<b>21,9</b>	<b>23,9</b>	<b>22,5</b>	<b>19,5</b>	<b>17,3</b>
<b>Planlagt</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,5</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>
<b>Planlagt forløb</b>	<b>21,9</b>	<b>24,0</b>	<b>22,9</b>	<b>19,8</b>	<b>17,7</b>

Udbygningen af dette område blev godkendt i juni 2002. Desuden er en videre udbygning af Stine segment 2, som blev godkendt i oktober 2002, inkluderet i prognosen.

Den forventede produktion fra Syd Arne er justeret i henhold til de seneste planer for videre udbygning af feltet. Produktionen fra Tyra Sydøst blev påbegyndt i marts 2002, og på grundlag af produktionserfaringer er forventningen til produktionen nedskrevet i forhold til forrige år.

Energistyrelsen godkendte i juli 2002 en udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for felterne Alma og Elly til 1. januar 2007, og den forventede produktion fra disse felter er korrigeret i overensstemmelse hermed.

Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til forrige år. Kategorien planlagt indvinding omfatter fremtidig udbygning af Freja og Halfdan Nordøst.

Forventningen til produktion af naturgas er vist på figur 6.5 fordelt på behandlingscentre.

Som nævnt i afsnittet *Udbygning* har Energistyrelsen i marts i 2003 godkendt etablering af en naturgasledning, der muliggør eksport fra Tyra til det europæiske fastland. Udgifterne til rørledningen er medtaget i investeringsprognosen, men eventuel naturgasproduktion som følge af nye eksportkontrakter er ikke medtaget i prognosen, da der endnu ikke er indgået sådanne kontrakter. Nye eksportkontrakter, der vil resultere i yderligere kondensatproduktion som følge af den øgede gasproduktion, er heller ikke medtaget i produktionsprognosen i tabel 6.2.

### 20 års prognose

20 års prognosen er udarbejdet på grundlag af reserveopgørelsen. I modsætning til 5 års prognosen medregnes desuden produktion under kategorien mulig indvinding.

I forbindelse med prognosen til år 2022 er det forudsat, at forløbet af produktionen fastlægges ud fra tekniske forudsætninger, uafhængig af juridiske og operationelle vilkår.

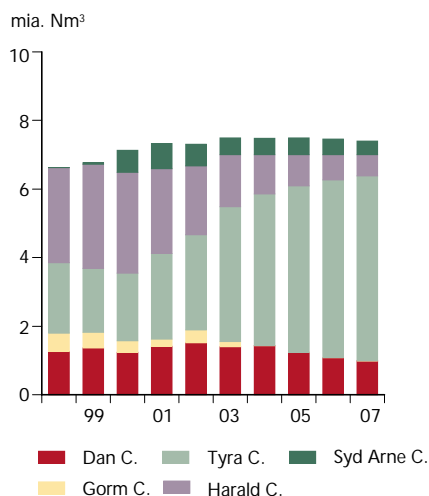
Produktionspotentialet for kategorien mulig indvinding er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion, hvor der ikke er fremlagt udbygningsplaner.

Energistyrelsen vurderer, at der er et yderligere potentiale for indvinding i adskillige felter, eksempelvis ved anvendelse af vandinjektion.

Prognosen for i år er vist på figur 6.6 sammen med tidligere prognoser. Af dette års prognose fremgår det, at olieproduktionen forventes at nå et maksimum på ca. 28 mio. m<sup>3</sup> i 2005, hvorefter produktionen forventes at falde

I 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 2000 er baggrunden for ændringen derimod især forventningen om udbygning af fundene Siri, Syd Arne og Halfdan.

fig. 6.5 Produktion og prognose for naturgas fordelt på behandlingscentre



For perioden 2000 til 2003 skyldes de stigende forventninger til produktionen hovedsagelig yderligere udbygning af Halfdan samt forventningen om udbygning af fundene Cecilie og Nini.

En prognose, som dækker en periode på 20 år, er mest pålidelig først i perioden. Det ligger desuden i prognosens metodik, at produktionen må forventes at falde efter en kort årrække.

For at illustrere usikkerheden i prognoserne er der i figur 6.5 vist nogle af de tidligere skøn for olieproduktionen i 2002. I prognosen fra 1990 skønnedes produktionen i 2002 til 6,8 mio. m³. Produktionen i 2002 var på 21,5 mio. m³. Det vil sige, at den faktiske produktion var næsten tre gange så stor, som den blev estimeret til for godt 10 år siden.

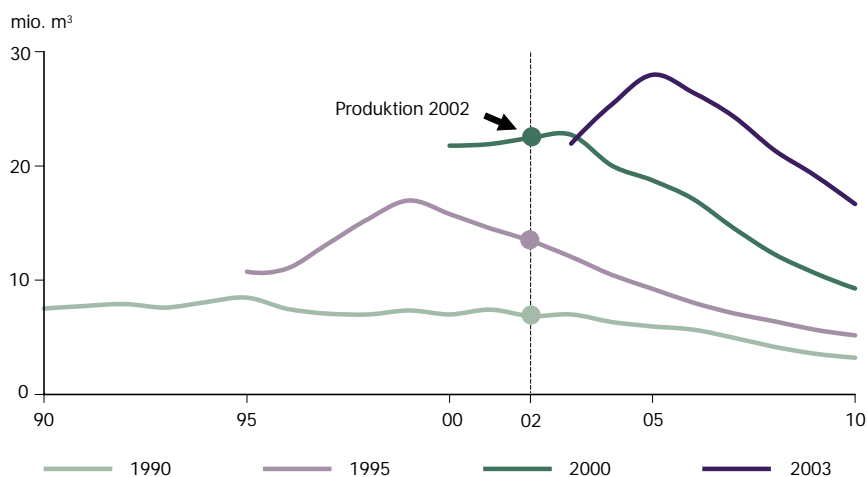
I prognosen fra 1995 blev produktionen i 2002 skønnet til 13,2 mio. m³. Siden 1995 er der gjort nye fund, som i løbet af en meget kort tid er blevet sat i produktion. Dette gælder blandt andet felterne Siri, Syd Arne og Halfdan. Hvis produktionen fra disse felter fratrækkes den faktiske produktion i 2002 fås 14,0 mio. m³. Dette betyder, at der er rimelig overensstemmelse mellem prognosen fra 1995 og den faktiske olieproduktion i 2002 fra de felter, som var medtaget i prognosen fra 1995.

Det er karakteristisk, at nogle få felter har produceret størstedelen af den danske olie, og at oliereserverne er koncentreret på forholdsvis få felter.

Dan, Gorm og Skjold er de tre ældste, producerende danske felter. Disse felter har produceret omkring 70% af den samlede olieproduktion, og på grund af udbygning med vandrette brønde og vandinjektion indeholder felterne stadig betydelige reserver, se figur 6.7.

Felterne Halfdan og Syd Arne blev sat i produktion i 1999 og er endnu ikke fuldt udbyggede.

fig. 6.6 Prognoser for perioden 1990-2010



Reserverne i felterne Dan, Gorm, Skjold, Halfdan og Syd Arne vurderes at udgøre ca. 80% af de samlede danske oliereserver. De resterende 20% af reserverne er opgjort for mere end 30 felter og fund.

Det kraftige fald i olieproduktionen, som forventes ifølge prognoserne kan muligvis opbremses af eventuelle nye fund blandt andet som følge af efterforskningsaktiviteter i 5. runde samt den teknologiske udvikling og forskning.

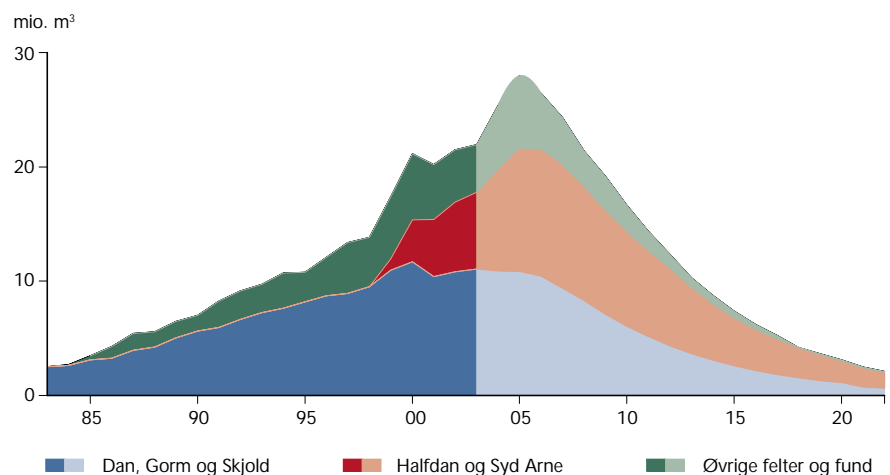
I modsætning til olieproduktionen, der umiddelbart kan afsættes til den gældende markedspris, er det en forudsætning for produktion af naturgas, at der er indgået langtidskontrakter om levering.

Siden gassalget begyndte i 1984, er leverancerne af naturgas fra A. P. Møllers Eneretsbevilling sket i henhold til gas-salgskontrakter indgået mellem DUC-selskaberne og DONG Naturgas A/S. Det nuværende aftalekompleks omfatter ikke et fast, samlet volumen, men en 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 med DONG Naturgas A/S om leverance af DONG-gruppens andel af gassen fra Lulita feltet.

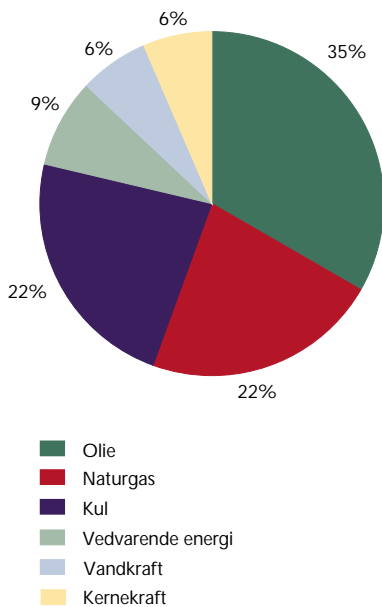
Energistyrelsens prognose for det planlagte forløb er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC omfatter en samlet mængde på omkring 140 mia. Nm<sup>3</sup> til år 2012. Desuden indgår der ca. 5 mia. Nm<sup>3</sup> i det planlagte forløb fra Syd Arne.

fig. 6.7 Olieproduktion og prognoser for perioden 1983-2022



## 7. VERDENS OLIERESERVER

fig. 7.1 Fordeling af verdens energiforbrug



Kilde: BP Statistical Review of World Energy, June 2002 samt IEA

Der fremsættes af og til det synspunkt, at verdens oliereserver snart må forventes at være udtømte. I starten af 70'erne fremlagde den såkaldte Rom-klub et scenario, hvor det forventedes, at verdens oliereserver var udtømte omkring år 2003.

### ENERGIFORBRUG

I det globale energiforbrug indgår mange forskellige brændselstyper lige fra animalsk gødning til kernekraft, og forbruget af de forskellige brændselstyper er ikke lige veldokumenteret. Da brændsler som olie, naturgas, kul, kernekraft og vandkraft handles kommercielt, er forbruget af disse brændselstyper forholdsvis veldokumenteret. Disse brændsler benævnes ofte primære energiformer.

Fordelingen af verdens forbrug af forskellige energiformer er vist på figur 7.1.

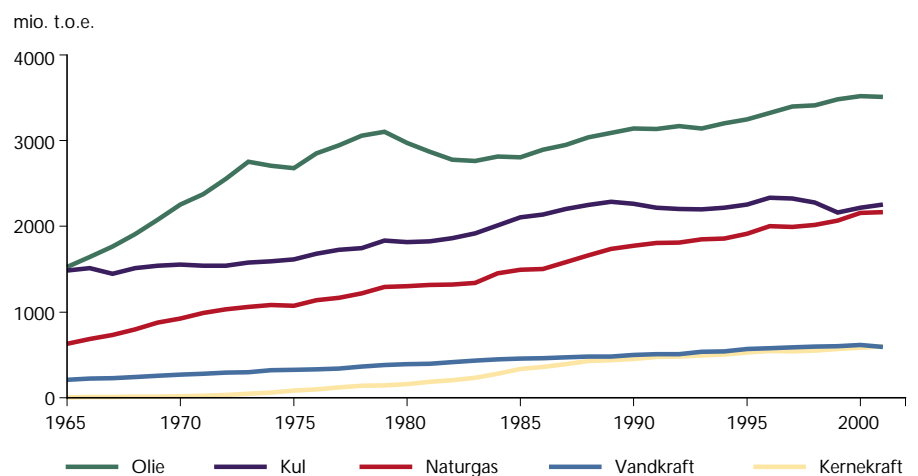
Den vigtigste energikilde er olie med en andel på ca. 35%. Endvidere er forbruget af naturgas og kul omtrent lige stort med en andel på omkring 22%. Mindre andele er kernekraft og vandkraft med hver ca. 6% af det samlede forbrug. Vedvarende energi omfatter hovedsagelig biomasse og udgør ca. 9% af det samlede forbrug.

Det er bemærkelsesværdigt, at forbruget af olie og naturgas udgør mere end halvdelen af verdens energiforbrug. Forbruget af den vigtigste energikilde, olie, er mere end 50% større end den anden vigtigste energikilde, naturgas.

### Olie som dominerende energikilde

Figur 7.2. viser udviklingen af verdens energiforbrug fordelt på primære energiformer. Det ses, at forbruget af de forskellige energiformer generelt har været stigende over årene. Det ses også, at der var en voldsom stigning i olieforbruget indtil 1973, hvor den første oliekrise indtraf. Efter nogle udsving begynder forbruget igen at stige i midten af 80'erne, men med en væsentlig mindre stigningstakt.

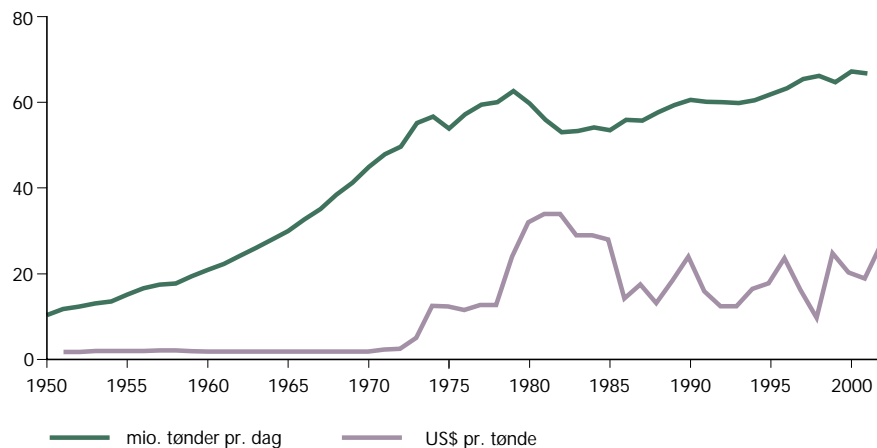
fig. 7.2 Verdens energiforbrug



Kilde: BP's hjemmeside



fig. 7.3 Verdens råolieproduktion og pris\*



\*råoliepris er eksportpris for "Saudi Arabian Light" (løbende priser)  
 Kilde: Oil & Gas Journal's hjemmeside

## OLIEPRODUKTION

Råolie er og har været en international handelsvare, hvor prisen dannes på verdensmarkedet. Der er derfor veldokumenterede historiske data for produktion af og pris for råolie. Figur 7.3 viser verdens råolieproduktion og pris siden 1950.

Af figuren fremgår den nævnte markante stigningstakt for olieproduktionen indtil begyndelsen af 70'erne. Stigningen i produktionen er bemærkelsesværdig, idet produktionen blev femdoblet i denne periode. Stigningen fandt sted samtidig med, at råolieprisen var stabil og lav.

I 1972 udgav den såkaldte Rom-klub en rapport, der blandt andet indeholdt prognoser for verdens olieproduktion. En af prognoserne forudsagde en eksponentiel vækst af olieforbruget på grundlag af den historiske udvikling, men allerede året efter fandt der begivenheder sted, som ændrede afgørende ved prognosens forudsætninger.

I 1973 og igen i 1979 steg olieprisen, da organisationen af olieeksporterende lande, OPEC, begrænsede udbuddet af råolie til verdensmarkedet. Prisstigningerne påvirkede forbruget af olie, og produktionen stagnerede. Fra midten af 80'erne steg produktionen igen efter et prisfald, men ikke så markant som tidligere.

## OLIERESERVER

Olie er den vigtigste energikilde på verdensbasis. Dette medfører en stor interesse for opgørelse af verdens oliereserver af blandt andet forsyningsmæssige grunde.

Oliereserver bliver typisk defineret som de mængder af olie, som under de nuværende økonomiske forhold kan indvindes med kendt teknologi fra forekomster, hvor der er påvist olie. Der foregår til stadighed en teknologisk udvikling inden for efterforskning og indvinding af olie ligesom de økonomiske forhold for olie- og gassektoren varierer.

tabel 7.1 Råoliereserver pr. 1. januar 2002 og produktion i 2001

	Reserver Produktion	
	mia.td	mio.td/d
Nord Amerika	54	11
Syd og Central Amerika	96	6
Europa	19	6
Det tidligere Sovjetunionen	57	8
Mellemøsten	686	21
Afrika	77	7
Asien og Stillehavet	44	7
Verden	1032	67

Kilde: OGJ, December 23, 2002 edition

I opgørelser af verdens oliereserver anvendes ofte termen *påviste reserver* eller *proven reserves*, som er reserver, der kan indvindes med rimelig sikkerhed. Af tabel 7.1 og på figur 7.4 fremgår verdens påviste råoliereserver pr. 1. januar 2002 og produktionen i 2001.

Reserverne kan sættes i et tidsmæssigt perspektiv med det såkaldte R(reserve)/P(produktion)-forhold, se definition i afsnittet *Reserver*. Da R/P-forholdet er en beregnet rækkevidde af reserverne, opfattes det positivt, når forholdet vokser, og negativt, når forholdet falder.

R/P-forholdet er 42 beregnet på grundlag af verdens oliereserver. Dette betyder, at en olieproduktion på 2001-niveau beregningsmæssigt vil kunne opretholdes i de næste 42 år. De tilsvarende tal for Danmark findes i afsnittet *Reserver*.

Af figur 7.4 ses, at cirka 2/3 af verdens reserver forventes at ligge i Mellemøsten. Samtidig finder kun omkring 1/3 af verdens olieproduktion sted i Mellemøsten. Omvendt ydede resten af verden hele 2/3 af produktionen med kun 1/3 af de samlede reserver.

Det samme forhold kan udtrykkes ved, at Mellemøsten beregningsmæssigt har reserver til ca. 90 års produktion på nuværende niveau, mens resten af verden beregningsmæssigt kun har reserver til ca. 21 års produktion. Det skal bemærkes, at omkring 80% af den producerede olie i Mellemøsten eksporteres. Det kan derfor med stor sikkerhed forudsiges, at verden i stigende grad vil blive afhængig af olie fra Mellemøsten.

### RESERVERNES HISTORISKE UDVIKLING

En omfattende tidsserie af reserveopgørelser for verdens råolie er udarbejdet af Oil and Gas Journal, OGJ. På figur 7.5 er vist OGJ's opgørelser af verdens råoliereserver, som blev opgjort første gang pr. 1. januar 1952.

Da tidsserien dækker en periode på 50 år med data af varierende kvalitet, kan en opgørelse fra 50'erne ikke sammenlignes med en opgørelse fra 90'erne. I data-materialet kan der også være reservevurderinger, som udover at bygge på et teknisk grundlag også indeholder politisk motiverede opskrivninger.

Det er bemærkelsesværdigt, at reserverne stort set er konstante eller endog voksende. Dette betyder, at der er foretaget en opskrivning af reserverne af samme størrelse eller større end årets produktion. Når reserverne vokser med tiden, skyldes det ikke kun, at der findes nye olieforekomster, men også at en voksende mængde kan indvindes fra de kendte forekomster.

Det skal endvidere bemærkes, at det beregnede R/P-forhold typisk varierer mellem 30 og 45, og R/P-forholdet har således tilnærmelsesvis været konstant i en periode på omkring 50 år. Set over et længere tidsperspektiv må det opfattes meget positivt, at R/P-forholdet som nævnt har været tilnærmelsesvis konstant, selv i en periode med voksende produktion/forbrug.

Der er en tidsmæssig begrænsning af en reserveopgørelse. F.eks. blev råoliereserverne i starten af 70'erne opgjort til godt 600 mia. tønder, se figur 7.5. Produktionen i den efterfølgende periode frem til omkring år 2000 er af samme størrelse, således at de nævnte reserver er produceret på under 30 år. Dette eksempel indikerer, at

fig. 7.4 Fordeling af verdens råoliereserver

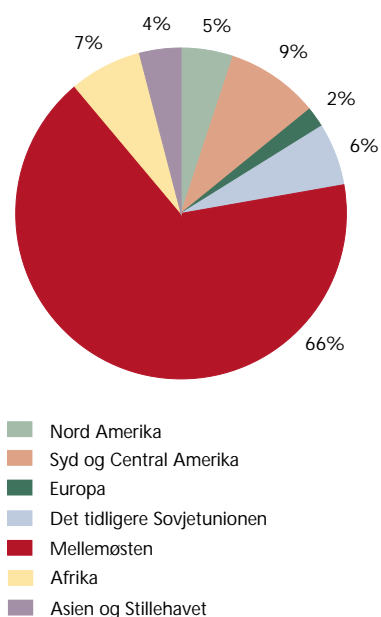
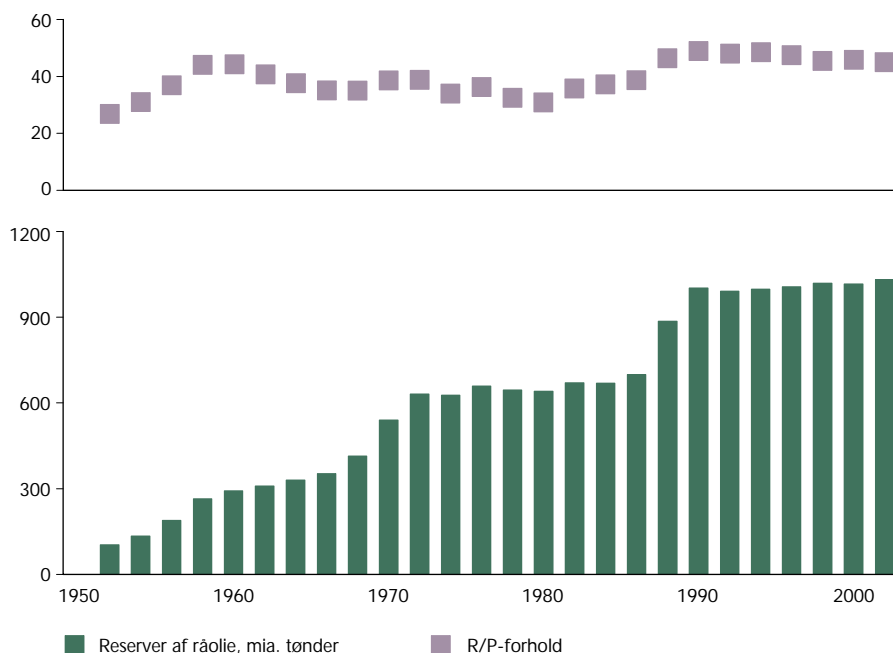


fig. 7.5 Verdens råoliereserver og R/P-forhold

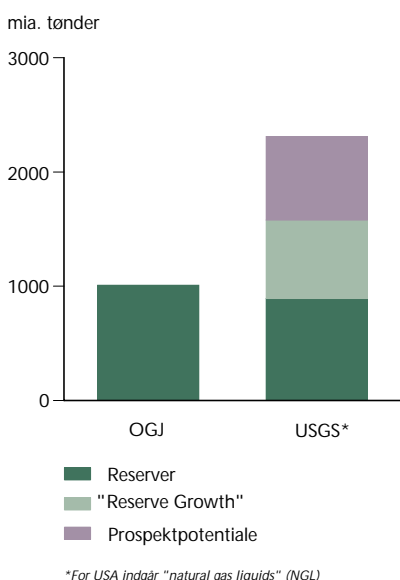


de viste reserveopgørelser primært er et resultat af, hvor stor en efterforskningsindsats olieselskaberne har fundet nødvendig for at sikre deres fremtid. Hvis der havde været anvendt flere penge på efterforskning, ville reserverne og R/P-forholdet sandsynligvis være vokset.

**OLIERESSOURCER**

Definitionen på reserver indeholder betingelser for, hvornår et indvindingspotentiale kan kategoriseres som en reserve. Som nævnt forudsættes det, at de opgjorte reserver kan indvindes under de nuværende økonomiske forhold med kendt teknologi. Endvidere medregnes kun reserver fra forekomster, hvor der er påvist olie.

fig. 7.6 Verdens råolieressourcer



\*For USA indgår "natural gas liquids" (NGL)

Udenfor rammerne af en reserveopgørelse kan der foretages et skøn over indvindingspotentialet i ikke-anborede forekomster, såkaldte prospekter. Endvidere er det ofte tilfældet, at skønnet for et oliefelts indvindelige mængder øges, når det udbygges og efterfølgende produceres eksempelvis som følge af teknologisk udvikling. Dette kaldes *reserve growth*. Disse mængder betegnes tilsammen ressourcer, og er et supplerende potentiale til en reserveopgørelse.

U. S. Geological Survey (USGS) har foretaget en reserve- og ressourceopgørelse for verdens råolie. Ressourceopgørelsen er opdelt i bidrag for henholdsvis *reserve growth* og prospekter. På fig. 7.6 er opgørelsen vist og sammenlignet med en tilsvarende reserveopgørelse fra OGJ.

Reservestørrelserne i de to opgørelser er næsten ens. De opgjorte ressourcer i kategorierne *reserve growth* og prospekter er af næsten samme størrelse, og tilsammen øges de indvindelige mængder med omkring 150% i forhold til de opgjorte reserver. Det er således et betydeligt potentiale, der ifølge USGS indgår under kategorierne *reserve growth* og prospekter.

Se endvidere rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion, 2000" hvori der er et afsnit om Danmarks ressourcer.

### IKKE-KONVENTIONELLE OLIEFOREKOMSTER

Den nævnte ressourceopgørelse fra USGS er en opgørelse af såkaldt konventionel olie, hvor olien i forekomsterne forudsættes indvundet fra brønde.

De såkaldte ikke-konventionelle olieforekomster kan også medregnes til et fremtidigt indvindingspotentiale. Disse forekomster omfatter blandt andet olieskifer, tjæresand og svær olie ("extra-heavy"). Produktionen af ikke-konventionel olie var ca. 1 mio. tønder pr. dag i 2000. Selvom forekomsterne anses for at være meget store, vil produktion kun blive aktuel i tilfælde af en væsentlig varig forøgelse af olieprisen.

Forekomster af olieskifer og tjæresand kan kun udnyttes gennem behandling af meget store mængder i kostbare anlæg. De store mængder medfører deponeringsproblemer. Ligeledes er udvinding af olie fra disse forekomster meget energikrævende. For at løsne tjæren fra sandet anvendes der for eksempel damp. Til dampproduktionen forbruges omkring halvdelen af den energi, tjæreolien indeholder. Det indebærer, at den samlede CO<sub>2</sub>-emission fra indvinding og forbrug er næsten lige så høj som fra kul.

### HVORNÅR BLIVER DER MANGEL PÅ OLIE?

Som det fremgår ovenfor, er der muligheder for olieproduktion, som kan dække forbruget mange år frem. Alligevel kan mangelsituationer ikke udelukkes allerede på mellemlangt sigt (10-20 år). Det skyldes, at såvel de ikke-konventionelle som væsentlige dele af de konventionelle olieforekomster kræver teknologisk udvikling eller efterforskning og indvinding i vanskeligt tilgængelige dele af verden. Modning af disse potentialer kræver derfor både tid og penge.

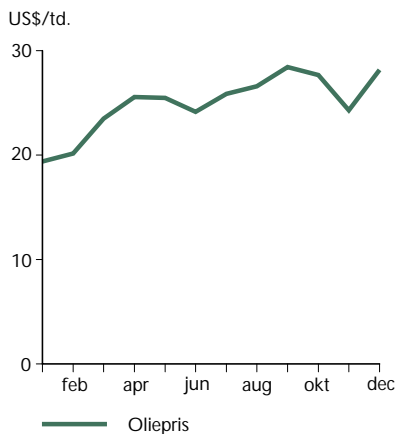
Hvis olieprisen fremover holder sig på et højt niveau (20-25 US\$ pr. tønde eller mere) vil der være den fornødne tilskyndelse til at investere i nye teknologier for olieindvinding. Samtidig vil der blive investeret i vedvarende energi, så væksten i olieforbruget reduceres eller vendes til et fald.

Hvis derimod olieprisen i en længere periode er lav (omkring 10 US\$ pr. tønde) vil der kun være få penge til rådighed til udvikling af ny indvindingsteknologi, ligesom investering i vedvarende energi bliver mindre attraktivt.

I et sådant scenario kan man frygte, at verdens olieforbrug stiger indtil forsyningerne ikke længere kan følge med, hvorefter prisen vil stige brat, indtil mangelsituationen er afhjulpet nogle år senere.

## 8. ØKONOMI

fig. 8.1 Olieprisens udvikling i 2002



Danmark har siden 1997 været selvforsynende med energi, hvilket først og fremmest skyldes produktionen af olie og naturgas i Nordsøen. Produktionen af kulbrinter har en positiv betydning for Danmarks økonomi, idet den gavner betalingsbalancen over for udlandet og sikrer indtægter til staten.

### RÅOLIEPRIS OG DOLLARKURS

Produktionsværdien af olie og naturgas er afhængig af udviklingen i den internationale råoliepris og derigennem af udviklingen i dollarkursen.

Den gennemsnitlige pris i 2002 for olie ved Brent-noteringen var 24,9 US\$ pr. tønde. Dette er på niveau med 2001, hvor den gennemsnitlige oliepris var 24,4 US\$ pr. tønde.

Gennemsnittet for olieprisen i januar 2002 var godt 19 US\$ pr. tønde, mens gennemsnittet for december 2002 var godt 28 US\$ pr. tønde. Som det ses af figur 8.1 er stigningen i olieprisen fra 19 til 28 US\$ pr. tønde sket fra januar frem til september 2002, hvor olieprisen toppede med 28,4 US\$ pr. tønde.

Usikkerheden om en eventuel krig i Irak medvirkede til at presse olieprisen op i den sidste del af 2002, mens en større produktion fra især OPEC-landene kombineret med en lavere efterspørgsel efter olie på grund af afmatning i verdensøkonomien har trukket i modsat retning.

OPEC har opstillet det mål, at olieprisen skal ligge i intervallet 22 til 28 US\$ pr. tønde, hvilket overordnet set er lykkedes de seneste par år. I et historisk perspektiv er dette dog en relativ høj pris, for eksempel var den gennemsnitlige pris for 1990'erne lidt over 18 US\$ pr. tønde.

Den gennemsnitlige dollarkurs i 2002 lå på 7,9 kr. pr. US\$. Dette er et fald i forhold til 2001, hvor den gennemsnitlige dollarkurs var 8,3 kr. pr. US\$. Denne udvikling i dollarkursen har formindsket stigningen i olieprisen udtrykt i danske kroner og dermed produktionsværdien af den olie, som er produceret fra den danske del af Nordsøen.

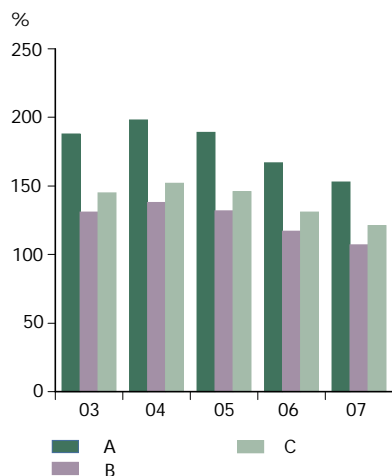
### VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Skønnet over den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2002 var ca. 32,6 mia. kr., hvilket er en stigning på ca. 4% i forhold til 2001. Stigningen i produktionsværdien set i forhold til stigningen i olieproduktionen er ikke så stor, hvilket skyldes faldet i dollarkursen. Historisk set er den skønnede produktionsværdi i 2002 dog fortsat meget høj.

De foreløbige skøn for 2002 viser, at olieproduktionen havde en værdi på 26,5 mia. kr. og gassen en værdi på 6,1 mia. kr. I figur 3.2 i afsnittet *Produktion* ses, hvordan produktionen i 2002 fordeler sig på de ni producerende selskaber.

Produktionsværdiens udvikling i de kommende år afhænger både af produktionen og af udviklingen i prisen på olie og gas samt dollarkursen. Energistyrelsen udarbejder på baggrund af de kendte reserver en produktionsprognose for olie og gas, se afsnittet *Reserver*. Olieprisens udvikling er vanskelig at forudsige, og

fig. 8.2 Selvforsyningsgrader



derfor vil et skøn for udviklingen i produktionsværdien i de kommende år være meget usikkert.

### SELVFORSYNINGSGRADER

Danmark har siden 1997 været selvforsynende med energi. I 2002 var den samlede danske produktion af olie, naturgas og vedvarende energi ca. 43% større end det samlede energiforbrug. Der er tale om en stigning i forhold til året før, hvor produktionen oversteg forbruget med 37%. Olie- og naturgasproduktionen alene var 30% større end det totale energiforbrug og 85% større end det totale forbrug af olie og naturgas i 2002.

Energistyrelsens forventning til udviklingen i selvforsyningsgrader for de kommende fire år fremgår af tabel 8.1 og figur 8.2.

Forløb A viser, i hvilken grad produktionen af olie og naturgas fra Nordsøen dækker det indenlandske forbrug. Danmark har siden 1991 været selvforsynende med olie og gas, og i 2003 forventes den danske olie- og gasproduktion at overstige forbruget med ca. 88%.

Af forløb B fremgår det, at olie- og naturgasproduktionen i 2003 forventes at overstige det samlede energiforbrug i Danmark med ca. 31%.

Forløb C angiver, hvor stor en andel af det samlede energiforbrug som den samlede danske produktion af olie, naturgas og vedvarende energi dækker. I 2003 forventes produktionen at overstige forbruget med 45%.

### PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og naturgasaktiviteterne har en positiv effekt på dansk økonomi. Ud over at bidrage til selvforsyning med hensyn til energi, har aktiviteterne en gavnlig effekt på handelsbalancen og betalingsbalancens løbende poster.

tabel 8.1 Selvforsyningsgrader

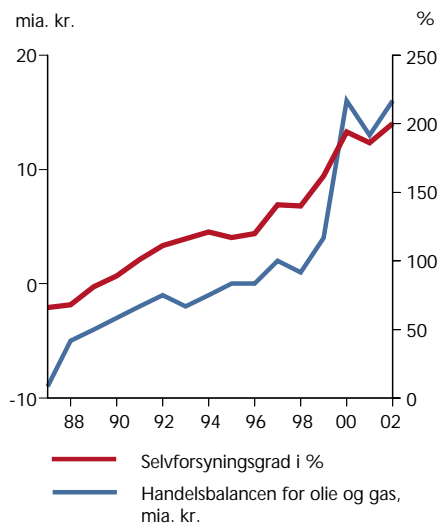
	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Produktion i PJ</b>					
Råolie	799	874	835	722	644
Gas	295	294	295	293	297
Vedv. energi	116	121	125	125	126
<b>Energiforbrug i PJ</b>					
Total	832	846	858	869	880
<b>Selvforsyningsgrader i %</b>					
A	188	198	189	167	153
B	131	138	132	117	107
C	145	152	146	131	121

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

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

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

fig. 8.3 Handelsbalancen for olie og gas samt selvforsyningsgrad, 2002-priser



### Handelsbalancen for olie og naturgas

Handelsbalancen for olie og naturgas udtrykker forskellen i værdien af den samlede import og den samlede eksport af olie- og naturgasprodukter, se figur 8.3.

Danmark har siden 1995 haft overskud i samhandlen med udlandet for så vidt angår olie- og naturgasprodukter. I 2002 er dette overskud foreløbigt opgjort til ca. 16 mia. kr., og er dermed det største hidtil.

### Betalingsbalanceeffekten

Produktionen af olie og naturgas har en gavnlig effekt på betalingsbalancen overfor udlandet. En del af produktionen eksporteres, og den del som finder anvendelse i Danmark fortrænger en ellers nødvendig import af energi.

Energistyrelsen har udarbejdet et skøn for olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster i de kommende 5 år. Det udarbejdede skøn er foretaget på baggrund af Energistyrelsens prognoser for produktion, investeringer, drifts- og transportomkostninger. Herudover gøres en række antagelser om importindholdet, renteudgifter samt overskud for kulbrinteaktiviteterne.

Endelig gennemføres beregninger for både et lavt, et mellem og et højt olieprisforløb på henholdsvis 22, 25 og 28 US\$ pr. tønde med en dollarkurs på 7 kr. pr. US\$. Det laveste og det højeste prisforløb svarer til yderpunkterne i OPEC's mål for, hvor olieprisen skal ligge. Mellempforløbet svarer til det niveau, som den gennemsnitlige oliepris har ligget på de seneste to år. Prisforløbene tjener alene til illustration af de økonomiske fremskrivningers følsomhed overfor variationer i olieprisen.

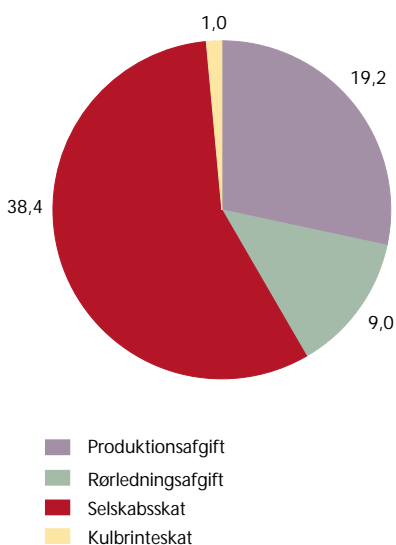
Tabel 8.2 viser værdien af forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt for mellem prisforløbet. Endvidere viser tabellen den beregnede effekt for betalingsbalancens løbende poster for det lave og det høje prisforløb.

Den samfundsøkonomiske produktionsværdi defineres her som summen af produktionsværdien for olie samt produktionsværdien af naturgasforbruget og naturgaseksporten. Herefter fratrækkes importindholdet i de forventede udgifter. Effekten på betalingsbalancens løbende poster fremkommer ved herefter at fratække udbytte- og rentebetaling til udlandet.

tabel 8.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 2002-priser, mellem prisforløb (25US\$/td.)

	2003	2004	2005	2006	2007
Samf. økonomisk produktionsværdi	30	32	31	27	25
Importindhold	6	4	2	2	1
Vare- og tjenestebalancen	24	28	29	25	24
Renter og udbytter	6	7	7	6	5
Betalingsbal. løbende poster	18	21	22	20	18
Betalingsbal. løbende poster, lavt prisforløb (22US\$/bbl)	14	17	19	16	15
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (28US\$/bbl)	18	23	24	21	21

fig. 8.4 Statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2002, mia. kr., 2002-priser



Ved en oliepris på 25 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på mellem 18 og 22 mia. kr. For det lave prisforløb er der tale om et interval på 14 og 19 mia. kr. og for det høje prisforløb et interval på 18 til 24 mia. kr. De tre forløb viser, at olieprisen har stor indflydelse på olie- og gasaktiviteternes effekt på dansk økonomi. Den benyttede dollarkurs på 7 kr. pr. US\$ tager udgangspunkt i, at dollarkursen i øjeblikket er på et lavt niveau. En højere dollarkurs vil øge olie- og gasaktiviteternes positive effekt på betalingsbalancen og modsat ved en lavere dollarkurs.

### Statens indtægter

Staten får direkte indtægter fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen via fem forskellige skatter og afgifter: *selskabsskat*, *kulbrinteskatt*, *produktionsafgift* og *olierørlednings- eller dispensationsafgift*. Derudover får staten en indirekte indtægt via DONG E&P A/S' deltagelse i aktiviteterne. Ved udgangen af 2002 var statens akkumulerede indtægter fra olie- og gasindvinding 67,5 mia. kr. i 2002-priser, mens den akkumulerede produktionsværdi var 279,2 mia. kr. Den tilsvarende akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 160,2 mia. kr.

I boks 8.1 er der en uddybning af statens indtægtsgrundlag i form af skatter og afgifter på kulbrinteindvindingen. Figur 8.4 viser de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter.

Tabel 8.3 viser statens indtægter i de seneste fem år. Heraf ses, at der kun er sket en lille stigning i statens indtægter fra 2001 til 2002. Årsagen er, at den faldende dollarkurs kombineret med en uændret gennemsnitlig oliepris har formindsket produktionsværdien af olien produceret i Nordsøen.

De seneste fire år har staten modtaget indtægter fra andre selskaber end selskaberne i DUC. Dette er de selskaber, som har andel i Siri feltet (tilladelse 6/95), Syd Arne feltet (tilladelse 7/89) samt Lulita-delen af tilladelse 7/86 og 1/90. På Energistyrelsens hjemmeside findes en oversigt over de selskaber, der indgår i de enkelte tilladelser.

Skatteministeriet skønner for de kommende fem år og med et olieprisforløb på 22 US\$, at statens samlede indtægter vil være 6,6 mia. kr. i 2003 for derefter at ligge på omkring 7 mia. kr. frem til 2007. Et olieprisforløb på 28 US\$ skønnes at medføre indtægter til staten på 9,3 mia. kr. i 2003 stigende til knap 11 mia. kr. i 2007. Prognosen i tabel 8.4 er baseret på en stiliseret beregning.

tabel 8.3 Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

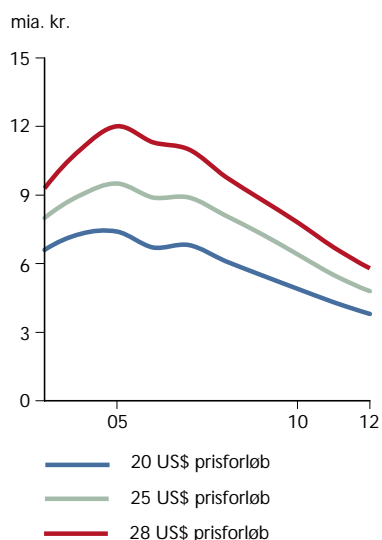
	1998	1999	2000	2001	2002*
Kulbrinteskatt	0	0	0	0	65
Selskabsskat	1.721	2.082	6.170	6.273	6.794
Produktionsafgift	1.098	854	1.153	2.247	2.109
Olierørledningsafgift**	310	619	1.401	1.114	930
<b>I alt</b>	<b>3.129</b>	<b>3.556</b>	<b>8.724</b>	<b>9.633</b>	<b>9.898</b>

\*Skøn

\*\*Inkl. 5% dispensationsafgift



fig. 8.5 Skatter og afgifter 2003-2012, 2002-priser



I de seneste år har der været en relativ høj oliepris samt en stigende produktion på dansk område. Dette har sammen med aftagende investeringer i felter med overskud medført, at tidligere års fremførte underskud i den kulbrinteskattepligtige indkomst er blevet reduceret med årene. Det anslås derfor, at de fremførte underskud ikke længere vil kunne opveje overskuddene fra felterne.

Der er i skønnene for selskabs- og kulbrinteskatten ikke taget højde for de meget kraftige investeringsincitament, der fremkommer, når selskaberne er i kulbrinteskatteposition.

Som følge af de store fradrag forbundet med investeringer i kulbrintevirksomhed, vurderer Skatteministeriet, at det uanset prognosen i tabel 8.4 er særdeles tvivlsomt, om der faktisk vil blive betalt kulbrinteskat i mere end enkelte år.

De fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskatten er foruden usikkerhed omkring blandt andet olieprisen og dollarkursen også forbundet med usikkerhed knyttet til beregningernes stiliserede forudsætninger med hensyn til blandt andet selskabernes finansieringsudgifter.

Figur 8.5 viser, at skatteindtægterne på længere sigt vil falde i takt med den forventede udvikling i produktionen.

#### RETTIGHEDSHAVERNES ØKONOMISKE FORHOLD

I perioden 1963 til 2002 har rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift (inkl. transport) af producerende felter beløbet sig til henholdsvis 23,1 mia. kr., 88 mia. kr. og 49 mia. kr. i 2002-priser. Den akkumulerede produktionsværdi i perioden beløber sig til 279 mia. kr. i 2002-priser.

tabel 8.4 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., 2002-priser

	2003	2004	2005	2006	2007	
Selskabsskat	22 \$/td.	3,8	4,4	4,5	3,9	3,8
	25 \$/td.	4,7	5,4	5,4	4,7	4,6
	28 \$/td.	5,6	6,4	6,4	5,6	5,4
Kulbrinteskate		0,1	0,1	0,1	0,4	0,6
		0,1	0,4	0,9	1,4	1,6
		0,2	1,0	2,1	2,7	2,5
Produktionsafgift		1,7	1,7	1,7	1,5	1,5
		2,0	2,0	1,9	1,7	1,7
		2,2	2,2	2,2	2,0	1,9
Olierørledningsafgift*		1,0	1,1	1,0	0,9	0,8
		1,1	1,2	1,2	1,0	0,9
		1,3	1,4	1,3	1,2	1,0
Total		6,6	7,3	7,3	6,7	6,7
		7,9	9,0	9,4	8,8	8,8
		9,3	11,0	12,0	11,5	10,8

\*Inkl. 5% dispensationsafgift

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

### **Selskabsskat**

Selskabsskatten er statens vigtigste indtægtskilde på olie- og gasområdet. De første indtægter fra selskabsskatten kom først i begyndelsen af 1980'erne. Dette skyldes, at olie- og gasaktiviteter kræver forholdsvis store investeringer, som kan fratrækkes i form af afskrivninger over en lang årrække.

### **Kulbrinteskatt**

Skatten blev indført i 1982 med det formål 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 betalt kulbrinteskatt i nogle få år i første halvdel af 1980'erne samt i 2002. I alt er der betalt ca. 983 mio. kr. i 2002-priser.

### **Produktionsafgift**

Der indgår vilkår om betaling af produktionsafgift, også kaldet royalty, i A.P. Møllers Enerets- bevilling. For Eneretsbevillingen udgør afgiften 8,5% af den samlede produktionsværdi efter fradrag af transportomkostninger. Derudover betaler rettighedshaverne til Lulita-delen af tilladelse 7/86 og 1/90 en produktionsafgift, som er afhængig af produktionens størrelse for deres andel af feltet. Nye tilladelser indeholder ikke krav om betaling af produktionsafgift.

### **Olierørledningsafgift**

DONG Olierør A/S 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**

Ved en undtagelse fra pligten til at tilslutte sig og transportere olie i rørledningen fastsættes vilkår om, at der skal betales en afgift til staten på 5% af råolie- og kondensatværdien. Indtil videre er det kun fra felterne Syd Arne og Siri, der betales dispensationsafgift.

### **DONG Efterforskning & Produktion A/S**

Ved tildeling af tilladelser i 4. og 5. runde og i åben dør proceduren har DONG E&P A/S haft en fast 20% betalende andel. I visse tilfælde har DONG E&P A/S suppleret denne andel ved på kommercielle vilkår at købe yderligere andele i tilladelsen. Idet DONG E&P A/S indgår på lige fod med de andre selskaber i de enkelte tilladelser, betaler selskabet gældende skatter og afgifter til staten. Derudover er DONG E&P A/S 100% statsejet, og selskabets økonomiske resultat afspejler derfor værdien af denne statsejendel. DONG E&P A/S' overskud efter skat i 2002 beløber sig til 343 mio. kr.

Energistyrelsen bad i 2001 Institut for Regnskab og Revision ved Handelshøjskolen i København om en analyse og vurdering af A.P. Møller selskabernes økonomiske resultater i den danske del af Nordsøen siden 1962. Analysen tager udgangspunkt i A.P. Møller selskabernes officielle regnskaber for perioden 1962-2001. Analysen er foretaget af lektor Carsten Krogholt Hansen.

En rapport med analysens resultater er offentliggjort i maj 2003. Rapporten kan findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

### Efterforskningsomkostninger

Energistyrelsen har foreløbigt opgjort de samlede efterforskningsudgifter i 2002 til ca. 1,0 mia. kr., heraf tegner tilladelserne fra 5. runde sig for næsten halvdelen af de totale udgifter. DUC-selskabernes efterforskningsaktivitet inden for Eneretsbevillingen samt i nye tilladelser tegner sig for ca. 42% af de samlede udgifter til efterforskning i 2002.

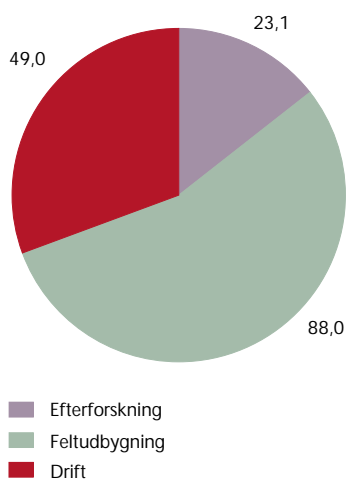
Med én ny efterforskningsboring og otte vurderingsboringer var efterforskningsaktiviteten i 2002 lidt lavere end året før. I 2003 forventer Energistyrelsen en større efterforskningsaktivitet med blandt andet 6-8 nye efterforskningsboringer, se afsnittet *Efterforskning*. Det høje aktivitetsniveau forventes at fortsætte i 2004, hvorefter aktiviteten forventes at falde.

tabel 8.5 Investeringer, mio. kr., årets priser

	1998	1999	2000	2001	2002*
Adda	67	-	-	-	-
Cecilie	-	-	-	-	200
Dan	1.076	273	403	367	436
Gorm	167	26	12	240	241
Halfdan	-	204	886	1.518	2.412
Harald	99	32	175	-	-
Kraka	118	0	0	61	-
Nini	-	-	-	-	285
Roar	0	80	17	-	-
Rolf	0	1	0	-	-
Siri/Stine	1.538	848	53	175	19
Skjold	16	399	404	89	-
Svend	13	189	-	115	224
Syd Arne	2.133	1.371	761	543	948
Tyra	169	152	330	198	75
Tyra Sydøst	-	-	-	357	654
Valdemar	0	-	60	316	-
Diverse	-19	-48	10	12	2
I alt	5.378	3.528	3.111	3.991	5.496

\*Skøn

fig. 8.6 Rettighedshavernes udgifter i perioden 1963-2002, mia. kr., 2002-priser



### Udbygningsinvesteringer

De samlede investeringer i feltudbygninger i 2002 er foreløbigt opgjort til omtrent 5,5 mia. kr., hvilket er en stigning på ca. 1,5 mia. kr. i forhold til 2001. Investeringer på to af DUC-selskabernes felter, Tyra Sydøst og Halfdan, udgør en væsentlig del af forklaringen på denne stigning.

DUC-selskaberne tegner sig for mere end 70% af de samlede investeringer i 2002 og for ca. 82% af den samlede olieproduktion i 2002, se afsnittet *Produktion*.

Med boring af 13 brønde samt en ny satellitplatform, står Halfdan feltet for langt den største investering i 2002, se afsnittet *Udbygning*. Hertil kommer boring af brønde på Tyra Sydøst feltet samt videre udbygning af Syd Arne feltet. Ligesom i 2000 og 2001 tegner Halfdan og Syd Arne felterne sig i 2002 for mere end halvdele af de samlede investeringer i feltudbygninger.

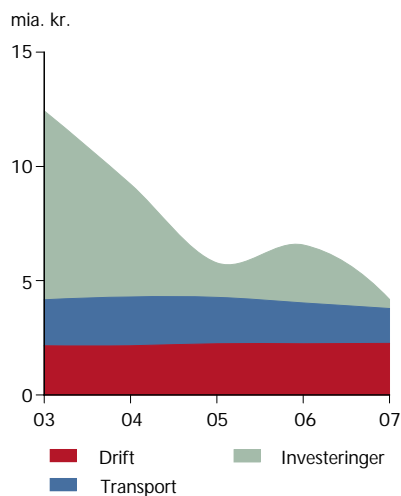
Energistyrelsens forventninger til investeringer i feltudbygninger i de kommende år er opskrevet væsentligt i forhold til prognosen fra 1. januar 2002.

I 2003 forventes udbygningsinvesteringer for ca. 8,3 mia. kr., hvilket er en stigning på 2,4 mia. kr. i forhold til sidste år. Den overvejende årsag til denne stigning er en fortsat udbygning af Dan feltet. Desuden er der foretaget investeringer i Siri feltet og endelig er der udført forberedende arbejde til indfasning af to nye felter, Nini og Cecilie. Udbygning af de fire felter tegner sig for ca. 40% af de forventede totale investeringer i 2003.

tabel 8.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 2002-priser

	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Igangværende og besluttet</b>					
Adda	-	0,4	-	0,1	-
Alma	-	-	-	0,4	-
Cecilie	0,7	0,1	-	-	-
Dan	1,2	0,9	0,4	0,4	-
Elly	-	-	0,2	0,4	-
Gorm	0,1	-	0,2	0,3	-
Halfdan	1,7	0,4	-	-	-
Nini	0,8	0,2	-	-	-
Rolf	-	-	-	-	-
Siri/Stine	0,6	0,1	-	-	-
Skjold	0,1	-	-	-	-
Svend	-	-	-	-	-
Syd Arne	0,5	1,0	-	-	-
Tyra	0,4	0,7	0,6	0,6	0,1
Tyra Sydøst	0,3	0,1	-	-	-
Valdemar	0,3	0,3	-	-	-
<b>I alt</b>	<b>6,6</b>	<b>4,4</b>	<b>1,5</b>	<b>2,3</b>	<b>0,2</b>
Planlagt i alt	1,7	0,6	0,1	0,2	0,2
<b>Forventet</b>	<b>8,3</b>	<b>4,9</b>	<b>1,5</b>	<b>2,5</b>	<b>0,4</b>

fig. 8.7 Beslutede investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, 2002-priser



Energistyrelsens forventning til investeringsomfanget i 2004 er opskrevet med 1,1 mia. kr. i forhold til sidste år, hvilket overvejende skyldes, at en videre udbygning af Syd Arne feltet er udskudt fra 2003 til 2004.

Skønnet for 2005 er opskrevet en smule i forhold til sidste års prognose, mens skønnet for 2006 er opskrevet med 1,3 mia. kr. Denne opskrivning skyldes udbygning af en række mindre felter, Adda, Alma, Amalie og Elly samt Gorm feltet.

#### Udgifter til drift og transport

Udgifterne til drift og administration har i de senere år ligget på ca. 2,0 mia. kr. Foreløbige tal angiver, at de samlede udgifter til drift og administration beløber sig til 2,3 mia. kr. i 2002, hvilket er lidt højere end niveauet i 2001.

De samlede transportomkostninger for råolien omfatter drifts- og kapitalomkostninger i forbindelse med brug af olierørledningen fra Gorm feltet til land. Hertil kommer fortjenestelement på 5% af værdien af den transporterede råolie.

Siri feltet og Syd Arne feltet er fritaget for brug af olierørledningen, men skal i stedet betale en dispensationsafgift på 5% af produktionsværdien af råolien. Olien transporteres til land med tankskib.

Figur 8.7 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i drifts- og transportudgifter samt beslutede investeringsudgifter i de kommende år.

## PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

OLIE tusinde kubikmeter

## Produktion og salg

	1972-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Dan	15.104	3.262	3.496	3.713	3.799	3.858	4.767	5.745	6.599	6.879	6.326	63.549
Gorm	17.958	1.889	2.421	2.494	2.879	3.045	2.865	3.384	3.110	2.180	2.887	45.112
Skjold	15.439	2.103	1.715	1.979	2.023	2.011	1.895	1.825	1.975	1.354	1.659	33.979
Tyra	7.969	1.639	1.748	1.631	1.447	1.263	931	892	1.000	872	801	20.193
Rolf	2.761	176	92	216	218	96	92	77	83	51	51	3.912
Kraka	349	390	490	469	340	315	314	404	350	253	157	3.832
Dagmar	780	67	33	35	23	17	13	10	8	4	6	996
Regnar	-	145	429	86	41	27	43	29	14	33	18	865
Valdemar	-	53	304	165	161	159	95	86	77	181	353	1.635
Roar	-	-	-	-	319	427	327	259	285	317	175	2.110
Svend	-	-	-	-	836	1.356	635	521	576	397	457	4.777
Harald	-	-	-	-	-	794	1.690	1.332	1.081	866	581	6.344
Lulita	-	-	-	-	-	-	143	224	179	66	22	634
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	222	1.120	2.965	3.718	8.025
Siri	-	-	-	-	-	-	-	1.593	2.118	1.761	1.487	6.959
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	757	2.558	2.031	2.313	7.659
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	493	493
I alt	60.361	9.724	10.727	10.788	12.087	13.367	13.810	17.362	21.134	20.208	21.504	211.072

## Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Dan	6.082	1.336	1.263	1.331	1.249	1.116	1.343	1.410	1.186	1.049	945	18.312
Gorm	7.947	775	922	761	674	609	633	537	426	306	479	14.069
Skjold	1.333	195	185	188	160	189	146	154	158	104	124	2.934
Tyra	23.454	3.853	3.646	3.839	3.843	4.229	3.638	3.878	3.826	3.749	3.948	61.905
Rolf	116	8	4	9	9	4	4	3	4	2	2	165
Kraka	144	125	119	128	95	85	106	148	119	100	52	1.221
Dagmar	111	13	8	5	4	3	2	2	2	1	1	153
Regnar	-	8	25	7	4	2	4	2	1	3	1	57
Valdemar	-	29	96	52	57	89	54	49	55	78	109	668
Roar	-	-	-	0	1.327	1.964	1.458	1.249	1.407	1.702	1.052	10.159
Svend	-	-	-	0	85	152	84	65	75	48	61	569
Harald	-	-	-	-	0	1.092	2.741	2.876	2.811	2.475	2.020	14.015
Lulita	-	-	-	-	-	-	69	181	160	27	5	443
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	37	178	522	759	1.496
Siri	-	-	-	-	-	-	-	142	197	176	157	671
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	167	713	774	681	2.335
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	447	447
I alt	39.188	6.342	6.269	6.321	7.506	9.534	10.281	10.901	11.316	11.116	10.845	129.617

De månedlige produktionstal for 2002 findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk)

## GAS millioner Normalkubikmeter

## Brændstof\*

	1972-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Dan	276	66	85	93	97	109	148	172	179	184	182	1.591
Gorm	707	87	104	111	135	164	152	149	142	111	146	2.010
Tyra	732	110	110	111	142	210	224	239	229	243	245	2.596
Dagmar	20	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21
Harald	-	-	-	-	-	5	14	14	13	10	9	64
Siri	-	-	-	-	-	-	-	8	21	22	21	73
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	3	32	34	45	114
I alt	1.735	264	299	314	375	488	539	585	618	604	648	6.469

## Afbrending\*

	1972-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Dan	1.303	53	66	36	40	36	43	56	67	79	55	1.833
Gorm	707	95	75	69	60	81	71	71	66	88	81	1.463
Tyra	338	39	48	42	67	46	42	58	58	68	61	866
Dagmar	91	12	8	5	2	3	2	2	2	1	1	130
Harald	-	-	-	-	-	77	19	12	7	11	3	130
Siri	-	-	-	-	-	-	-	73	9	15	9	105
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	114	41	9	11	175
I alt	2.439	199	196	152	168	243	177	386	250	270	222	4.702

## Injektion

	1972-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Gorm	7.433	420	70	28	26	62	24	25	45	4	14	8.151
Tyra	7.347	1.451	1.371	1.132	1.225	1.778	2.908	3.074	3.104	2.773	2.535	28.698
Siri	-	-	-	-	-	-	-	61	167	139	126	493
I alt	14.779	1.871	1.441	1.160	1.251	1.840	2.933	3.160	3.316	2.916	2.675	37.341

## Salg\*

	1984-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Dan	4.648	1.350	1.256	1.338	1.211	1.058	1.261	1.371	1.238	1.412	1.521	17.662
Gorm	549	376	863	750	622	495	535	448	334	209	364	5.545
Tyra	15.038	2.281	2.214	2.607	3.878	4.400	2.060	1.870	1.971	2.493	2.776	41.586
Harald	-	-	-	-	-	1.010	2.777	3.032	2.950	2.482	2.013	14.263
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	50	640	730	625	2.046
I alt	20.235	4.007	4.332	4.695	5.710	6.963	6.633	6.770	7.133	7.326	7.299	81.103

\*De anvendte navne henviser til behandlingscentre.

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

	1972-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Brændstof	3.964	603	683	717	857	1.115	1.232	1.337	1.412	1.380	1.481	14.780
Afbrænding	5.574	454	448	347	384	555	404	882	571	617	507	10.744
I alt	9.538	1.057	1.131	1.064	1.241	1.670	1.636	2.219	1.983	1.988	1.988	25.524

## VAND tusinde kubikmeter

## Produktion

	1972-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Dan	1.509	781	1.117	1.275	1.543	1.845	2.976	4.220	5.277	6.601	6.354	33.499
Gorm	4.938	557	824	948	1.921	2.906	3.177	3.468	3.980	3.360	4.017	30.097
Skjold	369	817	889	1.337	2.679	3.635	3.938	3.748	4.333	2.878	3.006	27.629
Tyra	1.842	1.005	1.290	1.749	2.161	2.215	2.020	2.033	3.046	2.545	2.371	22.277
Rolf	1.204	265	161	443	490	390	411	366	358	181	171	4.438
Kraka	176	195	188	251	272	287	347	329	256	353	311	2.963
Dagmar	228	395	367	464	507	408	338	246	241	102	160	3.456
Regnar	-	0	244	396	299	164	407	363	139	475	258	2.745
Valdemar	-	1	24	20	34	61	52	55	48	150	287	731
Roar	-	-	-	-	14	96	146	199	317	386	301	1.460
Svend	-	-	-	-	2	64	272	582	1.355	953	1.099	4.329
Harald	-	-	-	-	-	-	5	15	39	98	78	235
Lulita	-	-	-	-	-	-	3	5	11	23	14	57
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	56	237	493	368	1.155
Siri	-	-	-	-	-	-	-	319	1.868	2.753	3.041	7.981
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	15	60	119	390	584
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212	212
I alt	10.265	4.016	5.103	6.882	9.922	12.072	14.093	16.020	21.566	21.471	22.438	143.848

## Injektion

	1972-92	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	I alt
Dan	1.304	1.534	3.808	5.884	8.245	8.654	11.817	14.964	17.464	18.176	16.099	107.948
Gorm	3.866	2.140	4.612	5.749	8.112	8.642	8.376	8.736	10.009	6.462	8.167	74.872
Skjold	15.358	2.836	3.511	3.985	5.712	6.320	6.291	5.866	6.132	4.750	6.411	67.172
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	82	13	54	1.931	2.080
Siri	-	-	-	-	-	-	-	1.236	3.778	4.549	4.507	14.070
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	44	1.885	4.381	6.310
I alt	20.528	6.510	11.931	15.618	22.069	23.616	26.484	30.884	37.441	35.876	41.497	272.454

Injektion af vand omfatter både injektion af produceret vand og havvand. Hovedparten af det producerede vand fra felterne Gorm, Skjold, Dagmar og Siri reinjiceres.



## PRODUCERENDE FELTER

### 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. 1.1.2003:

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

#### Akk. produktion pr. 1.1.2003:

Olie:	1,00 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,15 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	3,46 mio. m <sup>3</sup>

#### Produktion i 2002:

Olie:	0,006 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,001 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,16 mio. m <sup>3</sup>

#### Akk. investeringer pr. 1.1.2003:

2002-priser	0,4 mia. kr.
-------------	--------------

### GEOLOGISK KARAKTERISTIK

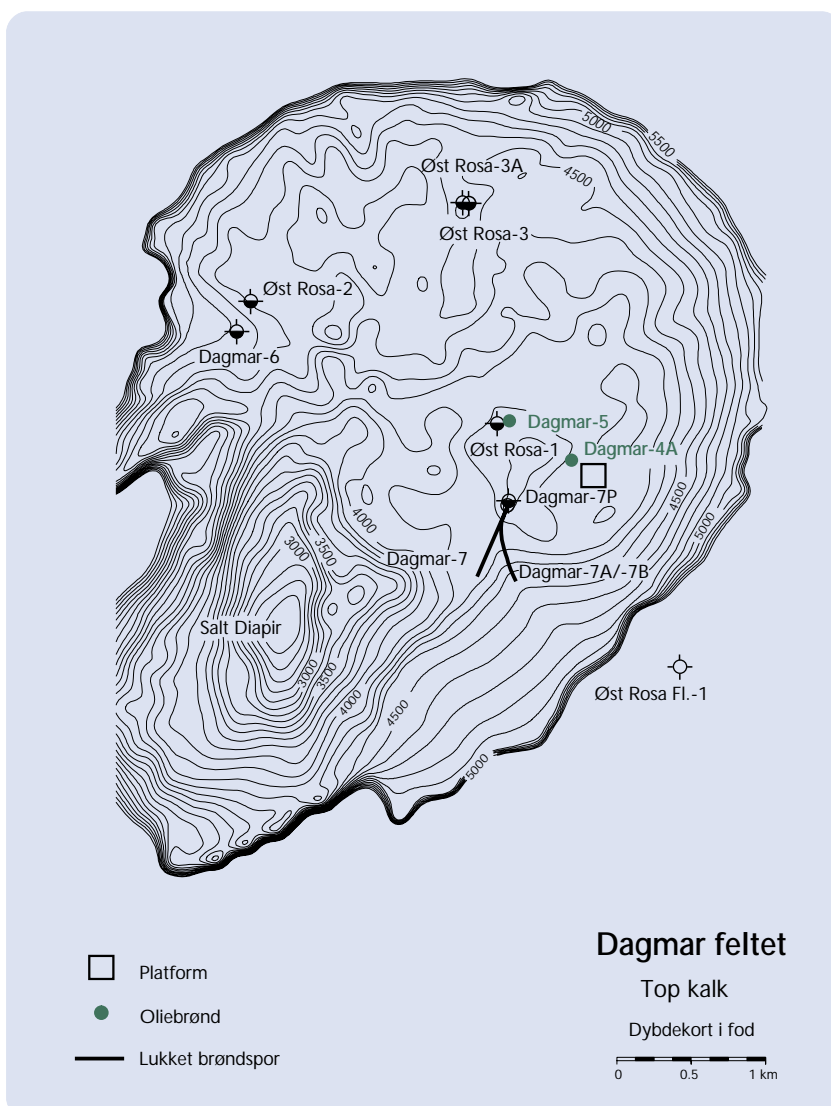
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, der ligger tættest på havbunden. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være 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:	60
Vandinjek. brønde:	44
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	121 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

## Reserver

## pr. 1.1.2003:

Olie:	54,6 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	6,9 mia. Nm <sup>3</sup>

## Akk. produktion

## pr. 1.1.2003:

Olie:	63,55 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	18,31 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	33,50 mio. m <sup>3</sup>

## Akk. injektion

## pr. 1.1.2003:

Vand:	107,95 mio. m <sup>3</sup>
-------	----------------------------

## Produktion i 2002:

Olie:	6,32 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,95 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	6,35 mio. m <sup>3</sup>

## Injektion i 2002:

Vand:	16,10 mio. m <sup>3</sup>
-------	---------------------------

## Akk. investeringer

## pr. 1.1.2003:

2002-priser	21,1 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, og senere er der etableret højrateinjektion i store dele af feltet. Det høje tryk, som anvendes ved injektion, bevirker, at vandet sprækker kalken op og fordeler sig langt ud i reservoirret. Ved de store mængder injiceret vand opnås en hurtig stabilisering og efterfølgende opbygning af reservoirrets tryk i oliezone. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle så stor en del som muligt af reservoirret med vand.

Desuden foretages produktion fra Dan feltets vestlige flankeområde. Indvindingen foregår også her med vandinjektion.

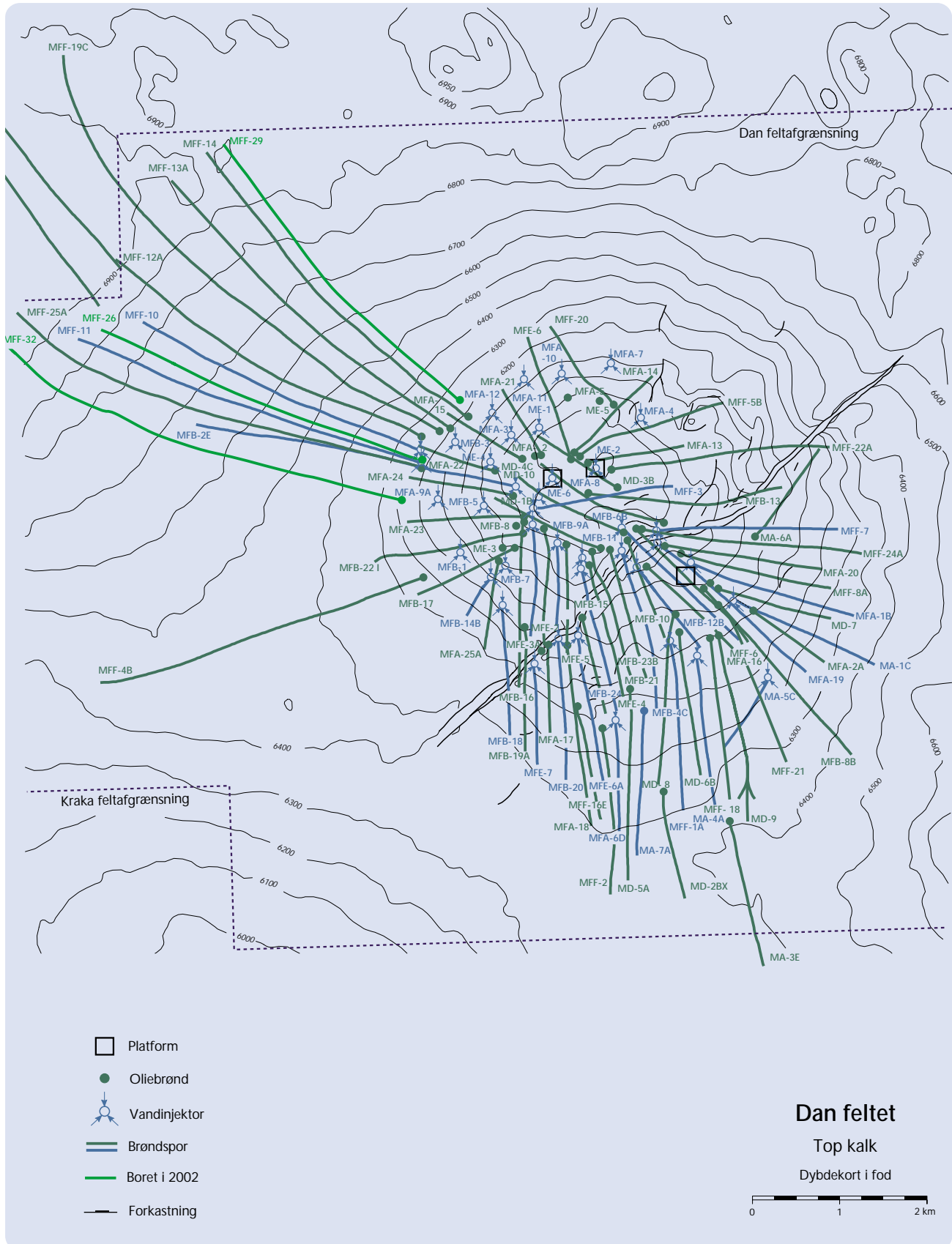
## ANLÆG

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. Desuden modtages gasproduktionen fra Halfdan feltet. Anlæggene på Dan forsyner desuden Halfdan feltet med injektionsvand.

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 5 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:	35
Gasinjek. brønde:	2
Vandinjek. brønde:	14
Vanddybde:	39 m
Feltafgrænsning:	33 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
<b>Reserver</b> pr. 1.1.2003:	
Olie:	11,2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,1 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. produktion</b> pr. 1.1.2003:	
Olie:	45,11 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	5,92 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	30,10 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. injektion</b> pr. 1.1.2003:	
Gas:	8,15 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	74,87 mio. m <sup>3</sup>
<b>Produktion i 2002:</b>	
Olie:	2,89 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	0,48 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	4,02 mio. m <sup>3</sup>
<b>Injektion i 2002:</b>	
Gas:	0,01 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	8,17 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. investeringer</b> pr. 1.1.2003:	
2002-priser	10,8 mia. kr.

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene delvis over en salthorst. En nordsydgående 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 vandinjektion til hele feltet. Der injiceres vand i vand- og olie-zonerne på feltet.

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 stig-rørs- og pumpeplatform Gorm E (ejet af DONG Olierør A/S) samt en kombineret indvindings-, behandlings- og pumpeplatform Gorm F.

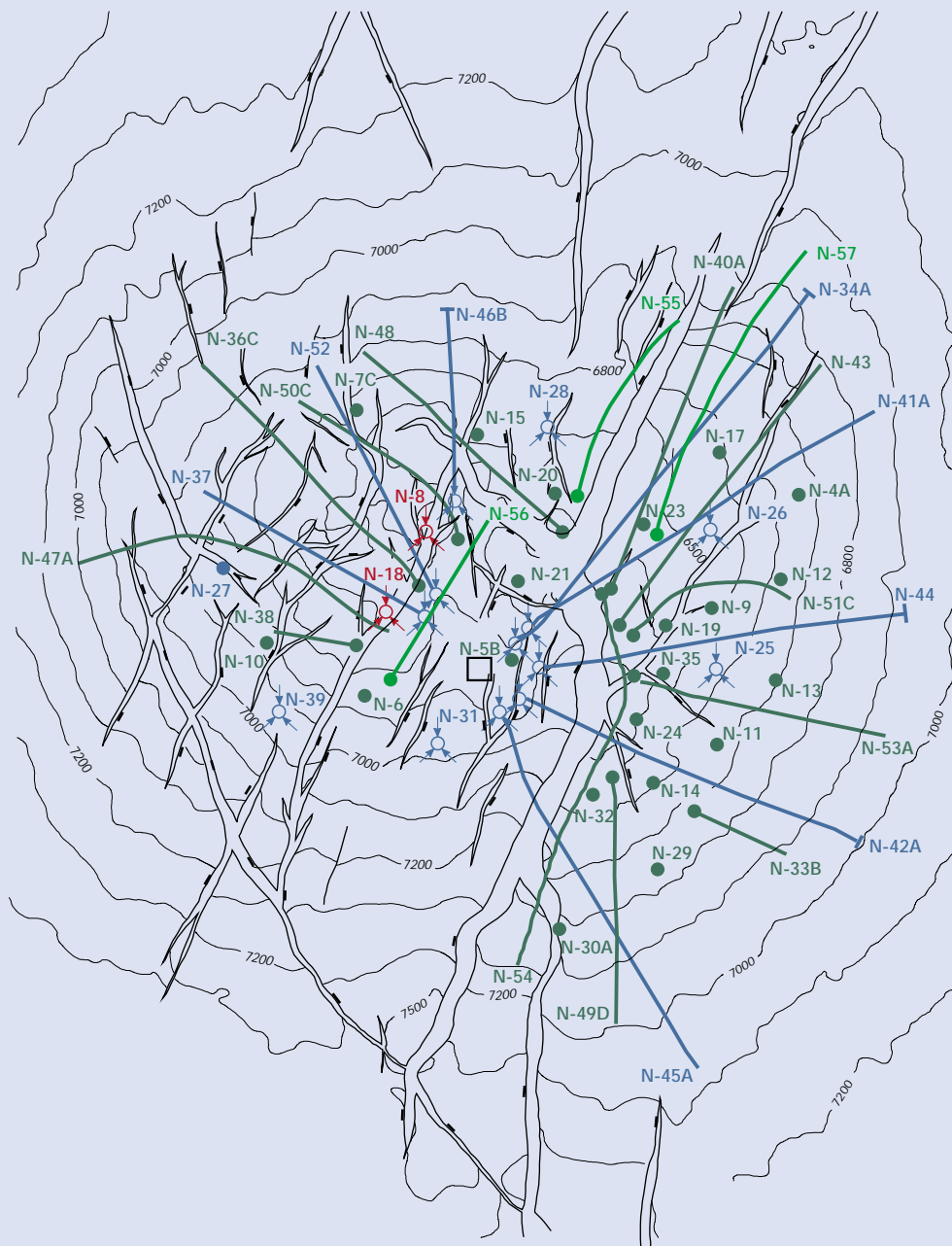
På Gorm modtages produktionen fra satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Desuden modtages væskeproduktionen fra Halfdan feltet. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Den producerede gas sendes til Tyra Øst. Den stabiliserede olie fra behandlingsanlæggene på samtlige DUC's anlæg bliver ilandført via pumpeplatformen Gorm E.

Procesanlægget på Gorm C består af stabiliseringsanlæg for olie, hvor olien fra Rolf og Halfdan behandles samt anlæg 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 lavtryksskumpressor, som tillader, at brøndhovedtrykket på brøndene på Gorm og Skjold kan sænkes.

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

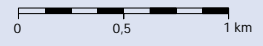


-  Platform
-  Oliebrønd
-  Vandinjektor
-  Gasinjektor
-  Brøndspor
-  Top kalk, anboret nedefra
-  Boret i 2002
-  Forkastning

### Gorm feltet

Top kalk

Dybdekort i fod



## HALFDAN FELTET

Tidligere navn:	Nana
Beliggenhed:	Blok 5505/13 og 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1999
I drift år:	2000
Produktionsbrønde:	23
Vandinjek. brønde:	9
Vanddybde:	43 m
Feltafgrænsning:	107 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
<b>Reserver pr. 1.1.2003:</b>	
Olie:	69,2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	7,1 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. produktion pr. 1.1.2003:</b>	
Olie:	8,03 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,50 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	1,16 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. injektion pr 1.1.2003:</b>	
Vand:	2,08 mio. m <sup>3</sup>
<b>Produktion i 2002:</b>	
Olie:	3,72 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,76 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,37 mio. m <sup>3</sup>
<b>Injektion i 2002:</b>	
Vand:	1,93 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. investeringer pr. 1.1.2003:</b>	
2002-priser	5,1 mia. kr.

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Halfdan forekomsten findes i en afgrænset lomme i kalklagene, der tidligere i geologisk tid udgjorde en strukturel fælde. På grund af senere bevægelser af reservoirlagene er strukturen gradvist forsvundet, og olien er begyndt at strømme mod sydøst i retning mod Dan feltet. Dette betyder, at strukturen i dag ikke fremgår af kort over kalkoverfladen, og at olien er i bevægelse. Den lave permeabilitet i reservoiret betyder dog, at forekomsten af olie og gas stadig findes. Denne fældetype er på dansk område alene set gældende for Halfdan feltet.

Den porøse uopsprækkede kalksten er analog til den vestlige flanke af Dan feltet. Den nordøstlige del af olieforekomsten er dækket af en gaskappe.

## PRODUKTIONSSTRATEGI

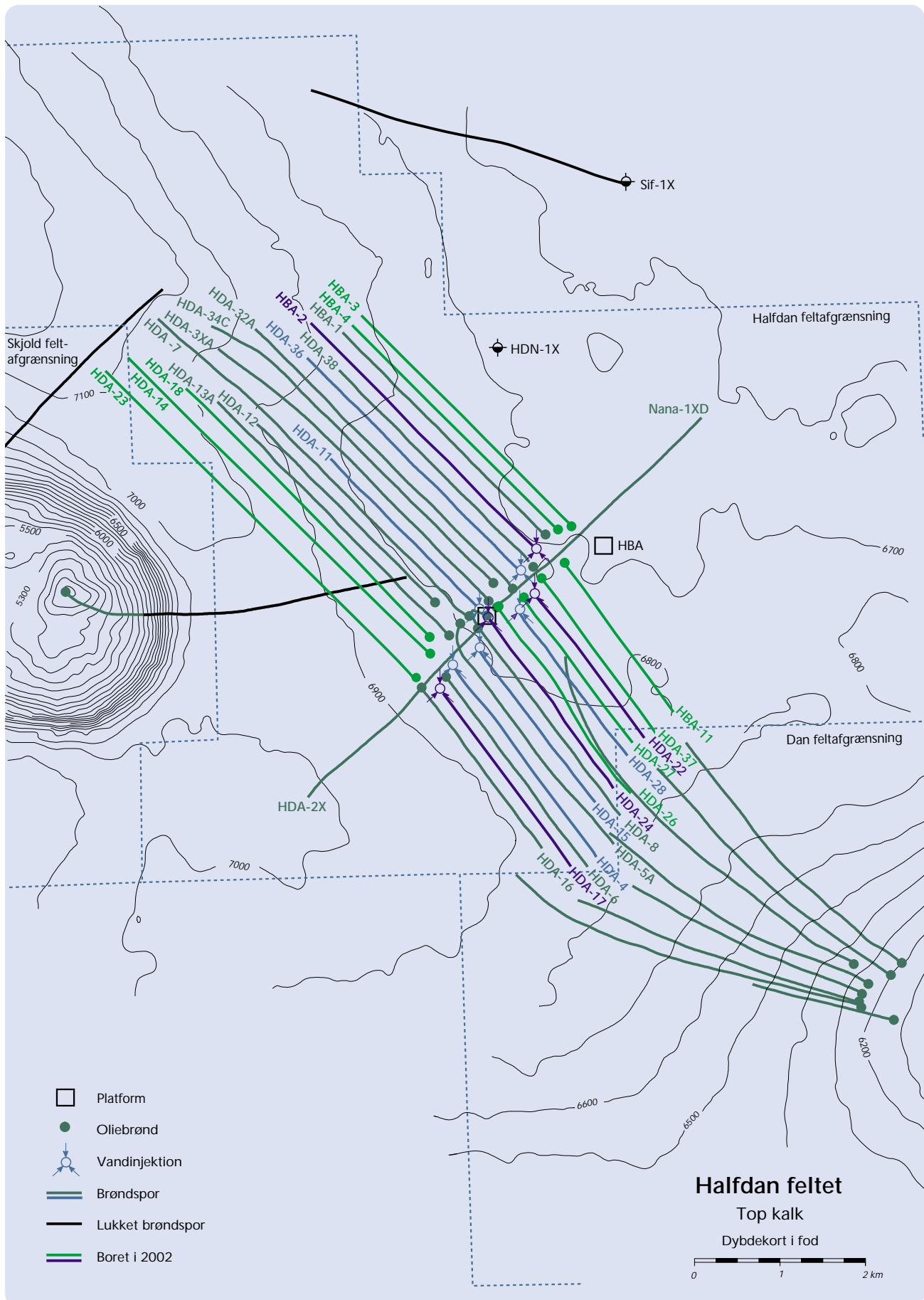
Indvindingen af olie og gas på feltet foregår med trykstøtte ved vandinjektion. Brøndmønstret består af parallelle brøndspor af skiftevis produktion- og injektionsbrønde med en afstand på ca. 180 meter. Injektionsbrøndene stimuleres med syre, hvorved meget store mængder vand kan injiceres.

Den meget regelmæssige placering af brøndene optimerer gennemskyningen af reservoiret, hvorved olieindvindingen øges.

## ANLÆG

På feltet er der placeret en indvindingsplatform HDA med minimale produktionsfaciliteter. Driften af indvindingsplatformen understøttes af en boreplatform. Produktionen separeres i en væskedel (olie og vand) og en gasdel. Væskedelen transporteres gennem rørledning til Gorm feltet, og gasdelen transporteres gennem rørledning til Dan feltet. På Gorm og Dan felterne færdigbehandles produktionen fra Halfdan feltet. Desuden modtages injektionsvand fra Dan feltet. Der er desuden placeret en brøndhovedplatform HBA ca. 2 km nordøst for HDA platformen. Som en midlertidig foranstaltning sendes produktionen fra HBA platformen efter separation via HDA platformen til henholdsvis Gorm og Dan for færdigbehandling.

I 2003 planlægges installationerne på HDA videreudbygget med et procesmodul indeholdende 3 fase-separation, og udstyr til vandbehandling og til behandling og komprimering af gas. Broforbundet med HDA platformen planlægges desuden installeret en beboelsesplatform HDB med plads til 32 mand samt en afbrændingsplatform HDC.



## 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:	2 (Lulu), 2 (Vest Lulu)
Vanddybde:	64 m
Feltafgrænsning:	56 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	Hhv. 2.700 og 3.650 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Lulu) Sandsten (Vest Lulu)
Geologisk alder:	Hhv. Danien/Øvre Kridt og Mellem Jura

Reserver  
pr. 1.1.2003:

Olie og kondensat:	2,0 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	6,4 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie og kondensat:	6,34 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	14,02 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,24 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 2002:

Olie og kondensat:	0,58 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2,02 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,08 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-priser	3,2 mia. kr.
-------------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Harald feltet består af to akkumulationer, Lulu (Harald Øst) og Vest Lulu (Harald Vest), med gas som det overvejende indhold.

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

Vest Lulu strukturen er en hældende jurassisk forkastningsblok. Sandstensreservoiret er af Mellem Jura alder. 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 produceres ved at lade gassen ekspandere suppleret med en moderat, naturlig vandtilstrømning i reservoiret.

Tilrettelæggelse af produktionen fra Harald 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 fra Tyra forekomsten. Øget produktion fra Harald tilgodeser derfor optimeringshensynene for Tyra.

## ANLÆG

Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B.

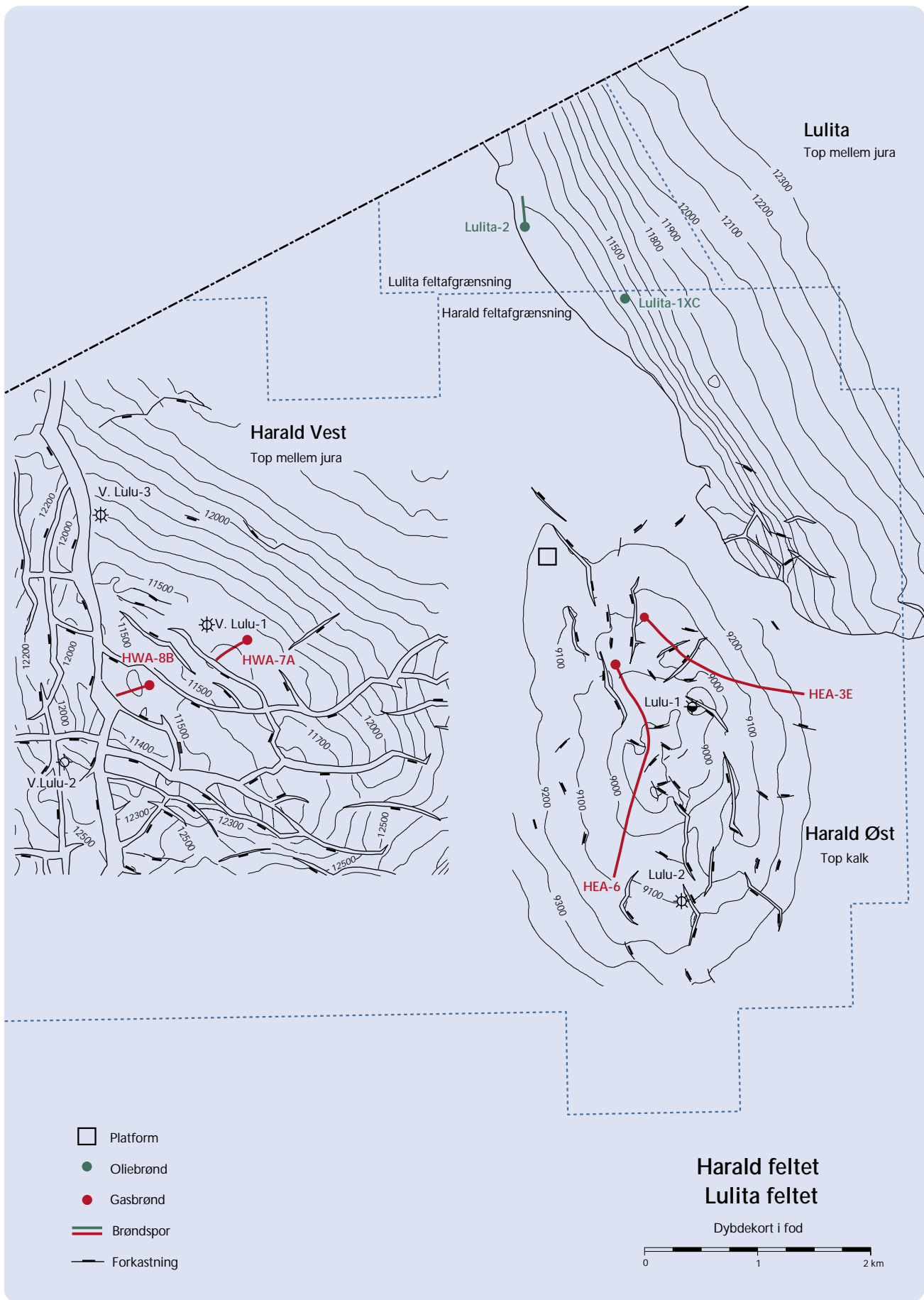
Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen.

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
Vanddybde:	45 m
Feltafgrænsning:	81 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver  
pr. 1.1.2003:

Olie:	1,6 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,2 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie:	3,83 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,22 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,96 mio. m <sup>3</sup>

Produktion i 2002:

Olie:	0,16 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,05 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,31 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-priser	1,4 mia. kr.
-------------	--------------

**GEOLOGISK KARAKTERISTIK**

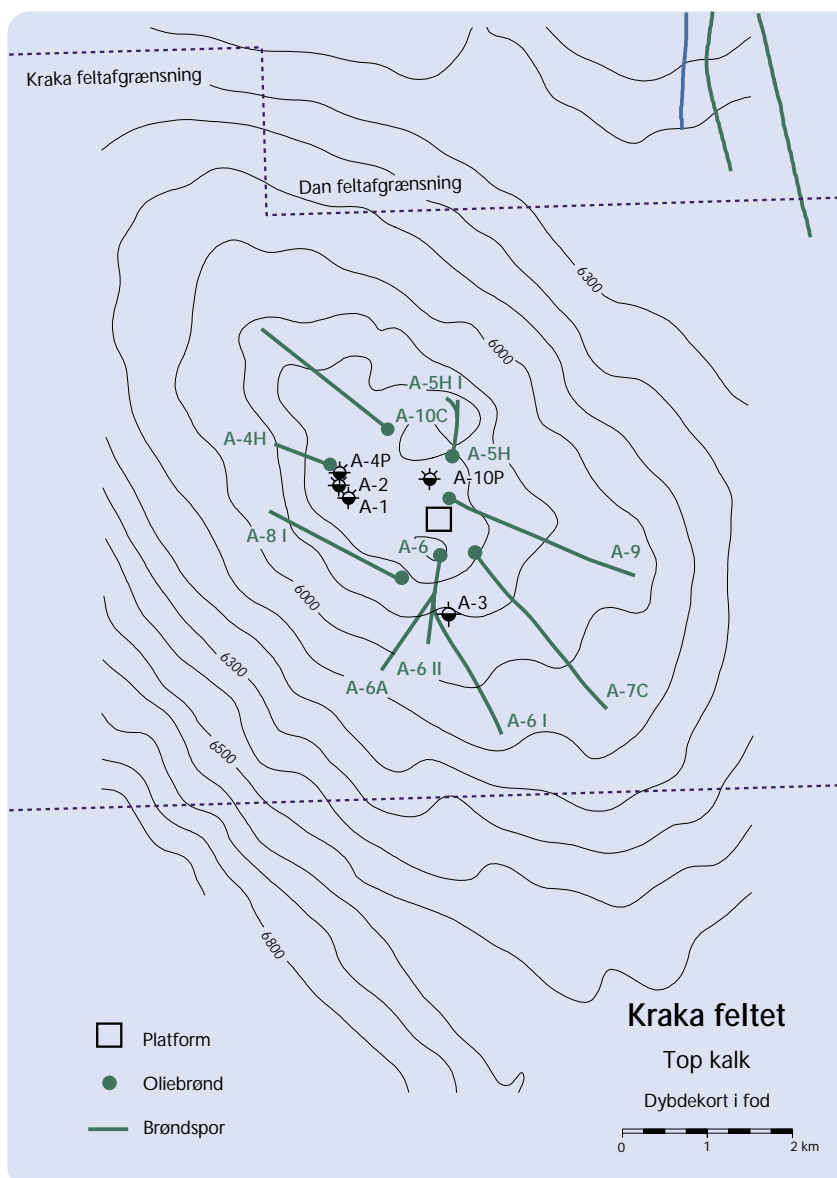
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezone er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

**PRODUKTIONSSTRATEGI**

Indvindingen af olie og gas foregår ved naturlig dræning, dvs. at der ikke tilføres reservoir 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. 1.1.2003:</b>	
Olie:	0,2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,1 mia. Nm <sup>3</sup>
<b>Akk. produktion pr. 1.1.2003:</b>	
Olie:	0,63 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,44 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,06 mio. m <sup>3</sup>
<b>Produktion i 2002:</b>	
Olie:	0,02 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,01 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,01 mio. m <sup>3</sup>
<b>Akk. investeringer pr. 1.1.2003:</b>	
2002-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.

## 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 også håndterer produktionen fra Lulita.

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" rørledning 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.

Kort over Lulita feltet findes 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
Feltafgrænsning:	20 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Zechstein

Reserver  
pr. 1.1.2003:

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

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie:	0,87 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,06 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,75 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 2002:

Olie:	0,02 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,00 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,26 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-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.

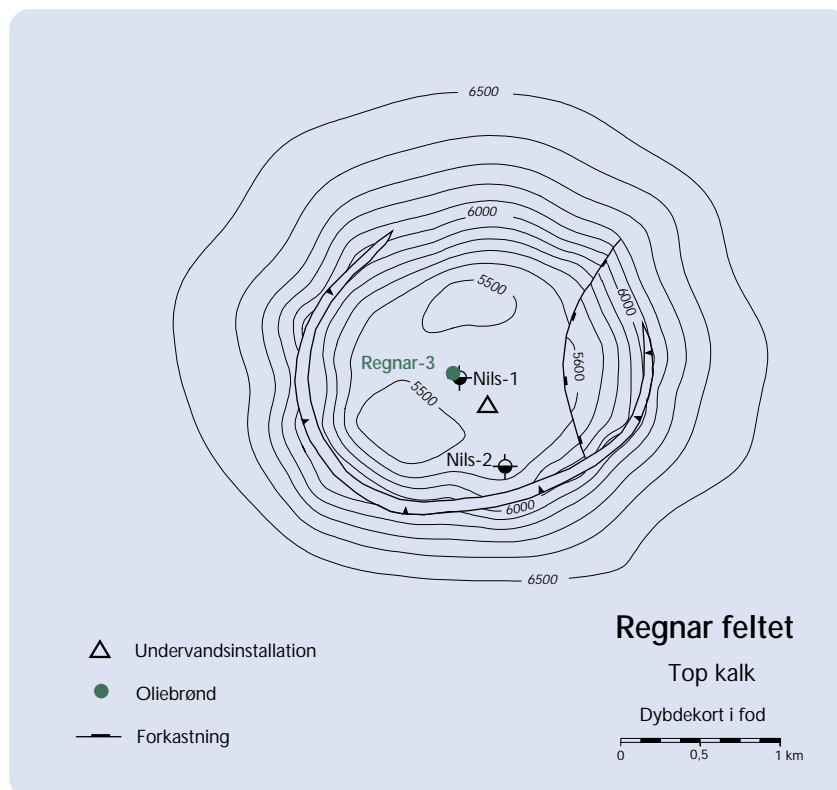
## PRODUKTIONSSTRATEGI

Regnar produceres fra en lodret brønd placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod produktionsbrønden af indstrømmende vand fra vandzonen. Målet for indvindingen 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 undervandsinstallation. 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:	4
Vanddybde:	46 m
Feltafgrænsning:	41 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.025 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

## Reserver

pr. 1.1.2003:

Olie og kondensat:	0,9 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	6,7 mia. Nm <sup>3</sup>

## Akk. produktion

pr. 1.1.2003:

Olie og kondensat:	2,11 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	10,16 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	1,46 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 2002:

Olie og kondensat:	0,18 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,05 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,30 mio. m <sup>3</sup>

## Akk. investeringer

pr. 1.1.2003:

2002-priser	0,6 mia. kr.
-------------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

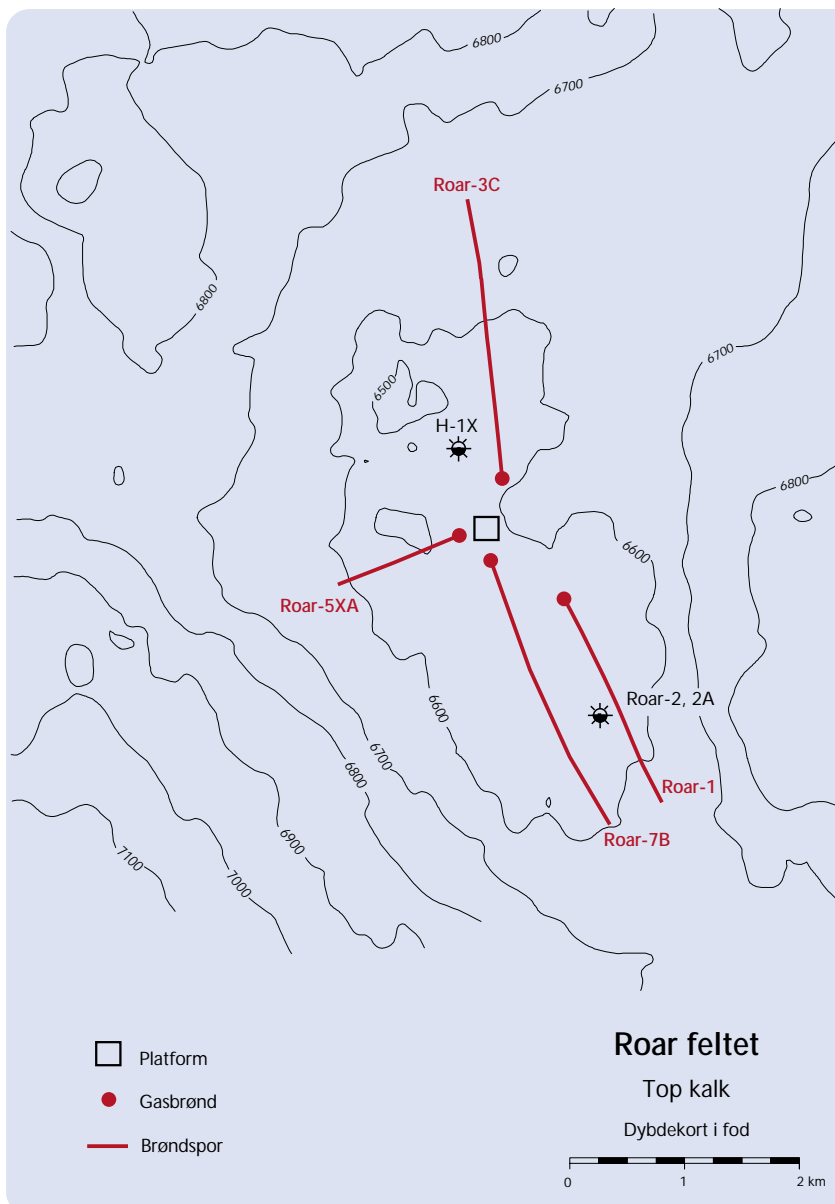
Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. Reservoiret er kun opsprækket i mindre grad.

## 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 fra Tyra forekomsten. 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. 1.1.2003:

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

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie:	3,91 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,17 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	4,44 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 2002:

Olie:	0,05 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,00 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,17 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-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.

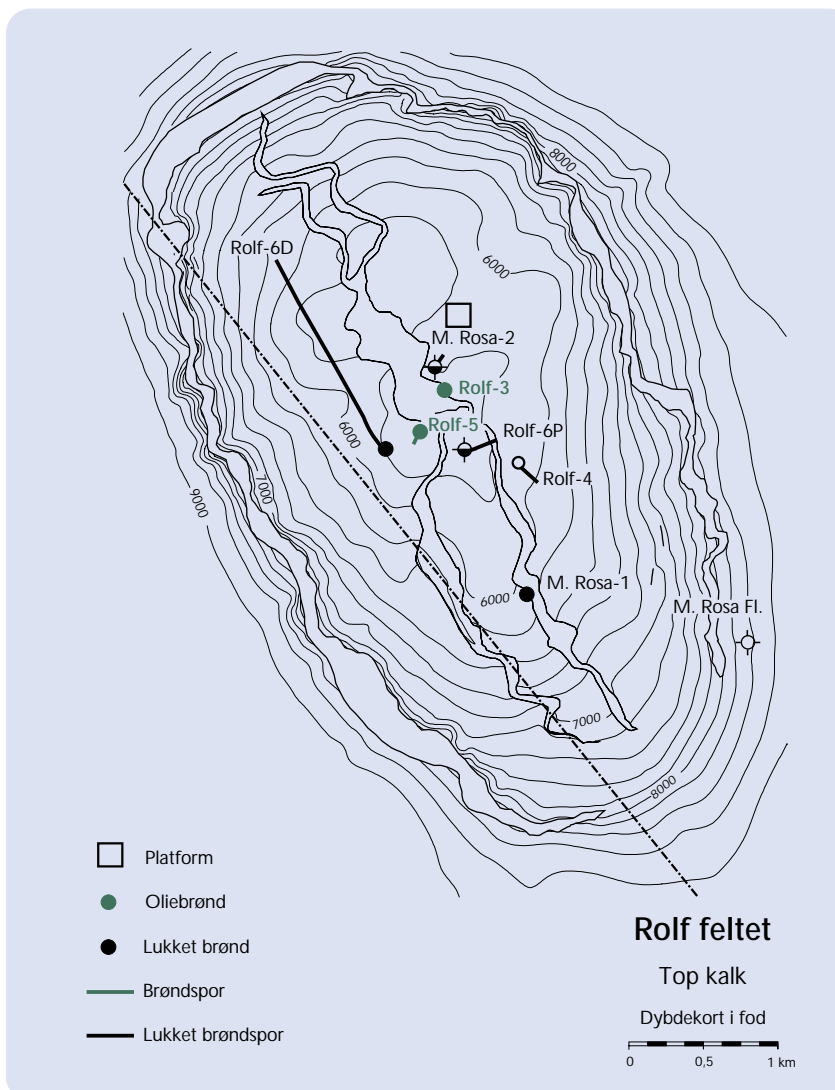
## PRODUKTIONSSTRATEGI

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 volumennemæssigt 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 el og løftegas fra Gorm.



## SIRI FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/20
Tilladelse:	6/95
Operatør:	Statoil Efterforskning og Produktion A/S til 31.7.02 DONG Efterforskning og Produktion A/S fra 1.8.02
Fundet år:	1995
I drift år:	1999
Produktionsbrønde:	6
Injektionsbrønde vand og gas:	2
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	42 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.060 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn

Reserver  
pr. 1.1.2003:

Olie:	3,7 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,0 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie:	6,96 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	0,18 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	7,98 mio. m <sup>3</sup>

Akk. injektion  
pr. 1.1.2003:

Gas:	0,49 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	14,07 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 2002:

Olie:	1,49 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	0,03 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	3,04 mio. m <sup>3</sup>

## Injektion i 2002:

Gas:	0,13 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	4,51 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-priser	3,6 mia. kr.
-------------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

## PRODUKTIONSSTRATEGI

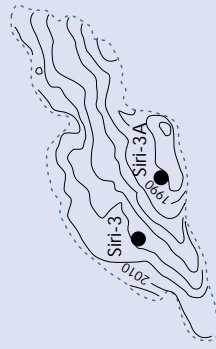
Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand og gas. Reservoirtrykket forsøges opretholdt nær det oprindelige tryk, og de injicerede mængder vand afbalanceres med den væskemængde, der produceres fra reservoiret.

## ANLÆG

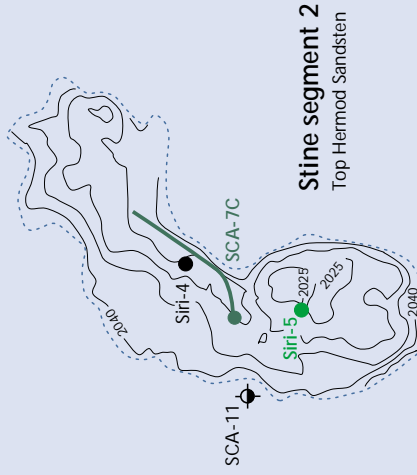
Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for produktionen. Desuden er der udstyr til samtidig injektion af gas og vand.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på 50.000 m<sup>3</sup>. Når tanken er fuld, overføres olien via en lastebøje til et tankskib.

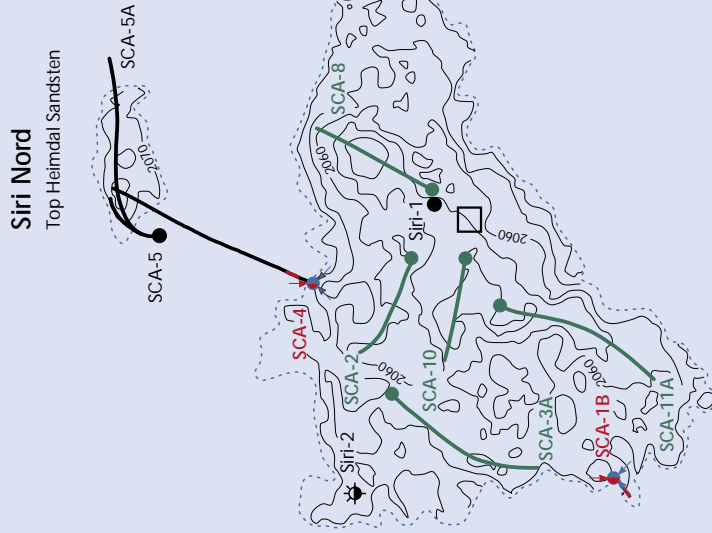
På Siri er der indkvartering for 60 personer.



**Stine segment 1**  
Top Hermod Sandsten



**Stine segment 2**  
Top Hermod Sandsten



- Platform
- Oliebørnd
- Gas- og vandinjektor
- Lukket børnd
- Børndspor
- Lukket børndspor
- Boret i 2002

**Siri feltet**





## 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:	21
Vandinjek.brønde:	7
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	33 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

## Reserver

## pr. 1.1.2003:

Olie:	10,9 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	1,0 mia. Nm <sup>3</sup>

## Akk. produktion

## pr. 1.1.2003:

Olie:	33,98 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2,93 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	27,63 mio. m <sup>3</sup>

## Akk. injektion

## pr. 1.1.2003:

Vand:	67,17 mio. m <sup>3</sup>
-------	---------------------------

## Produktion i 2002:

Olie:	1,66 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,12 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	3,01 mio. m <sup>3</sup>

## Injektion i 2002:

Vand:	6,41 mio. m <sup>3</sup>
-------	--------------------------

## Akk. investeringer

## pr. 1.1.2003:

2002-priser	4,8 mia. kr.
-------------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Randen af strukturen er hovedsagelig afgrænset af 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.

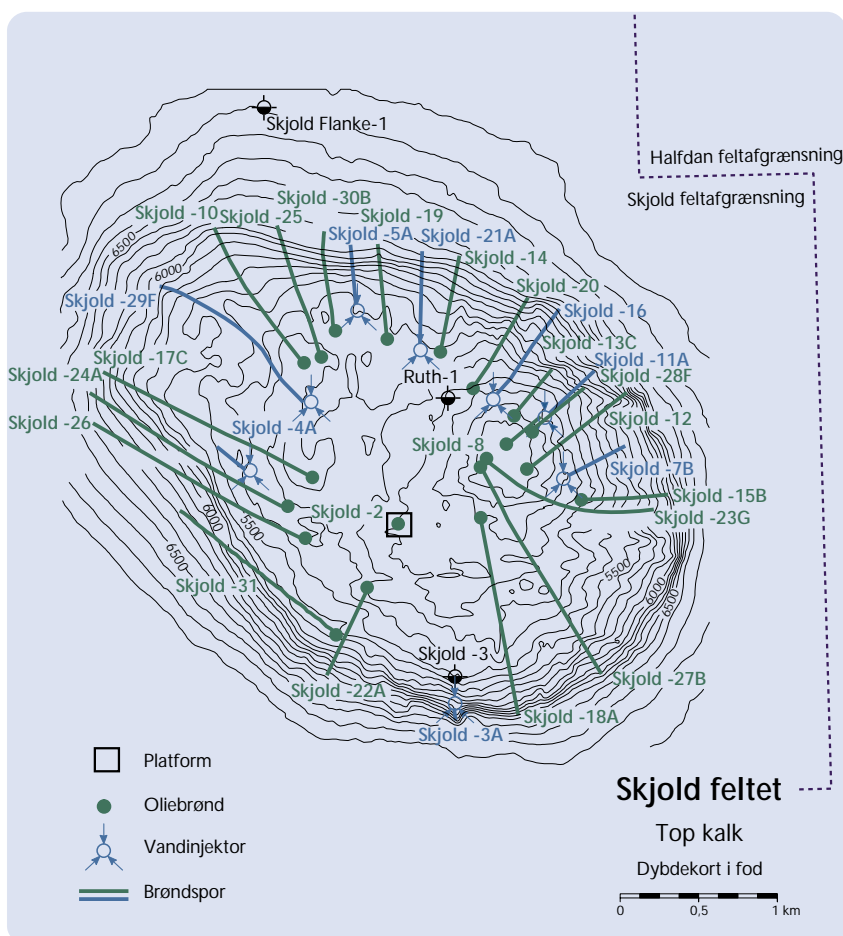
## PRODUKTIONSSTRATEGI

I de første år efter produktionsstart blev olien produceret fra 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. 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 for behandling. 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:	4
Vanddybde:	65 m
Feltafgrænsning:	48 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver  
pr. 1.1.2003:

Olie:	1,4 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,2 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie:	4,78 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,57 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	4,33 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 2002:

Olie:	0,46 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,06 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	1,10 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-priser	1,1 mia. kr.
-------------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

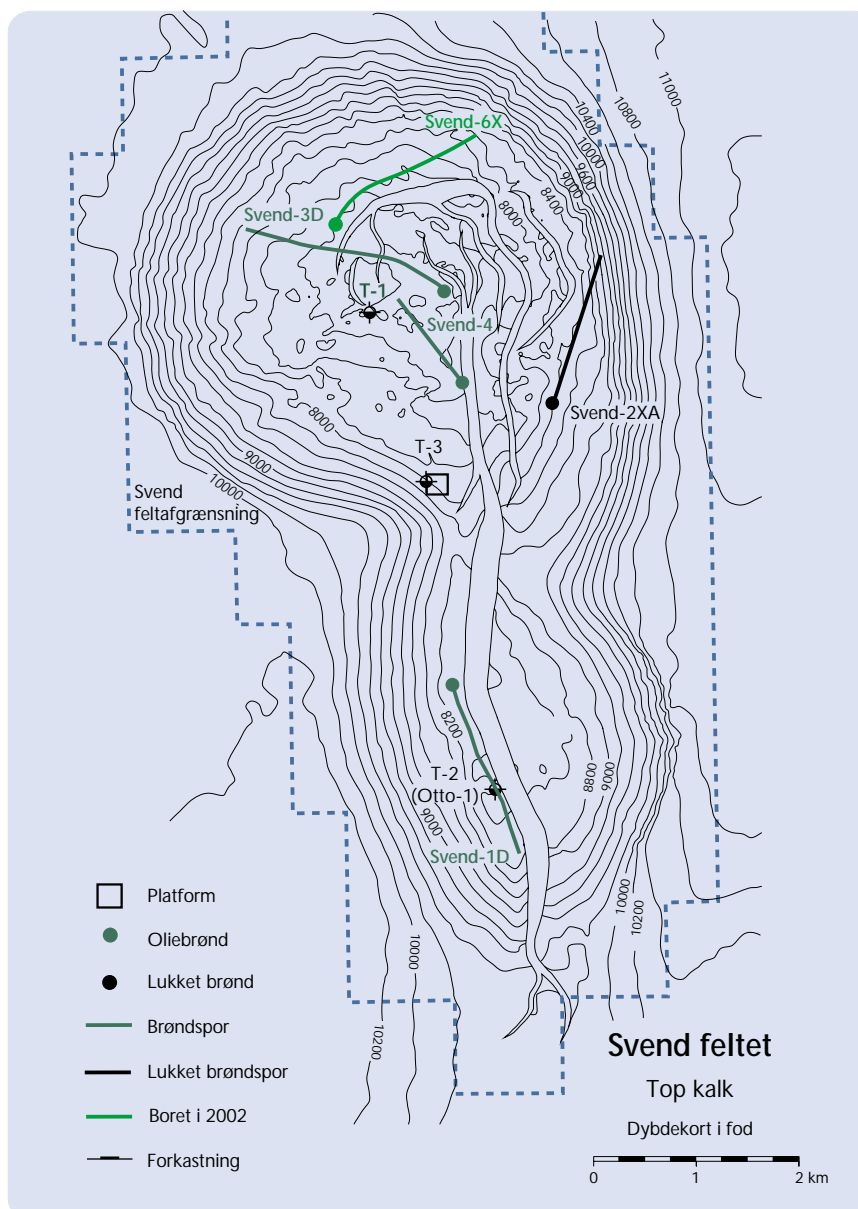
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Dette har forårsaget opsprækning af reservoirkalken og en opdeling af feltet i en vestlig og en østlig del adskilt af en større forkastning. Den nordlige del af Svend feltet er beliggende ca. 250 meter højere end den sydlige. Reservoiret i den nordlige del har vist usædvanlig gode produktionsegenskaber.

## PRODUKTIONSSTRATEGI

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

## 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 ApS
Fundet år:	1969
I drift år:	1999

Produktionsbrønde:	8
Vandinjek.brønde:	5
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	93 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Nedre Kridt

Reserver  
pr. 1.1.2003:

Olie:	24,4 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	7,9 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie:	7,66 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	2,34 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,58 mio. m <sup>3</sup>

Akk. injektion  
pr. 1.1.2003:

Vand:	6,43 mio. m <sup>3</sup>
-------	--------------------------

## Produktion i 2002:

Olie:	2,31 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,68 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,39 mio. m <sup>3</sup>

## Injektion i 2002:

Vand:	4,40 mio. m <sup>3</sup>
-------	--------------------------

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-priser	6,7 mia. kr.
-------------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Syd Arne strukturen er fremkommet ved en kraftig ophvælvning af kalklagene (af såvel Danien/Øvre Kridt som Nedre Kridt), hvilket har forårsaget opsprækning af kalken. Strukturen indeholder olie med et forholdsvis højt indhold af gas. Feltet er det dybestliggende kalkfelt i Danmark.

## PRODUKTIONSSTRATEGI

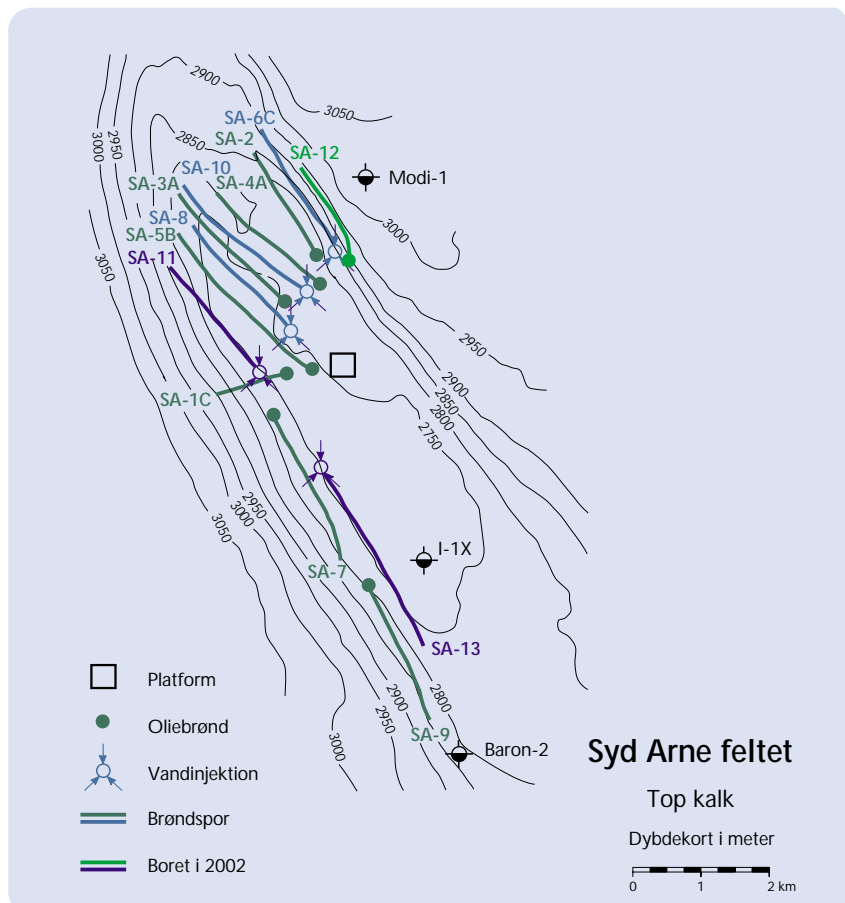
Indvindingen af olie og gas foregik i den første fase af udbygningen ved naturlig indvinding, dvs. uden at der blev tilført reservoiret energi ved injektion af gas eller vand. Brønde har gode produktionsegenskaber. Efterfølgende er der blevet etableret trykstøtte ved injektion af havvand.

## 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. For at modvirke udfældning af svært opløselige salte i og omkring injektionsbrønde, er der behandlingsanlæg for injektionsvandet, hvor sulfat-ioner fjernes fra havvandet inden det injiceres.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000 m<sup>3</sup>. Når tanken er fuld overføres olien via en lastebøje til et tankskib. Gassen føres gennem en gasrørledning til Nybro på den jyske vestkyst.

På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer.



## 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:	42
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

## Reserver

## pr. 1.1.2003:

Olie og kondensat:	6,2 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	27,1 mia. Nm <sup>3</sup>

## Akk. produktion

## pr. 1.1.2003:

Olie og kondensat:	20,19 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	33,21 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	22,28 mio. m <sup>3</sup>

## Akk. injektion

## pr. 1.1.2003:

Gas:	28,70 mia. Nm <sup>3</sup>
------	----------------------------

## Produktion i 2002:

Olie og kondensat:	0,80 mio. m <sup>3</sup>
Nettogas:	1,41 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	2,37 mio. m <sup>3</sup>

## Injektion i 2002:

Gas	2,54 mia. Nm <sup>3</sup>
-----	---------------------------

## Akk. investeringer

## pr. 1.1.2003:

2002-priser	22,6 mia. kr.
-------------	---------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af kondensatholdig, fri gas med en tynd underliggende oliezone. 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 feltet.

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. Overskydende gasproduktion reinjiceres i Tyra feltet for derved at øge indvindingen af flydende kulbrinter.

## 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.

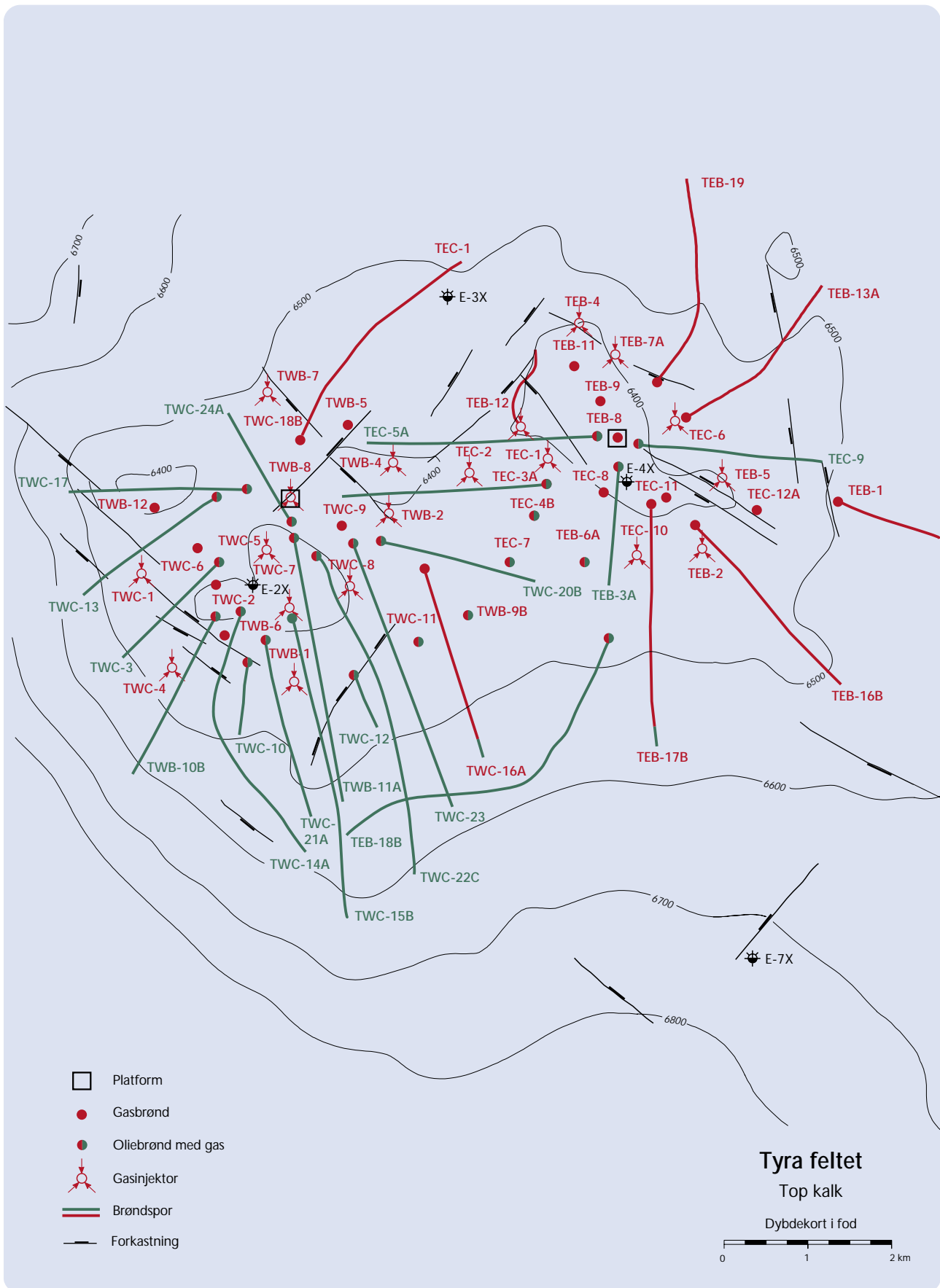
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR jacket TEF.

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

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

Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra feltet og dets satellitfelter ilandføres via Gorm E, mens gasproduktionen sammen med produktionen fra 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.



## TYRA SYDØST FELTET

Beliggenhed:	Blok 5504/12
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1991
I drift år:	2002

Produktionsbrønde:	5
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	113 km <sup>2</sup>
Reservoirdybde:	2050 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver  
pr. 1.1.2003:

Olie:	2,5 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	8,6 mia. Nm <sup>3</sup>

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie:	0,49 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,45 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,21 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 2002:

Olie:	0,49 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,45 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,21 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-priser	1,0 mia. kr.
-------------	--------------

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Tyra Sydøst strukturen er fremkommet ved svag ophvælvning af Øvre Kridt kalklagene. Strukturen er opdelt i to blokke adskilt af en NØ-SV gående forkastningszone, og adskiller sig fra Tyra feltet ved at have mindre relief. Strukturen er en del af den større NV-SØ gående ophvælvningszone som også omfatter Roar, Tyra og Igor felterne.

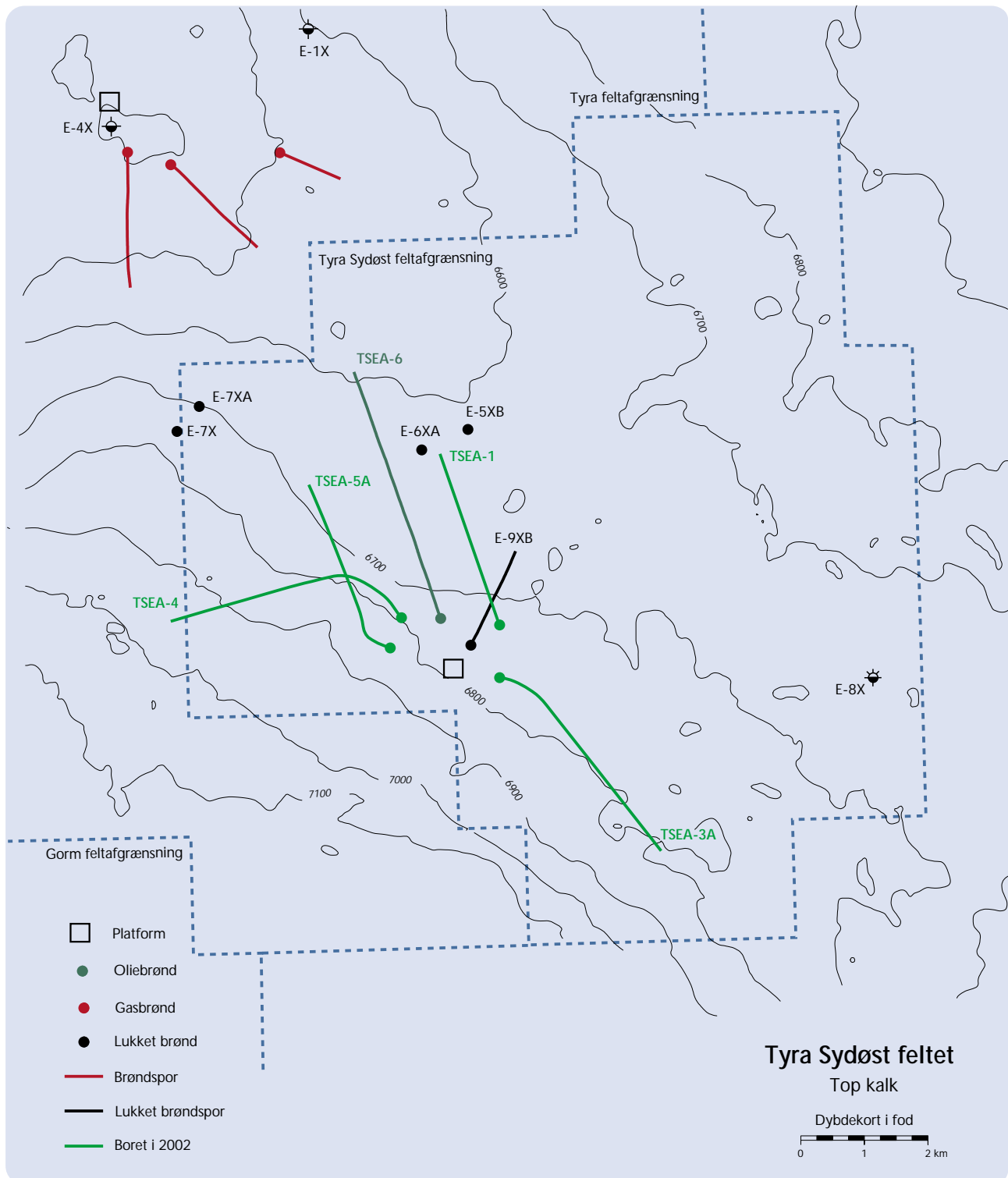
Tyra Sydøst feltet indeholder fri gas med en underliggende oliezone i den sydøstlige del.

## PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår på Tyra Sydøst ved naturlig dræning.

## ANLÆG

Tyra Sydøst feltet 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.



## 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:	6
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	96 km <sup>2</sup>

Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt

Reserver  
pr. 1.1.2003:

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

Akk. produktion  
pr. 1.1.2003:

Olie:	1,64 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,67 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,73 mio. m <sup>3</sup>

## Produktion i 2002:

Olie:	0,35 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	0,11 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	0,29 mio. m <sup>3</sup>

Akk. investeringer  
pr. 1.1.2003:

2002-priser	1,6 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. Der er påvist olie og gas i lag af Danien/Øvre Kridt alder, samt påvist betydelige tilstedeværende oliemængder i kalkstenslag af Nedre Kridt alder. Medens reservoirkvaliteten i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, udviser de meget lavpermeable lag i Nedre Kridt meget vanskelige produktionsegenskaber.

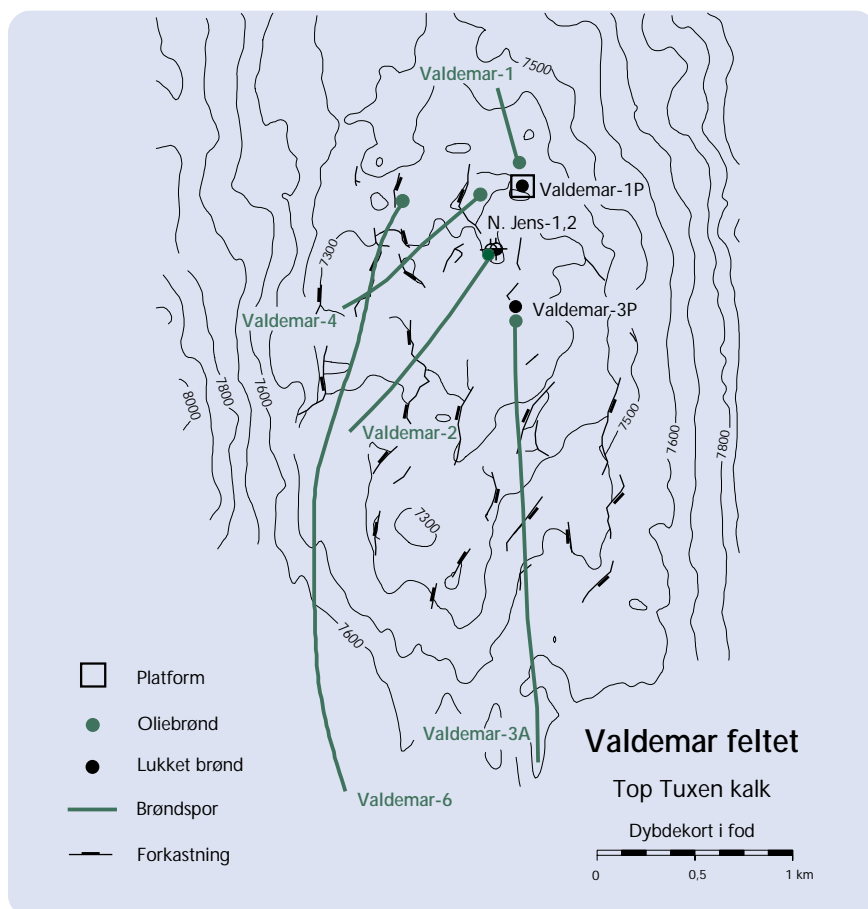
Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding.

## PRODUKTIONSSTRATEGI

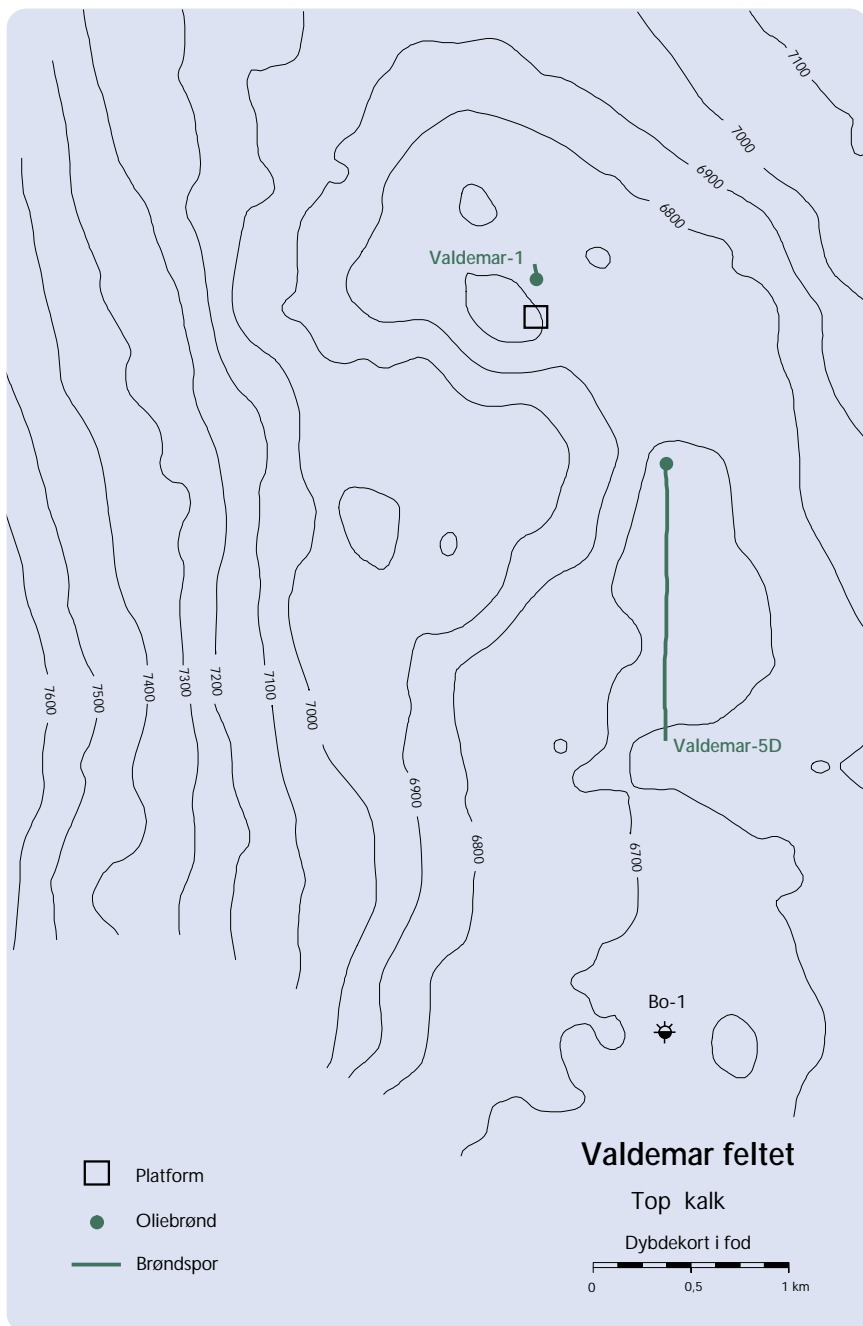
Udviklingen af indvindingsteknikken med lange vandrette brønde med sandfyldte, kunstige sprækker har gjort det muligt at indvinde olie kommercielt fra Nedre Kridt. Desuden foregår der indvinding fra Danien/Øvre Kridt.

## 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>	Statens indtægter mio.kr.
1972	105	29	30	3,0	7,0	6,6	-3,2	-
1973	9	31	28	4,6	6,1	9,4	-4,0	1
1974	38	57	83	11,6	6,1	15,2	-9,2	1
1975	139	62	76	12,3	5,8	9,7	-8,5	2
1976	372	70	118	12,9	6,1	9,0	-9,5	4
1977	64	85	114	14,0	6,0	11,1	-10,4	5
1978	71	120	176	14,1	5,5	10,1	-9,5	21
1979	387	143	55	20,4	5,3	9,6	-13,7	19
1980	956	163	78	37,5	5,6	12,3	-18,6	29
1981	1.651	320	201	37,4	7,1	11,7	-20,1	36
1982	3.884	534	257	34,0	8,4	10,2	-20,6	234
1983	3.554	544	566	30,5	9,1	6,9	-17,8	399
1984	1.598	1.237	1.211	28,2	10,4	6,3	18,3	488
1985	1.943	1.424	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6	1.289
1986	1.651	1.409	747	14,9	8,1	3,6	-7,3	1.399
1987	930	1.380	664	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	928	1.413	424	14,8	6,7	4,6	-3,7	568
1989	1.162	1.599	366	18,2	7,3	4,8	-3,2	1.024
1990	1.769	1.654	592	23,6	6,2	2,6	-2,7	2.089
1991	2.302	1.898	985	20,0	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.335	1.806	983	19,3	6,0	2,1	-0,4	1.911
1993	3.307	2.047	442	16,8	6,5	1,2	-1,7	1.811
1994	3.084	2.113	151	15,6	6,4	2,0	-0,5	2.053
1995	4.164	1.904	272	17,0	5,6	2,1	0,3	1.980
1996	4.257	2.094	470	21,1	5,8	2,1	0,4	2.465
1997	3.781	2.140	515	18,9	6,6	2,2	1,4	3.171
1998	5.306	2.037	406	12,8	6,7	1,9	0,9	3.129
1999	3.531	2.157	563	17,9	7,0	2,5	3,5	3.556
2000	3.100	2.816	627	28,5	8,1	2,9	14,9	8.724
2001	3.991	2.420	1.076	24,4	8,3	2,3	12,5	9.633
2002*	5.494	2.730	965	24,9	7,9	2,4	15,6	9.898

Årets priser

1) Inkl. Transportomkostninger

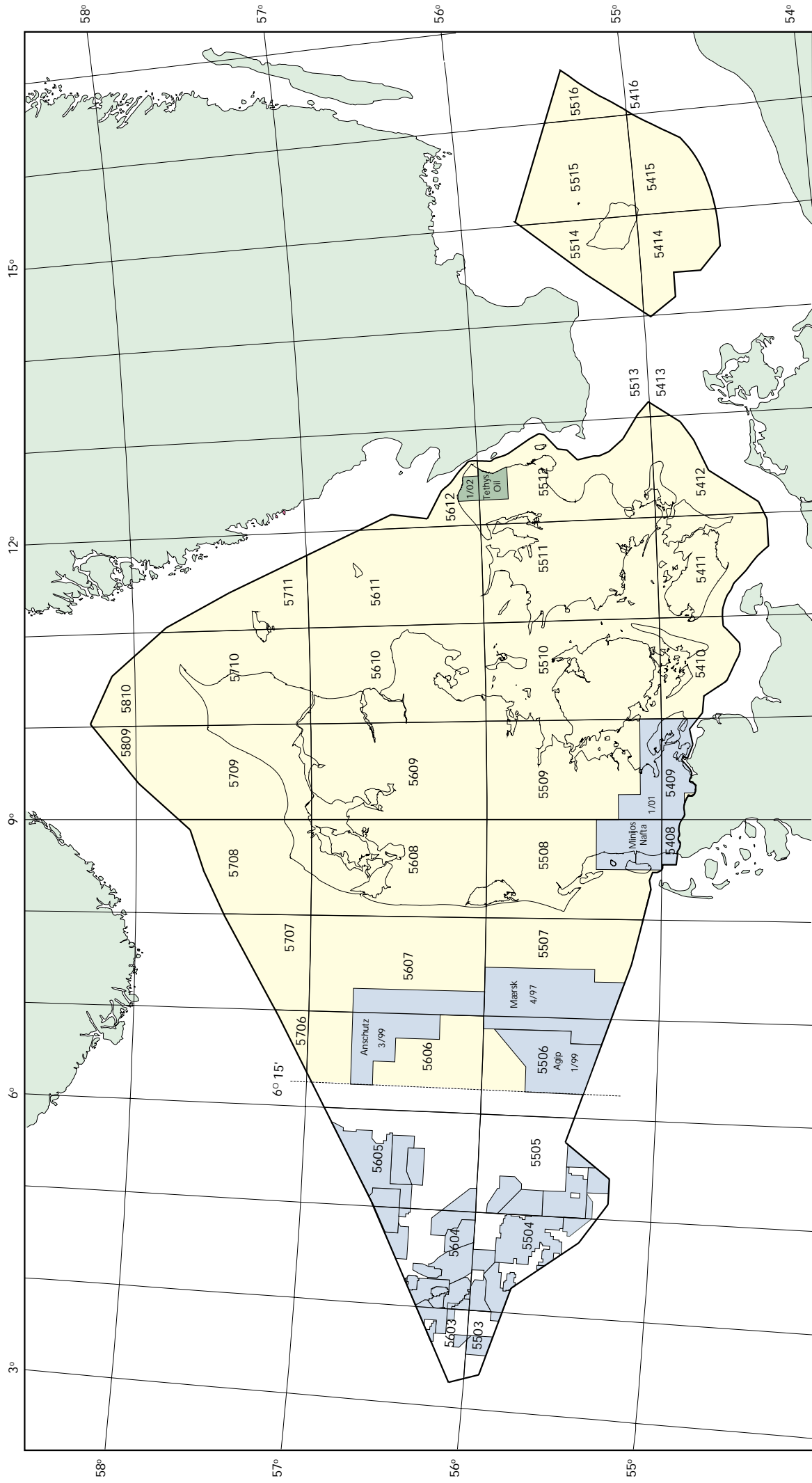
2) Brent råolie

3) Forbrugerpriser

4) Olieprodukter og naturgas

\*) Skøn

# Dansk koncessionsområde januar 2003



# Dansk koncessionsområde januar 2003

## Det vestlige område

