

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

2001-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 aspekter ved olie- og gasproduktionen.

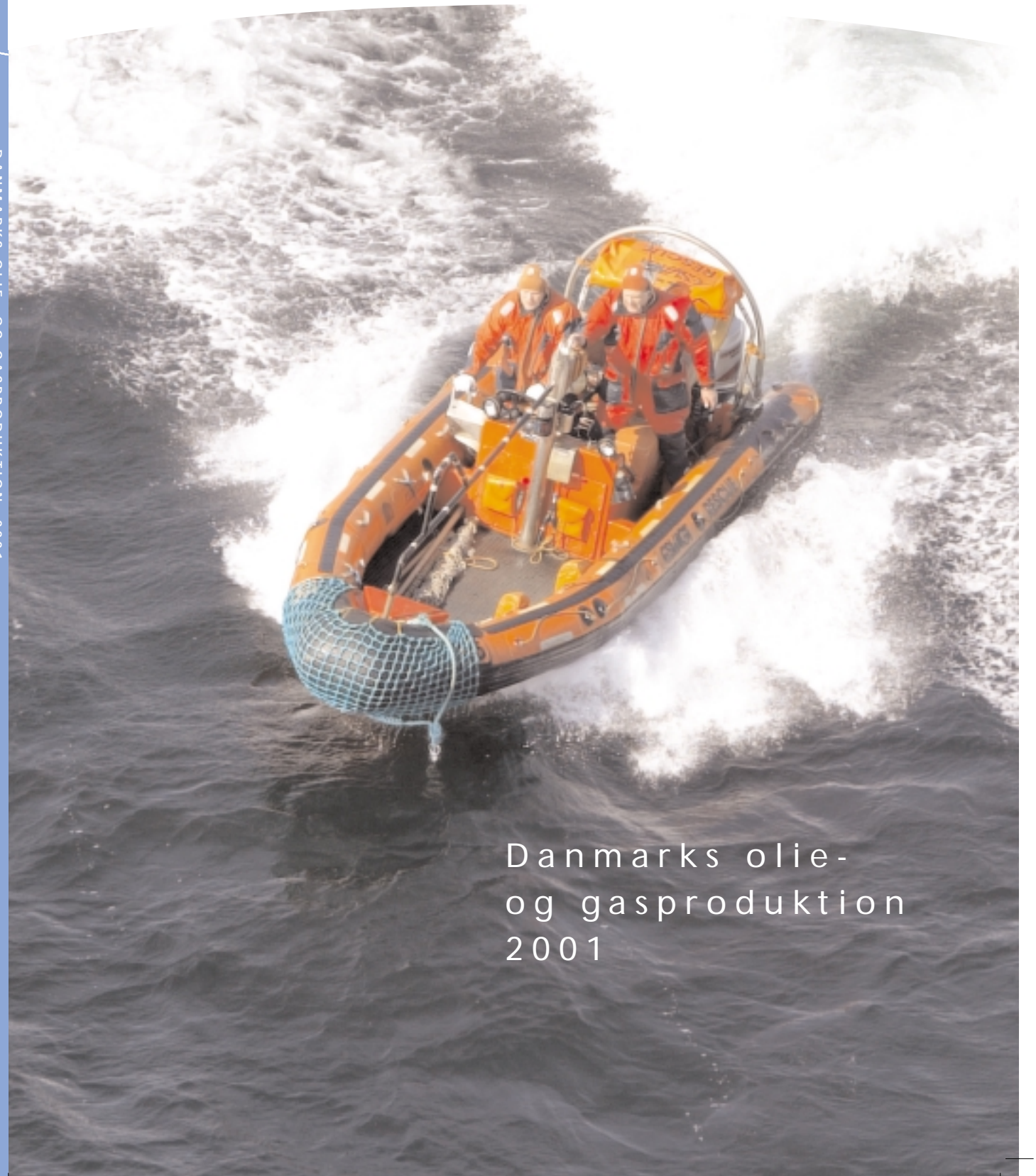
Herudover indeholder rapporten en opgørelse over de danske olie- og gasreserver samt et kapitel om olie- og gasproduktionens betydning for den danske økonomi.

Endelig omfatter rapporten et temaafsnit om den ulykke, der indtraf på Gorm feltet i 2001.

Rapporten kan fås ved direkte henvendelse til EnergiOplysningen på tlf. 70 21 80 10 eller findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

ISBN 87-7844-250-8

DANMARKS OLIE- OG GASPRODUKTION 2001



Danmarks olie-
og gasproduktion
2001

Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er en styrelse under Økonomi- og Erhvervsministeriet. Energistyrelsen beskæftiger sig med områderne produktion, forsyning og forbrug af energi og skal på statens vegne sikre, at energiidviklingen 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

Udgivet: Juni 2002
Oplag: 2200 eksemplarer

Forside: Fotos udlånt af Mærsk Olie og Gas AS

Redaktører: Helle Halberg og Lene Dalsgaard, Energistyrelsen
Illustrationer: 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 87-7844-250-8
ISSN 0907-2675



Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. ISBN 87-7844-251-6

FORORD

2001 blev et år præget af vækst og høj aktivitet inden for olie- og gassektoren i Danmark.

Olieselskaberne stod for en omfattende efterforskningsaktivitet på dansk område. Der blev udført seks efterforskningsboringer og ni vurderingsboringer. Glædeligvis resulterede to af efterforskningsboringerne i nye fund af olie.

Energistyrelsen har i 2001 godkendt otte udbygningsplaner for de eksisterende felter, som vil medføre samlede investeringer på ca. 10 mia. kr. over de kommende år. I 2001 har syv boreplatforme endvidere arbejdet med udførelse af nye boringer på de producerende felter, hvor der blev udført 29 indvindingsboringer. Det er det højeste antal boringer, der er gennemført på et år.

Den danske olie- og gasproduktion i Nordsøen er af overordentlig stor betydning for samfundet, og olie- og gasproduktionen sikrer staten væsentlige indtægter. Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2001 var over 30 mia. kr. Selv om værdien er lidt mindre end året før, er den forventede produktionsværdi i 2001 historisk set fortsat meget høj. Produktionen af olie og gas gavner også betalingsbalancen over for udlandet.

I 2001 var Danmark for femte år i træk selvforsynende med energi. Produktionen af olie og gas i Nordsøen er den væsentligste årsag hertil.

Året 2001 var alt i alt præget af en gunstig udvikling inden for efterforskning og produktion af olie og gas. De mange aktiviteter og de nye fund giver samlet grund til optimisme og forventning om, at udnyttelsen af ressourcerne i Nordsøen kan fortsætte mange år endnu og bidrage til øget vækst i Danmark.

København, maj 2002

Ib Larsen



Direktør

OMREGNINGSFAKTORER

Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder:

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

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

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

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

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 2001 angivet. Den nedre brændværdi er angivet.

SI præfikserne m (milli), k (kilo), M (mega), G (giga), T (tera) og P (peta) står for henholdsvis 10⁻³, 10³, 10⁶, 10⁹, 10¹² og 10¹⁵.

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. Tryk enhed, hvor 100 kPa = 1 bar.

Nm³ Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.

m³(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, malede Standard Oil deres tønder med et fastsat rumfang blå.

kg.mol kilogrammol; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet.

γ gamma; relativ vægtylde 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 ³ (st)	stb	6,293
	m ³ (st)	GJ	36,3
	m ³ (st)	t	0,86 ⁱ
Naturgas	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,040
	Nm ³	kg.mol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,0379
Rummål	m ³ (st)	kg.mol	0,0422932
	m ³	bbl	6,28981
	m ³	ft ³	35,31467
	US gallon	in ³	231*
	bbl	US gallon	42*
Energi	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
	FRA	TIL	KONVERTERING
Densitet	°API	kg/m ³	141364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)

*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.



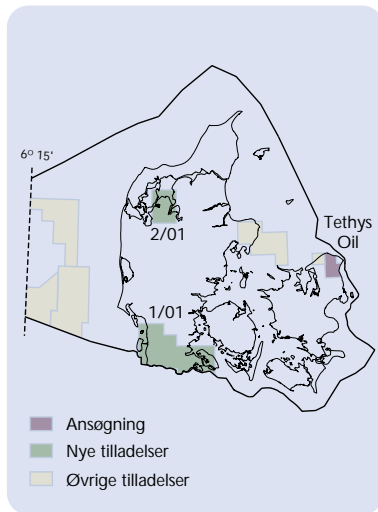
Forord	3
Omregningsfaktorer	4
1. Tilladelser	6
2. Efterforskning	9
3. Udbygning og produktion	15
4. Miljø	23
5. Sikkerhed og sundhed	27
6. Ulykke på Gorm feltet	33
7. Reserver	37
8. Økonomi	45
9. Love og bekendtgørelser	54

Bilag A	Tilladelser	57
Bilag B	Selskaber	62
Bilag C	Forundersøgelser 2001	65
Bilag D	Producerede og injicerede mængder	66
Bilag E	Felter i produktion	71
Bilag F	Kommende feltudbygninger	96
Bilag G	Økonomiske nøgletal	99

Koncessionskort

1. TILLADELSER

fig. 1.1 Nye Åben Dør tilladelser



NYE TILLADELSER

Der er ikke i 2001 afholdt udbudsrunde, men der blev den 5. marts 2001 givet to nye tilladelser under Åben Dør proceduren.

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

Tilladelse 1/01 vedrører et større område i Sønderjylland. De deltagende selskaber er UAB Minijos Nafta (operatør), Sterling Resources (UK) Ltd., Dansk Venture Olieefterforskning ApS samt DONG E&P A/S.

Den anden tilladelse, 2/01, omfatter et område ved Salling i Nordjylland. Selskaberne i denne tilladelse er Sterling Resources (UK) Ltd. (operatør), Dansk Efterforskningselskab ApS og DONG E&P A/S.

Områderne omfattet af de nye tilladelser er vist i figur 1.1. Selskabernes andele i tilladelserne fremgår af bilag A.

Arbejdsprogrammerne for Åben Dør tilladelserne er generelt fase-opdelte, således at rettighedshaverne ved begyndelsen af hver fase påtager sig yderligere arbejdsforpligtelser. På baggrund af de indledende arbejder har selskaberne i flere af de tidligere Åben Dør tilladelser valgt at fortsætte efterforskningen.

Siden etableringen af Åben Dør proceduren i 1997 er der givet i alt 11 tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter. Nogle af tilladelserne er imidlertid tilbageleveret igen, således at der ved udgangen af 2001 var seks aktive Åben Dør tilladelser.

Den 25. januar 2002 modtog Energistyrelsen en ansøgning om tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i et område i Nordsjælland, se figur 1.1. Ansøgeren er Tethys Oil AB, et svensk registreret selskab. Området, hvortil Tethys Oil ansøger om tilladelse, svarer næsten til tilladelsesområdet for tilladelse 5/97, som blev tilbageleveret i september 2001.

tabel 1.1 Forlængelser af tilladelser

Tilladelse	Indtil
7/89	20. dec. 2003
8/89	20. dec. 2003
10/89	20. dec. 2002
1/95	15. nov. 2001
2/95	20. dec. 2003
4/95	15. nov. 2002
6/95	15. nov. 2002
7/95	15. nov. 2002
8/95	15. maj 2003
9/95	15. maj 2002

ÆNDRINGER AF TILLADELSER

Forlængelser af tilladelser

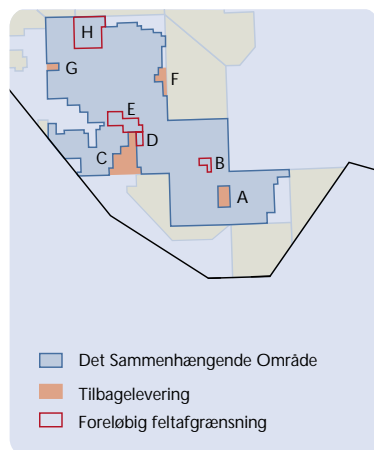
Energistyrelsen har i 2001 meddelt forlængelse af tilladelsesperioden for ti tilladelser, se tabel 1.1.

Det er en forudsætning for forlængelserne, at rettighedshaverne har forpligtet sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejder i de pågældende områder. Som nævnt neden for er tilladelse 1/95 efterfølgende ophørt i november 2001.

Godkendte overdragelser

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser af tilladelser og vilkårene herfor.

fig. 1.2 Tilbagelevering i Det Sammenhængende Område



I Åben Dør tilladelsen 4/99 overtog Northern Petroleum med virkning fra den 2. april 2001 en andel på 5% fra Odin Energi ApS, som før overdragelsen havde en andel på 20%.

Paladin Resources plc. overtog med virkning fra den 1. juli 2001 Enterprise Oil Denmark Ltd. og selskabets andele i tilladelse 6/95 og 7/98. Tilladelse 7/98 blev senere tilbageleveret i september 2001. Den 17. september 2001 ændrede Paladin navnet på Enterprise-selskabet til Paladin Oil Denmark Ltd.

I tilladelse 4/95 overtog DENERCO OIL A/S med virkning fra den 1. september 2001 en andel på 5% fra EWE AG, som herefter ikke længere er rettighedshaver på dansk område. Tilladelse 4/95 indeholder Nini fundet, som planlægges udbygget i 2002/2003.

Phillips Petroleum International Corporation Denmark overdrog med virkning fra den 31. december 2001 selskabets andel i tilladelse 6/95 til Paladin Oil Denmark Limited, DENERCO OIL A/S og DONG E&P A/S. De tre selskaber har hermed øget deres andele i Siri feltet med henholdsvis 5,2630%, 3,6185% og 3,6185%.

DENERCO OIL A/S overtog med virkning fra den 31. december 2001 aktiekapitalen i LD Energi A/S. Selskabet fortsætter som et af DENERCO OIL A/S ejet datterselskab under navnet DENERCO Petroleum A/S. Hermed har DENERCO Petroleum A/S overtaget LD Energi A/S's andele i tilladelse 7/86 (Amalie-delen), 7/86 (Lulita-delen), 1/90 og 16/98.

Sammensætningerne af selskabsgrupperne i alle tilladelser på dansk område fremgår af bilag A. På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes en tilsvarende oversigt, som løbende opdateres ved ændringer i sammensætningerne af grupperne.

Bilag B indeholder en oversigt over, hvilke felter og efterforskningsstilladelser de enkelte selskaber deltager i.

Delvise tilbageleveringer af områder

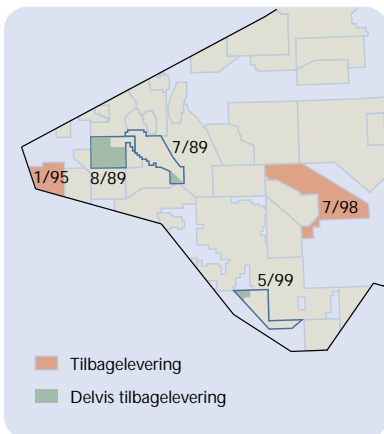
I Det Sammenhængende Område, som udgør en del af A.P. Møllers Eneretsbevilling af den 8. juli 1962, blev der i forbindelse med den delvise arealtilbagelevering pr. 1. januar 2000 foretaget en foreløbig maksimumafgrænsning af flere felter. Ifølge aftalen skal bevillingshaverne tilbagelevere områderne A, B, C, D, F, G og H inden den 31. december 2001 og område E inden 31. december 2002, såfremt der ikke er igangsat eller planlagt aktiviteter igangsat, der kan føre til indvinding fra områderne. På baggrund heraf har bevillingshaverne den 31. december 2001 tilbageleveret de på figur 1.2 angivne områder. Energistyrelsen har endvidere på baggrund af fremsendte planer for udbygning godkendt, at områderne B og H ikke tilbageleveres den 31. december 2001.

I de områder, der ikke tilbageleveres, foretages den endelige afgrænsning efter forhandling mellem Energistyrelsen og bevillingshaverne i foråret 2003, for området E dog 2004.

En mindre del af tilladelse 5/99, der i 1999 blev meddelt som et nabo område til Eneretsbevillingen, blev ligeledes tilbageleveret den 31. december 2001, se figur 1.3.

I forbindelse med forlængelserne af efterforskningsperioden for tilladelse 7/89 og 8/89 blev dele af de tidligere tilladelsesområder tilbageleveret den 20. december

fig. 1.3 Tilbagelevering uden for Det Sammenhængende Område



2001. Rettighedshaveren i tilladelse 8/89 tilbageleverede næsten en hel blok, der blandt andet indeholdt det område, hvor Bertel-1 boringen i 1992 påviste olie i triassisk sandsten. Kun en mindre del af tilladelse 7/89 blev tilbageleveret.

OPHØRTE TILLADELSER

Fem tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter er ophørt i 2001. De tilbageleverede områder er vist i figur 1.3 og figur 1.4.

Tilladelse 1/95 udløb den 15. november 2001. Tilladelsen blev givet i 4. udbudsrunde og omfattede et område op mod den britisk/danske grænse. Olieselskaberne i tilladelsen var Amerada Hess ApS (operatør), Premier Oil B.V., DENERCO OIL A/S og DONG E&P A/S. I forbindelse med efterforskningsarbejdet i tilladelsen, har selskaberne indsamlet 3D seismik og udført to efterforskningsboringer, Saxo-1 og Wessel-1 i 1997. Der blev påvist Øvre Jura sandsten med god reservoirkvalitet og fundet spor af kulbrinter i både Jura sandsten og Zechstein dolomit. På den britiske side af grænsen er der fundet olie i Fergus feltet kun ca. 7 km fra grænsen.

Tilladelse 7/98 blev tilbageleveret den 15. september 2001. Tilladelsen blev i 5. udbudsrunde meddelt til Enterprise Oil Denmark Limited (operatør), Denerco Oil A/S og DONG E&P A/S. I 1999 blev der indsamlet 2D seismik i tilladelsesområdet, som var beliggende på Ringkøbing-Fyn Højderyggen umiddelbart øst for Central Graven.

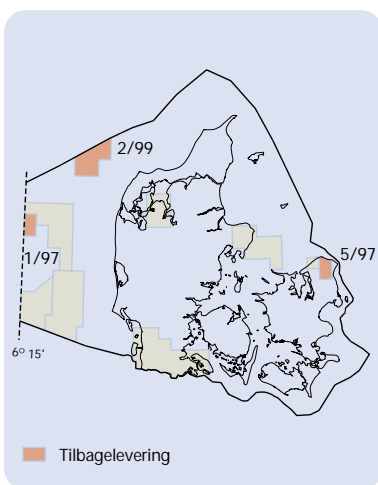
Tilladelse 1/97 blev tilbageleveret den 15. september 2001. Rettighedshaveren var Agip Denmark B.V. og DONG E&P A/S. Norsk Agip A/S var operatør for tilladelsen, som omfattede et område i Det Norsk-Danske Bassin. I 1998 foretog selskaberne indsamling af 3D seismik i området. Tilladelse 1/97 var blandt de første tilladelser, der blev givet i 1997 efter igangsætningen af Åben Dør proceduren i området øst for 6°15" østlig længde.

Åben Dør tilladelsen 5/97 blev tilbageleveret den 19. september 2001. Rettighedshaveren omfattede selskaberne Odin Energi ApS, Sterling Resources (UK) Ltd. (operatør) og DONG E&P A/S. Rettighedshaveren foretog i 2000 og 2001 geokemiske undersøgelser i tilladelsesområdet i Nordsjælland for at søge efter tegn på kulbrintedannelse i undergrunden.

Tilladelse 2/99 ophørte den 20. marts 2001. Tilladelsen blev givet i 1999 under Åben Dør proceduren til Gustavson Associates (operatør) sammen med DONG E&P A/S. Tilladelsen dækkede et område i Det Norsk-Danske Bassin op mod den norsk/danske grænse.

På baggrund af tilladelsernes ophør er fortrolighedsperioden for data fra seismiske undersøgelser m.v. og boringer, som er udført i henhold til de ovennævnte tilladelser, reduceret til to år.

fig. 1.4 Tilbagelevering i Åben Dør Området



2. EFTERFORSKNING

Efterforskningsaktiviteten var høj i 2001 med seks efterforskningsboringer og ni vurderingsboringer. To af de seks efterforskningsboringer førte til nye oliefund.

DYBE BORINGER

Med en slutdybde på over 5.800 meter under havets overflade blev Phillips-gruppens Svane-1 efterforskningsboring den hidtil dybeste boring på dansk område. Boringen var den anden af to dybe Phillips boringer, der blev påbegyndt i 2001 for at efterforske Jura lagene i Central Graven. Med den første, Hejre-1, fandt Phillips-gruppen den indtil videre dybeste danske olieforekomst. Resultaterne fra Svane-1 forelå ikke ved redaktionens slutning.

Efterforskningen af Jura sandlagene i Central Graven startede allerede i 1967 med A-2X boringen, den anden danske efterforskningsboring til havs. Siden da har næsten halvdelen af samtlige 88 efterforskningsboringer i området gennemført Jura lagene i forsøget på at finde kulbrintefyldte sandlag i undergrunden. Andre af efterforskningsboringerne er boret ned i Jura uden dog at gennemføre hele Jura lagserien.

fig. 2.1 Tværsnit og kort over efterforskningsboringer i Central Graven

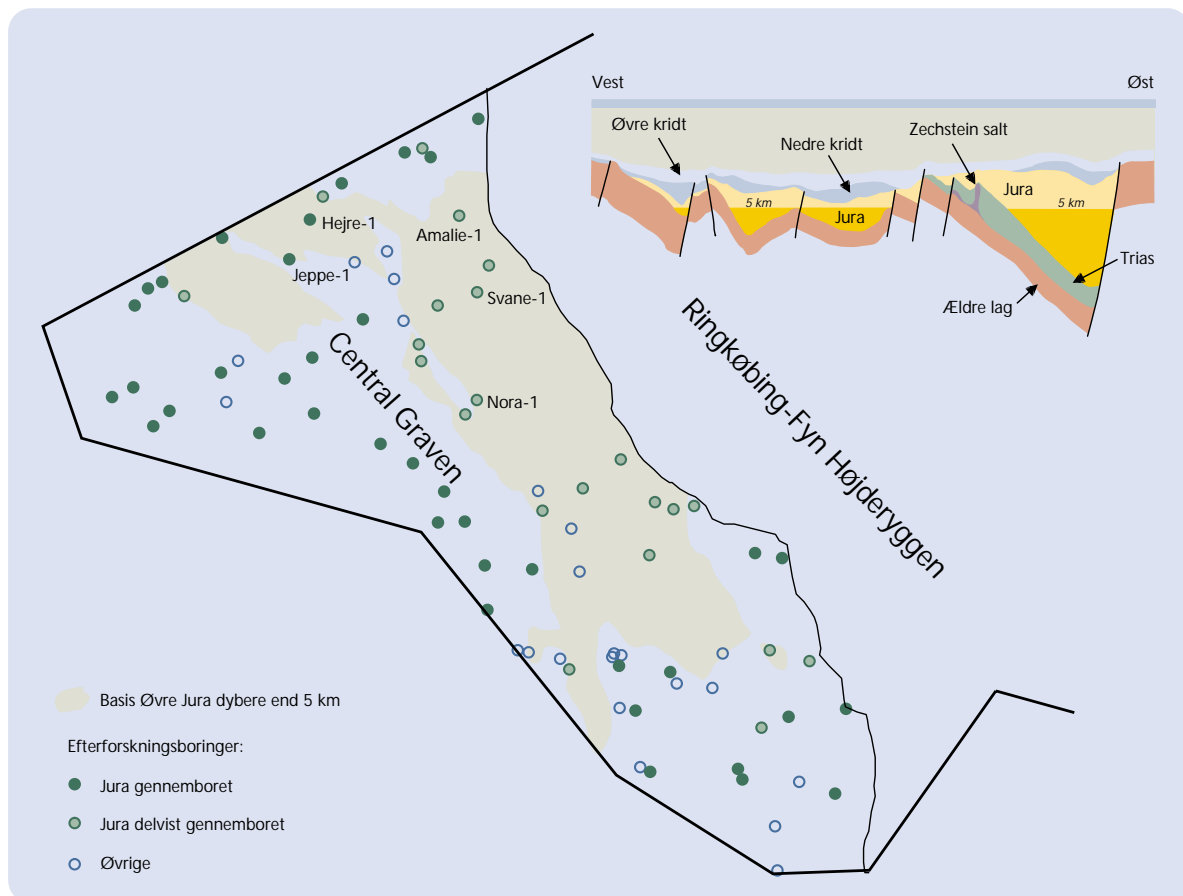
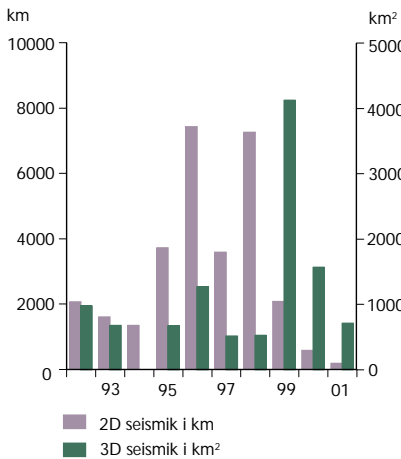


fig. 2.2 Årlig seismik



Ud over Svane-1 og Hejre-1 har kun Nora-1, Jeppe-1 og Amalie-1 borerne tidligere efterforsket på større dybde end 5 km. Kortet og det skematiske tværsnit i figur 2.1 viser de områder i Central Graven, hvor Jura-sandlagene typisk ligger dybere end 5 km.

Erfaringerne fra efterforskningen af sandlagene i Jura har vist, at det kan være vanskeligt at forudsige, hvor sandlagene findes, og hvilken kvalitet (porøsitet og permeabilitet) sandet har. Generelt bliver sandlagene mere kompakte, jo dybere nede i undergrunden de findes, fordi der udfældes mineraler i porerummene mellem sandkornene. Hermed kan sandet indeholde relativt mindre olie eller gas, og det er vanskeligere at producere fra forekomsterne. Under gunstige forhold, hvor olie eller gas er trængt ind i sandlagene på et tidligt tidspunkt, vil dette kunne forhindre den mineraludfældning, der normalt sker, efterhånden som sandlagene gennem tiden begravnes dybere og dybere i undergrunden.

Phillips-gruppens Hejre-1 boring viste således, at det selv på stor dybde kan lade sig gøre at finde sandsten med meget gode reservoireregenskaber. Boringen giver derfor forhåbning om, at der kan gøres flere olie- og gasfund i de områder, hvor Jura lagene ligger dybt. Udviklingen af ny teknologi har betydet, at der i dag findes bore- og måleudstyr, som i højere grad end tidligere er i stand til at tåle de høje tryk og temperaturer, som findes på stor dybde. Derfor er grænsen for, hvor dybt det kan betale sig at bore, rykket et skridt længere ned i undergrunden.

fig. 2.3 Seismiske undersøgelser

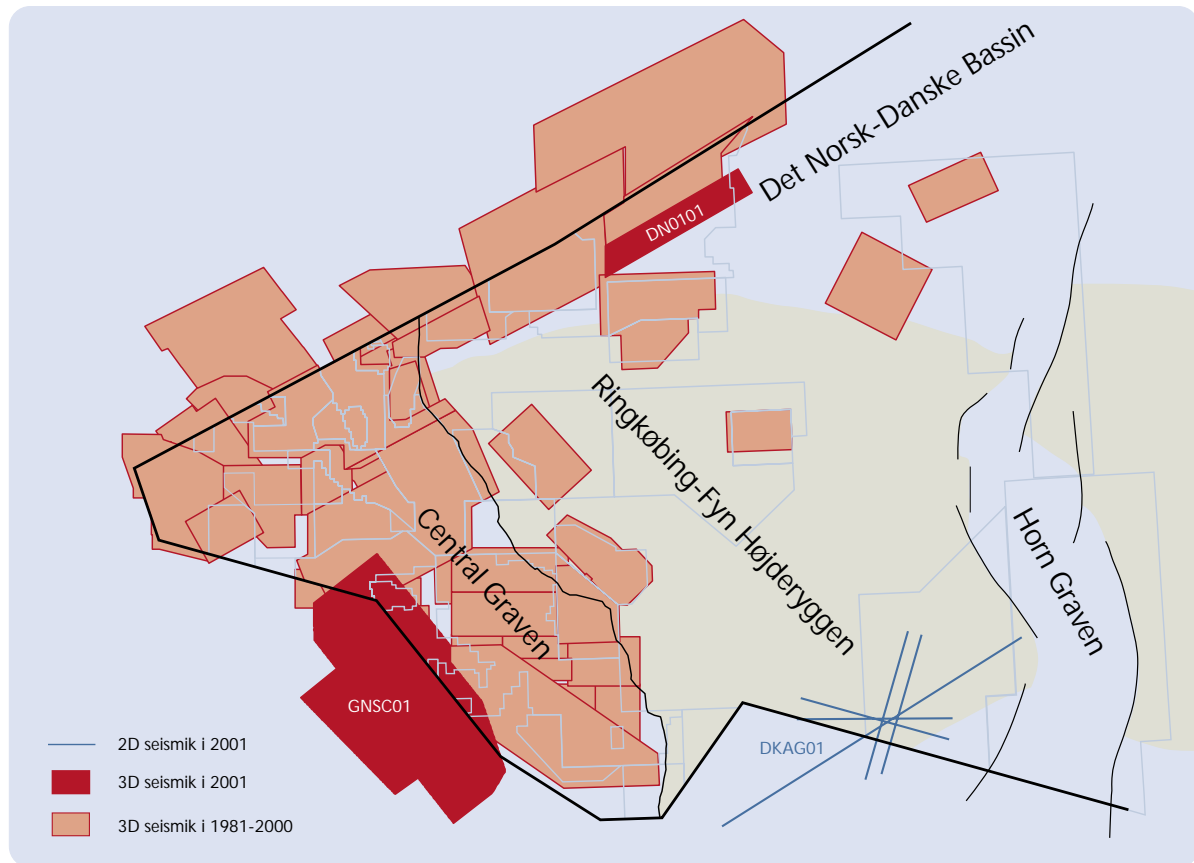
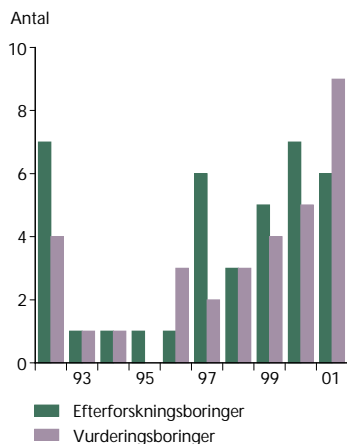


fig. 2.4 Efterforsknings- og vurderingsboringer



FORUNDERSØGELSER

Omfanget af seismiske undersøgelser i 2001 var noget lavere end i de foregående år. Aktivitetsniveauet og placeringen af de seismiske undersøgelser er vist i fig. 2.2 og 2.3. Bilag C indeholder en oversigt over forundersøgelserne i 2001.

I tilladelse 4/95 påbegyndte DONG E&P A/S i august 2001 indsamlingen af 3D seismik som led i den fortsatte efterforskning i det område, hvor Nini oliefundet blev gjort i 2000. Dårligt vejr betød imidlertid, at undersøgelserne måtte afbrydes i efteråret. Det er planlagt at indsamle den resterende del af den 620 km² store undersøgelse i starten af 2002.

Wintershall, som operatør på tysk område, gennemførte i perioden maj-august 2001 indsamlingen af et omfattende 3D seismisk program. Programmet dækkede hovedsagelig selskabets tyske koncessionsområde, men undersøgelserne strakte sig også ind på dansk område vest for Det Sammenhængende Område.

I Åben Dør området gennemførte Norsk Agip som operatør for tilladelse 1/99 en 2D seismisk undersøgelse i oktober 2001. Tilladelsesområdet støder op til den tysk/danske grænse.

Mærskolie og Gas AS foretog i oktober 2001 indsamling af havbundsprøver omkring den sydlige del af Det Sammenhængende Område. Formålet var, at undersøge om bundprøverne viser tegn på udbredelsen af kulbrinter i undergrunden.

I januar 2001 indsamlede Sterling Resources (UK) Ltd. jordbundsprøver til en geokemisk undersøgelse i tilladelse 5/97 i Nordsjælland. Undersøgelsen var et supplement til en tilsvarende undersøgelse i 2000.

BORINGER

Der blev i 2001 udført seks efterforskningsboringer og ni vurderingsboringer, se figur 2.4. I statistikken er inkluderet boringer, som er påbegyndt i 2001. Nogle af de medregnede vurderingsboringer er udført som kombinerede vurderings- og produktionsboringer i forbindelse med udbygning af felterne.

To af efterforskningsboringerne førte til nye oliefund. Det ene af fundene blev gjort i jurassisk sandsten i Central Graven, hvor der ikke er gjort fund i Jura sandsten siden 1992. Vurderingsboringer i Siri og Nini områderne påviste yderlige oliemængder øst for Central Graven.

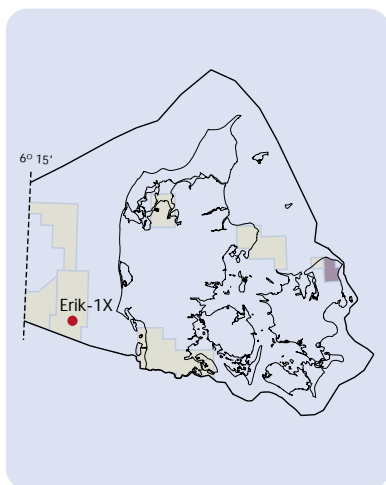
Placeringen af de neden for omtalte boringer fremgår af figur 2.5 og 2.6. Vurderingsboringerne ved felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag E.

Efterforskningsboringer

Connie-1 (5604/19-2)

Efter fundet af Cecilie olieforekomsten i tilladelse 16/98 i slutningen af 2000 fortsatte DONG-gruppen efterforskningen i området i begyndelsen af 2001. Connie-1 boringen blev boret til en dybde af 2.351 meter og sluttede i kalk af Danien alder. Der blev påvist olie i sandsten af Palæogen alder. DONG-gruppen har efterfølgende besluttet ikke at iværksætte yderligere arbejder med vurdering af fundet indtil videre.

fig. 2.6 Efterforskning i Åben Dør området



Hejre-1 (5603/28-4)

Med den dybe efterforskningsboring Hejre-1 gjorde Phillips-gruppen et oliefund i sandsten af sen Jura alder. Phillips Petroleum Int. Corporation Denmark var operatør for boringen, som blev udført i april-august inden for tilladelse 5/98. Et omfattende måleprogram i boringen viste særdeles gode reservoireregenskaber, og på baggrund heraf vurderedes det ikke at være nødvendigt med en egentlig prøveproduktion. Hejre-1 boringen blev boret til en dybde af 5.265 meter og afsluttet i lag af sen paleozoisk alder. Phillips-gruppen foretager nu en nærmere vurdering af fundets størrelse.

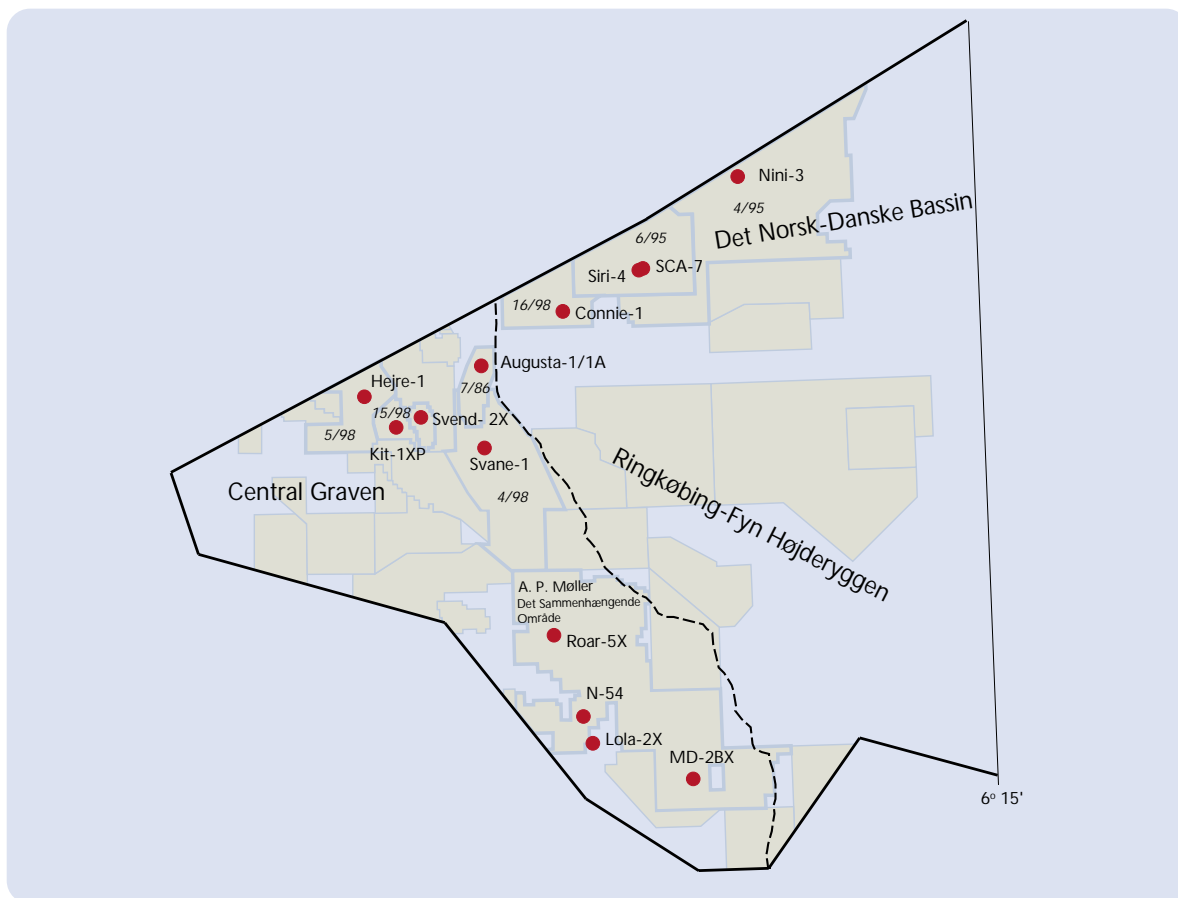
Svane-1 (5604/26-4)

Umiddelbart efter afslutningen af Hejre-1 fortsatte Phillips efterforskningen i Central Graven med Svane-1 boringen i tilladelse 4/98. Boringen nåede i foråret 2002 en slutdybde på over 5.800 meter, hvilket er rekord på dansk område. Resultaterne fra boringen forelå ikke ved redaktionens slutning.

Kit-1XP (5604/25-4)

Som operatør for olieselskaberne i tilladelse 15/98 borede Mærsk Olie og Gas AS Kit-1XP efterforskningsboringen i maj-juli 2001. Boringen blev udført ca. 5 km vest for Svend feltet. Kit-1XP sluttede i 4.192 meters dybde i lag af Nedre Kridt alder. Der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

fig. 2.5 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Når olieselskaberne gør fund af kulbrinter i en efterforskningsboring, skal de senest 1/2 år efter afslutningen af boringen indsende en beskrivelse af fundet og et vurderingsprogram, dvs. en plan for de arbejder, som skal gennemføres for at vurdere, om fundet er kommercielt. Hvis den indledende beskrivelse af fundet viser, at fundet med stor sikkerhed er uinteressant, vil der ikke blive gennemført et vurderingsprogram. Tyder beskrivelsen derimod på, at fundet måske vil kunne udnyttes, vil et vurderingsprogram kunne omfatte supplerende seismiske undersøgelser og udførelse af en eller flere yderligere boringer (vurderingsboringer), som skal fastslå størrelsen og kvaliteten af fundet.

Lola-2X (5504/16-9)

Mærsk Olie og Gas AS udførte i august 2001 Lola-2X boringen i den sydvestlige del af Det Sammenhængende Område. Borepositionen lå ca. 2,5 km vest for U-1X boringen, som i 1975 påviste kulbrinter både i Øvre Kridt kalksten og i Mellem Jura sandsten. Resultaterne fra Lola-2X boringen indfriede dog ikke forventningerne, og A.P. Møller tilbageleverede området omkring de to boringer pr. 1. januar 2002.

Erik-1X (5507/18-1)

Mærsk-gruppen i tilladelse 4/97 gennemførte i august-september 2001 den første boring i Åben Dør området siden Åben Dør procedures introduktion i 1997. Boringen blev afsluttet i lag af tidlig Trias alder i 3.563 meters dybde. Erik-1X boringen fandt de forventede sandlag, men der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

Vurderingsboringer

Augusta-1/1A (5604/22-4)

I marts 2001 udførte DONG E&P A/S en vurderingsboring i tilladelse 7/86 (Amaliedelen), hvor tidligere boringer har påvist fund af olie og gas i sandsten af Mellem Jura, Øvre Jura, Nedre Kridt og Palæocæn alder. Augusta-1 boringen blev afsluttet i 2.952 meters dybde i kalk af Danien alder. Et efterfølgende afbøjet sidespor, Augusta-1A, blev boret til 3.007 meter under havets overflade og ligeledes afsluttet i kalken. Boringerne fandt det forventede reservoir, men der blev ikke fundet kulbrinter.

Nini-3 (5605/10-3)

Efter gennemførelsen af Nini-2 boringen ultimo 2000 fortsatte DONG-gruppen i tilladelse 4/95 afgrænsningen af Nini olieforekomsten med endnu en vurderingsboring. Nini-3 boringen var placeret østligere end de tidligere Nini boringer. Boringen bekræftede tilstedeværelsen af olie i Palæogen sandsten. Hermed er der nu påvist olie i den indtil videre største afstand fra kildeområdet i Central Graven, nemlig ca. 65 km. Boringen sluttede i Ekofisk Formationen i 1.811 meters dybde.

MD-2BX (5505/17-17)

Med henblik på at vurdere kulbrintemætninger på sydflanken af Dan feltet udførte Mærsk Olie og Gas AS i begyndelsen af 2001 boringen MD-2BX. Boringen fandt producerbare kulbrinter i kalksten af Maastrichtien alder i sadelpunktet mellem Dan og Kraka felterne og er nu sat i produktion.

Roar-5X (5504/7-8)

På baggrund af blandt andet vurderingsresultater fra Tyra feltet udførte Mærsk Olie og Gas AS i april-maj 2001 Roar-5X boringen på vestflanken af Roar feltet. Boringen fandt ikke det forventede flankepotentiale og er nu afsluttet som produktionsboring på hovedfeltet.

Siri-4 (5604/20-6) og SCA-7 (5604/20-7)

Statoil Efterforskning og Produktion A/S, som er operatør for tilladelse 6/95, udførte i juni 2001 Siri-4 vurderingsboringen. Borestedet lå mellem Siri Central og Siri Øst, hvor der er olie i Palæogen sandsten. Siri-4 boringen blev afsluttet i Våle Formationen i 2.091 meters dybde og påviste olie i sandsten af Palæogen alder.

På baggrund af resultaterne fra Siri-4 blev det besluttet at fortsætte borearbejdet med en vandret vurderingsboring boret fra Siri produktionsplatformen til Siri-4 området. Ved en prøveproduktion fra den vandrette SCA-7 boring blev der ved starten produceret olie med en rate på op til 3.700 m³ om dagen. Energistyrelsen har efterfølgende godkendt, at SCA-7 boringen anvendes som produktionsboring.

N-54 (5504/16-8)

I april-maj 2001 undersøgte Mærsk Olie og Gas AS med N-54 boringen kulbrintemætningerne i et højliggende område langs med hovedforkastningen i Gorm feltets B-blok. Resultaterne var positive, og boringen er nu sat i produktion.

Svend-2X (5604/25-5) og Svend-6X (5604/25-6)

Mærsk Olie og Gas AS påbegyndte i oktober 2001 udførelsen af to vurderingsboringer på Svend oliefeltet. Begge boringer blev boret fra produktionsplatformen.

Svend-2X undersøgte potentialet på feltets nordøstflanke. Der blev ikke fundet grundlag for produktion fra området, og boringen er nu blevet lukket midlertidigt. Svend-6X er taget i anvendelse som produktionsboring.

FRIGIVELSE AF BOREOPLYSNINGER

Data, som tilvejebringes i medfør af tilladelser efter undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For tilladelser meddelt siden 1. udbudsrunde i 1984 gælder endvidere, at fortrolighedsperioden begrænses til to år, for så vidt angår oplysninger vedrørende områder, hvortil tilladelsen ophører. I 2001 er data fra de neden for nævnte efterforsknings- og vurderingsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Boring	Boringsnr.	Operatør
Rigs-2	5604/29-5	Amerada Hess ApS
Saxo-1	5503/02-1	Amerada Hess ApS
Wessel-1	5503/02-2	Amerada Hess ApS
Siri-2	5604/20-2	Statoil Efterforskning og Produktion A/S
Siri-3	5605/13-1	Statoil Efterforskning og Produktion A/S

En oversigt med alle danske efterforsknings- og vurderingsboringer kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

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

3. UDBYGNING OG PRODUKTION

I 2001 var der fortsat stor aktivitet med udbygning af felter i Nordsøen. Der blev i 2001 udført 29 indvindingsboringer på de producerende felter. Heraf var 23 produktionsbrønde, og seks var vandinjektionsbrønde. Det er det største antal boringer, der er blevet udført på et år.

Ved indgangen til 2002 produceres olie og/eller gas fra i alt 16 felter i Danmark. Olie og gas bliver produceret gennem 214 boringer, og der injiceres gas og/eller vand i 93 boringer.

På Tyra Sydøst feltet blev der i 2001 installeret en platform, og udførelse af boringer på feltet blev indledt. Produktion fra feltet blev indledt den 3. marts 2002.

Bilag E indeholder en skematisk oversigt over samtlige producerende felter med kort over de enkelte felter. De boringer, der er udført i 2001, er markeret med en særlig signatur.

Figur 3.1 viser placeringen af de producerende felter. Endvidere vises felter, hvorfra der senere forventes indledt produktion (kommercielle felter), samt feltafgrænsningerne.

fig. 3.1 Danske olie- og gasfelter

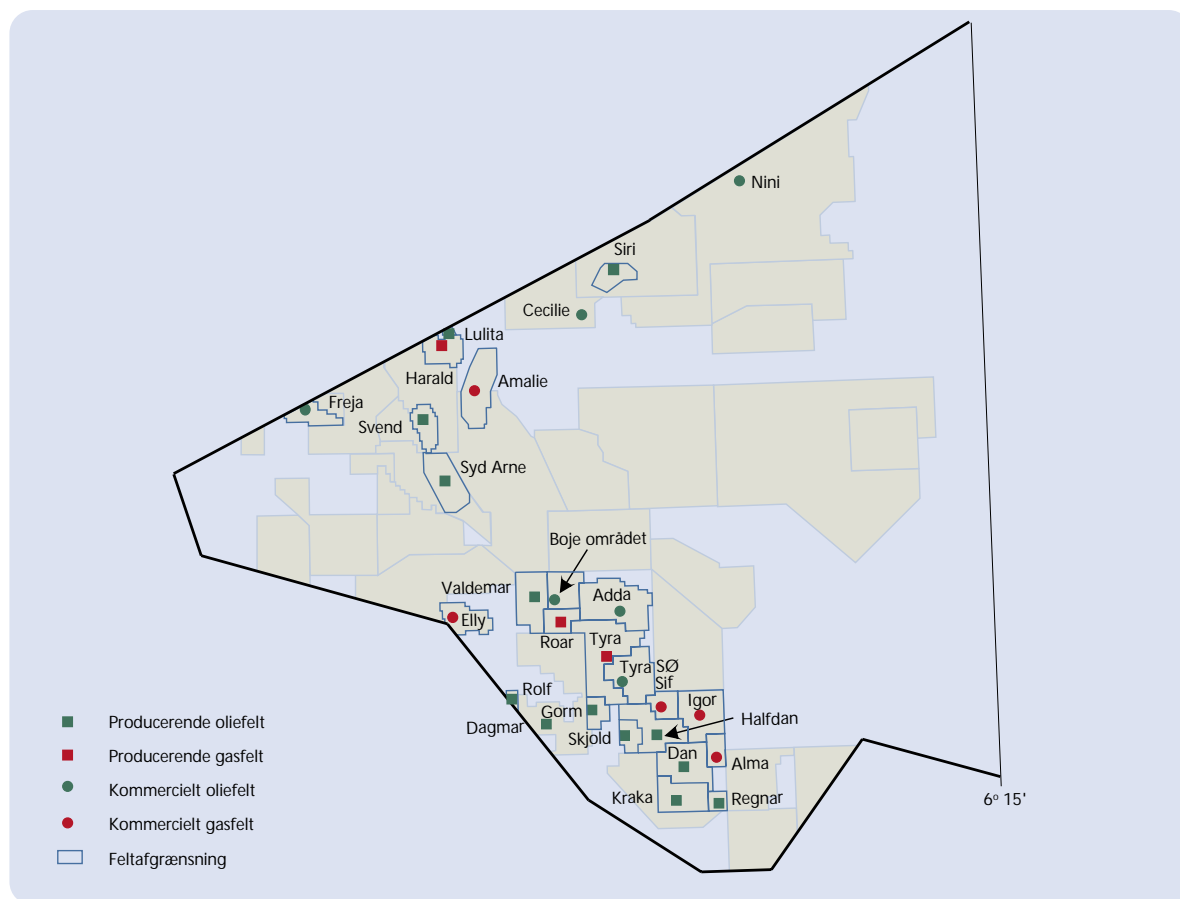
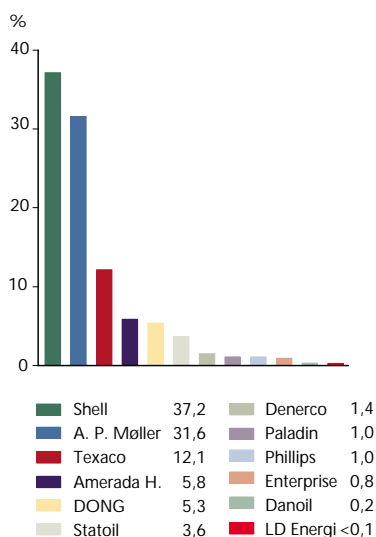


fig. 3.2 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



PRODUKTIONEN

Olieproduktionen i 2001 var i alt 20,21 mio. m³. I forhold til året før er der tale om et fald i den danske olieproduktion på 4%. Faldet skyldes en midlertidig afbrydelse af olieproduktionen fra flere af de felter, der opereres af Mærsk Olie og Gas AS, som følge af et uheld, der indtraf på Gorm feltet. Konsekvenserne af dette uheld er beskrevet i afsnittet *Ulykke på Gorm feltet*.

Desuden er olieproduktionen fra både Syd Arne og Siri felterne faldet markant i 2001 i forhold til 2000. På den positive side skal det fremhæves, at olieproduktionen fra Halfdan feltet i 2001 er øget til mere end 2,5 gange produktionen i 2000.

Olieproduktionen fra de enkelte felter har ændret sig en del fra 2000 til 2001. Nedgangen i produktionen fra de enkelte felter i 2001 er ikke nødvendigvis et udtryk for en generel faldende tendens i produktionspotentialet, idet tallene er påvirket af, at produktionen fra nogle af felterne har været standset i en periode på grund af uheldet på Gorm feltet, se bilag D.

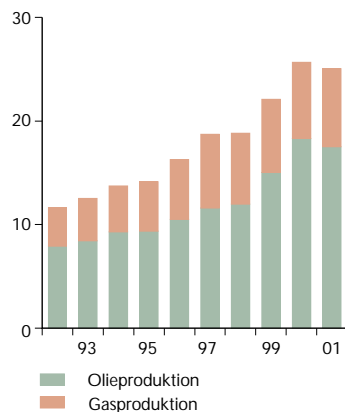
Det er de tre selskaber Amerada Hess ApS, Mærsk Olie og Gas AS samt Statoil Efterforskning og Produktion A/S, der som operatører står for det praktiske arbejde med produktionen af olie og gas på felterne i Nordsøen. Desuden deltager en række andre selskaber i de enkelte tilladelser. Sammensætningen af selskabsgrupperne i de enkelte tilladelser findes i bilag A, og i bilag B findes en liste med de enkelte selskabers andele af de forskellige tilladelser.

Produktionen af olie og gas fra de 16 felter fordeles til de selskaber, der har andele i de enkelte tilladelser. I 2001 var der 12 selskaber, som modtog og solgte olie og gas 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 Danmark i 2001 vist. Produktionen af olie er fortsat domineret af selskaberne Shell, A.P. Møller og Texaco. Disse tre selskaber, som alle er del af DUC, stod i 2001 for 81% af den danske olieproduktion.

Der blev i 2001 leveret 7,33 mia. Nm³ gas til DONG Naturgas A/S, mens nettogasproduktionen var 8,20 mia. Nm³. Forskellen mellem nettogassen og den leverede naturgas (11% af nettogassen) blev enten udnyttet som brændstof eller afbrændt på platformene. Afbrændingen sker udelukkende af tekniske og sikkerhedsmæssige grunde. I afsnittet *Miljø* er afbrændingen af gas nærmere beskrevet. Desuden er der i afsnittet *Ulykke på Gorm feltet* omtalt dette uhelds indvirkning på de afbrændte mængder gas i 2001.

fig. 3.3 Produktion af olie og gas

mio. t. o. e.

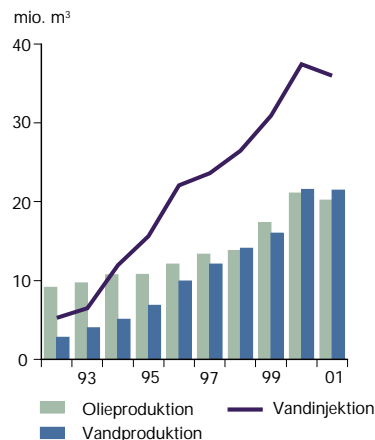


Figur 3.3 viser udviklingen i den danske produktion af olie og gas i perioden 1992-2001. I bilag D findes en oversigt over produktionen af olie og gas siden den første olie blev produceret på Dan feltet i 1972. Endvidere indeholder bilag D tal for vandproduktion og -injektion, forbrug af brændstof, afbrændte gasmængder, injektion af gas samt oversigt over udledte CO₂-mængder fra anlæggene i Nordsøen. Tal fordelt på de enkelte år før 1992 kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

VANDPRODUKTION

For at fremme produktionen af olie injiceres der store mængder vand i flere af de danske oliefelter. Ved vandinjektionen vedligeholdes trykket i de olie- og gasholdige lag, således at olien bedre kan strømme til produktionsbrøndene. Desuden betyder

fig. 3.4 Produktion af olie og vand samt vandinjektion



vandinjektionen, at vandet gennemskyller de olieholdige lag, og dermed skyller mere olie ud. Vandinjektion er en af de væsentligste årsager til, at der fortsat kan produceres store mængder olie fra de danske kalkfelter.

I de tre felter Dan, Gorm og Skjold er der på nuværende tidspunkt injiceret mindst lige så meget vand, som der er produceret olie og vand i alt. I de senere år er der på Dan og Gorm felterne hvert år injiceret betydeligt større mængder vand, end der totalt er produceret af olie, gas og vand.

Sammen med produktionen af olie og gas sker der også en produktion af vand. Det producerede vand skal bortskaffes på en miljømæssig forsvarlig måde.

Injektionen af vand medfører, at der produceres større mængder vand sammen med olie og gas, end hvis man ikke foretog injektion af vand.

Det producerede vand udskilles fra olie og gas på anlæggene i Nordsøen. Herefter renses vandet yderligere. Omkring 40% af det rensede vand injiceres i de olie-/gas-holdige lag i undergrunden, og resten udledes til havet. Den resterende mængde vand, der injiceres, er havvand. I afsnittet *Miljø* omtales de rensningskrav, der er til det producerede vand, som skal udledes til havet.

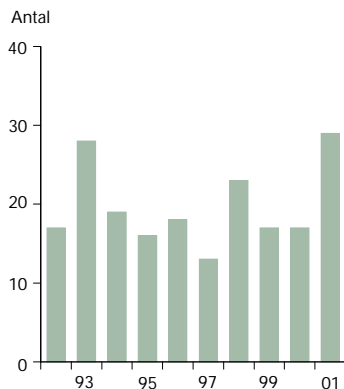
De årlige mængder af produceret og injiceret vand samt den årlige olieproduktion er vist i figur 3.4. Gennem de seneste 10 år er vandproduktionen fra de danske felter steget betragteligt. Det skyldes dels den øgede olieproduktion, dels at den væske, der produceres fra felterne, har et højere vandindhold. Fra 1992 frem til 2001 er vandproduktionen steget til det dobbelte. Vandindholdet i den samlede produktion er i perioden steget fra 23% i 1992 til 52% i 2001.

I de kommende år vil vandinjektion fortsætte på en række af de danske felter. På de nyere felter Syd Arne, Siri og Halfdan anvendes vandinjektion også som den afgørende metode til at øge indvindingen af olie.

DE PRODUCERENDE FELTER

Der har været udbygningsaktivitet på en lang række felter gennem 2001. Nye planer er blevet godkendt for Dan, Halfdan, Skjold, Svend, Siri, Syd Arne og Tyra Sydøst felterne. Der er installeret en platform på Tyra Sydøst feltet, og gennem 2001 har 6-7 boreplatforme arbejdet med udførelse af nye borer på de producerende felter.

fig. 3.5 Produktionsboringer



Der er færdiggjort i alt 29 borer på de producerende felter. Antallet af nye borer på de producerende felter gennem de seneste ti år er vist i figur 3.5. Der er aldrig tidligere udført så mange nye borer på et enkelt år. I alt er der gennemført 197 nye borer på de producerende felter siden 1992.

Figur 3.6 viser de eksisterende produktionsanlæg i Nordsøen. Figur 3.7 viser udviklingen i gasleverancerne til DONG Naturgas A/S de seneste ti år, og figur 3.8 viser den feltvise fordeling af olieproduktionen i perioden 1992-2001.

De væsentligste aktiviteter på de producerende felter i 2001 er omtalt i det følgende. En skematisk gennemgang af de felter, der producerer olie og gas, findes i bilag E.

fig. 3.6 Produktionsanlæg i Nordsøen 2001

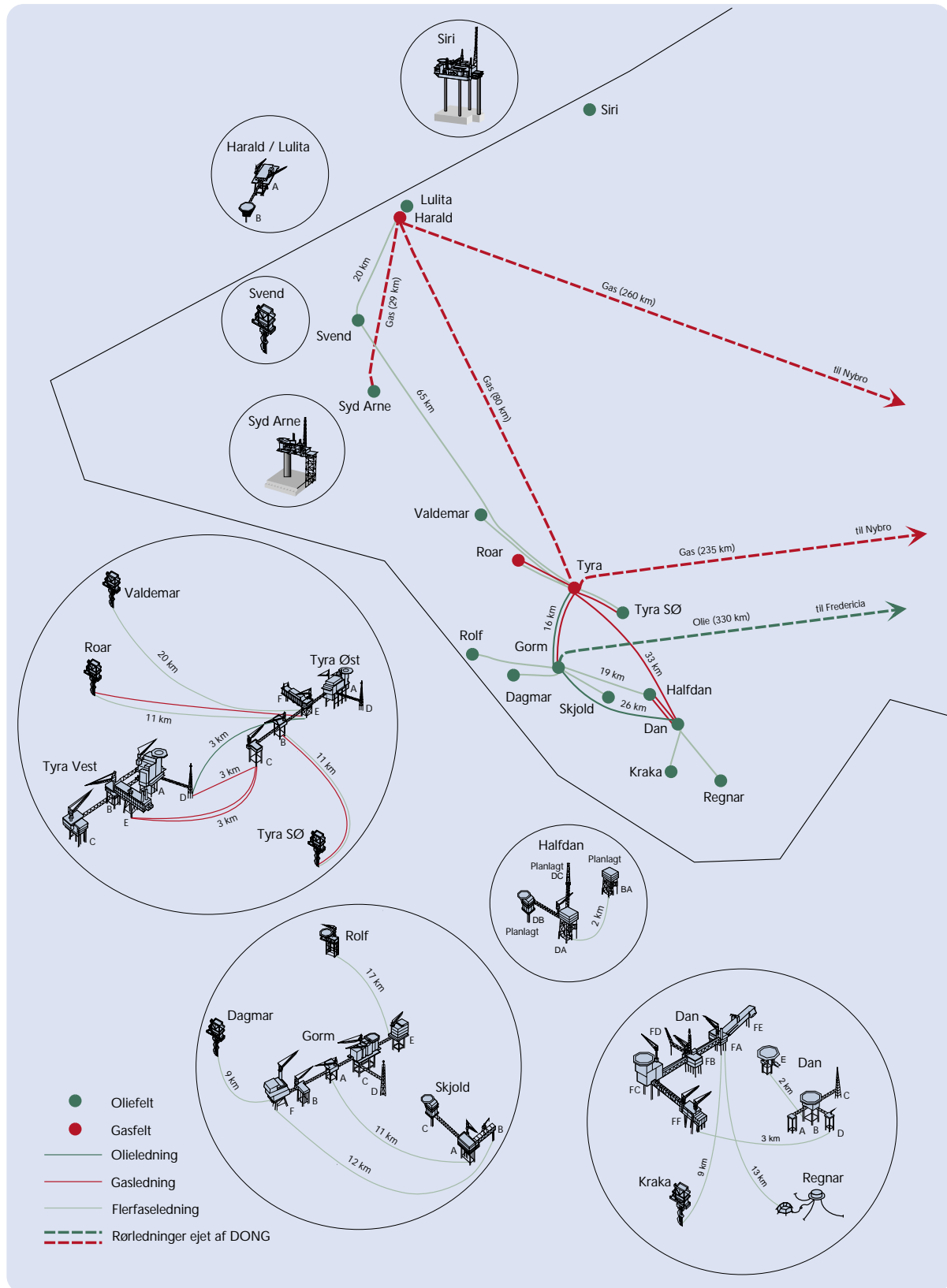
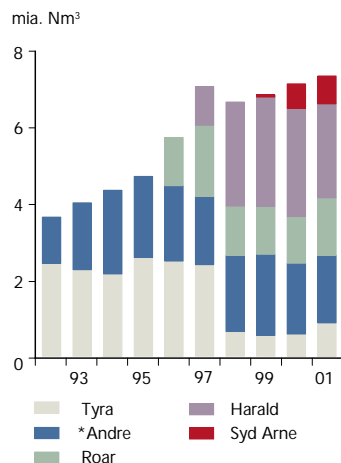


fig. 3.7 Leverancer af naturgas opdelt på felter



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

Dan feltet

Siden starten af 1990'erne har operatøren på Dan feltet løbende vurderet potentialet for olieproduktion fra feltets flankeområder. Der er udført flere vurderingsbrønde og foretaget seismisk kortlægning med nye avancerede metoder. Navnlig på den vestlige flanke af feltet har der vist sig et godt potentiale for olieproduktion, og der er udført flere produktionsbrønde på den vestlige flanke i området mod Halfdan feltet.

I 2001 blev der godkendt en plan for yderligere udbygning af den vestlige flanke af Dan feltet. Planen indebærer blandt andet udførelse af otte nye lange, vandrette produktionsbrønde. Samtidigt vil der blive etableret trykstøtte med vandinjektion, idet de eksisterende produktionsbrønde i området konverteres til vandinjektion. De nye brønde bores fra den eksisterende Dan FF platform. I takt med behovet for yderligere kapacitet for injektion af vand vil der blive etableret nyt udstyr. Desuden vil kapaciteten af separationsudstyr samt gas- og vandbehandlingsudstyr blive øget.

Der er desuden i 2001 godkendt en plan for udbygning af den sydøstlige flanke af feltet i et område, der grænser op mod Kraka feltet. Planen indebærer indvinding af olie og gas fra et område, hvor man først for nyligt har vurderet, at der kan være et potentiale for indvinding. Afhængigt af resultaterne fra de første brønde indebærer planen mulighed for etablering af op til i alt fire brønde i området. Brøndene bores fra en eksisterende platform på Dan feltet, ligesom produktionen vil blive behandlet på eksisterende anlæg.

Halfdan feltet

På baggrund af de positive produktionserfaringer, der har været på Halfdan feltet, har der været grundlag for yderligere udbygning af og produktion fra Halfdan feltet.

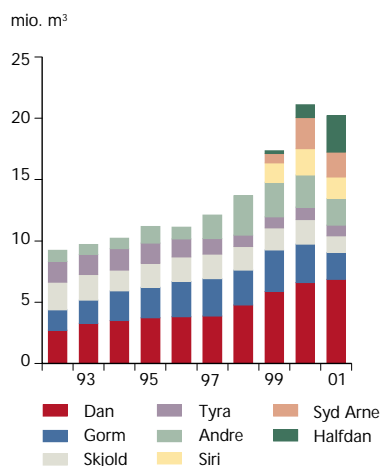
En plan for fase 3 af udbygningen af feltet blev godkendt i 2001. Planen indebærer etablering af 11 nye vandrette produktionsbrønde og 11 nye vandrette vandinjektionsboringer. Derudover etableres der yderligere behandlings- og hjælpeudstyr på den eksisterende Halfdan platform samt anlæg til behandling af produktionsvand. Desuden vil der blive etableret en beboelsesplatform og en gasafbrændingsplatform, som begge vil blive broforbundet med den eksisterende Halfdan platform. Endelig etableres der en ny brøndhovedplatform med plads til 30 brønde ca. 2 km nordøst for den eksisterende Halfdan platform.

I 2001 er der udført otte nye produktionsbrønde og fem nye vandinjektionsbrønde på feltet. Gennem hele 2001 har to flytbare boreplatforme arbejdet med udførelse af brønde ved den eksisterende platform HDA.

Når fase 3 af udbygningen af feltet er gennemført, forventes der at være i alt 25 produktionsbrønde og 21 vandinjektionsbrønde på Halfdan feltet.

I forbindelse med godkendelse af planen for fase 3 af udbygning og produktion fra feltet udarbejdede Mærsk Olie og Gas AS en rapport vedrørende en vurdering af virkninger på miljøet (VVM) fra aktiviteter på Halfdan feltet. Rapporten har været udsendt til høring hos relevante parter og har dannet baggrund for Energistyrelsens godkendelse af udbygningsplanen.

fig. 3.8 Feltvis fordeling af olieproduktionen



Olieproduktionen fra feltet er fortsat stigende i takt med udførelse af nye boringer. Olieproduktionen fra feltet er nu så stor, at den i 2001 kun blev overgået af Dan feltets produktion. Vandindholdet i produktionen var i 2001 ca. 14%.

Brøndene på feltet bliver alle placeret i et regulært mønster, med skiftevis en produktionsbrønd og en vandinjektionsbrønd og en afstand mellem de enkelte brøndspor på ca. 180 meter, se kort i bilag E. Alle brønde er placeret parallelt med retningen af den maksimale vandrette hovedspænding i kalklagene. Ved at placere brøndene på denne måde kan der ved stimuleringen - som sker ved indpumpning af saltsyre - skabes sprækker parallelt med de enkelte brønde. For at sikre sprækkernes udbredelse i den rigtige retning skaber man først en tryksænkning i produktionsbrøndene langs en injektionsbrønd, før injektionsbrønden udføres og stimuleres.

Desuden benyttes der i produktionsboringerne foringsrør, hvor der er forboret en række huller med en varierende afstand. Derved fordeles den saltsyre, som benyttes ved stimulering af brønden, jævnt langs brøndsporet ved indpumpningen. Denne teknik er udviklet af operatøren, Mærsk Olie og Gas AS.

Kraka feltet

Det blev i 2000 ved en rutinemæssig undervandsinspektion konstateret, at der var opstået en mindre lækage på den 9 km lange 10" flerfaserledning mellem Kraka og Dan FA platformene. En nærmere undersøgelse viste, at lækagen med stor sandsynlighed kunne tilskrives korrosion forårsaget af høj bakteriel aktivitet i rørledningen. Rørledningen blev efterfølgende repareret og underkastet skærpet inspektion.

I 2001 besluttede Mærsk Olie og Gas AS at lægge en ny rørledning mellem Kraka og Dan feltet parallelt med den gamle rørledning og tilsluttet dennes stigrør. Den nye ledning blev taget i brug i januar 2002. Energistyrelsen har accepteret, at den gamle rørledning indtil videre efterlades på havbunden.

Siri feltet

På baggrund af resultaterne fra vurderingsboringen, Siri-4, besluttede operatøren Statoil Efterforskning og Produktion A/S, at der var grundlag for produktion fra den østlige del af Siri feltet, benævnt Stine segment 2. I afsnittet *Efterforskning* er resultaterne fra Siri-4 omtalt.

En plan for udbygning og produktion af dette område af Siri feltet blev godkendt af Energistyrelsen i 2001. Planen indebærer udførelse af en vandret produktionsbrønd. Denne brønd er udført i 2001 og tilsluttet produktionsanlægget på Siri platformen.

Svend feltet

Der er i 2001 godkendt en ny plan for udbygning af Svend feltet. Planen omfatter indvinding af olie og gas fra nord- og østflankerne af feltet. I disse områder er der med den nyeste seismiske kortlægning konstateret muligheder for yderligere indvinding af olie og gas. Der er dog en betydelig usikkerhed om reservegrundlaget, men i de nye borer vil der blive indhentet en række vigtige oplysninger.

Den godkendte plan omfatter op til fire nye brønde, hvoraf der i første omgang udføres to brønde. I afsnittet *Efterforskning* er der oplysninger om vurderingsdelen af disse borer.

Syd Arne feltet

Den i 2001 godkendte plan for udbygning og produktion indebærer etablering af op til i alt ni nye produktions- og vandinjektionsbrønde. Efter gennemførelse af denne plan vil der være i alt 19 brønde på Syd Arne feltet, som Amerada Hess ApS er operatør på. Der vil desuden blive udført en vurderingsboring til den centrale del af strukturen.

Der er gode erfaringer med vandinjektion på Syd Arne feltet. Den nye plan for udbygning og produktion fra feltet indebærer derfor en trinvis udbredelse af vandinjektion i store dele af feltet samt udførelse af flere produktionsbrønde.

Olieproduktionen er faldet med ca. 21% fra 2000 til 2001 i takt med det faldende tryk i reservoiret. Vandindholdet i produktionen er forsat beskedent og udgjorde i 2001 ca. 6% af den samlede væskeproduktion fra feltet. Efter indledende forsøg med vandinjektion i 2000 blev der i 2001 indledt injektion af store vandmængder på feltet. I 2001 blev der injiceret næsten lige så meget vand på feltet, som der blev produceret olie.

Der er i 2001 udført en vandinjektionsboring og en produktionsboring. Det forventes, at der i de kommende år vil blive udført flere brønde på feltet både til produktion og til vandinjektion, og at dette vil medføre, at produktionen fra feltet vil stige.

Tyra Sydøst feltet

En ny og revideret plan for udbygning og indvinding fra Tyra Sydøst feltet blev godkendt i 2001. I efteråret 2001 blev der installeret en platform af STAR typen på feltet samt etableret rørledninger til Tyra feltet. Den første brønd på Tyra Sydøst feltet blev taget i brug i marts 2002. Under borearbejdet blev der indhentet nye, vigtige informationer om dele af feltet.

Den planlagte udbygning af Tyra Sydøst feltet omfatter boring af op til seks produktionsbrønde, hvoraf fire brønde forventes udført i første fase af udbygningen. Produktionen af olie og gas fra feltet føres gennem de nye rørledninger til eksisterende anlæg på Tyra feltet for behandling.

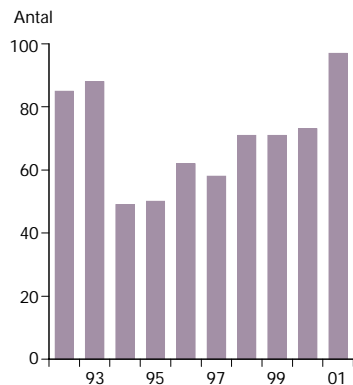
Valdemar feltet

Indvindingen fra feltet er hidtil foregået fra kalkreservoir af Nedre Kridt alder. I forbindelse med den videre udbygning af Valdemar feltet har Mærsk Olie og Gas AS udført vurderingsboringen Valdemar-5, som skulle undersøge produktionspotentialet i Øvre Jura lersten på vestflanken af Valdemar feltet. Operatøren havde en formodning om, at der kunne være et produktionspotentiale fra opsprækket lersten. Herudover udførtes et brøndspor i Øvre Kridt kalken i sydlig retning. Resultatet fra prøveproduktion i lagene af Øvre Jura alder var skuffende, mens brøndsporet i kalken udnyttedes til olieproduktion.

I foråret 2001 udførtes boringen Valdemar-6 i sydlig retning i kalkreservoir af Nedre Kridt alder. Brøndens forløb og design blev optimeret med henblik på at forebygge stabilitetsproblemer og forbedre produktionsegenskaberne i de forholdsvis tynde reservoirlag. Produktionsraterne fra brønden er indtil videre lovende.

Olieproduktionen i 2001 fra Valdemar feltet er på denne baggrund steget til mere end det dobbelte af produktionen året før.

fig. 3.9 Rig måneder



BOREAKTIVITET

Boreaktiviteten på dansk område har som allerede nævnt været usædvanlig høj i 2001, og der har været ni boreplatforme i arbejde. Der er i alt udført borearbejde svarende til 97 "rig måneder". Det tilsvarende antal i 2000 var kun 70.

På figur 3.9 er vist udviklingen i omfanget af det udførte årlige borearbejde fra boreplatforme på dansk område i perioden fra 1992 til 2001 udtrykt i antal "rig måneder".

Det fremgår af figuren, at det årlige borearbejde har været betydeligt højere i 2001 end tidligere, endda overstigende aktivitetsniveauet i begyndelsen af 1990'erne, hvor der i gennemsnit var omkring seks boreplatforme i arbejde.

Det høje aktivitetsniveau i 2001 skyldes blandt andet, at antallet af udførte efterforsknings- og vurderingsboringer fortsat lå på samme høje niveau som i de nærmest foregående år, blandt andet som følge af gennemførelsen af arbejdet i henhold til 5. runde fra 1998. Derudover er der i 2001 blevet udført et rekordstort antal produktionsbrønde, som især skyldes udbygningsaktiviteterne på Halfdan.

KOMMENDE FELTUDBYGNINGER

I december 2001 har Energistyrelsen modtaget en plan for udbygning og produktion fra Amalie feltet. Feltet er en mindre gasforekomst.

Energistyrelsen behandler også planer for udbygning og produktion fra Freja, Nini og Cecilie felterne, Stine segment 1 samt Boje området. Disse felter planlægges udbygget som satellitter til eksisterende felter.

I bilag F er der en oversigt over kommende feltudbygninger, som Energistyrelsen har godkendt udbygningsplaner for.

KALKFORSKNING, JCR

Fase V af det såkaldte kalkforsknings samarbejde mellem en række olieselskaber samt de danske og norske myndigheder blev afsluttet i april 2000. Der er nu taget initiativ til at starte endnu en fase.

Olieselskaberne blev på et møde i København i efteråret 2001 enige om en overordnet plan for og indhold af den kommende fase VI. Fase VI forventes at starte i forsommeren 2002, og arbejdet vil strække sig over ca. 3 år.

4. MILJØ

VVM I FORBINDELSE MED OFFSHOREAKTIVITETER

Både nationalt og internationalt har der i de seneste år været stigende fokus på virkningerne på miljøet fra havanlæg.

Ved godkendelse af havanlæg skal der således nu gennemføres en vurdering af den pågældende aktivitets virkninger på miljøet, den såkaldte VVM-vurdering (Vurdering af virkninger på miljøet). De gældende regler for udførelse af vurderingen findes i VVM-bekendtgørelsen fra 2000.

I 2001 blev der udarbejdet en miljøredegørelse for den videre udbygning af Halfdan feltet i forbindelse med godkendelse af fase 3 af feltets udbygning. Desuden er der i 2001 givet tilladelse til udbygning af en lang række felter omfattet af tidligere udarbejdede miljøredegørelser, herunder Syd Arne feltet og Stine segment 2 området på Siri feltet, hvor henholdsvis Amerada Hess ApS og Statoil Efterforskning og Produktion A/S er operatører, samt felterne Dan, Skjold, Svend og Tyra Sydøst, hvor Mærsk Olie og Gas AS er operatør.

Som noget nyt blev der i 2001 udarbejdet miljøredegørelser for to projekter for naturgasrørledninger i Østersøen. Det drejer sig om *BalticPipe*, som er planlagt til at transportere naturgas fra Danmark til Polen. Senere planlægges rørledningen anvendt til at sikre forsyningen af det danske marked. Det andet projekt er *Baltic Gas Interconnector*, som går fra Nordtyskland til Østdanmark med en afgrening til Sydsverige. Denne rørledning skal anvendes til at importere naturgas til Danmark og Sverige.

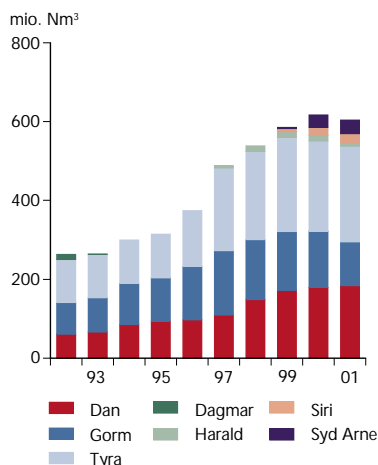
Begge rørledninger vil ligge på flere landes kontinentalsokkel. Dette har medført, at miljøredegørelserne er blevet udarbejdet i et tæt samarbejde mellem projektansøgerne og myndighederne i de berørte lande. Begge projekter er endvidere blevet notificeret af Energistyrelsen til de øvrige østersølande både i medfør af Espoo konventionen om grænseoverskridende miljøpåvirkning og i medfør af Helsingfors konventionen om beskyttelse af havmiljøet i Østersøen.

Ved notificeringerne har Energistyrelsen oplyst de øvrige østersølandes myndigheder om projekterne og disses forventede virkninger på miljøet. Begge konventioner giver landene ret til at kommentere på miljøredegørelserne, hvad angår påvirkningerne fra rørledningerne på deres områder. De fleste østersølande har den opfattelse, at projekterne ikke vil få væsentlig indflydelse på deres områder. Dog har Sverige haft betænkeligheder vedrørende påvirkningerne på fiskebestandene og fiskeriet. Energistyrelsen tager sammen med projektansøgerne stilling til, hvordan der kan tages højde for de indkomne kommentarer.

REDUKTION AF OLIE UDLEDT TIL HAVET I PRODUKTIONSVAND

Den stigende internationale interesse for en harmoniseret beskyttelse af havmiljøet førte i 1992 til, at en række lande omkring Nordøstatlantens indgik et konventionsmæssigt samarbejde under OSPAR konventionen. Nordsøen er en meget væsentlig del af konventionens område, og ud over Danmark indgår blandt andet Norge, Storbritannien, Tyskland og Holland i samarbejdet. OSPAR konventionen beskæftiger sig generelt med forebyggelse af og beskyttelse mod forurening af Nordøstatlantens, herunder tilførsler af stoffer og materialer til havet.

fig. 4.1 Brændstofforbrug



Den danske deltagelse i OSPAR arbejdet varetages af Miljøstyrelsen. Energistyrelsen bistår Miljøstyrelsen i OSPAR's komité vedrørende offshoreindustri (OIC) i tekniske og sikkerheds- og arbejdsmiljømæssige spørgsmål.

I de senere år er specielt interessen for regulering af olie udledt med produktionsvandet fra faste havanlæg taget til. Dette skyldes dels den generelle stigning i udledningen af olie med produceret vand op gennem 1990'erne og den forventede fortsatte vækst i disse udledninger, og dels den offentlige debat om udledning af de såkaldte PAH forbindelser (Polycykliske Aromatiske Hydrokarboner).

Den gældende regulering er baseret på principperne om anvendelse af BAT (Best Available Techniques) og BEP (Best Environmental Practice). Gennem anvendelse af disse principper skal operatørerne ved valg af udstyr og i den daglige drift minimere udledningerne mest muligt ud fra en miljømæssig, teknisk og økonomisk vurdering. Samtidig må indholdet af oliedråber (dispersed oil) ikke overstige 40 mg/l i produktionsvandet ved de enkelte udledningssteder.

OSPAR har i 2001 besluttet, at der i 2006 på nationalt niveau skal være sket en reduktion af den udledte oliemængde med produktionsvandet fra havanlæg på 15% sammenlignet med udledningen i 2000.

Det er endvidere besluttet, at grænseværdien for udledningen af oliedråber (dispersed oil) med produktionsvandet fra det enkelte udledningssted fra 2006 reduceres fra 40 til 30 mg/l, samt at der i 2003 fremlægges forslag til specifikke grænseværdier for udledningen af aromatiske kulbrinter med produktionsvandet, herunder af PAH-forbindelser.

Yderligere information om OSPAR kan findes på hjemmesiden www.ospar.org.

CO₂-UDLEDNING FRA OFFSHOREANLÆG

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. Der skelnes således mellem afbrænding med nyttiggørelse og afbrænding uden nyttiggørelse.

Som følge af gasafbrændingen udleder anlæggene i Nordsøen betydelige mængder CO₂. Mængden for det enkelte anlæg/felt afhænger af produktionens størrelse samt af anlægstekniske og naturgivne forhold.

Afbrænding med nyttiggørelse udgør ca. 2/3 af den totale afbrænding af gas offshore. Heraf bruges størstedelen til brændstof i gasturbiner, som driver elgeneratore, gaskompressorer samt pumper til vandinjektion.

Forbruget af gas til brændstof på procesanlæggene og mængden af gas afbrændt uden nyttiggørelse gennem de seneste 10 år er illustreret på figurerne 4.1 og 4.2.

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. Det ses desuden, at mængden af gas afbrændt uden nyttiggørelse i 1999 lå betydeligt over de foregående år. Dette skyldtes store indkøringsproblemer med de nye

fig. 4.2 Gasafbrænding

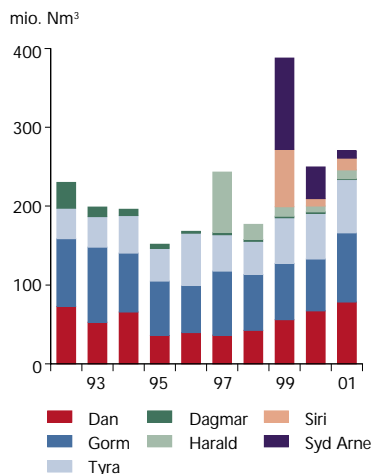
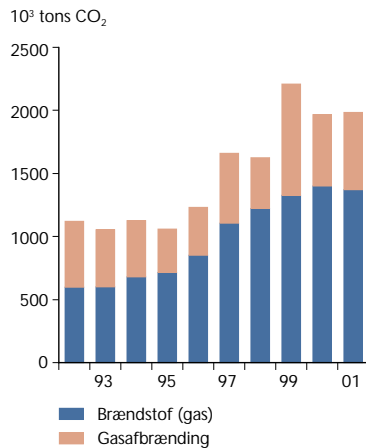


fig. 4.3 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



produktionsanlæg på Siri og Syd Arne felterne. Gasafbrændingen i både 2000 og 2001 ligger igen nogenlunde på niveau med de tidligere år.

Dog har der været en stigning fra 2000 til 2001 på godt 20 mio. Nm³ svarende til ca. 10%. Stigningen skyldes især uheldet på Gorm feltet i maj 2001 og den efterfølgende store gasafbrænding i genopstartsperioden, se afsnittet *Ulykke på Gorm feltet*.

Afbrændingen på Syd Arne feltet er i 2001 blevet reduceret med ca. 30 mio. Nm³ i forhold til året før, men denne reduktion mere end opvejes af stigningen på felterne Dan, Gorm og Tyra som følge af begivenhederne efter uheldet på Gorm feltet.

Myndighedernes regulering af gasafbrændingen

Gasafbrændingen offshore reguleres med hjemmel i §10 i Lov om anvendelse af Danmarks undergrund, hvori det blandt andet hedder at "Efterforskning og indvinding skal finde sted på en forsvarlig og hensigtsmæssig måde, således at spild af råstoffer undgås." Loven administreres af Energistyrelsen.

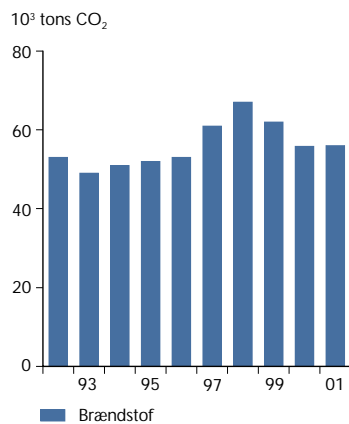
Reguleringen bygger på, at al afbrænding på anlæg offshore kræver en tilladelse. Regulering af afbrænding med nyttiggørelse sker gennem godkendelsen af operatørernes udbygningsplaner, idet der i ansøgningsmaterialet skal redegøres for, hvorledes energiudnyttelsen er optimeret.

Afbrænding uden nyttiggørelse reguleres ved to typer af tilladelser. Operatørerne tildeles en tilladelse til den daglige gasafbrænding under normale driftsforhold. Denne tilladelse skal ligeledes dække afbrænding i forbindelse med planlagte vedligehold og afbrænding som følge af mindre udstyrsfejl og kortvarige maskinhavarier.

Herudover tildeles operatørerne en særlig kvote dækkende et kalenderår til benyttelse i forbindelse med større udstyrsfejl og maskinhavarier, som ikke umiddelbart kan udbedres.

Størrelsen for den tilladte daglige afbrænding og den særlige kvote (havaripulje) er specifik for den enkelte operatør.

fig. 4.4 CO₂-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



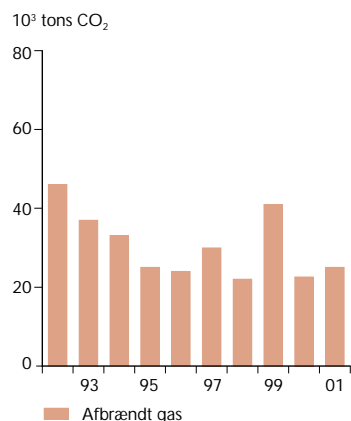
CO₂-udledning i 2001

Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med ca. 3,7% af den samlede CO₂-udledning i Danmark. Udviklingen af CO₂-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1992 er vist på figur 4.3. Det ses, at den samlede udledning i 2001 udgjorde ca. 2,0 mio. tons CO₂. Dette er stort set uændret fra 2000.

Brændstofforbruget i relation til kulbrinteproduktionens størrelse og den deraf følgende CO₂-udledning har udviklet sig som vist på figur 4.4.

Det fremgår af figuren, at CO₂-udledningen fra brændstofforbruget vurderet i forhold til produktionens størrelse har udvist en svagt stigende tendens i perioden 1992-2001 fra ca. 50.000 tons CO₂ pr. mio. t.o.e. (tons olieækvivalenter) i begyndelsen af årtiet til ca. 56.000 tons CO₂ pr. mio. t.o.e. i 2001, med mindre udsving fra år til år.

fig. 4.5 CO₂-udledning fra gasafbrænding
pr. mio. t.o.e.



Det ses på figur 4.5, at udviklingen i CO₂-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 2001 er mængden af CO₂ udledt i forhold til produktionens størrelse noget højere end i 2000 på grund af genopstarten efter ulykken på Gorm C af felterne, hvis produktion behandles på Gorm Centret.

I forhold til produktionens størrelse er der i den danske del af Nordsøen mange produktionsanlæg. Dette vil alt andet lige reducere mulighederne for energimæssig effektivisering og dermed give en højere CO₂-udledning pr. produceret t.o.e. Valget af teknisk udstyr spiller dog i høj grad også ind for anlæggenes energieffektivitet og for 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.

5. SIKKERHED OG SUNDHED

Produktion af olie og gas på dansk område foretages ved hjælp af en lang række installationer i form af produktionsanlæg, boreplatforme, rørledninger og skibe. Arbejdsmiljø samt sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold er reguleret af Lov om visse havanlæg, havanlægsloven, fra 1981.

Tilsynet med sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og naturgas i den danske del af Nordsøen varetages af Energistyrelsen. Også en del af det miljømæssige tilsyn foretages af Energistyrelsen. En række andre myndigheder deltager ligeledes i tilsynet af offshore området. Fordelingen af tilsynsopgaver er beskrevet i boks 5.1.

ARBEJDSRELATEREDE SKADER

En arbejdsulykke på et anlæg omfattet af havanlægsloven skal anmeldes til Energistyrelsen. Anmeldelse skal ske, hvis den tilskadekomne har været uarbejdsdygtig i én dag eller mere ud over tilskadekomstdagen.

Boks 5.1 Tilsyn med sikkerhed, sundhed og miljø

Energistyrelsen:

- Arbejdsmiljø og velfærdsforanstaltninger samt sikkerhedsmæssige forhold i forbindelse med konstruktion og drift af produktionsanlæg.
- Miljømæssige foranstaltninger på anlæggene.
- Vurdering af Virkning på Miljøet (VVM).

Søfartsstyrelsen:

- Konstruktion, styrke, flydeevne, indretning og udstyr af maritim karakter på boreplatforme og andre flytbare anlæg.
- Redningsmidler og udsættelsesarrangementer for disse på produktionsanlæg.
- Dykkeroperationer, herunder dykkermateriel og erhvervsdykkerarbejde.

Miljøstyrelsen:

- Udledning til havet fra anlæggene.
- Beredskab i tilfælde af forurening af havet fra anlæggene.

Fødevaredirektoratet:

- Fødevarerikkerhed.

Sundhedsstyrelsen:

- Medics funktion og behandlingsrummets indretning og udstyr.
- Radioaktive kilder.

Statens Luftfartsvæsen:

- Helikoptersikkerhed, herunder helidæk.

På årsbasis anmeldes der i gennemsnit omkring 20 arbejdsulykker på anlæg omfattet af havanlægsloven, mens antallet af anmeldte arbejdsbetingede lidelser og "tæt-på situationer" er mere svingende. Anmeldelser foretaget i 2001 er gennemgået i det følgende.

For at afdække eventuelle tendenser vedrørende skadernes årsag og følger virkninger samt eventuelle fællestræk ved anmeldelserne er de arbejdsulykker, arbejdsbetingede lidelser og "tæt-på situationer", som er blevet anmeldt til styrelsen i perioden 1999-2001, ligeledes blevet gennemgået. Da antallet af anmeldelser ikke er særligt stort, er statistisk bearbejdelse af materialet behæftet med nogen usikkerhed.

ARBEJDSULYKKER I 2001

Energistyrelsen har i 2001 modtaget 18 anmeldelser af arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 11 arbejdsulykker på faste produktionsanlæg og 7 arbejdsulykker på flytbare enheder. Det var ingen uheld med dødelig udgang i 2001.

Ulykker på faste produktionsanlæg

Anmeldelserne for faste produktionsanlæg omfatter ulykker opstået under drift og vedligeholdelse af anlæggene. Ulykker på indkvarteringsfartøjer henregnes herunder.

Af de 11 ulykker på faste produktionsanlæg skyldtes fire snublen eller fald i forbindelse med færden på anlægget, én brug af værktøj, én faldende genstand, én klemning, mens fire skyldtes øvrige årsager.

Der blev oplyst følgende forventede fravær for ulykkerne på de faste anlæg:

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

Ulykker på flytbare enheder

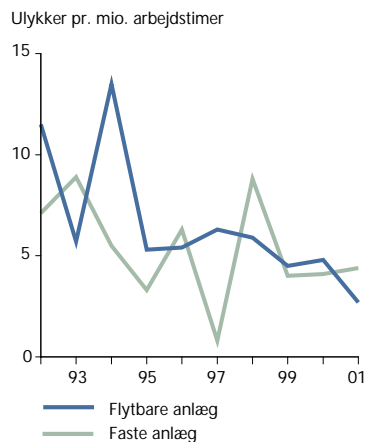
De flytbare enheder omfatter boreplatforme, rørledningsfartøjer, kranfartøjer samt skibe, hvorfra der udøves efterforsknings- eller indvindingsvirksomhed af olie eller gas.

De syv ulykker på flytbare enheder skete alle på boreplatforme, heraf er fire oplyst at være sket i forbindelse med arbejde på boredæk og i boretårn, to på helikopterdek og én på catwalk (rørhånderingsområde).

For de flytbare enheders vedkommende oplyste selskaberne følgende forventede fravær:

1-3 dage:	0 anmeldelser
4-14 dage:	0 anmeldelser
2-5 uger:	4 anmeldelser
Mere end 5 uger:	3 anmeldelser

fig. 5.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg



Ulykkesfrekvenser

Det er oplyst fra selskaberne, som har opereret på dansk sektor i Nordsøen i 2001, at der er blevet udført i alt 2,69 mio. arbejdstimer på faste produktionsanlæg inklusiv tilknyttede indkvarteringsfartøjer og 2,58 mio. arbejdstimer på flytbare enheder.

Sættes antallet af anmeldte arbejdsulykker i relation til antallet af udførte arbejdstimer fås ulykkesfrekvensen pr. mio. arbejdstimer. For de faste produktionsanlæg var ulykkesfrekvensen i 2001 således på 4,0 pr. mio. arbejdstimer og for de flytbare enheder var ulykkesfrekvensen 2,7 pr. mio. arbejdstimer. Af figur 5.1 fremgår ulykkesfrekvensen for de seneste 10 år. I forhold til ulykkesfrekvensen på sammenlignelige landbaserede virksomheder er ulykkesfrekvensen på havanlæggene fortsat meget lav.

ARBEJDSULYKKER 1999-2001

En gennemgang af de ca. 60 anmeldelser af arbejdsulykker, som styrelsen har modtaget i perioden, viser en tendens til, at skaderne især opstår i forbindelse med nedennævnte aktiviteter. Omkring 7% af de anmeldte ulykker er ikke inkluderet i de nævnte aktiviteter.

Færden på anlæggene

Godt en fjerdedel af de anmeldte arbejdsulykker i perioden er relateret til færden på anlæggene. Ulykkerne opstår på både faste og flytbare anlæg og kan rubriceres i følgende tre undergrupper:

- Fald, f.eks. på trapper, ofte mens skadelidte bærer på ting
- Skadelidte glider
- Skadelidte træder forkert (vrider om)

Faldulykkerne medfører ofte alvorligere skader på ben og/eller arme, for eksempel ledbåndsskader eller knoglebrud kombineret med bløddelsskader og/eller sårskader andre steder på kroppen. De to andre undergrupper af ulykker i forbindelse med færden på anlæggene medfører som oftest mindre alvorlige skader.

Brug af værktøj

Ulykkerne, som svarer til ca. 13% af de anmeldte ulykker, opstår på både faste og flytbare anlæg og skyldes ofte uforholdsmæssig uforsigtighed ved brug af værktøj eller under rengøringen af dette. Skaderne spænder fra mindre sårskader til alvorlige knoglebrud.

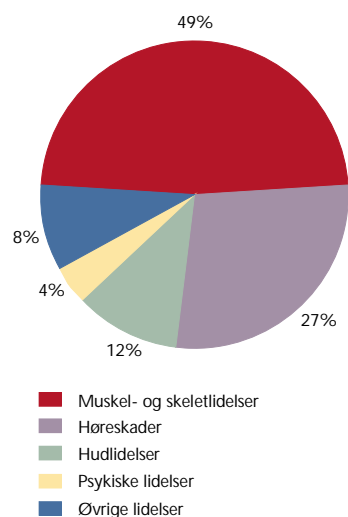
Ramt af eller stød mod genstand

Arbejde med kraner eller taljer indebærer en risiko for, at ansatte rammes af for eksempel gods eller borerør. Denne type ulykker, som svarer til omkring en fjerdedel af anmeldelserne, optræder på både faste og flytbare anlæg. Ulykkerne optræder også i forbindelse med stilladsarbejde på faste anlæg. Skaderne spænder fra mindre sårskader til alvorlige knoglebrud.

Klemning

På faste anlæg optræder denne type ulykke blandt andet i forbindelse med wire-spil. Ulykkerne optræder dog især på flytbare anlæg, og her er det især i forbindelse med håndtering af boreudstyr på boreplatforme. Skaderne er som oftest alvorlige, for eksempel amputation af legemsdel eller knoglebrud, men kan også

fig. 5.2 Antal arbejdsbetingede lidelser anmeldt for årene 1993-2001



bestå i mindre alvorlige bløddelsskader. Denne type af skader udgør ca. 21% af de anmeldte skader.

Tunge løft

Ca. 8% af de anmeldte skader omfatter ulykker i forbindelse med manuel håndtering af tunge byrder, og de optræder på både faste og flytbare anlæg. Ulykkerne medfører som oftest alvorligere skader på ryg eller rygled, for eksempel forstrækning eller forstuvning.

ARBEJDSBETINGEDE LIDELSER I 2001

Hvis en læge har mistanke om eller kan konstatere, at en lidelse hos en patient kan henføres til arbejde på et anlæg omfattet af havanlægsloven, skal der ske anmeldelse til Energistyrelsen.

Antallet af sådanne anmeldelser har været relativt få. I 2001 har Energistyrelsen modtaget 12 anmeldelser af formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser. Siden 1993 har Energistyrelsen modtaget i alt 49 anmeldelser heraf, hvor fordelingen på hoveddiagnoser ses på figur 5.2.

ARBEJDSBETINGEDE LIDELSER 1999-2001

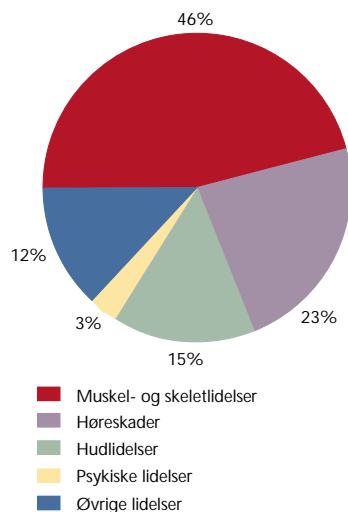
I perioden 1999-2001 har Energistyrelsen modtaget i alt 21 anmeldelser af formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser, der kan henføres til arbejde på et anlæg omfattet af havanlægsloven. Anmeldelserne kan alle rubriceres i de nedenfor nævnte hoveddiagnoser for arbejdsbetingede lidelser.

Af figur 5.2 og 5.3 fremgår den procentvise fordeling på hoveddiagnoser af anmeldelser af arbejdsbetingede lidelser i henholdsvis perioden 1993-2001 og perioden 1998-2000. Sidstnævnte periode er valgt for at kunne sammenligne med den tilsvarende referenceperiode for landbaserede virksomheder, se figur 5.4.

Muskel- og skeletlidelser

Disse lidelser rammer ofte personer, der gennem længere tid har været beskæftiget med arbejde, som medfører gentagne tunge løft. Lidelserne rammer også personer, der har udført andet ensidigt gentaget arbejde, for eksempel arbejde i hugsiddende stilling eller arbejde på knæ. Som det fremgår af figur 5.3 og 5.4, udgør muskel- og skeletlidelser omkring halvdelen af alle anmeldelser af arbejdsbetingede lidelser - både offshore og på land.

fig. 5.3 Antal arbejdsbetingede lidelser anmeldt for årene 1998-2000

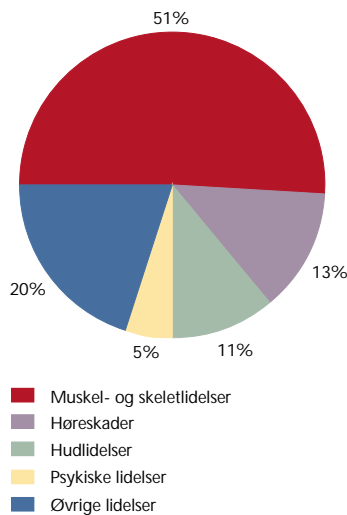


Høreskader

De anmeldelser af høreskader, der er indkommet i perioden 1999-2001, drejer sig alle om tinitus, som er opstået efter længere tids støjpåvirkning. Af figur 5.3 og 5.4 fremgår, at der procentvis er flere anmeldelser af støjskader offshore end på land. Det statistiske materiale for de landbaserede virksomheder er langt større end det tilsvarende materiale på offshore-området, og den statistiske usikkerhed er derfor mindre for de landbaserede virksomheder.

Materialet for de landbaserede virksomheder inkluderer dog forskellige former for erhverv, hvor støj ikke forekommer eller kun forekommer i meget begrænset omfang. Dette er med til at påvirke den samlede anmeldelsesprocent for landbaserede virksomheder i nedadgående retning. Inden for et enkeltstående erhverv som for eksempel fiskeri, bugserings- og redningsvæsen m.v. udgjorde høreskaderne godt 30% af alle anmeldelser af arbejdsbetingede lidelser i perioden 1995-2000.

fig. 5.4 Antal arbejdsbetingede lidelser anmeldt for årene 1998-2000 på land



Hudlidelser

Hudkontakt med boremudder, forskellige former for stoffer og materialer for eksempel maling samt brugen af overlevelsesdragter kan medføre allergiske reaktioner. Som det fremgår af figur 5.3 og 5.4, svarer den procentvise andel af hudlidelser i offshoreindustrien dog nogenlunde til andelen i de landbaserede virksomheder.

Psykiske lidelser

Anmeldelser af formodede eller konstaterede psykiske lidelser, der kan henføres til arbejde på et havanlæg, er forholdsvis sjældent forekommende. Det statistiske materiale er derfor meget beskedent. Som det fremgår af figur 5.3 og 5.4, tyder materialet dog på, at den procentvise andel af anmeldelser af psykiske lidelser, der kan henføres til arbejde på et havanlæg, svarer nogenlunde til den procentvise andel for de landbaserede virksomheder.

Øvrige lidelser

Den procentvise andel af anmeldelser af øvrige arbejdsbetingede lidelser er noget mindre for offshoreområdet end for de landbaserede virksomheder. Det skyldtes til dels, at der for de landbaserede virksomheder er en del anmeldelser af lidelser, som tilsyneladende ikke forekommer i samme omfang i offshoreindustrien - f.eks. luftvejssygdomme. Desuden er der et forholdsvis stort antal anmeldelser på land, hvor tilstanden er mangelfuldt defineret i anmeldelsen, hvilket medfører, at den ikke umiddelbart kan rubriceres under en hoveddiagnose og derfor rubriceres under øvrige lidelser.

"TÆT-PÅ SITUATIONER" I 2001

Indtræden af en farevoldende begivenhed, en såkaldt "tæt-på situation", på et anlæg omfattet af havanlægsloven, skal anmeldes til Energistyrelsen. Anmeldelse skal ske, hvis begivenheden har indebåret væsentlig fare for en personskade, der ville medføre uarbejdsdygtighed i 1 dag eller mere ud over tilskadekomstdagen, eller hvis begivenheden har indebåret væsentlig fare for ikke ubetydelig skade på anlæggets konstruktion eller udstyr.

Energistyrelsen har i 2001 kun modtaget anmeldelse af en "tæt-på situation". En helikopter måtte afbryde indflyvningen til en boreplatform, idet piloterne blev opmærksomme på, at der foregik kranoperationer ind over helikopterdekkeet. "Tæt-på situationen" skyldtes et svigt i procedurer. Der skete hverken materiel- eller personskade.

"TÆT-PÅ SITUATIONER" I 1999-2001

Energistyrelsen har i perioden 1999-2001 modtaget i alt seks anmeldelser af "tæt-på situationer" på anlæg omfattet af havanlægsloven. Fælles for anmeldelserne er, at de alle vedrører flytbare anlæg. Tre af anmeldelserne skyldtes svigt i udstyr, mens de øvrige tre anmeldelser skyldtes menneskelige fejl. Derudover vedrører anmeldelserne meget forskelligartede situationer, og der kan således ikke udledes mere specifikke tendenser ved anmeldelserne.

AKTIVE FLYTBARE ANLÆG I 2001

Flytbare anlæg omfatter boreplatforme, rørledningsfartøjer, kranfartøjer samt beboelsesplatforme/fartøjer. Herudover er også omfattet skibe, der anvendes i forbindelse med efterforskning eller indvinding af olie og gas eller i forbindelse med konstruktion af et fast havanlæg. I boks 5.2 er en liste over de flytbare anlæg, som har været på dansk område i 2001.

BOREPLATFORME**Mærsk Olie og Gas**

Til udførelse af produktionsboringer på forskellige felter og til efterforskningsboringer anvendte Mærsk Olie og Gas i 2001 følgende boreplatforme:

Mærsk Endeavour, hele året.

Mærsk Exerter, hele året.

Transocean Shelf Explorer, hele året.

Noble Byron Welliver, hele året.

ENSCO 71, hele året.

Noble Kolskaya, fra begyndelsen af april.

Amerada Hess

Til udførelse af boringer på Syd Arne feltet anvendte Amerada Hess i samarbejde med DONG E&P boreplatformen:

Noble Kolskaya, indtil april, hvor boreplatformen blev erstattet af:

ENSCO 101.

DONG E&P

Til efterforskningsboring i forskellige tilladelsesområder har DONG E&P dels som operatør dels som samarbejdspartner for andre operatører anvendt boreplatformen:

ENSCO 70, hele året.

Statoil Efterforskning og Produktion

Statoil har anvendt én boreplatform til operationer på Siri feltet i den danske sektor i 2001, nemlig:

Noble George Sauvageau, i ca. 3 1/2 måned midt på året.

ANDRE FLYTBARE ANLÆG**Mærsk Olie og Gas**

Skandi Navica (rørlægningsfartøj), i flere perioder i efteråret, for rørlægningsarbejde ved Halfdan, Tyra og Kraka platformene.

SSCV Thialf (kranfartøj), i maj og september måned ca. 10 dage, for installation af udstyr på Gorm E samt af Tyra SØ platform og rørbro på Halfdan.

Beboelsesplatformen *Safe Scandinavia* ved Gorm, 3 måneder fra juli måned.

Beboelsesplatformen *Rigmar 301* ved Gorm, fra december måned.

6. ULYKKE PÅ GORM FELTET

Antallet af arbejdsulykker på havanlæg på dansk område har gennem en årrække været meget lavt. Ulykkesfrekvensen offshore er desuden meget lav i forhold til sammenlignelige landbaserede virksomheder, se afsnittet *Sikkerhed og sundhed*. Størstedelen af ulykker med personskade på de faste og mobile havanlæg har skyldtes fald eller snublen, tunge løft eller stød.

I 2001 indtraf en ulykke på Gorm C platformen, hvor Mærsk Olie og Gas AS er operatør. Ulykken skete den 20. maj og opstod som følge af en gasekspllosion i platformens kompressormodul. To personer, som opholdt sig i nærheden af ulykkesstedet, blev lettere forbrændt. Ulykken medførte store materielle skader på anlægget og fik store konsekvenser for produktionen, idet en række olieletter var ude af normal drift i en længere periode.

På grund af den store interesse, der har været omkring eksplosionsulykken, redegøres der i det følgende for forløbet af ulykken og dens konsekvenser.

EKSPLOSIONEN

Gasekspllosionen opstod ved antændelse af udstømmende gas fra en lækage i afgangsrøret fra en af anlæggets kompressorer. Røret transporterer gas ved et tryk på ca. 50 bar og en temperatur på ca. 100 °C. Fra lækagen i afgangsrøret trængte gassen ud i kompressormodulet, videre igennem udluftningsjalousierne i modulvæggene og op på de øverste dæk i modulet. Alt tyder på, at gassen her blev antændt ved kontakt med de varme udstødningsrør fra gasturbinerne i modulet.

Alle anlæg i Nordsøen, som anvendes til olie- og gasproduktion, har omfattende sikkerhedssystemer. Formålet er hurtigt at registrere eventuelle uregelmæssigheder i anlæggenes drift og derved forhindre eller minimere skader på mandskab og/eller materiel.

Gorm platformens sikkerhedssystem fungerede efter hensigten ved ulykken. Den udstømmende gas blev registreret, produktionen blev lukket ned, og de trykbærende dele af udstyret blev trykaflastet. Imidlertid udviklede situationen sig så hurtigt, at sikkerhedssystemet ikke kunne forhindre, at den udstømmede gas blev antændt, og at eksplosionen indtraf. Derimod forhindrede platformens sikkerhedssystem en eskalation af ulykken, så omfanget af skaderne alt taget i betragtning blev forholdsvis begrænset.

Da eksplosionen skete, gik platformens brandalarm i gang. Sprinkleranlægget blev aktiveret og slukkede branden, mens platformens brandmandskab udførte efterslukning. De to tilskadekomne blev færdigbehandlet af platformens sygeplejerske.

Umiddelbart efter ulykken blev et undersøgelseshold fra operatøren mobiliseret. Repræsentanter fra de ansvarlige myndigheder ankom ligeledes til stedet, dels for at inspicere skadernes omfang og dels for at optage rapport over uheldet.

UMIDDELBARE KONSEKVENSER

Som følge af eksplosionen blev olie- og gasproduktionen på Gorm feltet med de tilhørende satellitfelter Skjold, Rolf og Dagmar umiddelbart indstillet. Endvidere

blev produktionen fra Halfdan feltet, Dan feltet og de tilhørende satellitfelter Kraka og Regnar afbrudt.

Da operatøren havde fået overblik over skadernes omfang på Gorm anlægget, blev der truffet beslutning om at genopstarte anlæggene på Dan feltet. Omkring 4 timer efter eksplosionen blev oliepumpeanlægget på Gorm E platformen sat i drift igen, og umiddelbart herefter begyndte olien fra Dan feltet igen at flyde. Nogle dage efter uheldet, den 24. maj, blev også produktionen fra Halfdan feltet genoptaget, idet olieproduktionen blev omdirigeret til Dan anlæggene for behandling og videretransport.

Produktionen fra Tyra feltet med tilhørende satellitfelter samt fra Harald og Svend felterne blev ikke direkte berørt af ulykken.

UNDERSØGELSE AF ÅRSAGEN

Med henblik på at fastlægge årsagen til ulykken blev det beskadigede rør afmonteret og sendt til undersøgelse hos FORCE Institutet i Danmark og CAPCIS Institutet i England. CAPCIS Institutet er en institution tilknyttet Institute of Science and Technology ved universitetet i Manchester.

Undersøgelserne hos de to institutter konkluderede, at årsagen til gaslækagen var korrosion forårsaget af de kemikalier, som i form af den såkaldte svovlbrinte-scavenger tilsættes gassen, for at denne kan overholde kvalitetskravene med hensyn til indhold af svovlbrinte. Svovlbrinte er uønsket i naturgas dels på grund af sin giftighed og dels på grund af sine korrosive egenskaber. Desuden vil afbrænding af gassen give SO_2 , som er en hovedkilde til forurening af miljøet.

Scavenger, hvor de aktive kemikalier findes i en vandig opløsning, injiceres i procesrørene en række steder i anlæggene, blandt andet i det pågældende rør i kompressoranlægget.

Undersøgelser viste, at kemikalierne mod forventning er korrosive ved de driftsbetingelser, der er i visse dele af anlæggene, idet kemikalierne nedbrydes ved en temperatur på ca. 90 °C. Et af reaktionsprodukterne ved denne nedbrydning er myresyre, som er yderst korrosiv. Korrosionsforsøg viser endvidere, at tilstedeværelse af CO_2 i gassen yderligere forstærker kemikaliernes korrosivitet.

GENOPTAGELSE AF PRODUKTIONEN

Energistyrelsen lagde afgørende vægt på, at produktionen fra de berørte felter først blev genoptaget, når det var sikkerhedsmæssigt forsvarligt. På dette grundlag blev produktionen genoptaget så hurtigt, som de pågældende anlægsdele var klar til drift for at minimere de økonomiske tab.

Som en betingelse for at tillade at produktion kunne genoptages, krævede Energistyrelsen, at der var udført et omfattende kontrol- og reparationsarbejde på de berørte anlægsdele. Til sikring af kvaliteten af det udførte arbejde blev der stillet krav om, at arbejdet skulle underlægges 3. parts inspektion. Det Norske Veritas (DNV) skulle derfor gennemgå de pågældende dele af Gorm anlægget, og der skulle foreligge dokumentation for, at alle dele af anlægget, som har betydning for anlæggets sikkerhed, var behørigt kontrolleret, før de kunne tages i brug igen. Desuden krævedes det, da årsagen til korrosionen blev kendt, at procesrørene omkring alle injektionspunkter for de pågældende kemikalier blev undersøgt.

Arbejdet med reparation af de beskadigede dele af anlægget samt undersøgelserne af de øvrige dele var meget omfattende. For at huse den store mand-skabstyrke, som skulle udføre arbejdet, blev Gorm feltets beboelse suppleret med en hotelplatform.

Genopstarten af Gorm feltets produktionsanlæg skete i tre faser efterhånden som de enkelte dele af anlægget var klar til drift. Sidst i juni måned kunne separationsmodulet på Gorm C tages i brug for behandling af olie- og vandproduktionen fra Halfdan feltet.

I slutningen af juli måned var anlæggene på Gorm F platformen, hvor blandt andet produktionen fra Gorm og Skjold behandles, klar til drift. Da gasbehandlingsmodulet på Gorm C endnu ikke kunne sættes i drift, var produktionen af Gorm og Skjold brøndene imidlertid begrænset af, at der endnu ikke var løftegas til rådighed.

Først i slutningen af august 2001 var de sidste reparations- og inspektionsaktiviteter afsluttet, og den 24. august 2001 kunne Energistyrelsen meddele tilladelse til, at gasbehandlingen på Gorm feltet kunne sættes i drift igen.

Genopstarten af anlægget blev gennemført den 2. september 2001, og normale produktionsforhold på de tilsluttede felter kunne herefter genetableres. De små satellitfelter Rolf og Dagmar blev dog først sat i produktion i henholdsvis september og november måned.

KONSEKVENSER FOR PRODUKTIONEN

Det var således især produktionen fra de felter, der er tilsluttet behandlingsanlæggene på Gorm, nemlig Gorm, Skjold, Rolf og Dagmar, der blev påvirket af ulykken. Olieproduktionen fra Gorm og Skjold udgør normalt omkring 20% af den samlede danske produktion.

Produktionen fra Halfdan blev ikke påvirket i samme grad, da det var muligt hurtigt efter uheldet at føre olien til Dan feltet. Desuden var separationsmodulet på Gorm C, hvor behandlingen af Halfdan olien normalt finder sted, relativt hurtigt driftsklar.

Produktionen fra de øvrige felter har kun i mindre udstrækning været påvirket af uheldet på Gorm, blandt andet i forbindelse med undersøgelser af tilsvarende injektionssteder for mulige korrosionsskader.

På figur 6.1 er vist Energistyrelsens produktionsprognose pr. 1. januar 2001 for felterne Gorm, Skjold, Rolf og Dagmar samt den faktiske produktion for 2001.

Prognosen for olieproduktionen fra de nævnte felter viser et svagt fald, undtagen midt på året, hvor en lille stigning i produktionen indikerer indfasning af en ny brønd.

Uheldet skete den 20. maj, hvorefter anlæggene var lukket indtil den 27. juli, hvor produktionen fra Gorm og Skjold blev genoptaget i et vist omfang. Anlæggene blev startet langsomt op, og fuld produktion for disse felter blev opnået i september måned. Produktionen fra Rolf og Dagmar blev som nævnt genoptaget i henholdsvis september og november måned.

fig. 6.1 Olieproduktion og prognose for felterne Gorm, Skjold, Rolf og Dagmar

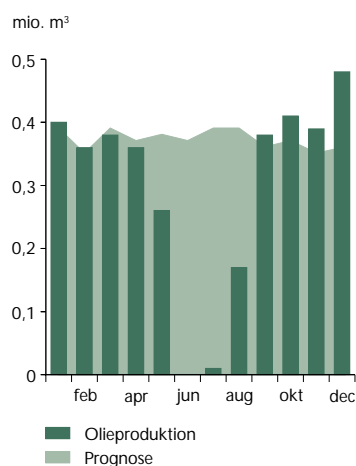
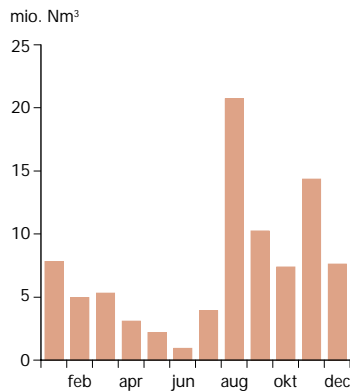


fig. 6.2 Gasafbrænding på Gorm feltet



For perioden januar til og med april 2001 er det faktiske forløb af produktionen fra Gorm, Skjold, Rolf og Dagmar stort set i overensstemmelse med prognosen. Fra maj til og med august 2001 forventedes en produktion på 1,5 mio. m³ olie, mens den faktiske produktion blev 0,4 mio. m³ olie fra disse felter.

For de resterende måneder af året var produktionen 0,2 mio. m³ olie større end prognosticeret for de nævnte felter. Merproduktionen skyldes blandt andet, at der i nogle brønde opnåedes en såkaldt "flush"-produktion. Det er en merproduktion, som indtræffer efter en periode, hvor brøndene har været lukket ned i længere tid, indtil produktionsforholdene igen er stabiliseret på det tidligere niveau. Desuden indgår der i denne periode produktion fra to yderligere brønde, som ikke var indeholdt i prognosen.

Øget gasafbrænding

Uheldet på Gorm fik store konsekvenser for mængden af gas, der afbrændes uden nyttiggørelse. Gorm feltets gasbehandlingsanlæg var ude af drift i mere end 4 måneder, og i forbindelse med den trinvis opstart af produktion fra de tilsluttede felter kunne den producerede gas ikke udnyttes, men måtte afbrændes.

I august og september 2001 blev der afbrændt henholdsvis 20,7 mio. Nm³ og 10,2 mio. Nm³ gas mod et månedsgennemsnit året før på ca. 5 mio. Nm³. Figur 6.2 viser de afbrændte gasmængder opgjort for hver måned i 2001.

For de øvrige DUC produktionscentres vedkommende har inspektions- og kontrolprogrammerne, som udførtes på disse anlæg som opfølgning af ulykken på Gorm, også medført en stigning i gasafbrændingen, da det i perioder var nødvendigt at stoppe gasbehandlingen.

OPFØLGNING PÅ UHELDET

Umiddelbart efter ulykken på Gorm C platformen underrettede Energistyrelsen de øvrige operatører på dansk område om, at der ved tilsætning af svovlbrintescavenger i processystemerne på anlæggene kan opstå korrosion i de pågældende rørsystemer.

Alle operatører i Danmark blev anmodet om umiddelbart at gennemføre et ekstraordinært inspektions- og kontrolprogram, blandt andet bestående af måling af godstykkelsen i de procesrør, hvor der sker eller tidligere er sket tilsætning af svovlbrintescavenger.

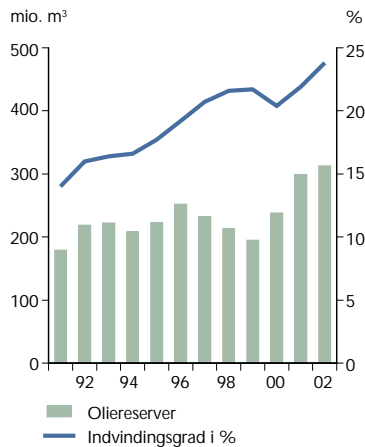
Da resultatet af undersøgelserne af årsagen til korrosionsproblemet forelå, og det stod klart, at korrosionen var opstået som resultat af scavengertilsætning i varme rør, blev der sat undersøgelser i gang med henblik på hurtigst muligt at finde en permanent løsning på korrosionsproblemet.

Overvejelserne går dels på at finde alternativer til de hidtil anvendte kemikalier og dels på at udskifte de kritiske rørføringer med rør af modstandsdygtigt materiale. Indtil der er implementeret en permanent løsning, er der en skærpet overvågning af rørsystemet omkring de kritiske injektionspunkter.

Økonomi- og Erhvervsministeren har i foråret 2002 besluttet at iværksætte en uvildig undersøgelse af sikkerhedsforholdene på Gorm feltets installationer.

7. RESERVER

fig. 7.1 Oliereserver og indvindingsgrad



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

I sidste års opgørelse blev der foretaget den største opskrivning af oliereserverne nogensinde. Reserverne i denne opgørelse er næsten uændrede i forhold til sidste år. Opskrivningen af den forventede samlede indvinding er lidt større end produktionen i 2001.

Gasreserverne er i lighed med oliereserverne næsten uændrede i forhold til sidste års opgørelse. Opskrivningen af forventningen til den samlede indvinding er kun lidt mindre end produktionen i 2001.

Den samlede indvindingsgrad for olie, som er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder, er steget fra 22% til 24% i forhold til sidste års opgørelse, se figur 7.1. Dette skyldes hovedsagelig en nedskrivning af de tilstedeværende mængder på Dan samt en opskrivning af reserverne på Dan og Halfdan.

Set i et større tidsperspektiv er den forventede indvindingsgrad siden 1990 steget fra 14% til 24%, altså en stigning på næsten 75% som følge af yderligere udbygning af felterne med vandrette brønde og vandinjektion.

R/P-FORHOLD OG PRODUKTION

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

R/P-forholdet er 15 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse. Dette betyder, at en olieproduktion på 2001-niveau beregningsmæssigt ville kunne opretholdes i de næste 15 år.

I sidste års opgørelse var R/P-forholdet 14, så R/P-forholdet er omtrent uændret 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 7.5 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.

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 7.1.

Boks 7.1 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 kommerabilitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver ligeledes som planlagt indvinding.

Mulig indvinding

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

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

Tabel 7.1 viser Energistyrelsens opgørelse over reserver for olie og gas fordelt på felter og kategorier.

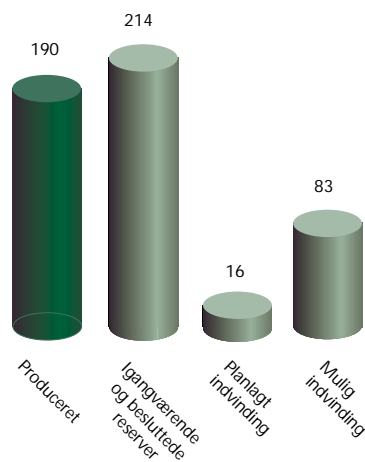
For de enkelte felter er der angivet de opgjorte lave, forventede og høje reserve-skøn for at illustrere den usikkerhed, som er forbundet med opgørelsen. Ved en vurdering af Danmarks samlede reserver er det ikke realistisk at forudsætte, at det lave eller det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige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

Det fremgår af figur 7.2, at de forventede oliereserver udgør mellem 230 og 313 mio. m³. Forskellen på de to tal svarer til de mulige reserver på 83 mio. m³. Reserverne

tabel 7.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 2002

OLIE, mio. m ³				GAS, mia. Nm ³					
Endelig indvinding				Endelig indvinding					
Produceret	Reserver			Produceret	Reserver				
	Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj		
Igangværende og besluttet indvinding:				Igangværende og besluttet indvinding:					
Adda	-	1	1	1	Adda	-	0	0	1
Alma	-	0	1	1	Alma	-	1	1	2
Dagmar	1	0	0	0	Dagmar	0	0	0	0
Dan	57	37	60	84	Dan	17	3	8	13
Elly	-	0	1	1	Elly	-	2	5	7
Gorm	42	8	14	19	Gorm	5	1	2	3
Halfdan	4	47	74	104	Halfdan	1	5	9	12
Harald	6	2	3	4	Harald	12	8	12	16
Kraka	4	1	2	3	Kraka	1	0	1	2
Lulita	1	0	0	0	Lulita	0	0	0	0
Regnar	1	0	0	0	Regnar	0	0	0	0
Roar	2	1	1	2	Roar	9	5	8	11
Rolf	4	0	1	1	Rolf	0	0	0	0
Siri	6	1	3	4	Siri	-	-	-	-
Skjold	32	6	13	21	Skjold	3	0	1	2
Svend	4	1	2	3	Svend	1	0	0	1
Syd Arne	5	*	27	*	Syd Arne	2	*	7	*
Tyra	19	3	6	9	Tyra	32	25	29	32
Tyra Sydøst	-	3	5	6	Tyra Sydøst	-	8	11	14
Valdemar	1	1	2	2	Valdemar	1	1	2	4
Sub total	190	214			Sub total	84	94		
Planlagt indvinding:				Planlagt indvinding:					
Amalie	-	*	2	3	Amalie	-	*	3	5
Boje området	-	1	1	1	Boje området	-	0	0	0
Cecilie	-	3	4	6	Cecilie	-	-	-	-
Freja	-	1	1	2	Freja	-	0	0	0
Igor	-	0	1	1	Igor	-	3	8	13
Nini	-	4	6	9	Nini	-	-	-	-
Sif	-	0	1	2	Sif	-	2	5	8
Sub total		16			Sub total		17		
Mulig indvinding:				Mulig indvinding:					
Prod. felter	-	31	61	92	Prod. felter	-	6	12	18
Øvr. felter	-	2	3	5	Øvr. felter	-	4	7	11
Fund	-	7	19	43	Fund	-	3	11	22
Sub total		83			Sub total		30		
Total	190	313			Total	84	141		
Januar 2001	169	299			Januar 2001	76	144		

* ikke beregnet

fig. 7.2 Olieindvinding, mio. m³

for kategorierne planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt. Reserverne i kategorien igangværende/besluttede er de største, der nogensinde er opgjort af Energistyrelsen.

På tilsvarende måde illustrerer figur 7.3, at de forventede gasreserver udgør mellem 111 og 141 mia. Nm³. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mængder, som kan markedsføres som naturgas, idet differencen udgøres af et fradrag på skønsmæssigt 10-15%, som forbruges eller afbrændes på platformene i forbindelse med produktionen.

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse i januar 2001 er der foretaget en række ændringer. Disse ændringer skyldes nye fund, 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 2001 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget bidrag for udbygning af Tyra Sydøst, idet der var fremsendt plan for dette felt. Senere i 2001 er denne plan blevet godkendt, og indvindingen er derfor flyttet til nærværende kategori.

Lola er blevet tilbageleveret, og reservebidraget er derfor medtaget under kategorien mulig indvinding.

På grund af produktionserfaringer eller boring af yderligere brønde er reserverne opskrevet på felterne Gorm, Roar, Siri, Skjold og Svend.

I henholdsvis september 2001 og oktober 2001 blev der godkendt en plan for videre udbygning af Dan og Halfdan, og reserverne for disse felter er opskrevet på grund af produktionserfaringer og godkendelse af planerne.

For Tyra Sydøst er reserverne opskrevet på grund af positive boreresultater.

Planlagt indvinding

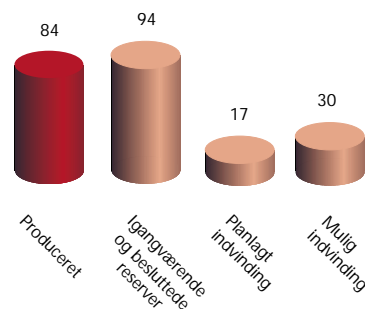
Der blev fremsendt en revideret plan for udbygning af Igor og Boje området i december 2001 og for Freja i januar 2002. Desuden blev der fremsendt en udbygningsplan for Amalie i december 2001 og for Cecilie samt Nini i marts i år. Disse felters reserver indgår derfor i nærværende kategori.

Bertel er blevet tilbageleveret, og reservebidraget er medtaget under kategorien mulig indvinding.

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,

fig. 7.3 Gasindvinding, mia. Nm³

driftsomkostninger og udvikling i olieprisen vurderes det, at der vil kunne indvindes yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i adskillige af felterne.

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale fra Boje området, Igor, Kraka, Sif og Valdemar.

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

I gennemsnit for samtlige danske felter og fund udgør den samlede mængde af olie, der kan indvindes under anvendelse af kendt teknologi, ca. 24% af de tilstedeværende mængder. På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes opnået en gennemsnitlig indvinding på 38% af de tilstedeværende mængder under anvendelse af kendte metoder, herunder injektion af gas og vand. I opgørelsen indgår imidlertid også bidrag fra de relativt store olieforekomster i Tyra, Tyra Sydøst og Valdemar felterne, som grundet særligt vanskelige indvindingsforhold har relativt lave indvindingsgrader.

PRODUKTIONSPROGNOSER

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

Den foreliggende 5 års prognose viser Energistyrelsens forventninger til produktionen frem til år 2006. Endvidere er Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år beskrevet.

5 års prognose

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

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

Den forventede olieproduktion fremgår af tabel 7.2. Prognosen for den samlede olieproduktion betegnes det planlagte forløb og har et nogenlunde konstant forløb med et gennemsnit på ca. 23,0 mio. m³ olie. For 2002 forventes olieproduktionen at blive 23,1 mio. m³ svarende til 398.000 tønder olie pr. dag.

I forhold til prognosen, som blev bragt i den forrige årsrapport, er den forventede produktion opskrevet med i gennemsnit omkring 40%. Opskrivningen skyldes hovedsagelig, at der er inkluderet udbygning af felterne Cecilie og Nini samt videre udbygning af Dan og Halfdan. Desuden er forventningerne til produktionen fra adskillige felter øget.

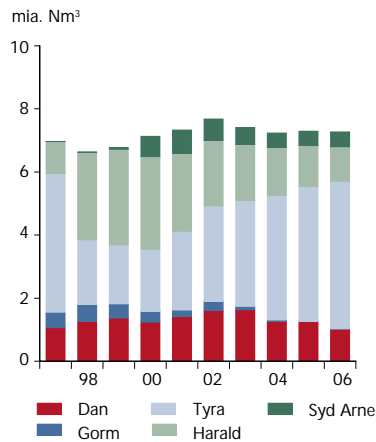
I det efterfølgende kommenteres ændringerne i prognosen.

I prognosen for januar 2001 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget forventet produktion for udbygning af Lola og Tyra Sydøst. Som nævnt er Lola tilbageleveret efter en revurdering af forekomsten, og bidraget for Tyra Sydøst er nu medtaget under kategorien igangværende og besluttet.

tabel 7.2 Olieproduktion, mio. m³

	2002	2003	2004	2005	2006
Igangværende og besluttet:					
Adda	-	-	-	0,5	0,1
Alma	-	-	-	0,1	0,1
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dan	6,8	6,7	6,3	5,9	5,4
Elly	-	-	-	0,2	0,1
Gorm	2,8	2,6	2,1	1,7	1,2
Halfdan	4,4	5,6	6,1	6,2	5,6
Harald	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2
Kraka	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Lulita	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Roar	0,3	0,2	0,2	0,0	0,1
Rolf	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Siri	1,2	0,6	0,4	0,3	0,2
Skjold	1,7	1,3	1,1	1,0	0,9
Svend	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
Syd Arne	2,5	2,9	2,9	2,9	2,9
Tyra	0,8	0,8	0,8	0,5	0,6
Tyra Sydøst	0,8	1,0	0,6	0,4	0,3
Valdemar	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Sub total	23,1	23,0	21,5	20,7	18,2
Planlagt:	-	1,5	2,3	2,8	2,1
Forventet:	23,1	24,5	23,8	23,5	20,3

fig. 7.4 Produktion og prognose for naturgas fordelt på behandlingscentre



På grund af produktionserfaringer eller boring af yderligere brønde er forventningerne til produktionen opskrevet på felterne Gorm, Siri, Skjold og Svend.

Prognosen for Dan og Halfdan er opskrevet på grund af produktionserfaringer og godkendelse af planer for videre udbygning. I 2005 forventes Halfdan at være det felt, der har den største produktion med en andel af den samlede produktion på omkring 25%.

For Tyra Sydøst er den forventede produktion på grund af boreresultater i gennemsnit mere end tredoblet i prognoseperioden i forhold til sidste års prognose.

Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til den forrige årsrapport.

Kategorien planlagt indvinding omfatter fremtidig udbygning af Boje området, Cecilie, Freja, Igor, Nini og Sif.

Forventningen til produktion af naturgas er vist på figur 7.4 fordelt på behandlingscentre.

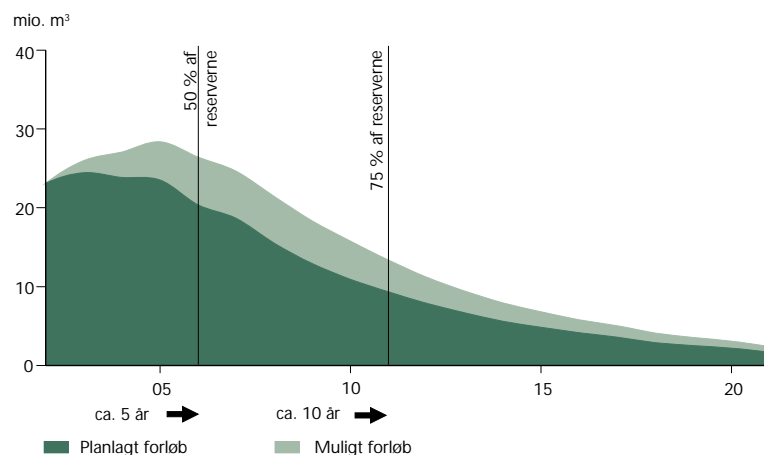
20 års prognose

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

I forbindelse med prognosen til år 2021 er det forudsat, at forløbet af produktionen fastlægges ud fra tekniske forudsætninger, uafhængig af juridiske og operationelle vilkår.

Figur 7.5 angiver to forløb for olieproduktionen. Det planlagte forløb svarer til en forlængelse af forløbet, som er angivet i tabel 7.2, mens den anden prognose også inkluderer kategorien mulig indvinding.

fig. 7.5 Prognose for olieproduktion 2002-2021



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

Energistyrelsen vurderer, at der er et yderligere potentiale for indvinding ved anvendelse af vandinjektion i adskillige felter, og at der er et yderligere potentiale for indvinding fra Boje området, Igor, Kraka, Sif og Valdemar.

Det fremgår af figur 7.5, at der for det planlagte forløb forventes en næsten konstant produktion på 24 mio. m³ olie for perioden 2003 til 2005, hvorefter produktionen forventes at falde. Olieproduktionen svarende til det mulige forløb når et maksimum på ca. 28 mio. m³ i 2005, hvorefter produktionen forventes at falde.

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

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

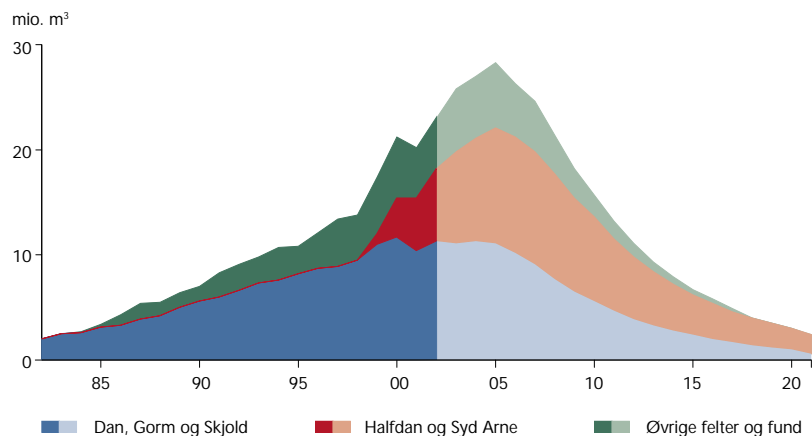
Dan, Gorm og Skjold er de tre ældste, producerende danske felter. Disse felter har produceret ca. 70% af den samlede olieproduktion, og på grund af udbygning med vandrette brønde og vandinjektion indeholder felterne stadig betydelige reserver, se figur 7.6.

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

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

Selv om prognosen dækker en periode på 20 år, er det kun muligt at forudse udviklingen få år frem. Det ligger således i prognosens metodik, at produktionen må forventes at falde efter en kort årrække.

fig. 7.6 Olieproduktion og prognoser for perioden 1982-2021



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

Anvendelse af nye former for teknologi repræsenterer såkaldte teknologispring, som kan have store konsekvenser for den endelige indvinding.

Det ressourcemæssige potentiale ved et teknologispring kan for felterne Dan, Gorm, Skjold, Halfdan og Syd Arne eksemplificeres ved, at hvis den gennemsnitlige indvindingsgrad for disse fem felter øges med omkring 5% point, svarer dette potentiale til de opgjorte reserver for alle øvrige felter og fund. Forøgelsen af indvindingsgraden skal ses på baggrund af, at der forventes en gennemsnitlig indvindingsgrad på 37% for disse fem felter.

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

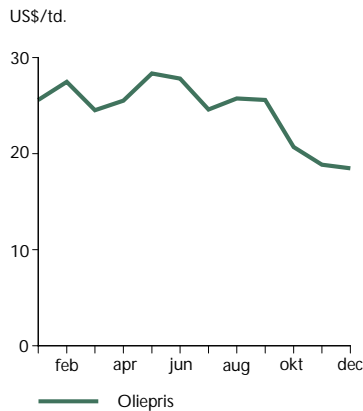
Siden gassalget begyndte i 1984, er leverancerne af naturgas fra A. P. Møllers Eneretsbevilling sket i henhold til gassalgskontrakter indgået mellem DUC og DONG Naturgas A/S. Det nuværende aftalekompleks omfatter ikke et fast, samlet volumen, men en årlig mængde, der leveres så længe, det er teknisk og økonomisk forsvarligt for DUC at opretholde produktionen på dette niveau.

I 1997 blev der endvidere indgået aftale om køb af gassen fra Syd Arne feltet mellem Amerada Hess-gruppen og DONG Naturgas A/S, og i 1998 blev der indgået kontrakt mellem Statoil-gruppen og DONG Naturgas A/S om leverance af Statoil-gruppens andel af gassen fra Lulita feltet.

Energistyrelsens prognose for det planlagte forløb er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC omfatter en samlet mængde på ca. 140 mia. Nm³ til år 2012. Desuden indgår der ca. 5 mia. Nm³ i det planlagte forløb fra Syd Arne.

8. ØKONOMI

fig. 8.1 Olieprisens udvikling i 2001



Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen har en positiv betydning for Danmarks økonomi. Danmark har siden 1991 været selvforsynende med olie og gas. Derudover var Danmark i 2001 for femte år i træk selvforsynende med energi. Produktionen af olie og naturgas i Nordsøen er hovedårsag til dette resultat. Produktionen gavner også 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 2001 for olie ved Brent-noteringen var 24,4 US\$ pr. tønde. Dette er lidt lavere end i 2000, hvor den gennemsnitlige oliepris var knap 28 US\$ pr. tønde. Allerede i første halvår 2001 var niveauet faldet i forhold til andet halvår 2000, og i løbet af andet halvår 2001 faldt olieprisen yderligere.

Gennemsnittet for olieprisen i januar 2001 var knap 27 US\$ pr. tønde og gennemsnittet for december 2001 var godt 18 US\$ pr. tønde. Bevægelsen fra 27 til 18 US\$ pr. tønde er ikke sket ved et glidende fald. Som det ses af figur 8.1 er der forgået flere udsving undervejs, hvilket er sædvanligt for olieprisudviklingen.

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.

I forbindelse med de tragiske begivenheder i USA den 11. september 2001 steg olieprisen kortvarigt. Derefter faldt prisen som følge af frygten for, at en recession ville mindske efterspørgselen. Sidst i september 2001 holdt OPEC et møde, hvor det besluttedes ikke at skære i produktionen, selv om olieprisen var på det laveste niveau siden 1999. I de sidste tre måneder i 2001 fortsatte olieprisen med at falde. Denne faldende tendens er i de første måneder af 2002 afløst af stigende oliepriser.

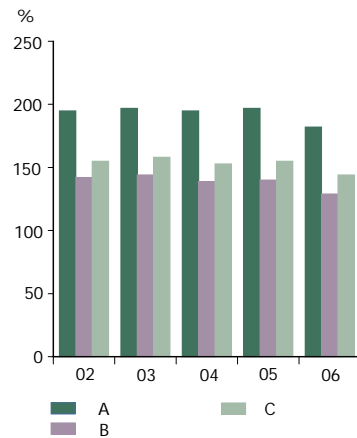
Den gennemsnitlige dollarkurs i 2001 lå på 8,3 kr. pr. US\$. Dette er en mindre stigning i forhold til 2000, hvor den gennemsnitlige dollarkurs var 8,1 kr. pr. US\$. Denne udvikling i dollarkursen har formindsket faldet i olieprisen udtrykt i danske kroner og dermed produktionsværdien af den olie, som 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 2001 faldt til ca. 31,3 mia. kr., hvilket er et fald på ca. 10% i forhold til 2000. Dette fald skyldes en lidt mindre produktion på grund af ulykken på Gorm feltet, se afsnittet *Ulykke på Gorm feltet*, samt en lavere oliepris. Historisk set er den forventede produktionsværdi i 2001 dog fortsat meget høj.

Værdien af olieproduktionen i 2000 var 30,0 mia. kr. mens værdien af den producerede gas vurderedes til 4,8 mia. kr. De foreløbige skøn for 2001 viser, at olieproduktionen havde en værdi på 24,7 mia. kr og gassen en værdi på 6,6 mia. kr. Det

fig. 8.2 Selvforsyningsgrader



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.

bemærkes, at skønnet for gassens produktionsværdi er steget samtidig med, at oliens produktionsværdi er faldet. En del af forklaringen er, at gasprisen er knyttet til olieprisen med en vis forsinkelse. Den meget høje oliepris i 2000 er således med til at påvirke gassens værdi i 2001. I figur 3.2 i afsnittet *Udbygning og produktion* ses hvorledes produktionen i 2001 fordeler sig på de elleve producerende selskaber.

Produktionsværdiens udvikling i de kommende år afhænger både af produktionen og af udviklingen i olie- og gasprisen og dollarkursen. Energistyrelsen skønner på baggrund af de kendte reserver, at olieproduktionen vil ligge på et lidt højere niveau i perioden 2002-2005 for derefter at falde, hvis der ikke bliver iværksat nye udbygningsinitiativer. Gasproduktionen forventes at være konstant i en årrække. Olieprisens udvikling er derimod meget svær at forudsige, og 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 2001 var den samlede danske produktion af olie, naturgas og vedvarende energi ca. 37% større end det samlede energiforbrug. Der er tale om en mindre ændring i forhold til året før, hvor produktionen oversteg forbruget med 39%. Målt i forhold til det totale energiforbrug af olie og naturgas var produktionen henholdsvis 26% og 85% større i 2001.

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 heraf. Danmark har siden 1991 været selvforsynende med olie og gas, og i 2002 forventes den danske olie- og naturgasproduktion at overstige forbruget med ca. 95%.

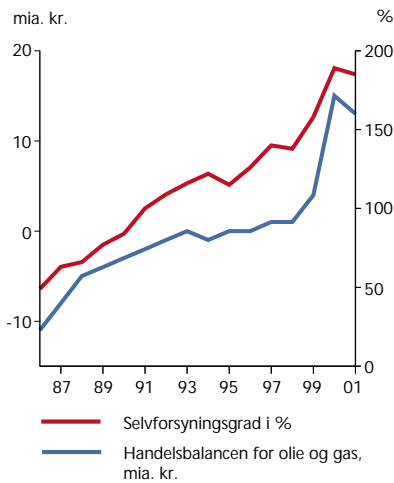
Af forløb B fremgår det, at olie- og naturgasproduktionen i 2002 forventes at overstige det samlede energiforbrug i Danmark med ca. 42%.

Forløb C angiver, hvor stor en andel af det samlede energiforbrug som den samlede danske produktion af olie, naturgas og vedvarende energi dækker. I 2002 forventes produktionen at overstige forbruget med 55%.

tabel 8.1 Selvforsyningsgrader

	2002	2003	2004	2005	2006
Produktion i PJ					
Råolie	841	870	834	845	755
Gas	302	290	283	286	285
Vedv. energi	110	114	112	118	120
Energiforbrug i PJ					
Total	807	807	805	807	807
Selvforsyningsgrader i %					
A	195	197	195	197	182
B	142	144	139	140	129
C	155	158	153	155	144

fig. 8.3 Handelsbalancen for olie og gas samt selvforsyningsgrad, 2001-priser



PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

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

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 fig. 8.3.

Underskuddet i samhandlen med udlandet for så vidt angår olie- og naturgasprodukter er siden midten af 1980'erne gradvist blevet mindre. I 1995 blev underskuddet vendt til et overskud på 293 mio. kr. Den positive udvikling er fortsat op gennem 1990'erne, og i 2000 blev overskuddet det største hidtil med ca. 14,4 mia. kr.

I 2001 er overskuddet i samhandlen med udlandet for så vidt angår olie- og naturgasprodukter foreløbigt opgjort til ca. 13 mia. kr.

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.

På baggrund af en række simplificerende antagelser har Energistyrelsen 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 samt drifts- og transportomkostninger. Herudover gøres en række antagelser om importindhold, renteudgifter samt overskud for kulbrinteaktiviteterne.

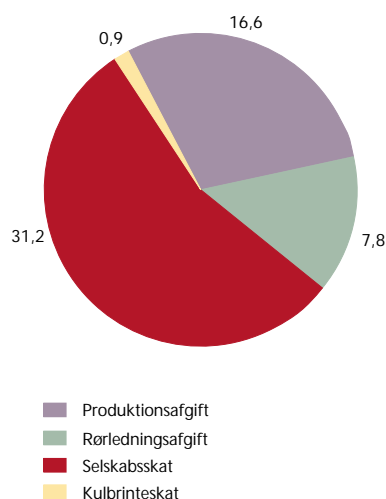
Endelig gennemføres beregninger for både et lavt og et højt olieprisforløb på henholdsvis 20 US\$ pr. tønde og 25 US\$ pr. tønde samt en dollarkurs på 8,1 kr. pr. US\$. De to alternative prisforløb tjener alene til illustration af de økonomiske fremskrivningers følsomhed overfor variationer i olieprisen.

Tabel 8.2 viser værdien af de forskellige niveauer i beregningen for det lave olieprisforløb. Endvidere viser tabellen den beregnede effekt for betalingsbalancens løbende poster for det høje prisforløb

tabel 8.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 2001-priser, Lavt prisforløb (20US\$/td.)

	2002	2003	2004	2005	2006
Samf. økonomisk produktionsværdi	29	29	28	28	26
Importindhold	8	8	5	2	2
Vare- og tjenestebalancen	21	21	23	27	24
Renter og udbytter	7	7	7	7	6
Betalingsbal. løbende poster	14	14	16	20	18
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (25US\$/bb)	18	19	22	26	23

fig. 8.4 Statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2001, mia. kr., 2001-priser



Den samfundsøkonomiske produktionsværdi defineres her som summen af produktionsværdien for den producerede olie samt produktionsværdien af naturgasforbruget og naturgaseksporten. Herfra fratrækkes importindholdet i de forventede udgifter. Effekten på betalingsbalancens løbende poster fremkommer ved herefter at fratrække de skønnede udbytte- og rentebetalinger til udlandet.

Ved en oliepris på 20 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge mellem 14 og 20 mia. kr., mens der for det høje prisforløb er tale om et interval på 18 til 26 mia. kr. De to forløb viser, at olieprisen har stor indflydelse på olie- og gasaktiviteternes effekt på dansk økonomi.

Statens indtægter

Staten får direkte indtægter fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen via fem forskellige skatter og afgifter: *selskabsskat*, *kulbrinteskatt*, *produktionsafgift* og *olierørlednings-/dispensationsafgift*. Derudover får staten en indirekte indtægt via DONG E&P A/S' deltagelse. Ved udgangen af 2001 var statens akkumulerede indtægter fra olie- og gasindvinding 56,5 mia. kr. i 2001-priser. Dette kan ses i lyset af, at den akkumulerede produktionsværdi ved udgangen af 2001 var 242,6 mia. kr. i 2001-priser. Den tilsvarende akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 146,3 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.

Den fortsatte relativt høje oliepris og dollarkurs i 2001 har haft stor indflydelse på statens indtægter. Ydermere er flere af selskaberne kommet ind i en fase i produktionsforløbet, hvor en stor del af de første store investeringer er afskrevet. Statens samlede indtægter på ca. 10,2 mia. kr. i 2001 er således en stigning på ca. 22% i forhold til 2000, som i forvejen var en fordobling i forhold til 1999.

Som tabel 8.3 viser, steg statens indtægter fra produktionen med ca. 1,9 mia. kr. i forhold til 2000. Årsagen til denne markante vækst er udover påvirkningen fra olieprisen det faktum, at der for DUC-selskabernes vedkommende bliver betalt produktionsafgift af det foregående års produktion. Det medfører, at staten i 2000 modtog produktionsafgift baseret på produktion i 1999, hvor olieprisen og produktionen var noget mindre end i 2000. I 2001 har staten modtaget produktionsafgiften fra DUC-selskaberne baseret på den meget høje produktionsværdi i 2000, som derved er betydeligt højere end den produktionsafgift, der blev betalt i 2000. Dette vil også gøre sig gældende i 2002, hvor den stadig høje produktionsværdi i 2001 vil danne grundlag for DUC-selskabernes produktionsafgift, uanset hvordan olieprisen udvikler sig i 2002.

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

	1997	1998	1999	2000	2001*
Kulbrinteskatt	0	0	0	0	0
Selskabsskat	1.743	1.709	2.310	5.750	6.800
Produktionsafgift	944	1.098	854	1.153	2.243
Olierørledningsafgift**	444	310	619	1.401	1.111
I alt	3.131	3.117	3.784	8.304	10.154

*Skøn

**Inkl. 5% dispensationsafgift

De seneste tre år har staten modtaget indtægter fra selskaber udover 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. Af bilag A fremgår hvilke selskaber, der indgår i de enkelte tilladelser. Det statsjede selskab, DONG E&P A/S, deltager i produktionen fra alle tre felter.

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 suppleret denne andel ved på kommercielle vilkår at købe yderligere andele i tilladelsen. DONG E&P A/S indgår således på lige fod med de øvrige selskaber, dvs. betaler sin del af udgifterne og modtager tilsvarende del af indtægterne.

Statsdeltagelse, som den er benyttet i 4. og 5. runde, har ikke indflydelse på projektøkonomien, men kun på størrelsen af det økonomiske resultat. Det skyldes, at selskaberne får reduceret udgifterne til efterforskning, investeringer og driftsudgifter med samme andel som indtægterne. Hovedformålet med at lade statselskabet indgå i tilladelserne er at sikre staten en andel i udbyttet fra indvinding af olie- og gasressourcerne.

Skatteministeriet har bidraget med de efterfølgende skøn og bemærkninger til statens fremtidige indtægter fra kulbrinteindvinding.

“For de kommende 5 år skønnes der med et olieprisforløb på 20 US\$, at statens samlede indtægter vil være 7,5 mia. kr. i 2002 for derefter at ligge på omtrent samme niveau frem til 2006, se tabel 8.4. Et olieprisforløb på 25 US\$ skønnes at ville medføre indtægter til staten på 10,1 mia. kr. i 2002 og ende på 12,0 mia. kr. i 2006.

Der har i de seneste år været relative høje oliepriser samt en stigende produktion på dansk område. Dette har sammen med aftagende investeringer i felter med overskud medført, at de tidligere års fremførte underskud i den kulbrinteskattepligtige indkomst langsomt er blevet reduceret over årene. Derfor anslås det fremførte underskud nu ikke længere at kunne opveje overskuddene fra felterne.

Der er i skønnene for selskabs- og kulbrinteskatten ikke taget højde for effekter forbundet med adfærdændringer - herunder især de meget kraftige investeringsincitament, der fremkommer, når selskaberne er i kulbrinteskatteposition.

tabel 8.4 Statens forventede indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., 2001-priser

		2002	2003	2004	2005	2006
Selskabsskat	20 \$/td.	4,5	4,5	4,2	4,7	4,3
	25 \$/td.	6,3	6,3	5,9	6,4	5,8
Kulbrinteskate		0,0	0,1	0,2	0,2	0,6
		0,2	0,5	2,0	3,2	3,1
Produktionsafgift		1,8	1,8	1,7	1,7	1,5
		2,3	2,3	2,2	2,2	1,9
Olierørledningsafgift*		1,1	1,1	1,1	1,1	1,0
		1,4	1,4	1,4	1,4	1,2
Total		7,5	7,6	7,3	7,8	7,3
		10,1	10,5	11,4	13,2	12,0

*Inkl. 5% dispensationsafgift

Boks 8.1 Statens indtægtskilder fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen

Skatterne og afgifterne 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, fordi olie- og gassektoren kræver forholdsvis store investeringer, som kan fratrækkes i form af afskrivninger over en lang årrække. Fra 1. januar 2001 blev selskabsskatten nedsat fra 32 til 30%.

Kulbrinteskate

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 kun betalt kulbrinteskate i nogle få år i første halvdel af 1980'erne. I alt er der betalt ca. 900 mio. kr. i 2001-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 fra- drag af transportomkostninger. Derudover betaler Statoil-gruppen en produktionsafgift, som er afhængig af produktionens størrelse for selskabets andel af Lulita feltet. Nye tilladelser indehol- der ikke krav om betaling af produktionsafgift.

Olierørledningsafgift

DONG Olierør A/S ejer olierørledningen mellem Gorm feltet og Fredericia. Brugere af rørled- ningen 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 olierørled- ningsafgift.

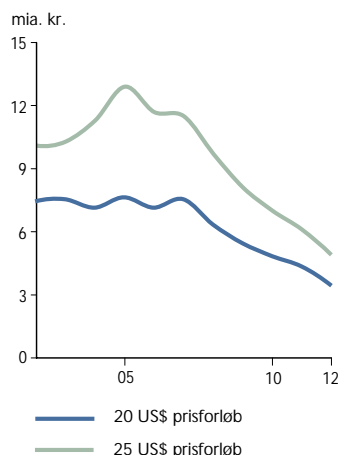
Dispensationsafgift

Rørledningsloven blev ændret i juni 1997. Hensigten var at præcisere, at der også ved en und- tagelse 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

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 og bidrager dermed til statens direkte indtægter fra kulbrinteproduktionen. Derudover er DONG E&P A/S 100% statsejet, og selskabets øko- nomiske resultat afspejler derfor værdien af denne statsejendel. DONG E&P A/S' overskud efter skat i 2001 beløber sig til 414 mio. kr.

fig. 8.5 Skatter og afgifter 2002-2012, 2001-priser



Ifølge rapporten fra Kulbrintebeskatningsudvalget (betænkning nr. 1408) kan selskaberne opnå så store fradrag, at det er særdeles tvivlsomt, om der vil blive betalt kulbrinteskate i mere end enkelte år. Der er da heller ikke siden 1985 betalt kulbrinteskate.

De fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskatter er yderligere behæftet med usikkerhed, da beregningerne er baseret på en række stiliserede forudsætninger blandt andet om selskabernes finansieringsudgifter. Ligeledes vil en ændret oliepris indebære, at skønnene ændres.”

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

RETTIGHEDSHAVERNES ØKONOMISKE FORHOLD

I perioden fra 1963 til 2001 har rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift (inkl. transport) af producerende felter beløbet sig til henholdsvis 24,0 mia. kr., 76,8 mia.kr. og 45,5 mia. kr. i 2001-priser.

Der har været en del interesse for DUC-selskabernes indtjening. Derfor har Energi-styrelsen bedt Institut for Regnskab og Revision ved Handelshøjskolen i København om at analysere og vurdere DUC-selskabernes økonomiske resultater i den danske del af Nordsøen siden 1962.

Efterforskningsomkostninger

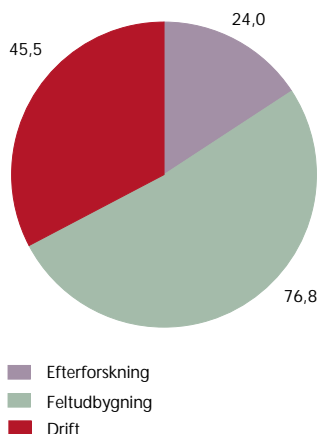
Energistyrelsen har foreløbigt opgjort de samlede efterforskningsudgifter i 2001

tabel 8.5 Investeringer, mio. kr., årets priser

	1997	1998	1999	2000	2001*
Adda	144	67	-	-	-
Dagmar	0	0	-	-	-
Dan	1.272	1.076	273	403	366
Gorm	73	167	26	12	239
Halfdan	-	-	204	886	1.517
Harald	486	99	32	175	-
Kraka	99	118	0	0	61
Lulita	81	-	-	-	-
Roar	2	0	80	17	-
Rolf	1	0	1	0	-
Siri	750	1.475	848	43	178
Skjold	1	16	399	404	89
Svend	0	13	189	-	115
Syd Arne	589	2.123	1.374	760	529
Tyra	236	169	152	330	198
Tyra Sydøst	-	-	-	-	357
Valdemar	1	0	0	60	316
Diverse	49	-19	-48	10	13
I alt	3.784	5.306	3.531	3.100	3.978

*Skøn

fig. 8.6 Rettighedshavernes udgifter i perioden 1963-2001, mia. kr., 2001-priser



til 1,1 mia. kr., heraf tegner tilladelserne fra 5. runde sig for omtrent halvdelen af de totale udgifter. DUC-selskabernes efterforskningsaktivitet inden for Eneretsbevillingen samt på nye tilladelser tegner sig for ca. 27% af de samlede udgifter til efterforskning i 2001.

I forhold til 2000 er der tale om en stigning i de samlede udgifter til efterforskning på ca. 0,4 mia. kr.

Det er Energistyrelsens vurdering, at det høje aktivitetsniveau i 2001, som blandt andet omfatter seks efterforskningsboringer og ni vurderingsboringer, vil fortsætte i de kommende tre år, se afsnittet *Efterforskning*. Herefter forventes aktiviteten at falde.

Udbygningsinvesteringer

De samlede investeringer i feltudbygninger i 2001 er foreløbigt opgjort til omtrent 4 mia. kr., hvilket er en stigning på ca. 0,9 mia. kr. i forhold til 2000. Investeringer på to af DUC-selskabernes felter, Tyra Sydøst og Halfdan, udgør en væsentlig del af forklaringen på denne stigning.

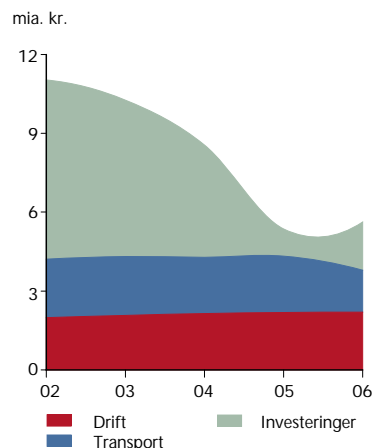
DUC-selskaberne tegner sig for mere end 80% af de samlede investeringer i 2001 og for ca. 81% af den samlede olieproduktion i 2001, se afsnittet *Udbygning og produktion*.

Med boring af 14 brønde, heraf ni produktionsbrønde og fem injektionsbrønde, står Halfdan feltet for langt den største investering i 2001, se afsnittet *Udbygning og produktion*. Hertil kommer installation af en platform for Tyra Sydøst feltet samt videre udbygning af Syd Arne feltet.

tabel 8.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 2001-priser

	2002	2003	2004	2005	2006
Igangværende og besluttet					
Adda	-	-	0,3	-	-
Alma	-	-	0,4	-	0,2
Dan	0,7	0,5	0,1	0,2	0,2
Elly	-	0,2	0,7	-	-
Gorm	0,2	-	-	-	-
Halfdan	2,5	2,1	0,7	-	-
Svend	0,1	-	-	-	-
Syd Arne	1,2	1,1	-	-	-
Tyra	0,1	0,1	0,7	0,6	0,6
Tyra Sydøst	0,7	-	-	-	-
Valdemar	-	-	0,1	-	-
I alt	5,7	4,0	3,0	0,8	1,0
Planlagt i alt	1,2	1,8	0,9	0,2	0,2
Forventet	6,8	5,9	3,8	1,0	1,2

fig. 8.7 Investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, 2001-priser



Ligesom i 2000 tegner Halfdan og Syd Arne felterne sig i 2001 for mere end halvdelen 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 2001.

I 2002 forventes udbygningsinvesteringer for ca. 6,8 mia. kr., hvilket er en stigning på 2,6 mia. kr. i forhold til sidste år. Den altovervejende årsag til denne stigning er udbygning af Dan, Halfdan og Syd Arne felterne. Udbygning af de tre felter tegner sig for mere end halvdelen af de forventede totale investeringer i 2002.

Energistyrelsens forventning til investeringsomfanget i 2003 er opskrevet med 2,4 mia. kr. i forhold til sidste år, hvilket udover udbygning af de tre ovennævnte felter skyldes en planlagt udbygning af Nini og Cecilie felterne.

Skønnet for 2004 er opskrevet med 3,6 mia. kr., hvilket overvejende skyldes udskydelse af en række udbygningsprojekter. For 2005 og 2006 er der tale om mindre ændringer i forhold til sidste års prognose.

Udgifter til drift og transport

Udgifterne til drift og administration har i de senere år ligget på mellem 1,5 og 2,0 mia. kr. Foreløbige tal angiver, at de samlede udgifter til drift og administration beløber sig til 2,2 mia. kr. i 2001, hvilket svarer til niveauet i 2000.

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

Hverken Siri feltet eller Syd Arne feltet benytter olierørledningen fra Gorm feltet til land, men benytter et bøjelastsystem, hvorved olien transporteres i land med tankskib. De to felter er fritaget for brug af olierørledningen, men skal i stedet betale en dispensationsafgift på 5% af produktionsværdien af råolien.

Figur 8.7 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i drifts-, transport- og investeringsudgifter i de kommende år.

9. LOVE OG BEKENDTGØRELSER

Der blev i 2001 foretaget en ændring i lov om visse havanlæg samt udstedt to nye bekendtgørelser med hjemmel i denne lov. Hovedindholdet i de nye regler er beskrevet nærmere nedenfor.

Den ansattes ret til at forlade sin arbejdsplads ved en alvorlig og umiddelbar fare

Lov nr. 331 af 16. maj 2001 om ændring af lov om arbejdsmiljø og lov om visse havanlæg.

For blandt andet at styrke den ansattes retlige stilling i en situation, hvor han eller hun udsættes for forringelse af sine forhold, f.eks. afskedigelse for at have forladt sin arbejdsplads på grund af en alvorlig og umiddelbar fare, blev lov om visse havanlæg ændret i 2001. Ændringen gør det muligt at tilkende den ansatte en godtgørelse, hvis han eller hun i en sådan situation udsættes for forringelse af sine forhold. Lovændringen vedrører således arbejdsretlige forhold mellem den ansatte og arbejdsgiveren.

Lovændringen gennemfører bestemmelser i direktiv 89/391/EØF (rammedirektivet). Ændringen blev af lovtekniske grunde fremsat af arbejdsministeren sammen med en ændring af lov om arbejdsmiljø og er udformet således, at §§ 17 a, 17 b og 17 c i lov om arbejdsmiljø finder anvendelse på anlæg omfattet af lov om visse havanlæg.

Kemiske agenser

Bekendtgørelse nr. 737 af 14. august 2001 om arbejde med stoffer og materialer på havanlæg.

Bekendtgørelsen gennemfører direktiv 98/24/EF om kemiske agenser for offshoreområdet og indeholder blandt andet bestemmelser om

- særlig vurdering af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold ved anvendelse af farlige kemiske stoffer og materialer på arbejdspladsen,
- substitution, der skal sikre at farlige stoffer og materialer fjernes eller erstattes af ufarlige eller mindre farlige,
- adgang for de ansatte til arbejdsmedicinske undersøgelser, når de vurderes at være udsat for påvirkning fra farlige stoffer og materialer, samt
- krav til arbejde med epoxy m.v. og kodenumererede produkter.

Med bekendtgørelsen bliver de ansatte offshore sikret samme beskyttelsesforanstaltninger over for farlige stoffer og materialer som de ansatte på land under hensyntagen til de særlige arbejdsforhold offshore.

Den nye bekendtgørelse erstatter bekendtgørelsen fra 1996 om stoffer og materialer, der anvendes på havanlæg, og bekendtgørelsen fra 2000 om malearbejde m.v. på havanlæg.

Grænseværdier for stoffer og materialer

Bekendtgørelse nr. 1029 af 12. december 2001 om grænseværdier for stoffer og materialer, der anvendes på havanlæg.

I forlængelse af det ovenfor omtalte direktiv om kemiske agenser blev direktivet om grænseværdier ændret, så listen over grænseværdier bringes i overensstemmelse med de nye direktivbestemmelser om beskyttelse af arbejdstagernes sundhed og sikkerhed mod farerne ved at være udsat for kemiske agenser under arbejdet.

Den nye bekendtgørelse om grænseværdier gennemfører direktiv 2000/39/EF om etablering af den første liste over vejledende grænseværdier for erhvervmæssig eksponering for offshore området.

Bekendtgørelsen erstatter bekendtgørelsen fra 1994 om grænseværdier for stoffer og materialer på havanlæg.

REGLER I FØRSTE KVARTAL 2002

En række nye regler trådte i kraft i den første del af 2002. Disse er beskrevet nærmere nedenfor. Reglerne kan findes på www.retsinfo.dk

Ændring af undergrundsloven, rørledningsloven og havanlægsloven

Den 5. december 2001 fremsatte økonomi- og erhvervsministeren forslag til ændring af undergrundsloven, rørledningsloven og havanlægsloven. Loven blev vedtaget den 7. februar 2002 og trådte i kraft den 15. marts 2002.

Loven regulerer følgende forhold inden for undergrundsområdet:

- *Grænseoverskridende kulbrinteforekomster*
Der gives ministeren hjemmel til at indgå aftaler med nabolande om udnyttelsen af grænseoverskridende kulbrinteforekomster.
- *Betaling af 5% fortjenstelement ved transport af udenlandsk olie i olierørledningen fra Gorm feltet til Fredericia*
For olie produceret i udlandet indføres der hjemmel til at opkræve 5% fortjenstelement af værdien af den transporterede olie ved brug af olierørledningen fra Gorm feltet til Fredericia. På denne måde bliver der lige vilkår for transport af dansk og af udenlandsk olie.
- *Refusion af statens udgifter ved myndighedsbehandling*
Reglerne for refusion af statens udgifter ved myndighedsbehandling i medfør af undergrundsloven og havanlægsloven er blevet præciseret, og der er indført en tilsvarende hjemmel til at opkræve betaling for myndighedsbehandling i medfør af rørledningsloven. Som følge heraf er der udstedt en ny bekendtgørelse om refusion, som trådte i kraft den 15. marts 2002. Bekendtgørelsen afløser de hidtidige betalingsregler i Energiministeriets bekendtgørelse nr. 79 af 8. februar 1990.

Biologiske agenser

En ny bekendtgørelse om biologiske agenser trådte i kraft den 2. marts 2002. Bekendtgørelsen erstatter bekendtgørelsen fra 1994 om biologiske agenser og arbejdsmiljø på havanlæg.

Anvendelse af tekniske hjælpemidler

En ny bekendtgørelse om anvendelse af tekniske hjælpemidler, der erstatter bekendtgørelsen fra 1992 om anvendelse af tekniske hjælpemidler på havanlæg, er trådt i kraft den 2. marts 2002.

Indberetning af data om Danmarks undergrund

En ny bekendtgørelse om indsendelse af prøver og andre oplysninger til afløsning af bekendtgørelsen fra 1991 trådte i kraft 1. marts 2002. Den nye bekendtgørelse tager blandt andet højde for den teknologiske udvikling og giver således i vidt omfang adgang til at indsende data i digital form.

ØVRIGT REGELARBEJDE

Energistyrelsen har i 2001 tillige indledt ændring af nedenstående regler.

Sikkerhedsuddannelsesbekendtgørelsen

En permanent arbejdsgruppe under Koordinationsudvalget, som er nedsat i medfør af lov om visse havanlæg, har i 2001 indledt drøftelser om en revision af bekendtgørelsen fra 2000 om sikkerhedsuddannelser, øvelser m.v. på visse havanlæg.

Ikraftholdelsesbekendtgørelsen

Energistyrelsen har i 2001 indledt arbejdet med en gennemgang af bekendtgørelsen fra 1981 om hidtil gældende regler om sikkerhedsmæssige forhold på havanlæg. Med visse ændringer forbliver denne i kraft efter lov om visse havanlægs ikrafttræden. Der er endvidere nedsat en arbejdsgruppe under Koordinationsudvalget, som skal deltage i gennemgangen.

Aftale mellem Energistyrelsen og offshorevirksomheder om tildeling af belønning for et særligt godt arbejdsmiljø

Den 28. februar 2002 fremsatte beskæftigelsesministeren et lovforslag om at ophæve arbejdsmiljøafgiften med udgangen af 2002. Afgiften opkræves i 2001 og 2002. Den gældende lovgivning om incitament til at forbedre arbejdsmiljøet indeholder en tilskudsordning, så en del af proventet fra arbejdsmiljøafgiften anvendes til at belønne virksomheder med et særligt godt arbejdsmiljø.

Vedtages lovforslaget vil der være 100.000 kr. for hvert af årene 2001 og 2002, hvor afgiften er opkrævet, at fordele mellem virksomheder offshore, som har et særligt godt arbejdsmiljø. Energistyrelsen vil indgå aftale med offshorevirksomhederne om de retningslinier, der skal lægges til grund for Energistyrelsens tildeling af tilskud.

TILLADELSER

Pr. 1. januar 2002

Tilladelse		Eneretsbevillingen af 8. juli 1962	
Operatør		Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse		8. juli 1962	
Blok		5504/7, 8, 11, 12, 15, 16; 5505/13, 17, 18 (Det Sammenhængende Område)	
		5504/5, 6 (Elly)	
		5603/27, 28 (Freja)	
		5504/10, 14 (Rolf)	
		5604/25 (Svend)	
		5604/21, 22 (Harald)	
Areal (km ²)		1633,0 (Det Sammenhængende Område)	
		64,0 (Elly)	
		44,8 (Freja)	
		8,4 (Rolf)	
		48,0 (Svend)	
		55,7 (Harald)	

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

Tilladelse		7/86 (Amalie-delen)	
Operatør		DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Medoperatør		Amerada Hess Energi ApS	
Dato for udstedelse		24. juni 1986 (2. runde)	
Blok		5604/22, 26	
Areal (km ²)		106,8	

Selskab			Andel (%)
Amerada Hess Energi ApS			41,105
DONG Efterforskning og Produktion A/S			28,205
DENERCO OIL A/S			19,929
DENERCO Petroleum A/S			10,761

Tilladelse		7/86 (Lulita-delen)	
Operatør		DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Medoperatør		Statoil Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		24. juni 1986 (2. runde)	
Blok		5604/22	
Areal (km ²)		2,6	

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

Tilladelse		7/89	
Operatør		Amerada Hess ApS	
Medoperatør		DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		20. december 1989 (3. runde)	
Blok		5504/2; 5604/25, 29, 30	
Areal (km ²)		243,6	

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

Tilladelse		7/89 (Syd Arne-delen)	
Operatør		Amerada Hess ApS	
Medoperatør		DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		20. december 1989 (3. runde)	
Blok		5604/29, 30	
Areal (km ²)		93,3	

Selskab			Andel (%)
Amerada Hess ApS			57,47875
DONG Efterforskning og Produktion A/S			34,37500
DENERCO OIL A/S			6,56250
Danoil Exploration A/S			1,58375

Tilladelse		8/89	
Operatør		DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Medoperatør		Amerada Hess ApS	
Dato for udstedelse		20. december 1989 (3. runde)	
Blok		5603/32; 5604/29	
Areal (km ²)		48,6	

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

Tilladelse		10/89	
Operatør		Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse		20. december 1989 (3. runde)	
Blok		5603/27	
Areal (km ²)		27,1	

Selskab			Andel (%)
A.P.Møller			26 2/3
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.			26 2/3
Texaco Denmark Inc.			26 2/3
DONG Efterforskning og Produktion A/S			20,000

Tilladelse		1/90
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Teknisk assistent	Statoil Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		3. juli 1990
Blok		5604/18
Areal (km ²)		1,2

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

Tilladelse		6/95
Operatør	Statoil Efterforskning og Produktion A/S	
Medoperatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5604/16, 20; 5605/13, 17
Areal (km ²)		414,1

Selskab		Andel (%)
Statoil Efterforskning og Produktion A/S		40,0000
Paladin Oil Denmark Limited		25,2630
DONG Efterforskning og Produktion A/S		23,6185
DENERCO OIL A/S		11,1185

Tilladelse		3/90
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse		13. juli 1990
Blok		5603/28
Areal (km ²)		29,6

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

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

Selskab		Andel (%)
A.P.Møller		26 ² / ₃
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		26 ² / ₃
Texaco Denmark Inc.		26 ² / ₃
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,000

Tilladelse		2/95
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Medoperatør	Amerada Hess ApS	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5503/3, 4; 5603/31; 5604/29
Areal (km ²)		331,1

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

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

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

Tilladelse		4/95
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse		15. maj 1995 (4. runde)
Blok		5604/20; 5605/7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17;
Areal (km ²)		1087,5

Selskab		Andel (%)
DONG Efterforskning og Produktion A/S		40,000
RWE-DEA AG		30,000
DENERCO OIL A/S		30,000

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

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

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

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

Tilladelse		1/98
Operatør	CLAM Petroleum Danske B.V.	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/1, 5, 6	
Areal (km ²)		285,5

Selskab		Andel (%)
CLAM Petroleum Danske B.V.		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		2/98
Operatør	CLAM Petroleum Danske B.V.	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5605/18, 19, 22, 23	
Areal (km ²)		231,9

Selskab		Andel (%)
CLAM Petroleum Danske B.V.		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		3/98
Operatør	Marathon Petroleum Denmark, Ltd.	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5605/28; 5605/32	
Areal (km ²)		216,4

Selskab		Andel (%)
Marathon Petroleum Denmark, Ltd		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		4/98
Operatør	Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/26, 27, 30, 31; 5504/2, 3	
Areal (km ²)		604,4

Selskab		Andel (%)
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark		30
Saga Petroleum Danmark AS		25
Veba Oil Denmark GmbH		25
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		5/98
Operatør	Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5603/24, 28; 5604/21, 25	
Areal (km ²)		232,6

Selskab		Andel (%)
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark		30
Saga Petroleum Danmark AS		25
Veba Oil Denmark GmbH		25
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		6/98
Operatør	Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5504/1, 2; 5604/29	
Areal (km ²)		213,8

Selskab		Andel (%)
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark		30
Saga Petroleum Danmark AS		25
Veba Oil Denmark GmbH		25
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		8/98
Operatør	Kerr-McGee International ApS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5605/18, 19	
Areal (km ²)		359,1

Selskab		Andel (%)
Kerr-McGee International ApS		40
ARCO Denmark Limited		40
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		9/98
Operatør	Norsk Agip A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/28, 32; 5605/25, 29	
Areal (km ²)		721,2

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

Tilladelse		10/98
Operatør	Norsk Agip A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5503/3, 7	
Areal (km ²)		169,5

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

Tilladelse		11/98
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5503/8; 5504/1, 2, 5, 6	
Areal (km ²)	352,8	

Selskab		Andel (%)
Amerada Hess ApS		42
Veba Oil Denmark GmbH		20
DONG Efterforskning og Produktion A/S		25
DENERCO OIL A/S		13

Tilladelse		15/98
Operatør	Mærsk olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/25	
Areal (km ²)	70,5	

Selskab		Andel (%)
Shell olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,80
A.P. Møller		31,20
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,00
Texaco Denmark Inc.		12,00

Tilladelse		12/98
Operatør	Amerada Hess ApS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/27, 28, 31, 32	
Areal (km ²)	276,2	

Selskab		Andel (%)
Amerada Hess ApS		50
DENERCO OIL A/S		30
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		16/98
Operatør	DONG Efterforskning og Produktion A/S	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5604/15, 18, 19, 20	
Areal (km ²)	216,9	

Selskab		Andel (%)
DENERCO OIL A/S		37,000
DENERCO Petroleum A/S		24,000
DONG Efterforskning og Produktion A/S		22,000
RWE-DEA AG		17,000

Tilladelse		13/98
Operatør	EDC (Europe) Ltd.	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/5, 9	
Areal (km ²)	328,0	

Selskab		Andel (%)
EDC (Denmark)		40
Pogo Denmark ApS		40
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		17/98
Operatør	Mærsk olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/19, 23	
Areal (km ²)	146,1	

Selskab		Andel (%)
Shell olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,80
A.P. Møller		31,20
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20,00
Texaco Denmark Inc.		12,00

Tilladelse		14/98
Operatør	Mærsk olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	
Blok	5505/3,4; 5605/26, 27, 28, 30, 31, 32; 5606/25	
Areal (km ²)	1355,9	

Selskab		Andel (%)
A.P. Møller		26 2/3
Shell olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		26 2/3
Texaco Denmark Inc.		26 2/3
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		1/99
Operatør	Norsk Agip A/S	
Dato for udstedelse	15. februar 1999 (Åben Dør)	
Blok	5506/4, 7, 8, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 22, 23	
Areal (km ²)	1792,1	

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

Tilladelse		3/99
Operatør	The Anschutz Overseas Corporation	
Dato for udstedelse	20. marts 1999 (Åben Dør)	
Blok	5606/10, 11, 12, 15, 16, 20, 24; 5607/9, 13, 17, 21, 25, 29	
Areal (km ²)		2791,2

Selskab		Andel (%)
Anschutz Denmark ApS		80
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		1/01
Operatør	UAB Minijos Nafta	
Dato for udstedelse	5. marts 2001 (Åben Dør)	
Blok	5408/3, 4; 5409/1, 2, 3, 4, 6, 7, 8; 5508/23, 24, 27, 28, 31, 32; 5509/25, 29, 30, 31, 32	
Areal (km ²)		3851,4

Selskab		Andel (%)
Dansk Venture Olieefterforskning ApS		40
UAB Minijos Nafta		20
Sterling Resources (UK), Ltd.		20
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20

Tilladelse		4/99
Operatør	Amerada Hess ApS	
Dato for udstedelse	1. maj 1999 (Åben Dør)	
Blok	5610/19, 20, 23, 24, 28; 5611/21, 22, 25, 26, 30; 5612/29	
Areal (km ²)		2372,1

Selskab		Andel (%)
Courage Energy Inc.		32
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20
Amerada Hess ApS		16
Odin Energi ApS		15
Emerald Energy Denmark Limited		12
Northern Petroleum (UK)		5

Tilladelse		2/01
Operatør	Sterling Resources (UK), Ltd.	
Dato for udstedelse	5. marts 2001 (Åben Dør)	
Blok	5608/8, 12, 16; 5609/5, 9, 13	
Areal (km ²)		1278,6

Selskab		Andel (%)
Sterling Resources (UK), Ltd.		75
DONG Efterforskning og Produktion A/S		20
Dansk Efterforskningselskab ApS		5

Tilladelse		5/99
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	
Dato for udstedelse	27. november 1999 (naboblok)	
Blok	5504/20, 24; 5505/21	
Areal (km ²)		170,0

Selskab		Andel (%)
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,8
A.P.Møller (rettighedshaver)		31,2
DONG Efterforskning og Produktion A/S (rettighedshaver)		20,0
Texaco Denmark Inc.		12,0

Rettighedshavernes andele er anført som i de udstedte tilladelser. Der henvises endvidere til koncessionskortene sidst i rapporten. Oversigten og koncessionskort opdateres løbende på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

SELSKABER

Alfabetisk liste over selskaber involveret i udbygning af og produktion fra felter samt efterforskning pr. 1. januar 2002.

* selskabet er operatør.

** selskabet er medoperatør.

A.P. Møller		
Operatørselskaber udøves gennem Mærsk Olie og Gas AS. De angivne andele er baseret på A.P. Møller's andel i DUC (et samarbejde mellem A.P. Møller, Shell og Texaco).		
Adda *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Alma *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Boje Område *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Dagmar *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Dan *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Elly *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Freja *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Gorm *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Halfdan *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Harald *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Igor *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Kraka *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Lulita *	19,500%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Regnar *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Roar *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Rolf *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Sif *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Skjold *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Svend *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Tyra *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Tyra SØ *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Valdemar *	39,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: Eneretsbevillingen af 8. juli 1962*, 3/90*, 10/89*, 7/95*, 8/95*, 9/95*, 4/97*, 14/98*, 15/98*, 17/98*, 5/99*		

Agip Denmark B.V.		
Operatørselskaber udøves gennem Norsk Agip A/S.		
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 9/98*, 10/98*, 1/99*		

Amerada Hess ApS		
Syd Arne *	57,479%	7/89
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 7/89*, 8/89**, 11/98, 12/98*, 2/95**, 4/99*		

Amerada Hess Energi ApS		
Amalie **	41,105%	7/86 (Amalie-delen)

Anschutz Denmark ApS		
Operatørselskab udøves gennem The Anschutz Overseas Corporation.		
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 3/99*		

ARCO Denmark Limited		
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 8/98		

CLAM Petroleum Danske B.V.		
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 1/98*, 2/98*		

Courage Energy Inc.		
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 4/99		

Danoil Exploration A/S		
Syd Arne	1,584%	7/89
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 2/95, 7/89, 8/89		

Dansk Efterforskningsselskab ApS		
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 2/01		

Dansk Venture Olieefterforskning ApS		
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 1/01		

DENERCO OIL A/S		
Amalie	19,929%	7/86 (Amalie-delen)
Lulita	12,130%	7/86 (Lulita-delen)+1/90
Siri	11,119%	6/95
Syd Arne	6,563%	7/89
Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser: 7/89, 8/89, 2/95, 4/95, 6/95, 11/98, 12/98, 16/98		

DENERCO Petroleum A/S

Amalie	10,761%	7/86 (Amalie-delen)
Lulita	5,457%	7/86 (Lulita-delen)+1/90

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
16/98

DONG Efterforskning og Produktion A/S

Amalie *	28,205%	7/86 (Amalie-delen)
Lulita	13,592%	7/86 (Lulita-delen)+1/90
Siri **	23,619%	6/95
Syd Arne **	34,375%	7/89

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
7/89**, 8/89*, 10/89, 3/90, 2/95*, 4/95*, 6/95**, 7/95, 8/95,
9/95, 4/97, 1/98, 2/98, 3/98, 4/98, 5/98, 6/98, 8/98, 9/98,
10/98, 11/98*, 12/98, 13/98, 14/98, 15/98, 16/98*, 17/98,
1/99, 3/99, 4/99, 5/99, 1/01, 2/01

EDC (Denmark)

Operatørskab udøves gennem EDC (Europe) Ltd.

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
13/98*

Emerald Energy Denmark Limited

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
4/99

Kerr-McGee International ApS

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
8/98*

Marathon Petroleum Denmark, Ltd

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
3/98*

Northern Petroleum (UK)

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
4/99

Odin Energi ApS

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
4/99

Paladin Oil Denmark Limited

Siri	25,263%	6/95
------	---------	------

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
6/95

Phillips Petroleum International Corporation Denmark

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
4/98*, 5/98*, 6/98*

Pogo Denmark ApS

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
13/98

RWE-DEA AG

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
4/95, 16/98

Saga Petroleum Danmark AS

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
4/98, 5/98, 6/98

Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV

De angivne andele er baseret på Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV's andel i DUC (et samarbejde mellem A.P. Møller, Shell og Texaco).

Adda	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Alma	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Boje Område	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Dagmar	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Dan	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Elly	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Freja	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Gorm	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Halfdan	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Harald	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Igor	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Kraka	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Lulita	23,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Regnar	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Roar	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Rolf	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Sif	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Skjold	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Svend	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Tyra	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Tyra SØ	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Valdemar	46,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
Eneretsbevillingen af 8. juli 1962⁽¹⁾, 10/89, 3/90, 7/95, 8/95, 9/95,
4/97, 14/98, 15/98, 17/98, 5/99⁽¹⁾

⁽¹⁾ Angiver deltagelse via DUC.

Statoil Efterforskning og Produktion A/S

Lulita	18,821%	7/86 (Lulita-delen)+1/90
Siri *	40,000%	6/95

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
6/95*

Sterling Resources (UK), Ltd.

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
1/01, 2/01*

Texaco Denmark Inc.

De angivne andele er baseret på Texaco Denmark Inc.'s andel i
DUC (et samarbejde mellem A.P. Møller, Shell og Texaco).

Adda	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Alma	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Boje Område	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Dagmar	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Dan	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Elly	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Freja	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Gorm	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Halfdan	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Harald	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Igor	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Kraka	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Lulita	7,500%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Regnar	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Roar	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Rolf	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Sif	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Skjold	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Svend	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Tyra	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Tyra SØ	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962
Valdemar	15,000%	Eneretsbev. af 8. juli 1962

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
Eneretsbevillingen af 8. juli 1962⁽¹⁾, 10/89, 3/90, 7/95, 8/95, 9/95,
14/98, 15/98, 17/98, 5/99⁽¹⁾

⁽¹⁾ Angiver deltagelse via DUC.

UAB Minijos Nafta

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
1/01*

Veba Oil Denmark GmbH

Selskabet deltager i efterforskning i følgende tilladelser:
4/98, 5/98, 6/98, 11/98

FORUNDERSØGELSER 2001

Undersøgelse Tilladelse	Operatør Entreprenør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område Blok nr.	Indsamlet i 2001
GNSC01 Excl.	Wintershall Noordzee B.V. PGS Exploration AS	Offshore 3D seismik	03-05-2001 20-08-2001	CG 5504	400 km ^{2*})
DN0101 4/95	DONG E&P A/S PGS Geophysical AS	Offshore 3D seismik	21-08-2001 21-11-2001	NDB 5604, 5605	315 km ²
DKAG01 1/99	Norsk Agip A/S TGS-Nopec	Offshore 2D seismik	11-10-2001 13-10-2001	RFH, HG 5506	187 km ²)
DSO, 5/99	Mærsk Olie og Gas AS Svitzer Ltd.	Offshore Geokemi	14-10-2001 05-11-2001	CG 5504, 5505	88 prøver
5/97	Sterling Resources Ltd. Wexco/GRDC	Onshore Geokemi	23-01-2001 25-01-2001	NDB 5512	49 prøver

DSO=Det Sammenhængende Område, CG=Central Graven, HG=Horn Graven, NDB=Det Norsk-Danske Bassin, RFH=Ringkøbing-Fyn Højderyggen,

*) Kun den danske del af undersøgelsen er medregnet.

PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

OLIE tusinde kubikmeter

Produktion og salg

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Dan	12.405	2.699	3.262	3.496	3.713	3.799	3.858	4.767	5.745	6.599	6.870	57.214
Gorm	16.297	1.661	1.889	2.421	2.494	2.879	3.045	2.865	3.384	3.110	2.184	42.229
Skjold	13.159	2.281	2.103	1.715	1.979	2.023	2.011	1.896	1.825	1.975	1.356	32.323
Tyra	6.300	1.669	1.639	1.748	1.631	1.447	1.263	931	892	1.000	872	19.392
Rolf	2.457	304	176	92	216	218	96	92	77	83	51	3.861
Kraka	144	205	390	490	469	340	315	314	404	350	253	3.675
Dagmar	475	305	67	33	35	23	17	13	10	8	4	990
Regnar	-	-	145	429	86	41	27	43	29	14	33	847
Valdemar	-	-	53	304	165	161	159	95	86	77	181	1.282
Roar	-	-	-	-	-	319	427	327	259	285	317	1.935
Svend	-	-	-	-	-	836	1.356	635	521	576	397	4.320
Harald	-	-	-	-	-	-	794	1.690	1.332	1.081	866	5.763
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	143	224	179	66	612
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	222	1.120	2.966	4.308
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	1.593	2.118	1.761	5.472
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	757	2.558	2.031	5.345
I alt	51.236	9.125	9.724	10.727	10.788	12.087	13.367	13.810	17.362	21.134	20.207	189.567

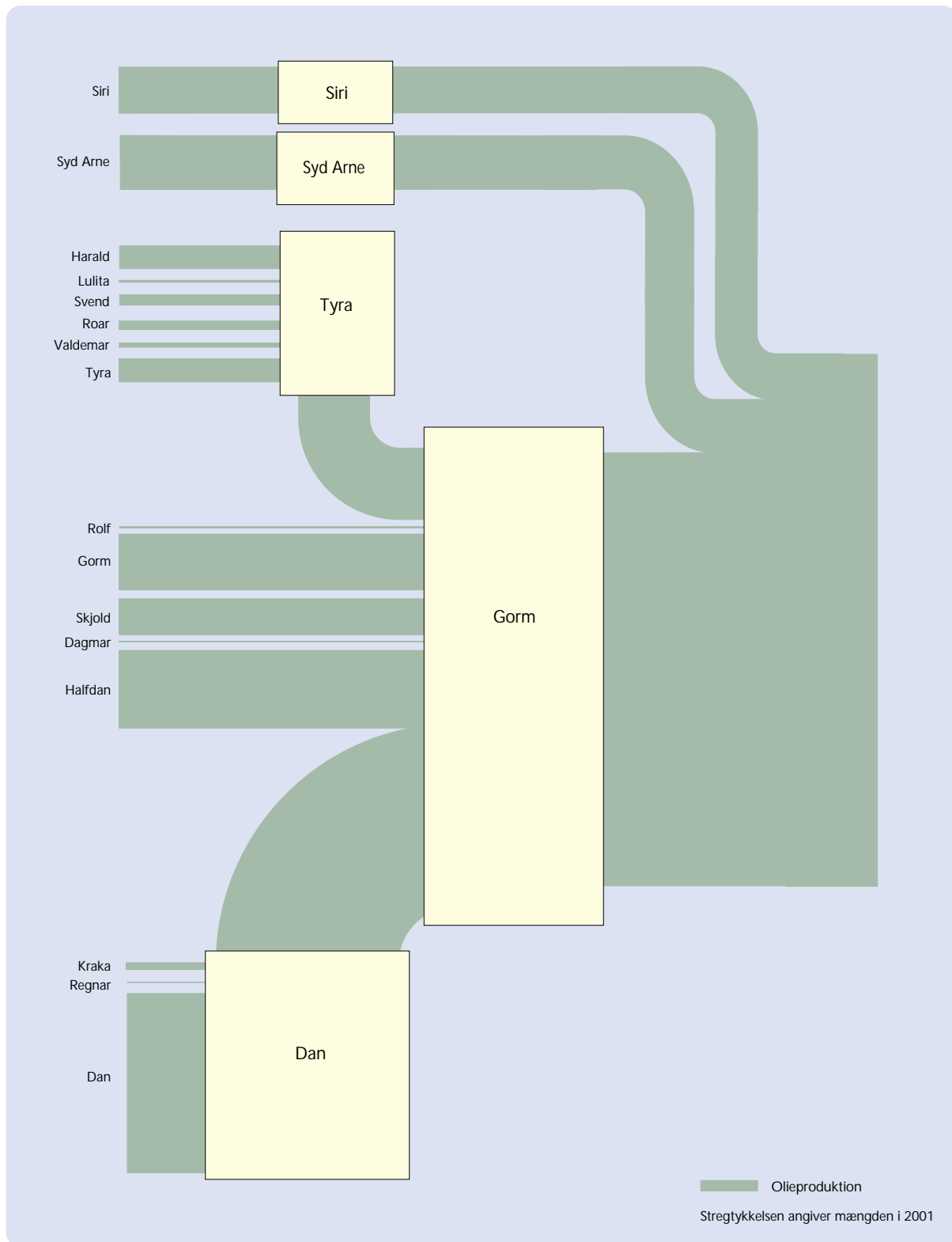
Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Dan	5.027	1.056	1.336	1.263	1.331	1.249	1.116	1.343	1.410	1.186	1.048	17.365
Gorm	7.103	844	775	922	761	674	609	633	537	426	306	13.590
Skjold	1.121	212	195	185	188	160	189	146	154	158	104	2.810
Tyra	19.510	3.944	3.853	3.646	3.839	3.843	4.229	3.638	3.878	3.826	3.749	57.957
Rolf	104	12	8	4	9	9	4	4	3	4	2	163
Kraka	56	88	125	119	128	95	85	106	148	119	100	1.169
Dagmar	65	46	13	8	5	4	3	2	2	2	1	151
Regnar	-	-	8	25	7	4	2	4	2	1	3	56
Valdemar	-	-	29	96	52	57	89	54	49	55	78	559
Roar	-	-	-	-	0	1.327	1.964	1.458	1.249	1.407	1.702	9.106
Svend	-	-	-	-	0	85	152	84	65	75	48	508
Harald	-	-	-	-	-	0	1.092	2.741	2.876	2.811	2.475	11.995
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	69	181	160	27	438
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	37	178	523	738
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	142	197	176	515
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	167	713	774	1.654
I alt	32.986	6.203	6.342	6.269	6.321	7.506	9.534	10.281	10.901	11.316	11.116	118.772

De månedlige produktionstal for 2001 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

HVOR KOMMER OLIE FRA



GAS millioner Normalkubikmeter

Brændstof

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Dan	215	61	66	85	93	97	109	148	172	179	184	1.409
Gorm	627	81	87	104	111	135	164	152	149	142	111	1.863
Tyra	623	109	110	110	111	142	210	224	239	229	243	2.351
Dagmar	7	13	1	0	0	0	0	0	0	0	0	21
Harald	-	-	-	-	-	-	5	14	14	13	10	56
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	8	21	22	52
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	3	32	34	69
I alt	1.471	264	264	299	314	375	488	539	585	618	604	5.820

Afbrænding

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Dan	1.230	73	53	66	36	40	36	43	56	67	79	1.778
Gorm	622	86	95	75	69	60	81	71	71	66	88	1.382
Tyra	300	39	39	48	42	67	46	42	58	58	68	805
Dagmar	58	33	12	8	5	2	3	2	2	2	1	128
Harald	-	-	-	-	-	-	77	19	12	7	11	126
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	73	9	15	97
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	114	41	9	164
I alt	2.209	230	199	196	152	168	243	177	386	250	270	4.480

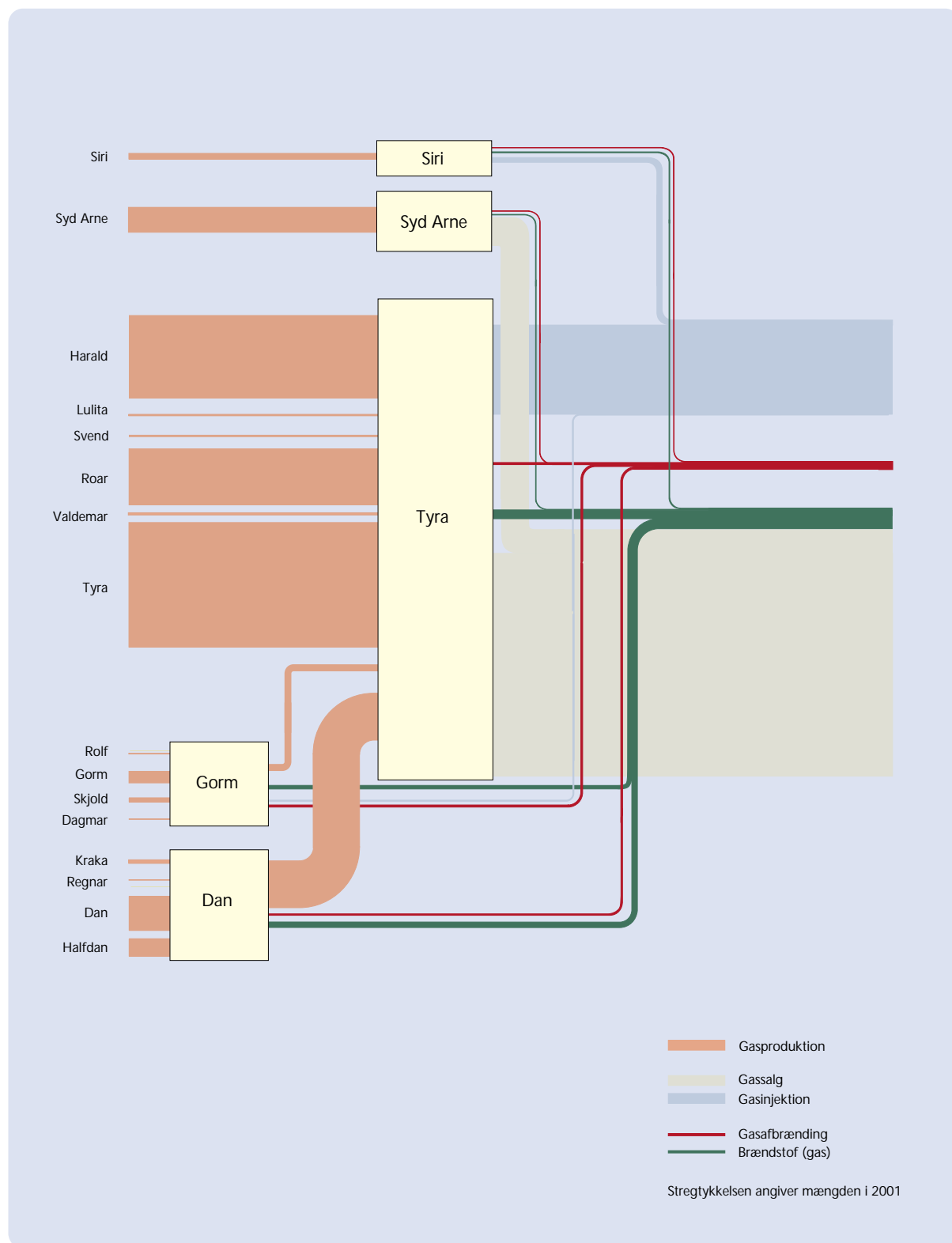
Injektion

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Gorm	6.722	711	420	70	28	26	62	24	25	45	4	8.137
Tyra	5.977	1.370	1.451	1.371	1.132	1.225	1.778	2.908	3.074	3.104	2.773	26.163
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	61	167	139	367
I alt	12.699	2.081	1.871	1.441	1.160	1.251	1.840	2.933	3.160	3.316	2.916	34.666

Salg

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Dan	3.637	1.010	1.350	1.256	1.338	1.211	1.058	1.261	1.371	1.238	1.412	16.141
Gorm	358	191	376	863	750	622	495	535	448	334	209	5.181
Tyra	12.611	2.426	2.281	2.214	2.607	3.878	4.400	2.060	1.870	1.971	2.493	38.811
Harald	-	-	-	-	-	-	1.010	2.777	3.032	2.950	2.482	12.250
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	50	640	730	1.421
I alt	16.607	3.628	4.007	4.332	4.695	5.712	6.963	6.633	6.770	7.133	7.326	73.806

HVOR KOMMER GASSEN FRA



CO₂-UDLEDNING tusinde tons

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Brændstof	3.361	603	603	683	717	857	1.115	1.232	1.337	1.412	1.380	13.299
Afbrænding	5.048	526	454	448	347	384	555	404	882	571	617	10.237
I alt	8.409	1.129	1.057	1.131	1.064	1.241	1.670	1.636	2.219	1.983	1.997	23.536

VAND tusinde kubikmeter

Produktion

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Dan	997	513	781	1.117	1.275	1.543	1.845	2.976	4.220	5.277	6.601	27.145
Gorm	4.355	583	557	824	948	1.921	2.906	3.177	3.468	3.980	3.360	26.080
Skjold	30	339	817	889	1.337	2.679	3.635	3.938	3.748	4.333	2.878	24.623
Tyra	1.171	671	1.005	1.290	1.749	2.161	2.215	2.020	2.033	3.046	2.545	19.906
Rolf	854	350	265	161	443	490	390	411	366	358	181	4.268
Kraka	46	130	195	188	251	272	287	347	329	256	353	2.652
Dagmar	21	206	395	367	464	507	408	338	246	241	102	3.295
Regnar	-	-	-	244	396	299	164	407	363	139	475	2.487
Valdemar	-	-	1	24	20	34	61	52	55	48	150	444
Roar	-	-	-	-	-	14	96	146	199	317	386	1.159
Svend	-	-	-	-	-	2	64	272	582	1.355	953	3.230
Harald	-	-	-	-	-	-	-	5	15	39	98	157
Lulita	-	-	-	-	-	-	-	3	5	11	23	43
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	56	237	493	786
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	319	1.868	2.753	4.941
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	15	60	119	194
I alt	7.473	2.792	4.016	5.103	6.882	9.922	12.072	14.093	16.020	21.566	21.471	121.409

Injektion

	1972-91	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	I alt
Dan	439	865	1.534	3.808	5.884	8.245	8.654	11.817	14.964	17.464	18.176	91.849
Gorm	2.268	1.598	2.140	4.612	5.749	8.112	8.642	8.376	8.736	10.009	6.462	66.705
Skjold	12.567	2.791	2.836	3.511	3.985	5.712	6.320	6.291	5.866	6.132	4.750	60.761
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	82	13	54	149
Siri	-	-	-	-	-	-	-	-	1.236	3.778	4.549	9.563
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39	1.986	2.025
I alt	15.275	5.253	6.510	11.931	15.618	22.069	23.616	26.484	30.884	37.436	35.977	231.053

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

FELTER I PRODUKTION

DAGMAR FELTET

Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1983
I drift år:	1991

Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	9 km ²
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr. 1.1.2002:

Olie:	0,1 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion pr. 1.1.2002:

Olie:	0,99 mio. m ³
Gas:	0,15 mia. Nm ³
Vand:	3,30 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	0,004 mio. m ³
Gas:	0,001 mia. Nm ³
Vand:	0,10 mio. m ³

Akk. investeringer pr. 1.1.2002:

2001-priser	0,4 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

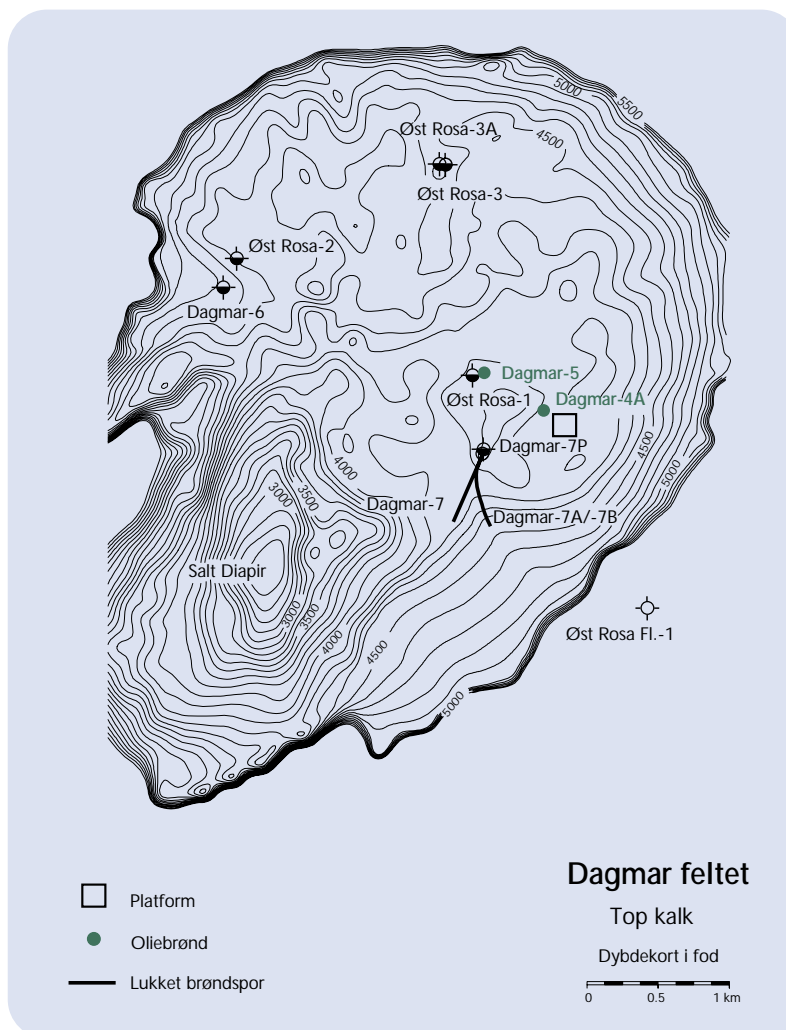
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, der ligger tættest på overfladen. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Dagmar udviste indledningsvis høje produktionsrater for olie, men reservoiret har ikke efterfølgende udvist samme gode produktionsegenskaber som felterne Skjold, Svend og Rolf.

ANLÆG

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



DAN FELTET

Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972
Produktionsbrønde:	60
Vandinjek. brønde:	41
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	121 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2002:	
Olie:	59,6 mio. m ³
Gas:	7,8 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2002:	
Olie:	57,21 mio. m ³
Gas:	17,37 mia. Nm ³
Vand:	27,15 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2002:	
Vand:	91,85 mio. m ³
Produktion i 2001:	
Olie:	6,87 mio. m ³
Gas:	1,05 mia. Nm ³
Vand:	6,60 mio. m ³
Injektion i 2001:	
Vand:	18,18 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2002:	
2001-priser	20,6 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. Det høje tryk, som anvendes ved injektion, bevirker, at vandet sprækker kalken op og fordeler sig langt ud i reservoiret. Ved de store mængder injiceret vand opnås en hurtig stabilisering og efterfølgende opbygning af reservoirets tryk i oliezone. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle så stor en del som muligt af reservoiret med vand.

Desuden foretages produktion fra Dan feltets vestlige flankeområde. Indledningsvist foregår dette ved naturlig indvinding, dvs. uden at der tilføres reservoiret energi ved injektion af vand. Vandinjektion i denne del af feltet er under etablering.

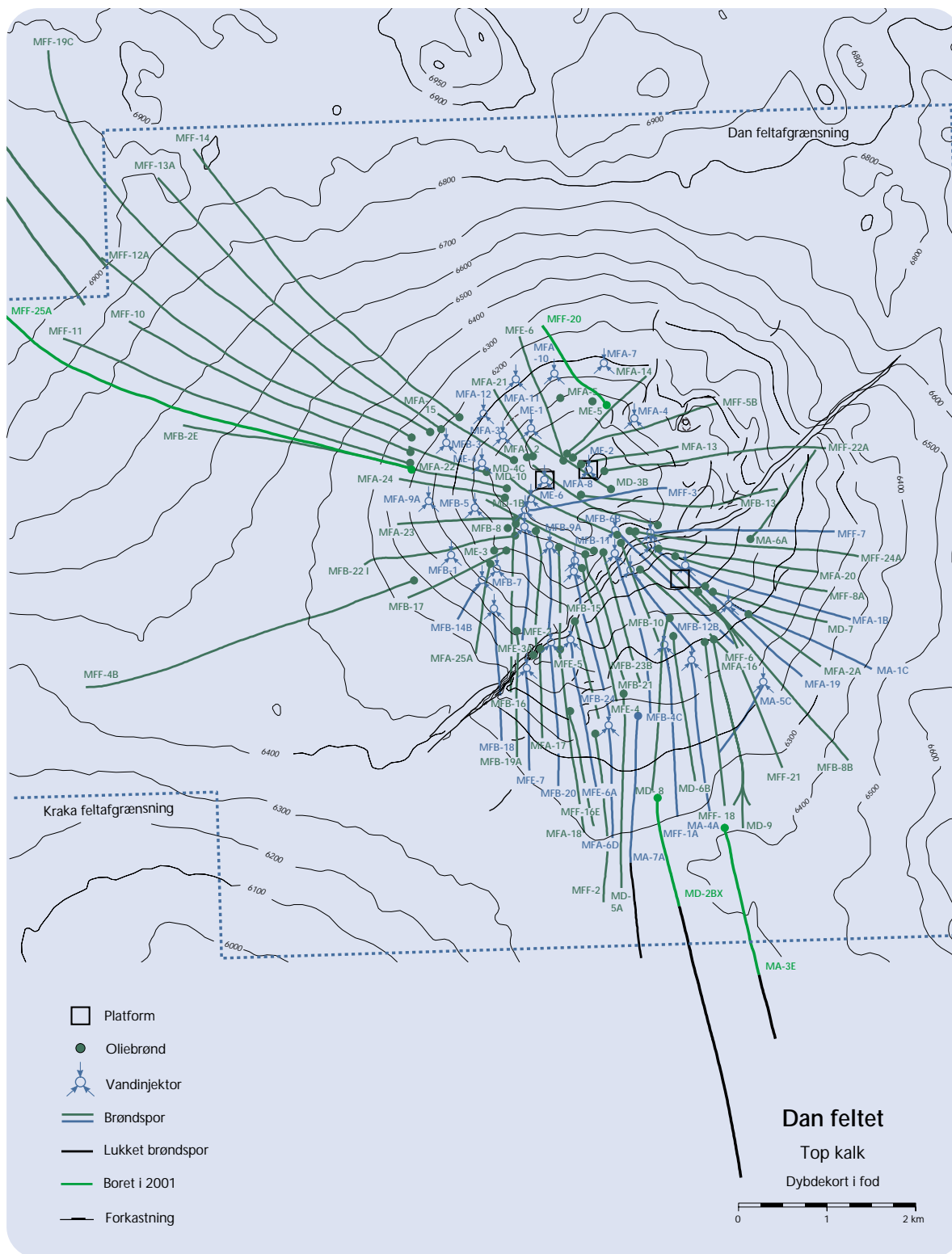
ANLÆG

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:	33
Gasinjek. brønde:	2
Vandinjek. brønde:	14
Vanddybde:	39 m
Feltafgrænsning:	33 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver	
pr. 1.1.2002:	
Olie:	13,6 mio. m ³
Gas:	1,5 mia. Nm ³
Akk. produktion	
pr. 1.1.2002:	
Olie:	42,23 mio. m ³
Nettogas:	5,45 mia. Nm ³
Vand:	26,08 mio. m ³
Akk. injektion	
pr. 1.1.2002:	
Gas:	8,14 mia. Nm ³
Vand:	66,71 mio. m ³
Produktion i 2001:	
Olie:	2,18 mio. m ³
Nettogas:	0,30 mia. Nm ³
Vand:	3,36 mio. m ³
Injektion i 2001:	
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	6,46 mio. m ³
Akk. investeringer	
pr. 1.1.2002:	
2001-priser	10,6 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene delvis over en salthorst. En nord-sydgående hovedforkastning deler forekomsten i to reservoirblokke. Derudover er især den vestlige reservoirblok gennemsat af en række mindre forkastninger.

PRODUKTIONSSTRATEGI

I 1989 indledtes vandinjektion i reservoiret. Olieindvindingen fra feltet er baseret på udbredelse af injiceret vand til hele feltet. Der injiceres vand i vand- og oliezo-nerne 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 stigrørs- og pumpeplatform Gorm E (ejet af DONG Olierør A/S) samt en kombineret indvindings-, behandlings- og pumpeplatform Gorm F.

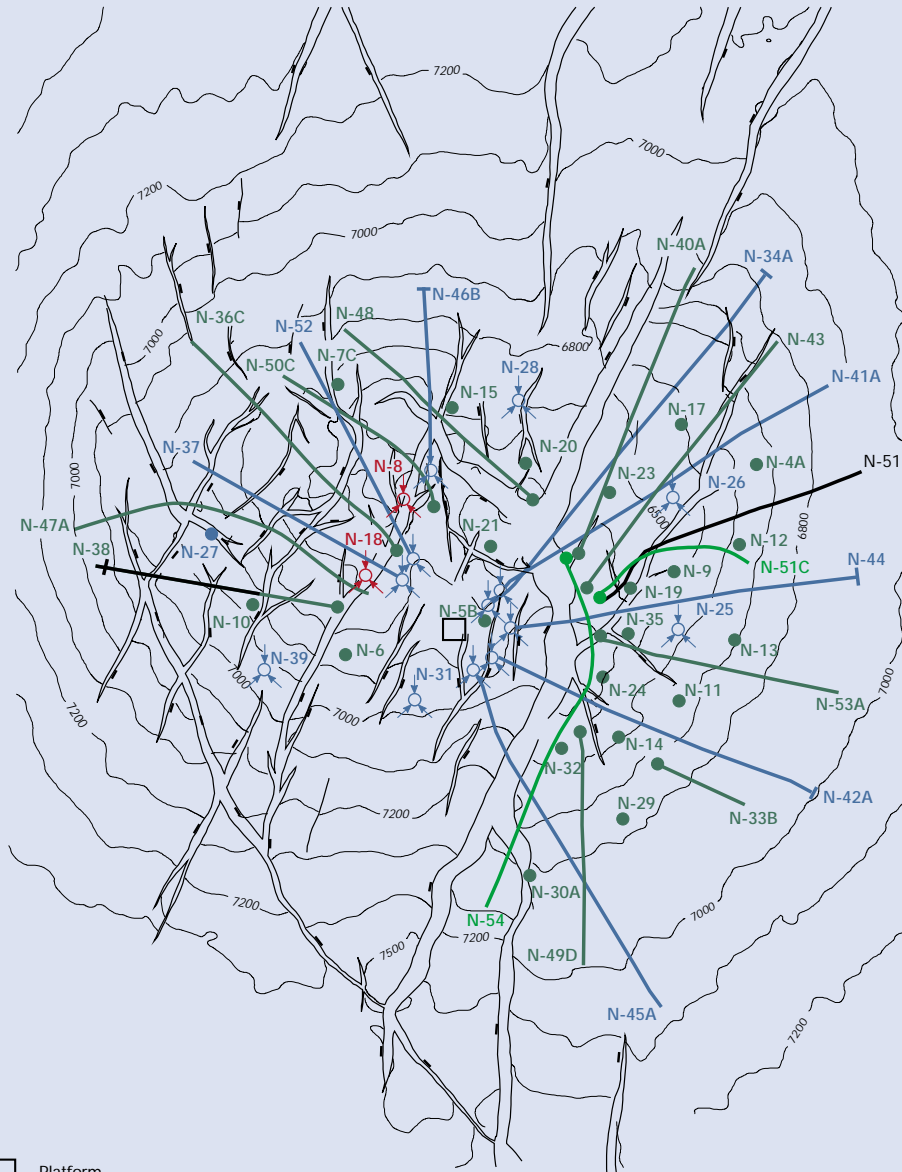
På Gorm modtages produktionen fra satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Desuden modtages væskeproduktionen fra Halfdan feltet. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Den producerede gas sendes til Tyra Øst. Den stabiliserede olie fra 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 brøndhovedtryk- ket 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
- Lukket brøndspor
- Boret i 2001
- 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:	13
Vandinjek.brønde:	6
Vanddybde:	43 m
Feltafgrænsning:	107 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver	
pr. 1.1.2002:	
Olie:	74,2 mio. m ³
Gas:	8,5 mia. Nm ³
Akk. produktion	
pr. 1.1.2002:	
Olie:	4,31 mio. m ³
Gas:	0,74 mia. Nm ³
Vand:	0,79 mio. m ³
Akk. injektion	
pr. 1.1.2002:	
Vand:	0,15 mio. m ³
Produktion i 2001:	
Olie:	2,97 mio. m ³
Gas:	0,52 mia. Nm ³
Vand:	0,49 mio. m ³
Injektion i 2001:	
Vand:	0,05 mio. m ³
Akk. investeringer	
pr. 1.1.2002:	
2001-priser	2,6 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 akkumuleringen af olie og gas stadig findes.

Fældetypen er ikke set tidligere på dansk område.

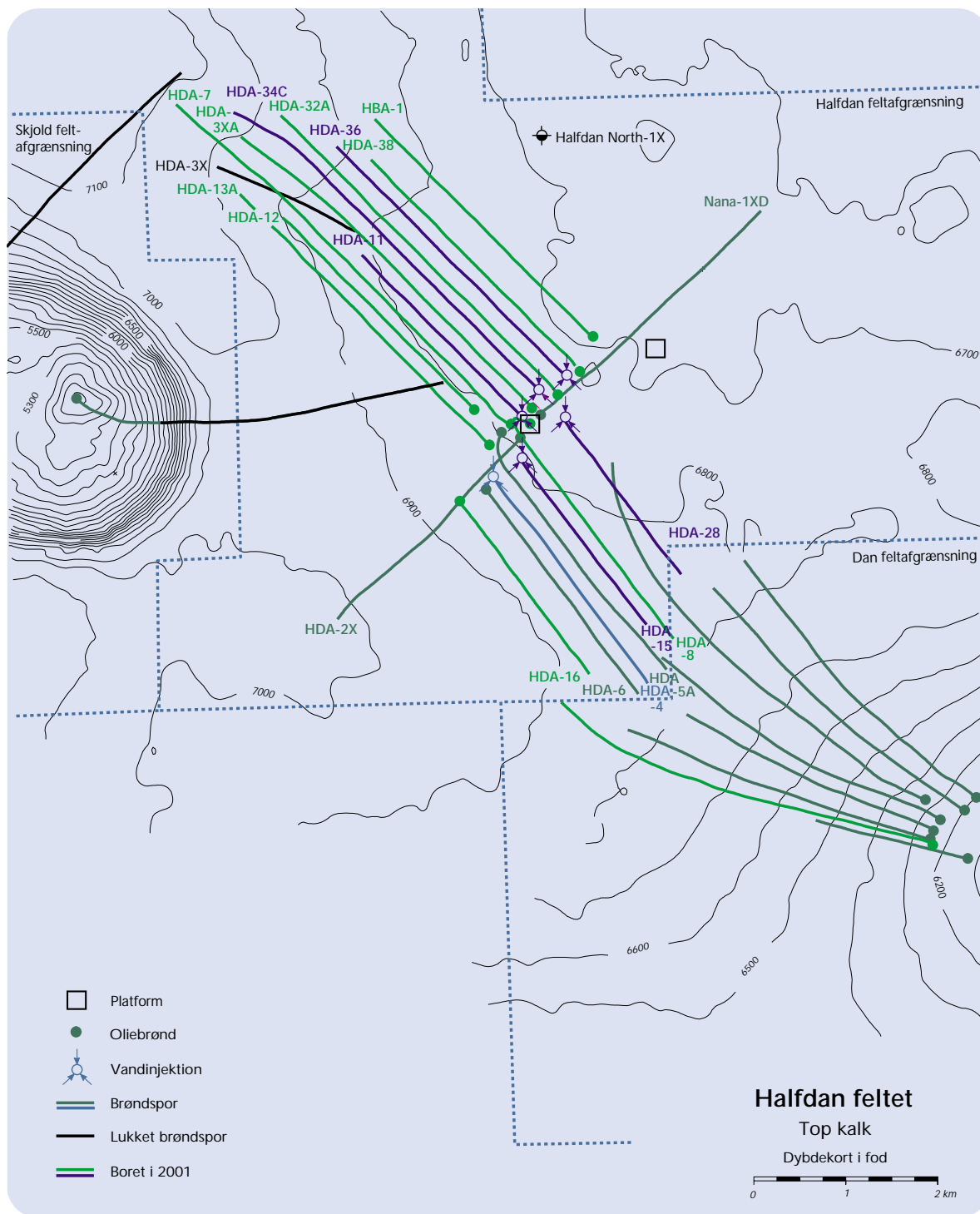
Den porøse uopsprækkede kalksten er analog til den vestlige del af Dan feltet. Den nordøstlige del af olieforekomsten er dækket af en gaskappe.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår i den indledende fase af udbygningen ved naturlig indvinding, dvs. uden at der tilføres reservoiret energi ved injektion af gas eller vand. Der etableres trykstøtte ved vandinjektion i takt med, at injektionsbrønde bliver færdiggjort.

ANLÆG

På feltet er der placeret en indvindingsplatform med minimale produktionsfaciliteter. Desuden er der installeret en boreramme på havbunden, hvor der senere skal installeres en brøndhovedplatform. 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.



* Ikke alle brønde på felterne Dan og Skjold er vist.

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 ²
Reservoirdybde:	Hhv. 2.700 og 3.650 m
Reservoirtypologi:	Kalksten (Lulu) Sandsten (Vest Lulu)
Geologisk alder:	Hhv. Danien/Øvre Kridt og Mellem Jura
Reserver pr. 1.1.2002:	
Olie og kondensat:	3,1 mio. m ³
Gas:	11,7 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2002:	
Olie og kondensat:	5,76 mio. m ³
Gas:	12,00 mia. Nm ³
Vand:	0,16 mio. m ³
Produktion i 2001:	
Olie og kondensat:	0,87 mio. m ³
Gas:	2,48 mia. Nm ³
Vand:	0,10 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2002:	
2001-priser	3,2 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Harald feltet består af to akkumulationer, Lulu og Vest Lulu, 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 km².

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

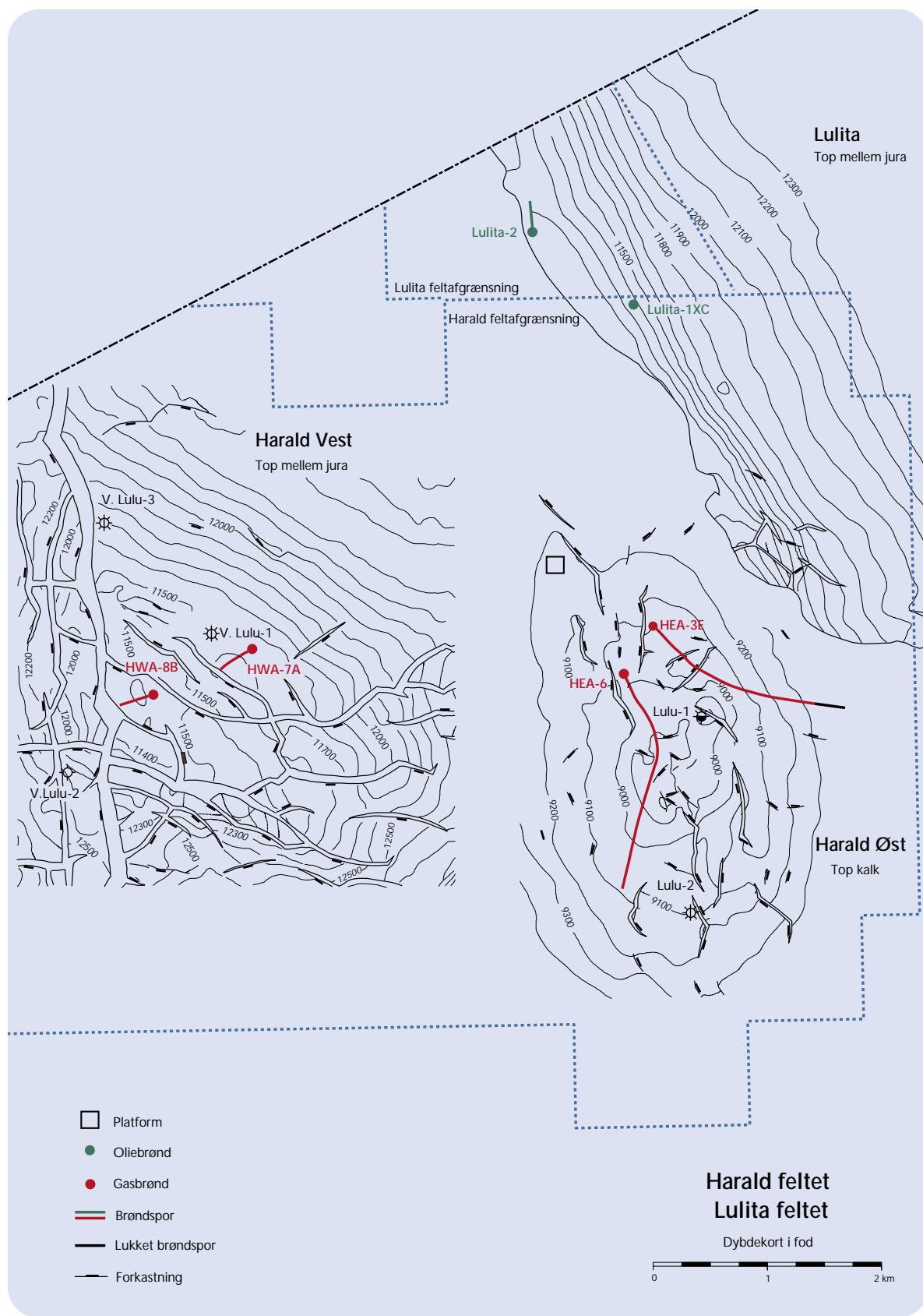
Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B.

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 ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver
pr. 1.1.2002:

Olie:	1,8 mio. m ³
Gas:	1,2 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	3,68 mio. m ³
Gas:	1,17 mia. Nm ³
Vand:	2,65 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	0,25 mio. m ³
Gas:	0,10 mia. Nm ³
Vand:	0,35 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-priser	1,4 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

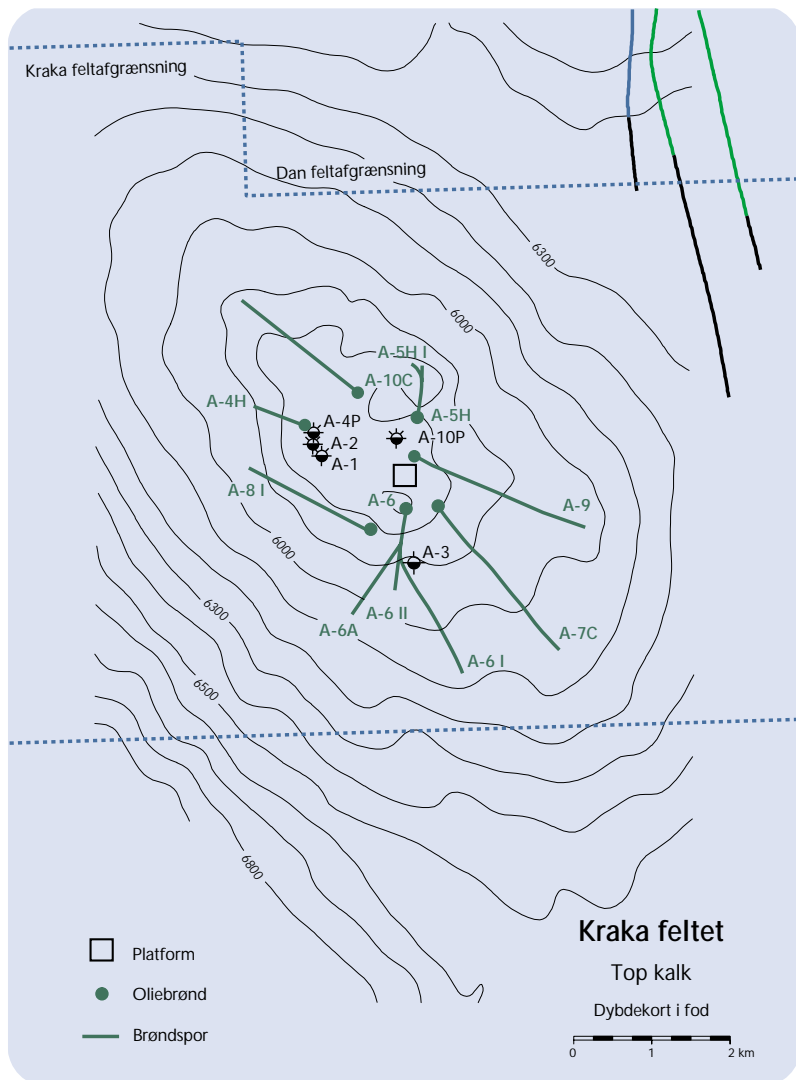
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezonen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen. Produktionen sendes til Dan FC platformen til behandling og videre transport. Der importeres løftegas fra Dan FF platformen.



LULITA FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/18 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen (50%) 7/86 (34,5%) og 1/90 (15,5%)
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1992
I drift år:	1998
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	65 m
Areal:	3 km ²
Reservoirdybde:	3.525 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Mellem Jura

Reserver
pr. 1.1.2002:

Olie:	0,2 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	0,61 mio. m ³
Gas:	0,44 mia. Nm ³
Vand:	0,04 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	0,07 mio. m ³
Gas:	0,03 mia. Nm ³
Vand:	0,02 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-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 ²
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Zechstein

Reserver
pr. 1.1.2002:

Olie:	0,1 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	0,85 mio. m ³
Gas:	0,06 mia. Nm ³
Vand:	2,49 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	0,03 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,48 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-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.

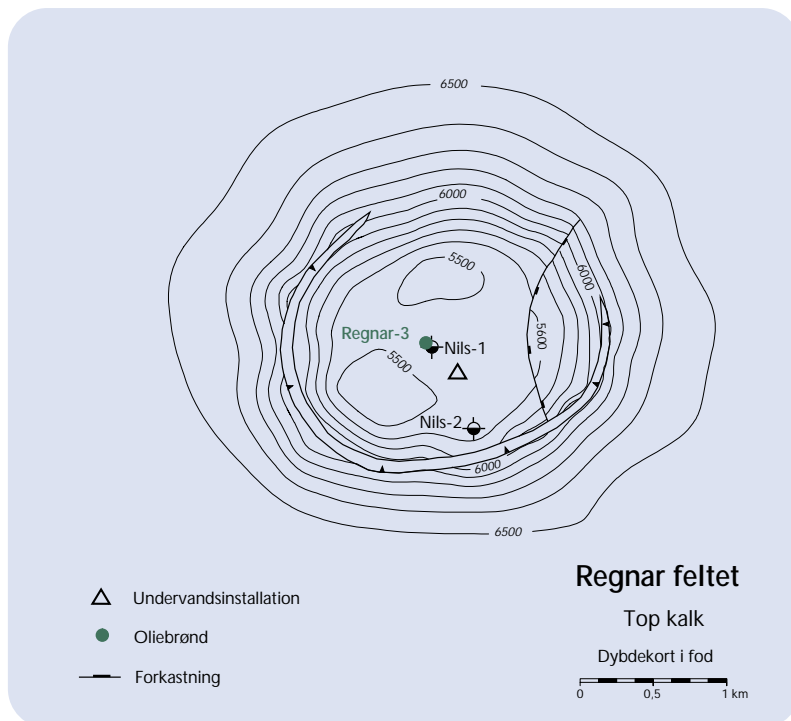
PRODUKTIONSSTRATEGI

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 undersøisk installation. Produktionen føres via flerfaserørledning til Dan FC for behandling og videre transport.

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



ROAR FELTET

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

Produktionsbrønde:	4
Vanddybde:	46 m
Feltafgrænsning:	41 km ²
Reservoirdybde:	2.025 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr.

1.1.2002:

Olie og kondensat:	1,1 mio. m ³
Gas:	7,8 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2002:

Olie og kondensat:	1,94 mio. m ³
Gas:	9,11 mia. Nm ³
Vand:	1,16 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie og kondensat:	0,32 mio. m ³
Gas:	1,70 mia. Nm ³
Vand:	0,39 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2002:

2001-priser	0,6 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

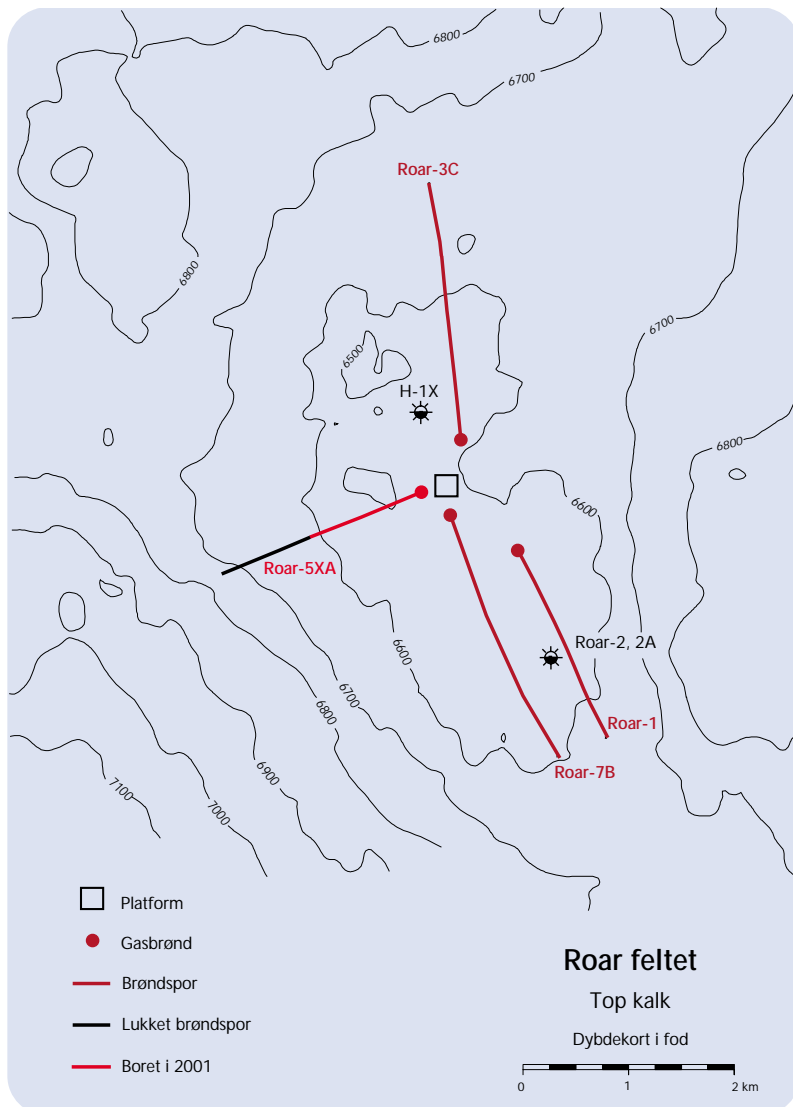
Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. Reservoiret er kun opsprækket i mindre grad.

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 ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr.
1.1.2002:

Olie:	0,6 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	3,86 mio. m ³
Gas:	0,16 mia. Nm ³
Vand:	4,27 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	0,05 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,18 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-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.

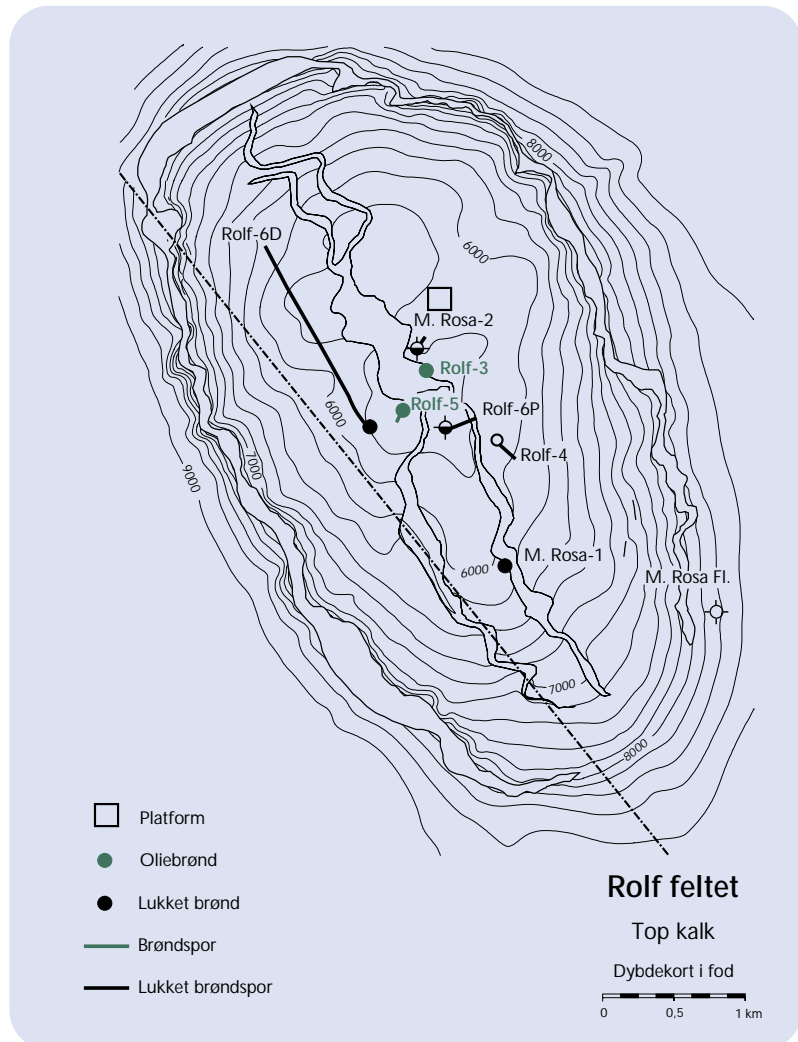
PRODUKTIONSSTRATEGI

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 tilsvarende volumenmæssigt det, 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.



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:	8
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	33 km ²
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver pr.
1.1.2002:

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

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	32,32 mio. m ³
Gas:	2,81 mia. Nm ³
Vand:	24,62 mio. m ³

Akk. injektion
pr. 1.1.2002:

Vand:	60,76 mio. m ³
-------	---------------------------

Produktion i 2001:

Olie:	1,36 mio. m ³
Gas:	0,10 mia. Nm ³
Vand:	2,88 mio. m ³

Injektion i 2001:

Vand:	4,75 mio. m ³
-------	--------------------------

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-priser	4,8 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

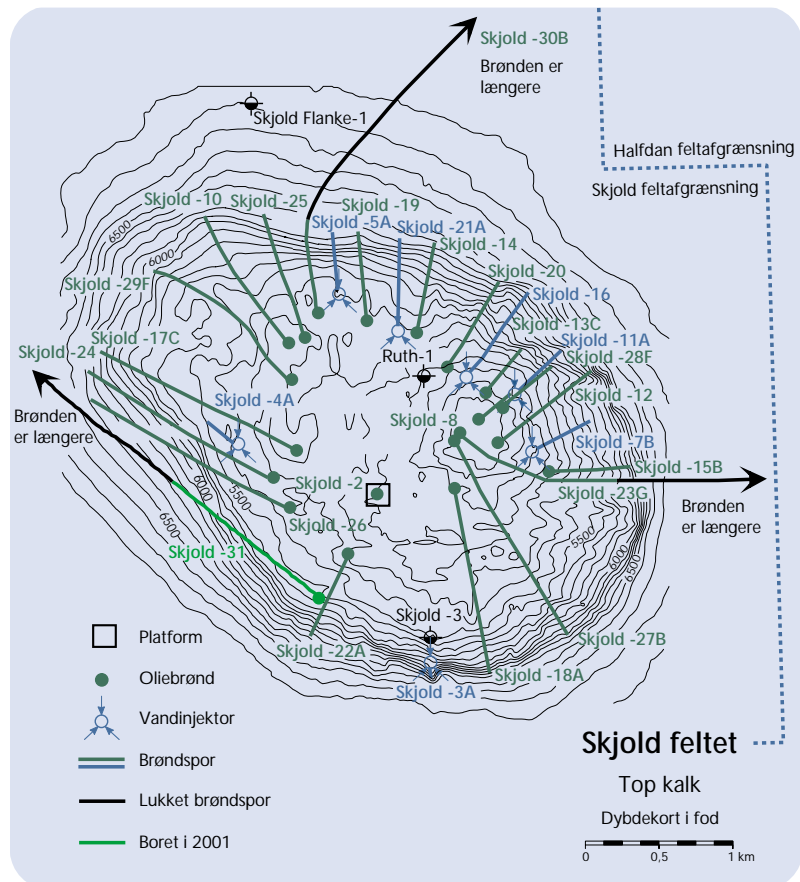
PRODUKTIONSSTRATEGI

I de første år efter produktionsstart blev olien produceret fra 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 og behandles dér. Gorm anlæggene forsyner Skjold med injektionsvand og løftegas. På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.



SIRI FELTET

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

Produktionsbrønde:	6
Injektionsbrønde vand og gas:	2
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	42 km ²
Reservoirdybde:	2.060 m
Reservoirtypologi:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn

Reserver pr. 1.1.2002:

Olie:	2,8 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion pr. 1.1.2002:

Olie:	5,47 mio. m ³
Gas:	0,52 mia. Nm ³
Vand:	4,94 mio. m ³

Akk. injektion pr. 1.1.2002:

Gas:	0,37 mia. m ³
Vand:	9,56 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	1,76 mio. m ³
Gas:	0,18 mia. Nm ³
Vand:	2,75 mio. m ³

Injektion i 2001:

Gas:	0,14 mia. m ³
Vand:	4,55 mio. m ³

Akk. investeringer pr. 1.1.2002:

2001-priser	3,5 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

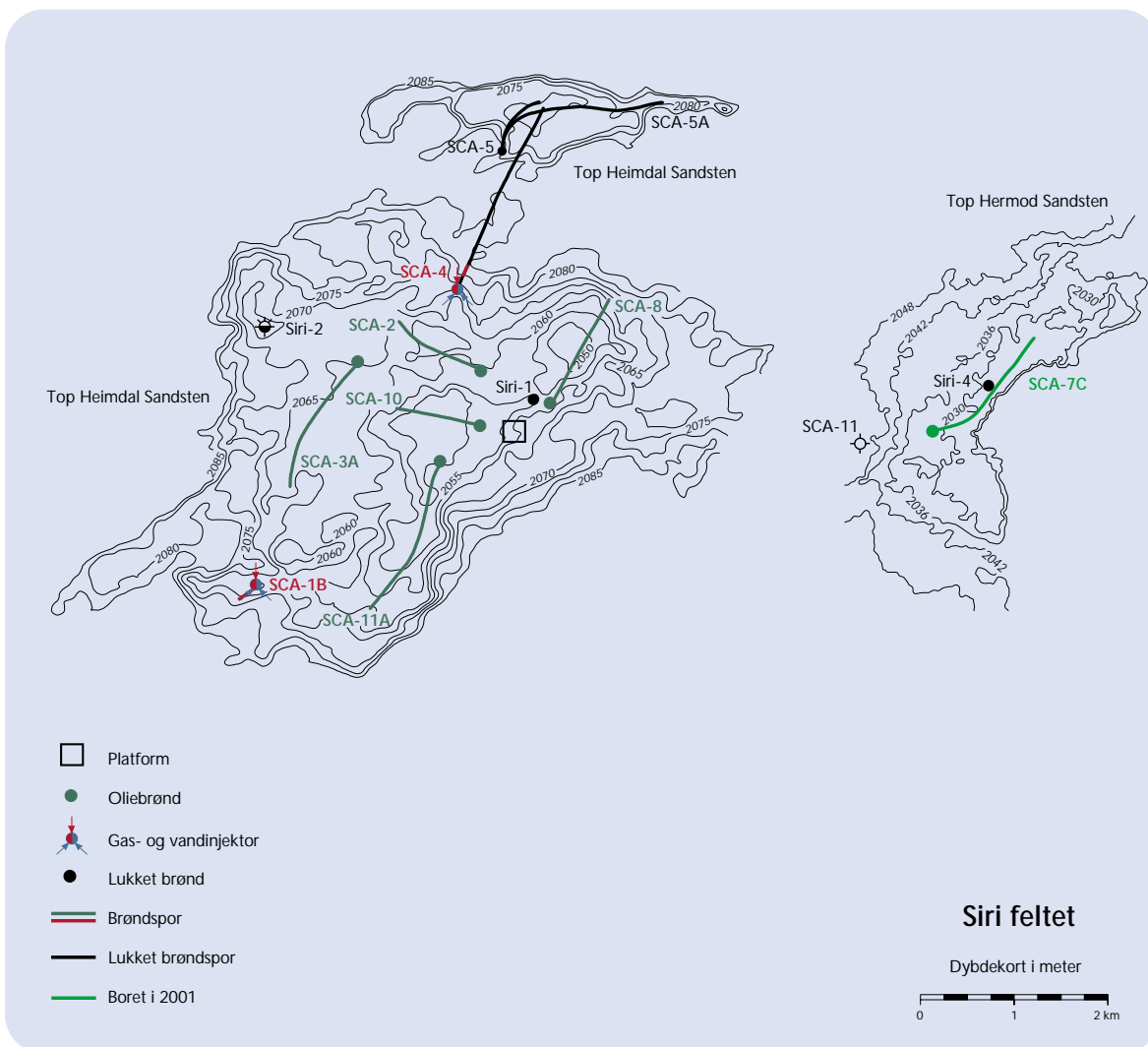
Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand og gas. Reservoirtrykket forsøges opretholdt nær det oprindelige tryk, og de injicerede mængder vand afbalanceres med den væskemængde, der produceres fra reservoiret.

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 m³. Når tanken er fuld, overføres olien via en lastebøje til et tankskib.

På Siri er der indkvartering for 60 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:	3
Vanddybde:	65 m
Feltafgrænsning:	48 km ²
Reservoirdybde:	2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr.
1.1.2002:

Olie:	1,7 mio. m ³
Gas:	0,3 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	4,32 mio. m ³
Gas:	0,51 mia. Nm ³
Vand:	3,23 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	0,40 mio. m ³
Gas:	0,05 mia. Nm ³
Vand:	0,95 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-priser	0,9 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

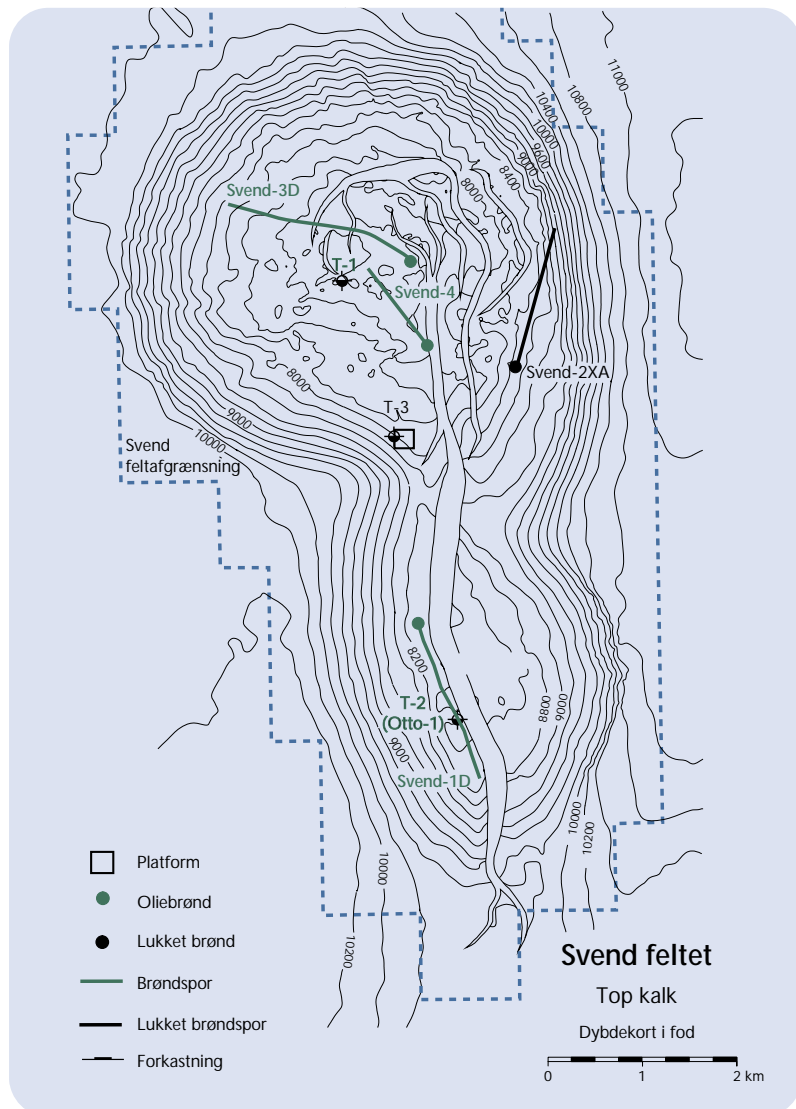
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Dette har forårsaget opsprækning af reservoirkalken og en opdeling af feltet i en vestlig og en østlig del adskilt af en større forkastning. Den nordlige del af Svend feltet er beliggende ca. 250 meter højere end den sydlige. Reservoiret 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:	7
Vandinjek.brønde:	3
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	93 km ²
Reservoirdybde:	2.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Nedre Kridt

Reserver pr.
1.1.2002:

Olie:	27,1 mio. m ³
Gas:	6,7 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	5,35 mio. m ³
Gas:	1,65 mia. Nm ³
Vand:	0,19 mio. m ³

Akk. injektion
pr. 1.1.2002:

Vand:	2,03 mio. m ³
-------	--------------------------

Produktion i 2001:

Olie:	2,03 mio. m ³
Gas:	0,77 mia. Nm ³
Vand:	0,12 mio. m ³

Injektion i 2001:

Vand:	1,99 mio. m ³
-------	--------------------------

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-priser	5,7 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

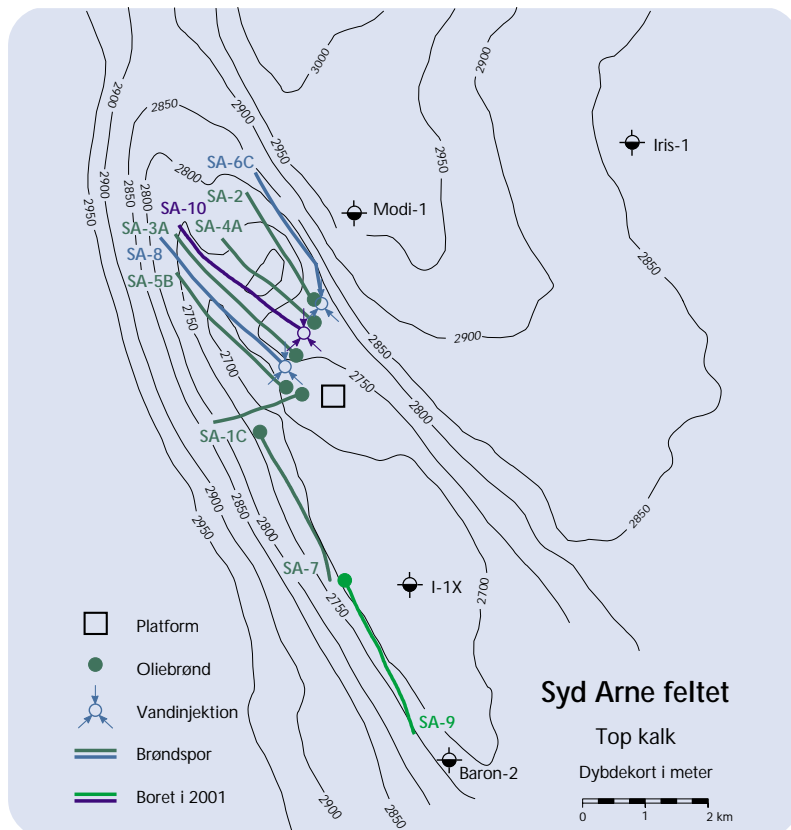
Indvindingen af olie og gas foregik i den første fase af udbygningen ved naturlig indvinding, dvs. uden at der tilføres reservoir energi ved injektion af gas eller vand. Brøndene har gode produktionsegenskaber. Trykstøtte ved injektion af havvand er under etablering på feltet. Der er godkendt yderligere produktions- og injektionsbrønde på feltet.

ANLÆG

Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen. Desuden er der udstyr til vandinjektion. For at modvirke udfældning af svært opløselige salte i og omkring injektionsbrøndene, 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 m³. 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 ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2002:	
Olie og kondensat:	6,3 mio. m ³
Gas:	28,5 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2002:	
Olie og kondensat:	19,39 mio. m ³
Nettogas:	31,79 mia. Nm ³
Vand:	19,91 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2002:	
Gas:	26,16 mia. Nm ³
Produktion i 2001:	
Olie og kondensat:	0,87 mio. m ³
Nettogas:	0,98 mia. Nm ³
Vand:	2,55 mio. m ³
Injektion i 2001:	
Gas:	2,77 mia. Nm ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2002:	
2001-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.

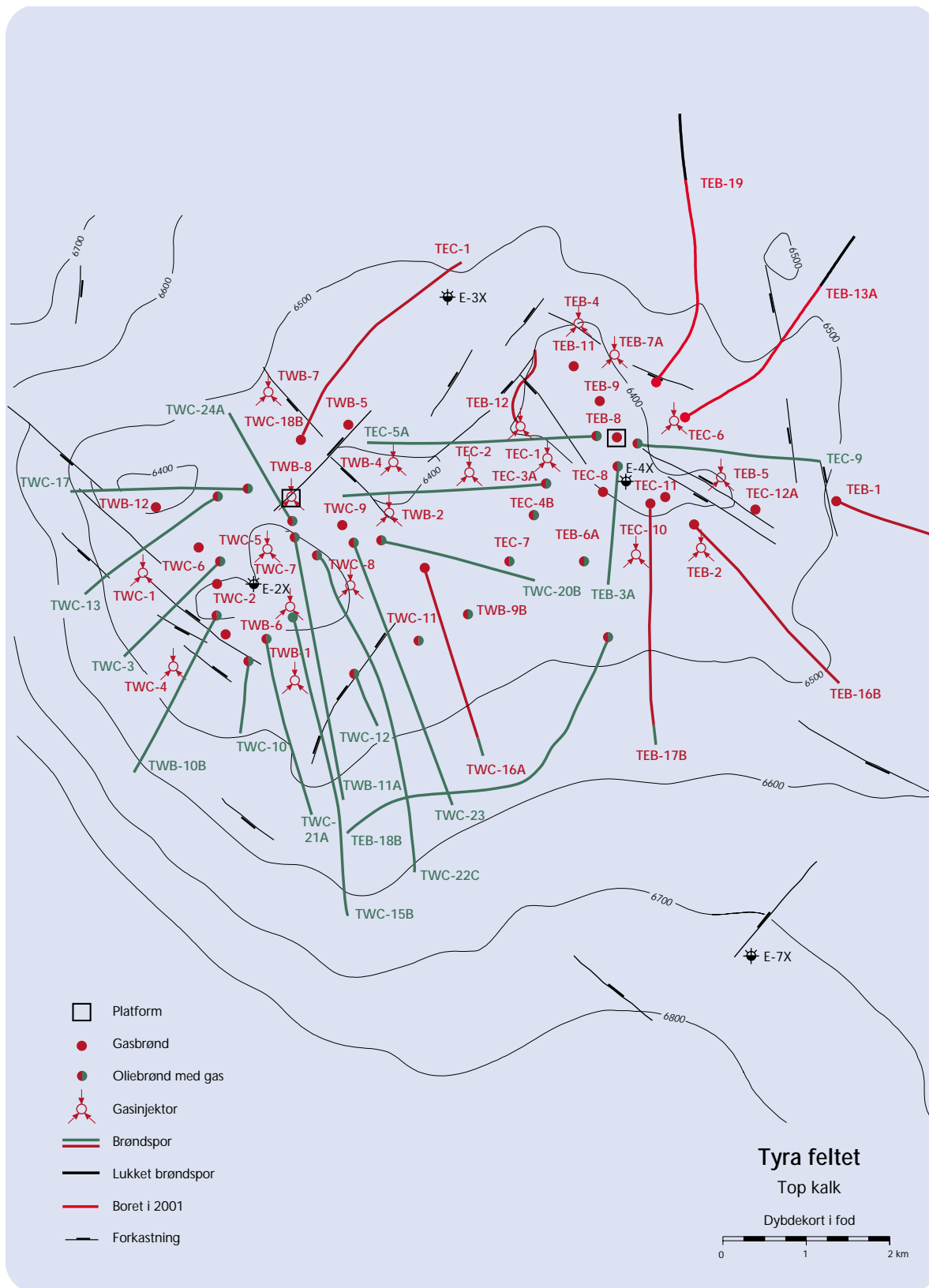
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR jacket TEF.

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 rørledning-er med henblik på at skabe den højeste 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:	1
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	113 km ²
Reservoirdybde:	2050 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr.
1.1.2002:

Olie:	4,6 mio. m ³
Gas:	11,1 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	0,00 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	0,00 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-priser	0,4 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Tyra Sydøst strukturen er fremkommet ved svag ophvælvning af Øvre Kridt kalklagene. Strukturen er opdelt i en A- og B blok 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.

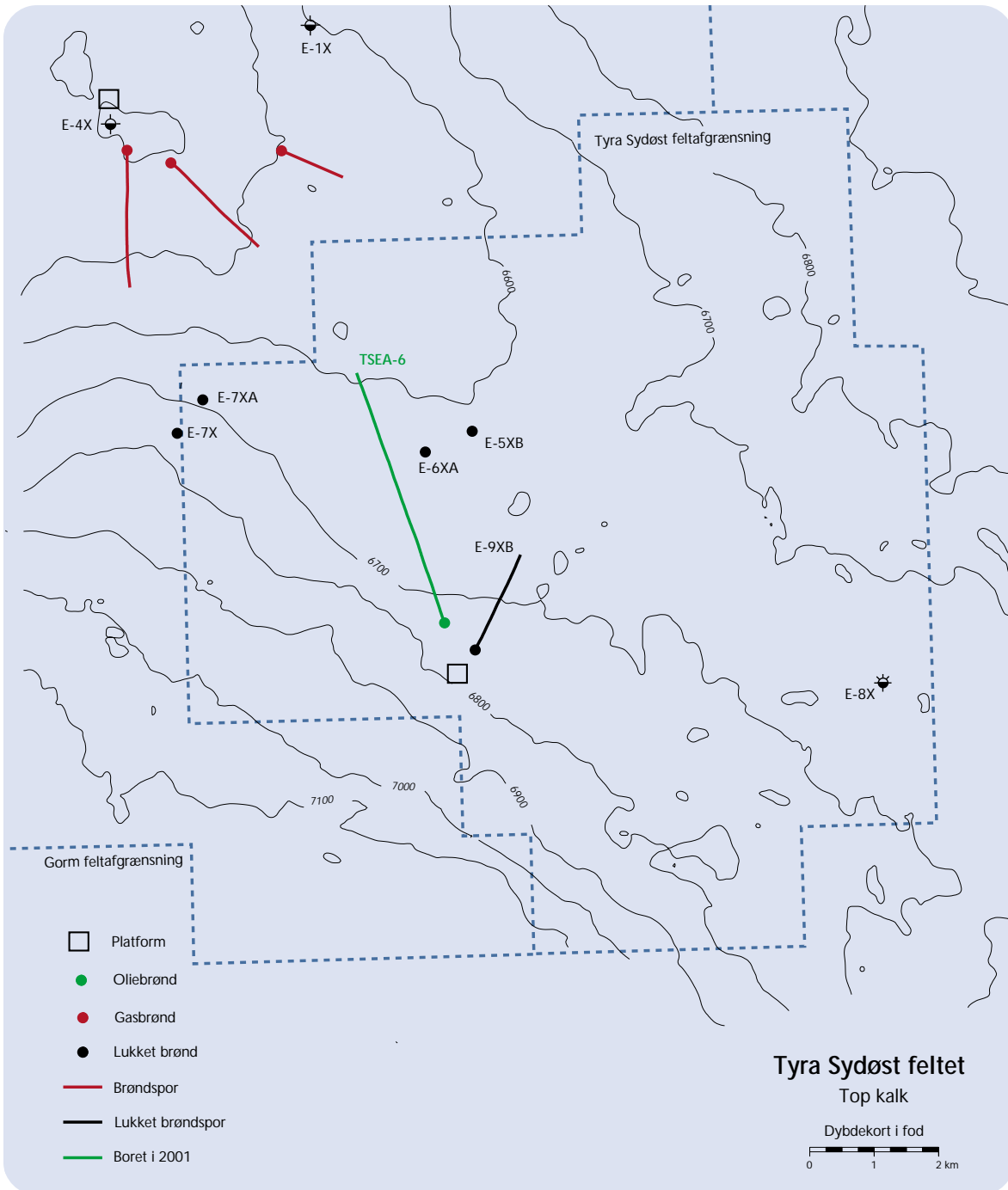
Tyra Sydøst feltet indeholder fri gas med en underliggende oliezone i den sydøstlige del.

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 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 ²

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

Reserver pr.
1.1.2002:

Olie:	1,6 mio. m ³
Gas:	1,7 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2002:

Olie:	1,28 mio. m ³
Gas:	0,56 mia. Nm ³
Vand:	0,44 mio. m ³

Produktion i 2001:

Olie:	0,18 mio. m ³
Gas:	0,08 mia. Nm ³
Vand:	0,15 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2002:

2001-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, se Top kalk kort, samt påvist betydelige tilstedeværende oliemængder i kalkstenslag af Nedre Kridt alder, se Top Tuxen kort. Medens reservoirkvaliteten i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, udviser de meget lavpermeable lag i Nedre Kridt meget vanskelige produktionsegenskaber.

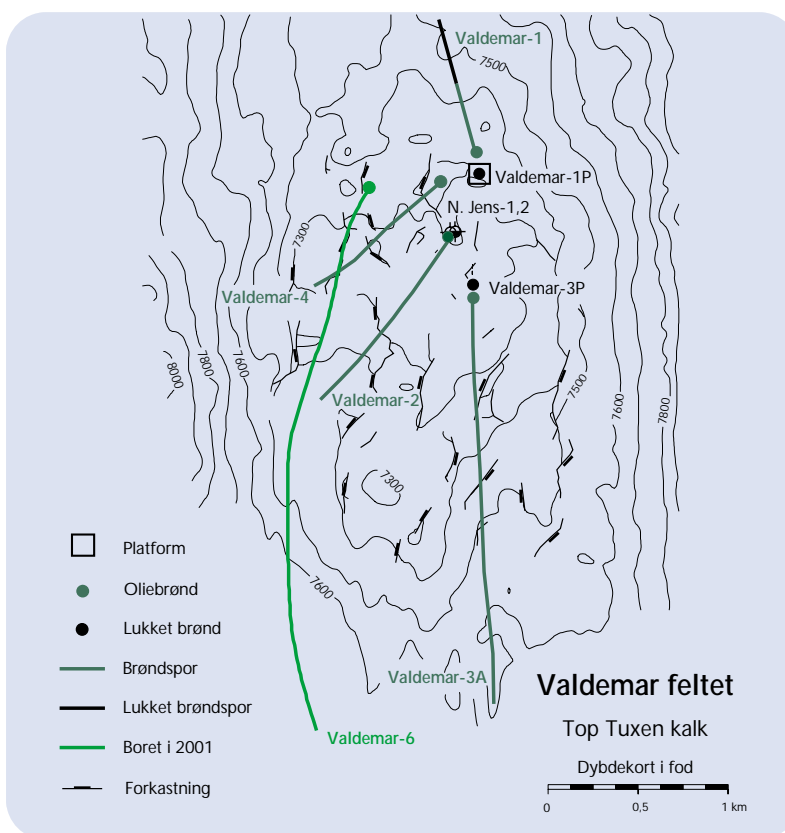
Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding.

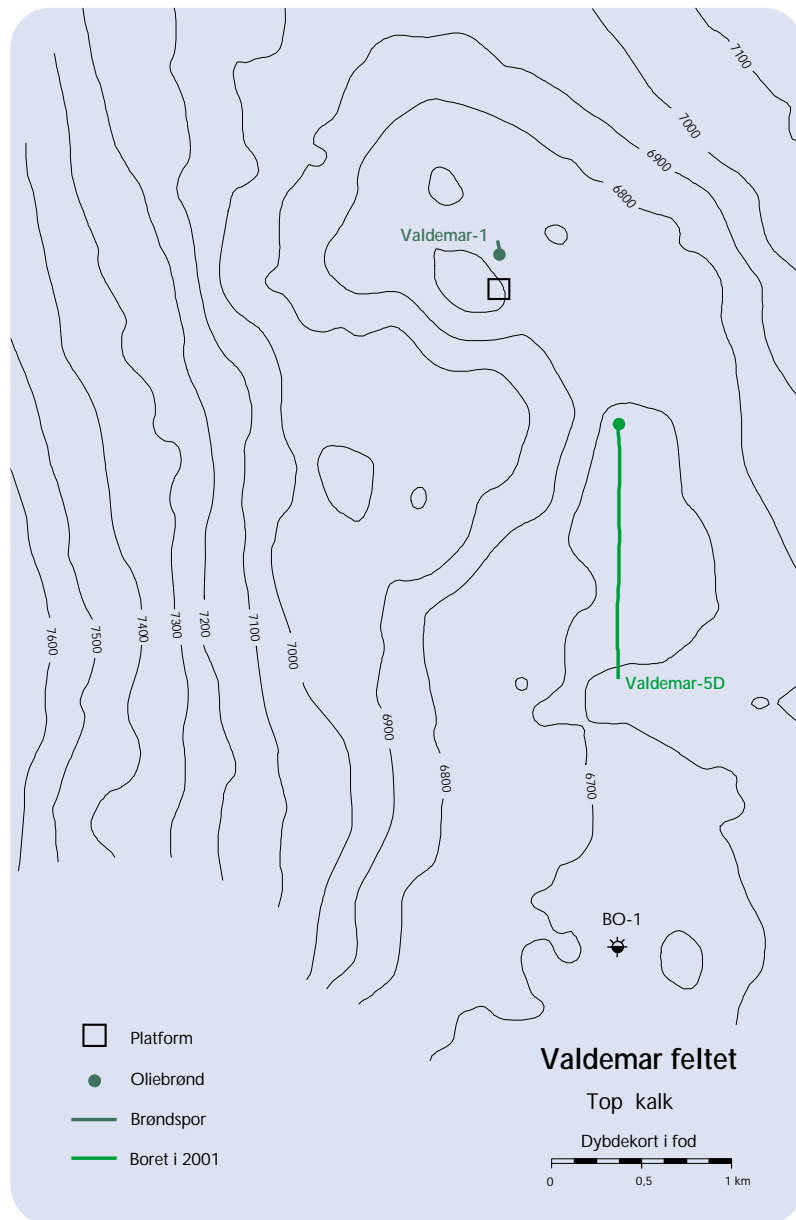
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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





KOMMENDE FELTUDBYGNINGER

Feltnavn	Adda
Beliggenhed:	Blok 5504/8
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift:	2005
Vanddybde:	38 m
Reservoirdybde:	Hhv. 2.200 m 2.300 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Øvre og Nedre Kridt
Kulbrintetype:	Olie og gas

Feltnavn	Alma
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1990
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift:	2005
Vanddybde:	43 m
Reservoirdybde:	3.600 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Jura
Kulbrintetype:	Gas

Feltnavn	Amalie
Beliggenhed:	Blok 5604/22 og 26
Tilladelse:	7/86
Operatør:	DONG E&P A/S
Fundet år:	1991
Indvindingsplan godkendt:	Plan under behandling i Energistyrelsen
I drift:	2006
Vanddybde:	66 m
Reservoirdybde:	5000 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Øvre og Mellem Jura
Kulbrintetype:	Gas og olie

Felt navn	Boje området
Beliggenhed:	Blok 5504/7
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operator:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1982
Indvindingsplan godkendt:	2000
I drift:	2003
Vanddybde:	40 m
Reservoirdybde:	2.000 m og 2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien samt Øvre og Nedre Kridt
Kulbrintetype:	Olie

Felt navn	Cecilie
Beliggenhed:	Blok 5604/19 og 20
Tilladelse:	16/98
Operator:	DONG E&P A/S
Fundet år:	2000
Indvindingsplan godkendt:	Plan under behandling i Energistyrelsen
I drift:	2003
Vanddybde:	60 m
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn
Kulbrintetype:	Olie

Felt navn	Elly
Beliggenhed:	Blok 5604/6
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operator:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift:	2005
Vanddybde:	40 m
Reservoirdybde:	Hhv. 3.200 og 4.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og sandsten
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Jura
Kulbrintetype:	Gas

Feltnavn	Freja
Beliggenhed:	Blok 5503/27 og 28
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Vanddybde:	70 m
Reservoirdybde:	4.900 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Øvre Jura
Kulbrintetype:	Olie

Feltnavn	Igor/Sif
Beliggenhed:	Blok 5503/13/5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968/1999
Indvindingsplan godkendt:	1990/-
I drift:	2005/-
Vanddybde:	44 m
Reservoirdybde:	2.000 m/2.050 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Kulbrintetype:	Gas/gas og olie

Feltnavn	Nini
Beliggenhed:	Blok 5605/10 og 14
Tilladelse:	4/95
Operatør:	DONG E&P A/S
Fundet år:	2000
Indvindingsplan godkendt:	Plan under behandling i Energistyrelsen
I drift:	2003
Vanddybde:	60 m
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn
Kulbrintetype:	Olie

Bilag G

ØKONOMISKE NØGLETAL -obs: tal er rettet i forhold til den trykte udgave, da der var fejl.

	Invest. i feltudbygning mio.kr.	Driftsomk. for felter mio.kr. ¹	Efterforskning omk. mio.kr.	Råoliepris US\$/tønde ²	\$/kurs kr./US\$	Inflation % ³	Nettovaluta værdi mia.kr. ⁴	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	-0,4	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	3.131
1998	5.306	2.037	406	12,8	6,7	1,9	0,9	3.117
1999	3.531	2.157	563	17,9	7,0	2,5	3,5	3.784
2000	3.100	2.816	627	28,5	8,1	2,9	14,4	8.304
2001*	3.978	2.704	1.076	24,4	8,3	2,3	13,0	10.154

Årets priser

1) Inkl. Transportomkostninger

2) Brent råolie

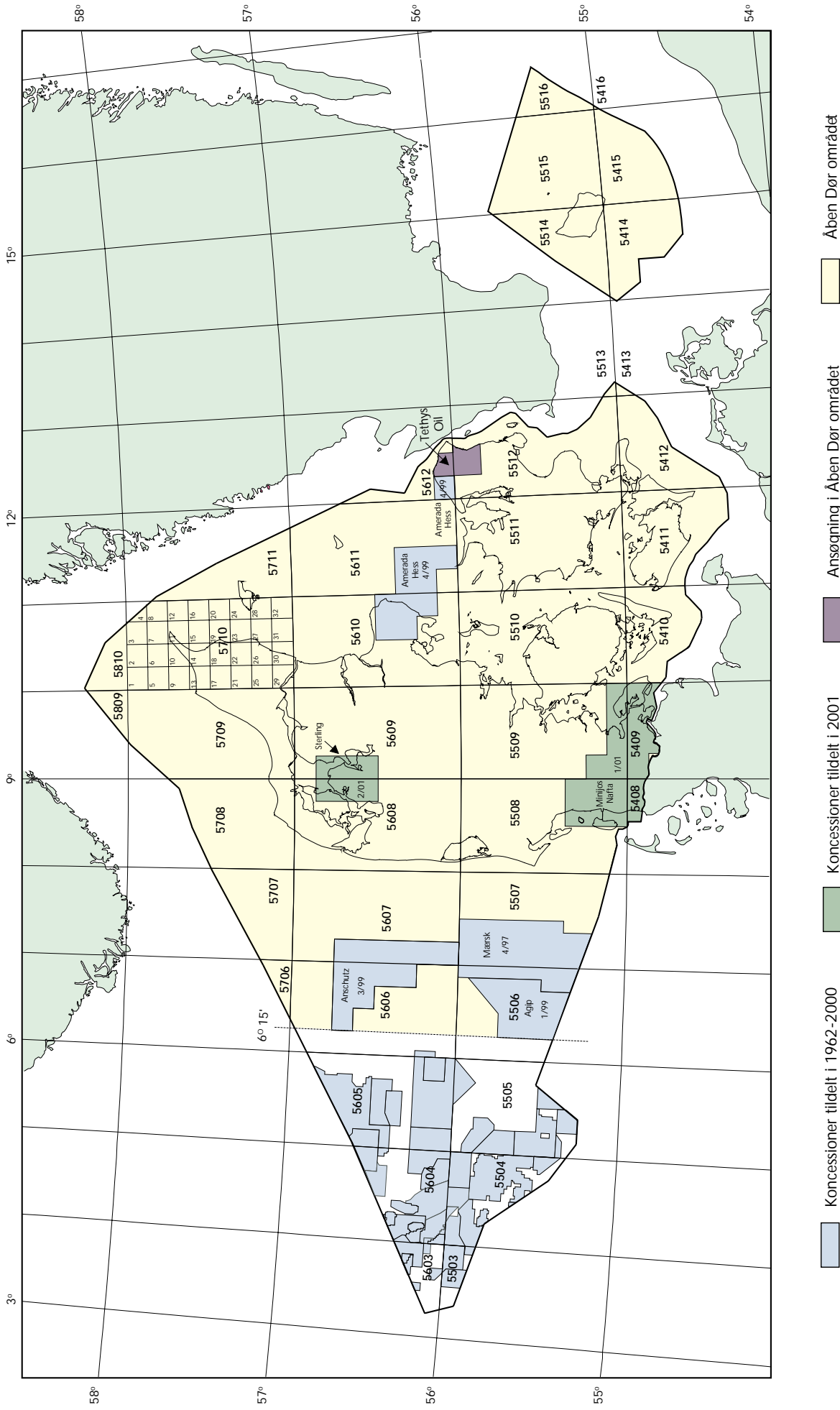
3) Forbrugerpriser

4) Olieprodukter og naturgas

*) Skøn

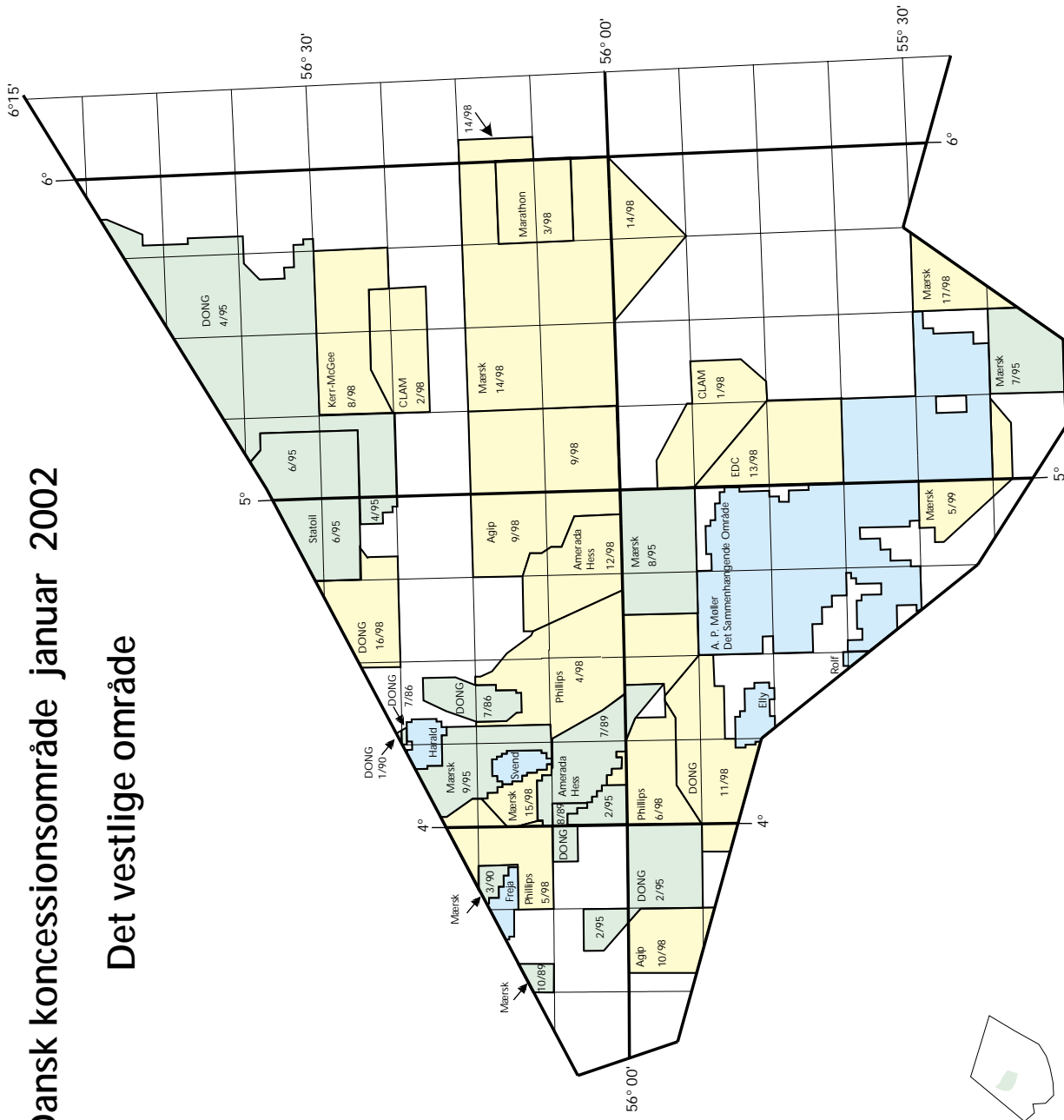


Dansk koncessionsområde Januar 2002



Dansk koncessionsområde januar 2002

Det vestlige område



- A. P. Møller, 1962 bevilling
- Koncessioner tildelt i 1986-1995
- Koncessioner tildelt i 1998-2000

