



DANMARKS OLIE- OG GASPRODUKTION

98

FORORD

De meget lave oliepriser prægede den internationale olieindustri i 1998. Trods dette var der på dansk område en overvejende positiv udvikling inden for både efterforskning og udbygning samt produktion.

Resultatet af 5. udbudsrunde - 17 nye licenser og det største arbejdsprogram siden 1. udbudsrunde - lover godt for fremtiden. De nye licenser betyder, at der vil blive brugt mindst 1,7 mia. kr. på efterforskning på dansk område i løbet af de næste seks år.

Ved udgangen af 1998 var to store udbygningsprojekter i gang, Siri og Syd Arne. Produktion fra Statoil-gruppens Siri felt begyndte i marts 1999, og Amerada Hess-gruppens felt, Syd Arne, vil blive sat i produktion i midten af 1999.

Samtidig har resultaterne af udbygning af eksisterende felter været positive. Blandt andet har nye brønde på de "gamle" felter Dan og Gorm medvirket til den rekordstore olieproduktion i 1998.

Årsrapporten indeholder på grund af den drastiske udvikling i olieprisen i år et særligt afsnit, *Olieprisens svingninger*. Afsnittet beskriver den historiske udvikling i olieprisen samt hvilke faktorer, der påvirker olieprisen.

København, maj 1999



Ib Larsen
Direktør

OMREGNINGSFAKTORER

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

For *oil field units* benyttes de forkortelser, som SPE (Society of Petroleum Engineers) anbefaler. Oliens densitet angives ofte i API gravitet eller grader API: °API. Sammenhængene er angivet i nedenstående formler.

Olie og naturgas angives i rumfang eller energiindhold. Da gassen og i nogen grad også olien er sammentrykkelig, varierer rumfanget af en bestemt mængde med tryk og temperatur. Rumfangsangivelser er derfor kun entydige, hvis tryk og temperatur oplyses. Dertil kommer, at sammensætningen og dermed brændværdien pr. rumfangsenhed af råolie og naturgas varierer fra felt til felt. Sammensætningen af den danske råolie varierer lidt over tiden, og derfor er omregningsfaktorerne til tons og GJ tidsafhængige. I nedenstående tabel er gennemsnittet for 1997 angivet. For olien er angivet den nedre brændværdi, og for gassen er angivet den øvre brændværdi.

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

I *oil field units* benyttes et lidt specielt prefix: M (romertal 1000). Én million *stock tank barrels* skrives 1 MMstb og én milliard *standard cubic feet* skrives 1 MMMscf eller 1 Bscf (amerikansk billion). I visse sammenhænge benytter man enheden t.o.e. (= ton olieækvivalent). Den er internationalt defineret ved: 1 t.o.e. = 10 Gcal.

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

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m ³ (st)	stb	6,292955*
	m ³ (st)	GJ	36,3
Naturgas	m ³ (st)	ton	0,855 ⁱ
	ton	GJ	42,62 ⁱ
	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,0393
	Nm ³	kmol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,0373
	m ³ (st)	kmol	0,0422932
	m ³	bbl	6,28981
	m ³	ft ³	35,1467
Rummål	gallon	in ³	231*
	bbl	gallon	42*
	Energi	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817

	FRA	TIL	KONVERTERING
Densitet	°API	kg/m ³	141364,33/(°API+131,5)
	°API	γ ⁱⁱⁱ	141,5/(°API+131,5)

*) Eksakt værdi.

i) 1997 værdi.

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

iii) γ: Relativ vægthfyldte i forhold til vand.

Forord	3
Omregningsfaktorer	4
1. Efterforskning	6
2. Udbygning og produktion	12
3. Reserver	25
4. Forskning	32
5. Olieprisens svingninger	39
6. Økonomi	43
7. Sikkerhed, sundhed og miljø	53
Bilag A Rettighedshavere i Danmark	59
Bilag B Forundersøgelser 1998	65
Bilag C Nye felter	66
Bilag D Producerede og injicerede mængder 1972-1998	69
Bilag E Felter i produktion	72
Bilag F Økonomiske nøgletal	89
Bilag G EFP-projekter	90
Bilag H Reservekategorier	92
Bilag I Organisation	93
Koncessionskort	

1. EFTERFORSKNING

Med tildelingen af 17 nye koncessioner i 5. udbudsrunde blev der i 1998 skabt grundlag for omfattende efterforskningsaktiviteter i de kommende år. Herved kan aktivitetsniveauet opretholdes efter opfyldelsen af efterforskningsforpligtelserne på 4. runde koncessionerne.

Tre nye ansøgninger om koncessioner under *Åben Dør* proceduren viser, at de mere lempelige ansøgningsvilkår gør det attraktivt for olieselskaberne at efterforske også længere væk fra de kendte olie- og gasfelter.

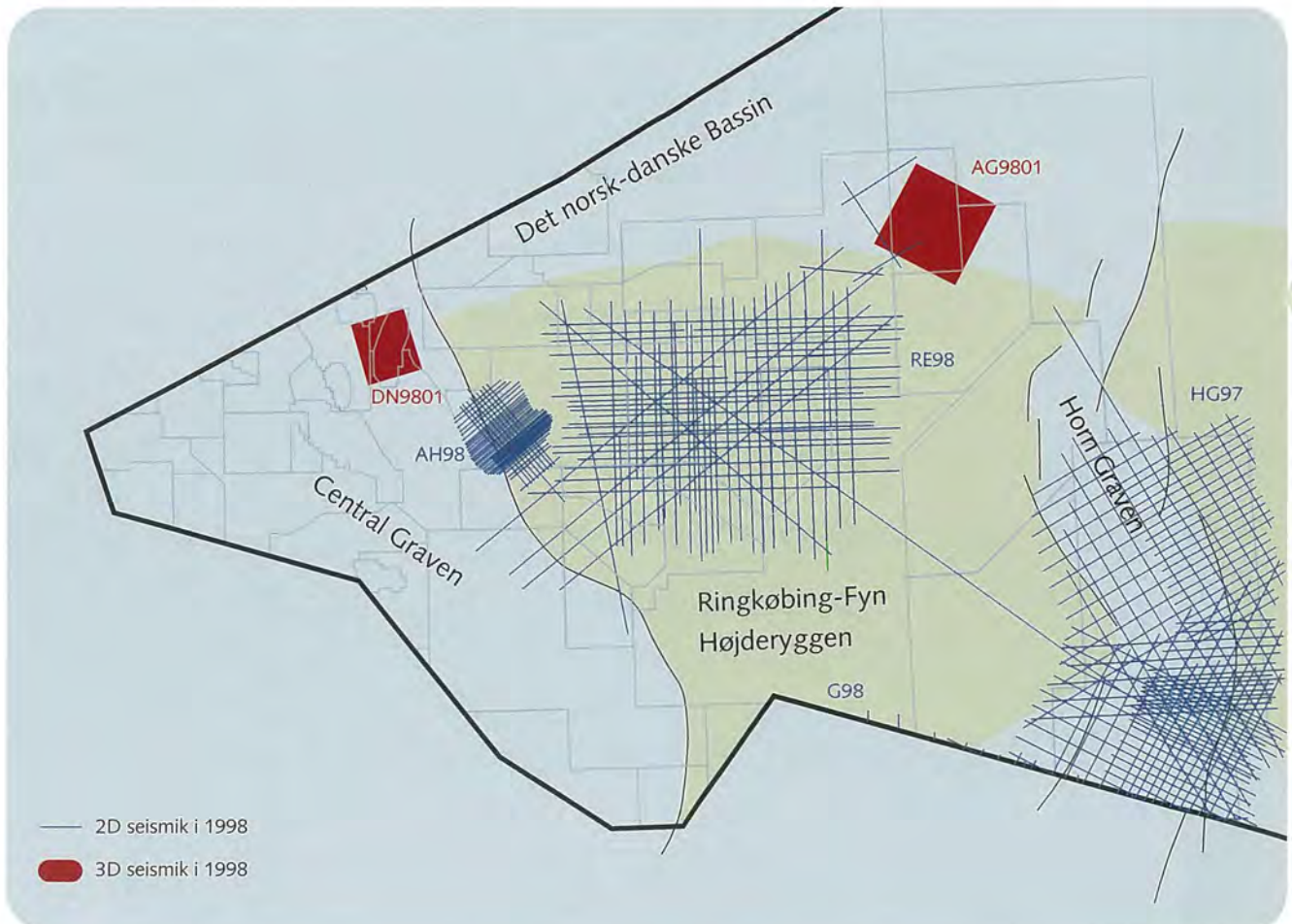
Olieselskabernes store interesse for efterforskning på dansk område betyder, at der nu er mere end 40 koncessioner til efterforskning og indvinding af olie og gas – det højeste antal nogensinde.

5. UDBUDSRUNDE

Miljø- og energiminister Svend Auken meddelte 15. juni 1998 17 nye tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter som afslutning på en succesfuld 5. udbudsrunde.

Runden blev åbnet i september 1997 med en ansøgningsfrist 27. januar 1998. Runden omfattede alle ledige områder vest for 6°15' østlig længde, hvilket vil sige i alt

fig.1.1 Seismiske undersøgelser i 1998



godt 15.000 km². Geologisk set var der tale om områder både i Central Graven, hvorfra hele den nuværende danske produktion stammer, og om områder længere mod øst i Det norsk-danske Bassin og på Ringkøbing-Fyn Højderyggen.

Ansøgningsvilkårene og vilkårene for 5. runde tilladelserne var stort set uændrede i forhold til 4. udbudsrunde i 1994-95. Med henblik på at kunne vælge mellem lige-værdige ansøgninger i områder med flere ansøgere havde Energistyrelsen dog indført mulighed for, at selskaberne i denne situation kunne afgive supplerende tilbud på en glideskala. Glideskalaen fastlægger, hvor meget statsdeltagelsen kan forøges i forhold til produktionens størrelse, hvis der senere gøres kommercielle fund af olie og gas.

Ved ansøgningsfristens udløb havde Energistyrelsen modtaget 19 ansøgninger, hvilket tidligere kun er overgået i 1984, hvor et meget større område blev udbudt i Danmarks 1. udbudsrunde. Ansøgningerne i 5. runde fordelte sig ligeligt på Centralgravsområdet og områderne øst herfor. Statoil-gruppens oliefund i Siri strukturen i 1995 har medvirket til den store interesse for områderne øst for Central Graven.

Selvom der var konkurrence om flere af de attraktive områder, lykkedes det at finde plads til 17 af ansøgergrupperne. I et enkelt område blev det nødvendigt at indhente supplerende tilbud på den omtalte glideskala for at afgøre, hvilken ansøgergruppe, der skulle have koncession til området.

Med de nye tilladelser er der indgået aftaler om investeringer i efterforskning på i alt ca. 1,7 mia. kr. i de kommende seks år. Olieselskaberne skal blandt andet udføre 13 ubetingede og otte betingede efterforskningsboringer, samt foretage 3D seismiske undersøgelser på i alt ca. 3500 km².

I selskabsgrupperne bag de nye 5. runde koncessioner deltager en række olieselskaber, som er nye på dansk område, foruden selskaber, som i forvejen deltog i efterforskning og indvinding. En oversigt over samtlige selskaber, der deltager i de nye koncessioner, findes i bilag A, mens placeringen af koncessionerne fremgår af kortene bagest i rapporten.

ÅBEN DØR

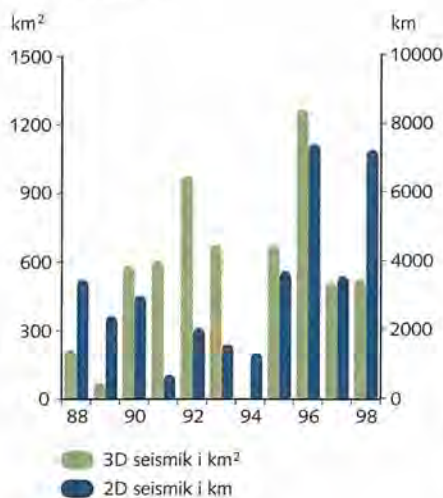
Energistyrelsen modtog i 1998 yderligere tre koncessionsansøgninger i Åben Dør området. Ansøgningerne blev indsendt af Agip Denmark BV, Anschutz Overseas Corporation og Amerada-gruppen.

Under Åben Dør proceduren, der omfatter alle åbne områder øst for 6°15' østlig længde, kan olieselskaberne ansøge om koncessioner, når de vil, inden for den årlige åbningsperiode fra 2. januar til 30. september (inkl.). Dansk Olie- og Gasproduktion A/S deltager i henhold til koncessionsvilkårene med 20% i alle tilladelser i Åben Dør området.

Ansøgningerne fra Agip og Anschutz vedrører områder i Nordsøen lige øst for de arealer, som blev udbudt i 5. udbudsrunde. Amerada-gruppen, der omfatter selskaberne Courage Energy Inc., Emerald Energy Plc., Amerada Hess A/S og Odin Energi Aps, har ansøgt om områder på Djursland, i Kattegat og i Nordsjælland.

Miljø- og energiministeren imødekom i starten af 1999 ansøgningerne fra Agip og Anschutz. Agip, som i forvejen deltog i tre koncessioner på dansk område, har den 15. februar 1999 fået tilladelse nr. 1/99. Tilladelsen til Anschutz, som er et nyt selskab på dansk område, betegnes 3/99 og blev meddelt 20. marts 1999.

fig. 1.2 Årlig seismik



Gustavson Associates, der ansøgte allerede i 1997, har 20. marts 1999 fået tilladelse til et område i den østlige del af Nordsøen lige syd for grænsen til Norge. Denne tilladelse betegnes med 2/99.

Ansøgningen fra Amerada-gruppen var primo 1999 fortsat under drøftelse mellem selskaberne og Energistyrelsen.

Beliggenheden af de nye koncessioner fremgår af koncessionkortet bagest i rapporten.

Energistyrelsen foretog i slutningen af 1998 en vurdering af Åben Dør proceduren, der nu har fungeret i to år siden åbningen i maj 1997. Konklusionen var, at proceduren har fungeret efter hensigten og har ført til, at olieselskaberne har genoptaget efterforskningen også i de områder, hvor der endnu ikke er gjort fund af olie og gas. Miljø- og energiministeren har derfor besluttet, at proceduren skal fortsætte uden ændringer.

EFTERFORSKNINGSAKTIVITETER

Forundersøgelser

I Åben Dør området fortsatte de seismiske undersøgelser på de nye koncessioner fra 1997. Mærsk Olie og Gas AS, som indledte 2D seismiske undersøgelser i Horn Graven i 1997, afsluttede undersøgelserne i starten af 1998. Norsk Agip A/S stod i 1998 for gennemførelsen af den første 3D seismiske undersøgelse i Åben Dør området. 3D undersøgelserne giver et mere detaljeret billede af strukturerne i undergrunden end 2D seismik.

Amerada Hess A/S og Mærsk Olie og Gas AS gennemførte i 1998 de første seismiske undersøgelser af de nye 5. runde koncessioner. Mærsk indledte således undersøgelserne på Ringkøbing-Fyn Højderyggen kun ca. halvanden måned efter underskrivelsen af 5. runde tilladelserne.

I Central Graven foretog Danop i-s en ny 3D seismisk undersøgelse af Amalie gasfeltet. Selvom der tidligere, i 1992, er indsamlet 3D seismik i området, har det vist sig, at ny seismik er nødvendig for at kortlægge gasforekomsten, der ligger i ca. 5 kms dybde i Mellem Jura sandsten.

Placeringen af de omtalte undersøgelsesprogrammer er vist på figur 1.1. Bilag B indeholder yderligere oplysninger om undersøgelserne.

Som det fremgår af figur 1.2, blev der i 1998 indsamlet næsten dobbelt så mange 2D seismiske data som i 1997, mens indsamlingen af 3D data var på samme niveau som i 1997.

Energistyrelsen forventer en høj forundersøgelingsaktivitet i 1999. I februar 1999 indledte de nye 5. runde koncessionshavere indsamlingen af 3D seismik, og disse forundersøgelser vil strække sig over det meste af 1999.

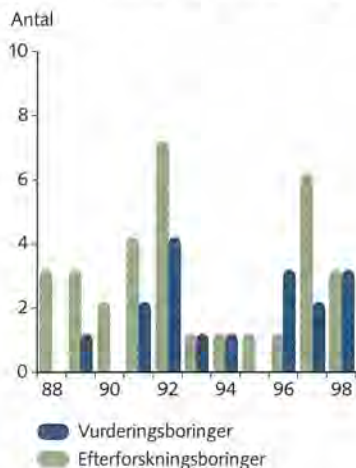
Boringer

Der blev i 1998 udført tre egentlige efterforskningsboringer, samt tre kombinerede produktions-/vurderingsboringer på de producerende felter, se figur 1.3 og 1.4.

Sandra-1 (5605/13-2)

Statoil-gruppen i tilladelse 6/95 gennemførte i juni-juli 1998 en ny efterforsk-

fig. 1.3 Efterforsknings- og vurderingsboringer



ningsboring ca. 12 km NØ for Siri feltet, hvor der i 1995 blev fundet olie i Paleocæn sandsten. Boringen blev boret gennem tertiæret og ind i toppen af kalken. Sandra-1 fandt det forventede sandstensreservoir, som imidlertid ikke indeholdt kulbrinter.

Francisca-1 (5604/24-1)

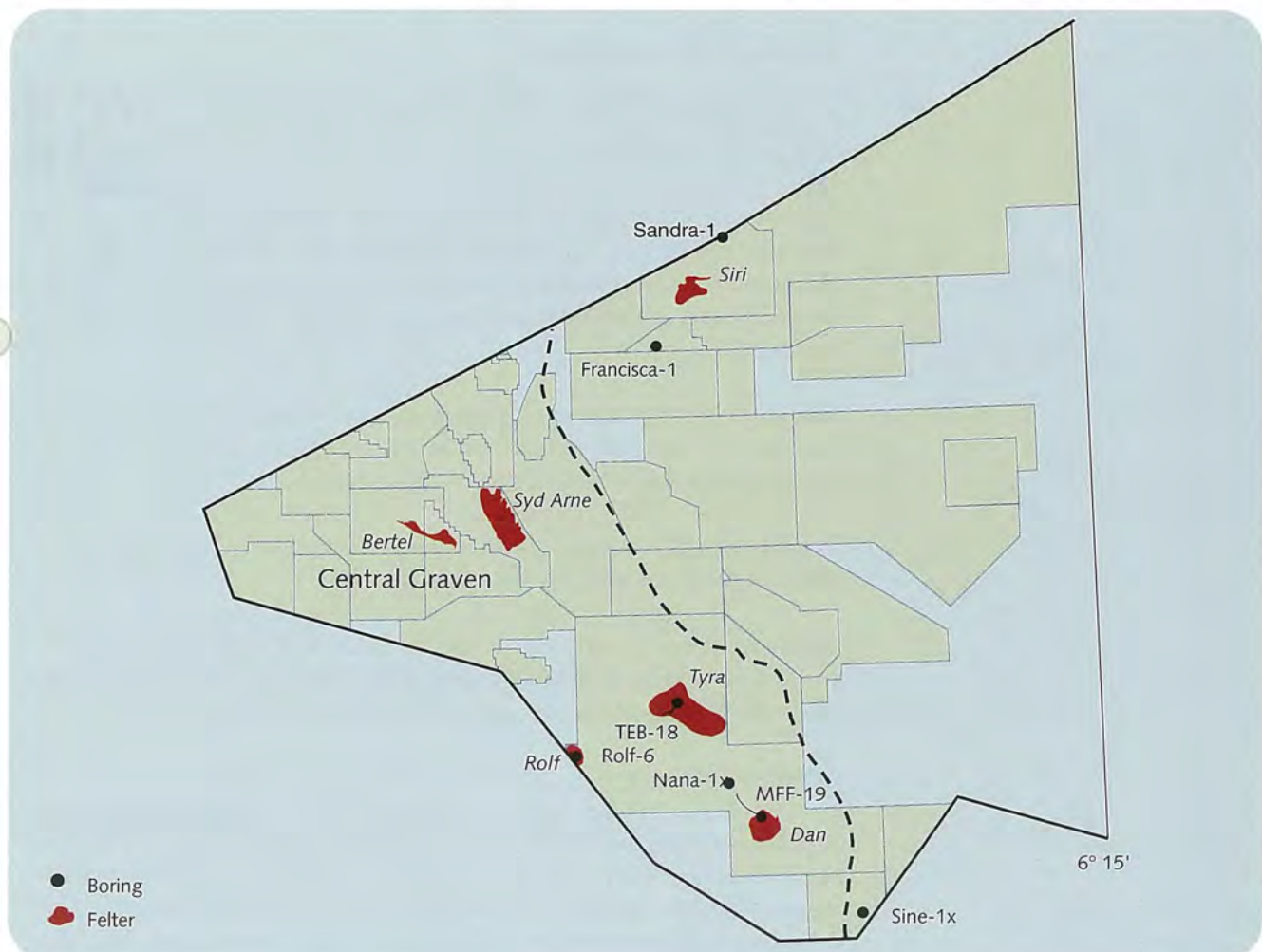
Danop i-s borede i juli-august 1998 en efterforskningsboring i tilladelse 2/90. Boringen var placeret tæt på grænsen mellem de to tilladelser 2/90 og 3/95, og boringen blev derfor udført i samarbejde mellem rettighedshaverne i de to tilladelser, hvor det er de samme olieselskaber, som deltager.

Francisca-1 blev boret til lag af tidlig Tertiær alder. Der blev gjort et mindre gasfund i en sandstensekvens. Rettighedshaverne har imidlertid ikke fundet grundlag for at foretage yderligere vurderinger af fundet.

Sine-1x (5505/22-2)

Mærsk olie og Gas AS udførte i august-september 1998 efterforskningsboringen Sine-1x på Ringkøbing-Fyn Højderyggen sydøst for Det Sammenhængende Område. Boringen var placeret i tilladelse 7/95, men udførtes i samarbejde mellem rettighedshaverne i tilladelse 7/95, 17/98, A.P. Møllers eneretsbevilling samt rettighedshavere på tysk område. Mærsk, Shell og Texaco deltager i efterforskningen i alle de nævnte tilladelser. Sine-1x blev boret ned til krystallinsk grundfjeld, men der blev ikke fundet kulbrinter i de gennemborede lag.

fig.1.4 Oversigtskort



MFF-19 (5505/17-16)

Mærsk Olie og Gas AS har på Dan feltet boret en rekordlang vandret boring på feltets nordvestlige flanke. Boringen blev boret ca. 7650 m mod NV fra Dan F platformen for at vurdere udstrækningen af en reservoirzone i kalken, hvor tidligere boringer har vist gode oliemætninger.

MFF-19 viste gode produktionsegenskaber og er nu sat i produktion. Med en vandret længde på godt 6,1 km satte boringen længerekord for vandrette boringer. Primo 1999 påbegyndte Mærsk en egentlig efterforskningsboring, Nana-1x, ca. 1100 m NV for den vandrette borings slutpunkt.

Rolf-6 (5504/14-2)

I marts-maj 1998 udførte Mærsk Olie og Gas AS Rolf-6 som en vandret boring på Rolf feltet for at vurdere produktionspotentialet i feltets nordvestlige del. Boringen levede imidlertid ikke op til forventningerne og anvendes nu som observationsbrønd.

TEB-18 (5504/12-8)

Mærsk Olie og Gas AS påbegyndte i november 1998 TEB-18 boringen for at vurdere Danien oliezone på sydflanken af Tyra feltet. I begyndelsen af 1999 var Mærsk ved at færdiggøre boringen, som herefter vil blive sat i produktion.

ÆNDRINGER AF TILLADELSER**Forlængelser af tilladelser****Tilladelse 7/89, 8/89 og 10/89**

Energistyrelsen forlængede i begyndelsen af 1998 efterforskningsperioden for de tre tilbageværende tilladelser fra 3. runde. Tilladelserne blev forlænget med to år indtil 20. december 1999.

Amerada Hess A/S er operatør for tilladelse 7/89. Tilladelsen indeholder Syd Arne feltet, som forventes sat i produktion i juli måned 1999. Rettighedshaveren har tidligere gennemført to efterforskningsboringer, Baron-2 og Rigs-1, og indsamlet 3D seismik. Yderligere efterforskning skal nu vise, om der kan gøres flere fund i området.

I tilladelse 8/89, hvor Danop i-s er operatør, er der tidligere udført en efterforskningsboring, Bertel-1, og indsamlet 3D seismik. Boringen resulterede i fundet af Bertel olieforekomsten, som blev erklæret kommercielt i 1997.

Olieselskabernes vurderinger af oplysningerne fra området har vist, at der er potentiale for videre efterforskning i området.

Også i tilladelse 10/89, hvor Mærsk Olie og Gas AS er operatør, er der fundet grundlag for at fortsætte efterforskningen. Her har olieselskaberne tidligere udført Rita-1x efterforskningsboring og ligeledes indsamlet 3D seismik.

Tilladelse 2/90 og 3/95

Efterforskningsperioden for tilladelse 2/90 og 3/95 blev i 1998 forlænget med to år. Tilladelserne, der omfatter et område syd for Statoil-gruppens Siri-område, er hermed forlænget indtil 3. juli 2000. Danop i-s er operatør for begge tilladelser. Rettighedshaverne udførte i 1997 efterforskningsboringen Frida-1. Baggrunden for forlængelsen var Danop-gruppens planer om yderligere efterforskning, og Danop

fig.1.5 Geologisk tidsøje

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

udførte i denne forbindelse den tidligere omtalte Francisca-1 efterforskningsboring i sommeren 1998.

Tilladelse 3/90

Tilladelse 3/90 blev i juli 1998 forlænget med to år frem til 13. juli 2000. Med Mærsk Olie og Gas AS som operatør fortsætter DUC selskaberne og Dansk Olie- og Gasproduktion A/S undersøgelserne af, om der kan findes olie i dette område, der grænser op til Freja feltet (tidligere Gert).

Overdragelser af andele

I tilladelse 4/95 har Enterprise Oil Denmark Ltd. overtaget en andel på 20% fra Wintershall AG. Ændringen har virkning fra 1. april 1998.

Statoil Efterforskning og Produktion A/S trak sig i sommeren 1998 ud af tilladelserne 2/90 og 3/95. Senere i 1998 blev sammensætningen af grupperne justeret i yderligere to omgange, således at Denerco Oil A/S nu har de største andele, henholdsvis knap 60% og 50%, i de to tilladelser. Alle ændringerne er foretaget med tilbagevirkende kraft fra 1. januar 1998, og ændringerne har således haft betydning for omkostningsfordelingen i forbindelse med Francisca-1 efterforskningsboringen, der blev udført i samarbejde mellem de to licens-grupper i sommeren 1998.

LD Energi A/S, som i forbindelse med ovennævnte overdragelser reducerede sine andele i tilladelse 2/90 og 3/95, har overtaget en andel på 25% fra Denerco Oil A/S i tilladelse 16/98. Tilladelse 16/98 omfatter et nabo-område til de to andre tilladelser. Ændringen er foretaget med tilbagevirkende kraft fra 15. juni 1998, hvor tilladelse 16/98 blev tildelt Denerco Oil og Dansk Olie- og Gasproduktion i forbindelse med 5. udbudsrunde.

I begyndelsen af 1999 overtog Veba Oil Denmark GmbH en andel på 20% i tilladelse 11/98 med virkning fra 1. januar 1999. Veba Oil deltog ikke i tilladelsen tidligere. Endvidere har Dansk Olie- og Gasproduktion A/S med virkning fra 15. juni 1998 overtaget en andel på 5% og deltager nu med 25% i tilladelsen. Amerada Hess A/S og Denerco Oil A/S har reduceret deres andele.

Sammensætningen af selskabsgrupperne i alle tilladelser på dansk område fremgår af bilag A.

FRIGIVELSE AF BOREOPLYSNINGER

Data, som tilvejebringes i medfør af tilladelser efter Undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For tilladelser, som ophører eller opgives, begrænses fortrolighedsperioden dog til to år. I 1998 er data fra de nedenfor nævnte efterforskningsboringer blevet offentligt tilgængelige:

Boring	Boringsnr.	Operatør
Rita-1x	5603/27-05	Mærsk Olie og Gas AS
Alma-2x	5505/17-11	Mærsk Olie og Gas AS
Tabita-1	5604/26-3	Statoil Efterforskning og Produktion A/S

En liste over de seneste 10 års 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.

2. UDBYGNING OG PRODUKTION

Den danske kulbrinteproduktion kom i 1998 fra 13 felter; oliefelterne Dan, Gorm, Skjold, Rolf, Kraka, Dagmar, Regnar, Valdemar, Svend og Lulita samt gasfelterne Tyra, Roar og Harald. Felterne Svend, Harald og Lulita er beliggende i den nordlige del af Central Graven, mens alle de øvrige felter er beliggende i Det Sammenhængende Område i den sydlige del af Central Graven. Mærsk olie og Gas AS forestår som operatør indvindingen fra alle 13 felter. Indvindingen fra Lulita feltet forestås på vegne af Dansk Undergrunds Consortium, (DUC), og Statoil-gruppen, mens de øvrige felter drives på vegne af DUC alene.

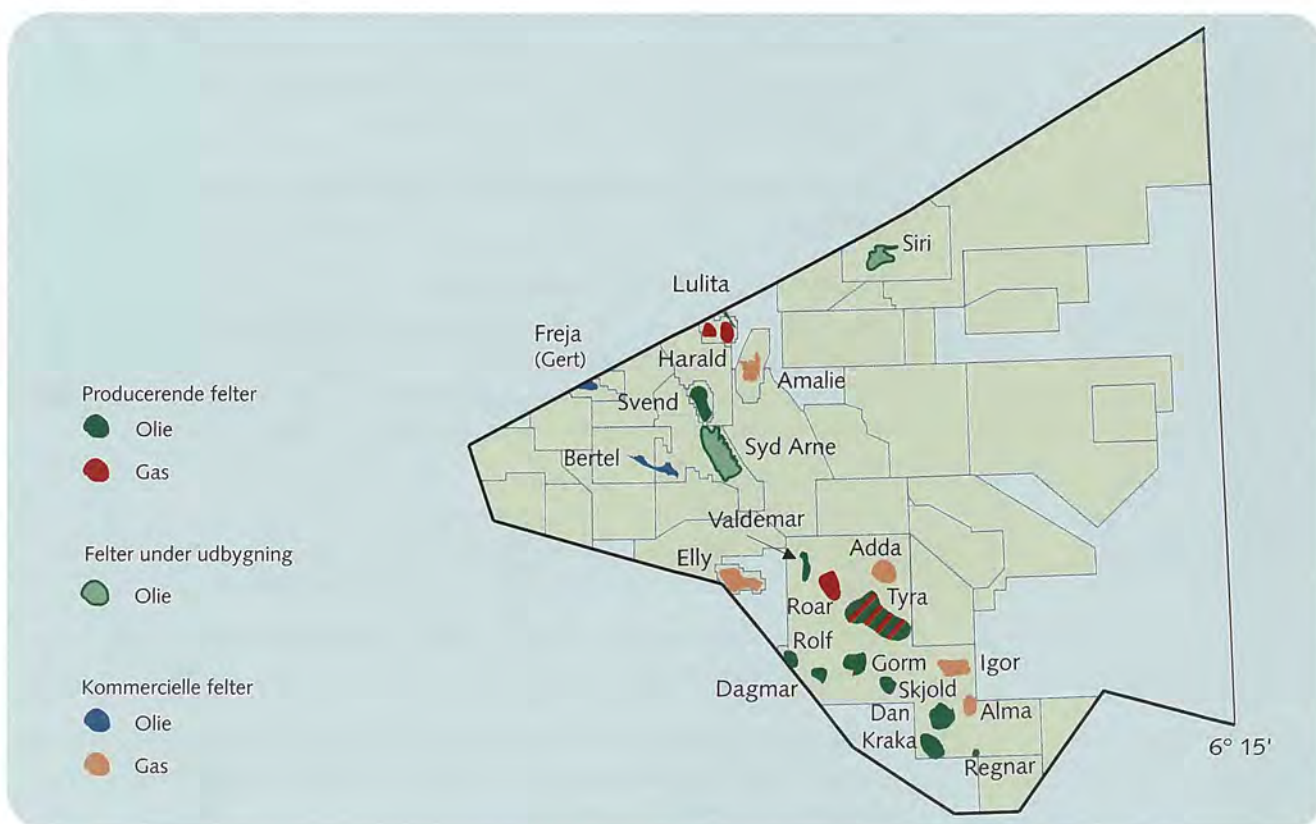
Figur 2.1 viser placeringen af de danske producerende felter. Endvidere vises felter, der er under udbygning, eller som vil blive udbygget.

UDBYGNINGER I 1998

Typen af udbygning af de danske olie- og gasfelter i Nordsøen er i 1998 ændret i forhold til tidligere år.

Hvor udbygning tidligere hovedsageligt er sket på felter, hvor Mærsk olie og Gas AS er operatør, er udbygningsaktiviteterne i 1998 overvejende sket på felterne Siri og Syd Arne, hvor henholdsvis Statoil og Amerada Hess er operatører. Der er også udbygget på Harald Centret i forbindelse med idriftsættelse af Lulita feltet, hvor DUC og Statoil-gruppen er licenshavere med Mærsk olie og Gas AS som operatør. Der er dog fortsat stor boreaktivitet på de felter, hvor Mærsk olie og Gas AS er operatør.

fig. 2.1 Danske felter i Nordsøen



Lulita ligger lidt nord for Harald feltet. Produktionen fra Lulita feltet, der er et mellem jurassisk sandstensfelt, blev indledt i juni 1998.

Siri feltet er en olieforekomst i sandsten af Tertiær alder, beliggende ca. 25 km øst for Central Graven. Siri feltet er i 1998 udbygget med en kombineret platform, hvorpå brønde, behandlingsanlæg og beboelse er samlet. Platform og olielager-tank blev udskibet til placering i november 1998. Platformen er placeret på en olielager-tank, der hviler på havbunden. Indvindingen vil ske fra seks vandrette oliebrønde og tre injektorer for saminjektion af vand og gas, og i 1998 blev der udført en af hver. Feltet blev sat i produktion i marts 1999.

På Syd Arne forventes platformen installeret i første halvdel af 1999. Syd Arne er et kalkfelt beliggende i den nordlige del af Central Graven umiddelbart syd for Svend feltet. Feltet forventes sat i produktion i 1999.

Siri og Syd Arne udbygningerne er nærmere omtalt i slutningen af afsnittet.

I december 1998 modtog Energistyrelsen en ansøgning om en videre udbygning af Skjold feltet, omfattende udførelse af yderligere syv brønde. Borearbejdet planlægges udført i løbet af 1999. Godkendelsen af ansøgningen blev givet i februar 1999.

Der blev i 1998 færdiggjort 23 nye vandrette eller stærkt afbøjede produktions- og injektionsbrønde i forbindelse med udbygningen af de danske felter i Nordsøen. Det større antal brønde udført i 1998 i forhold til 1997 kan hovedsageligt tilskrives udførelse af mange brønde på Dan feltet.

Det samlede antal brønde, som har bidraget til dansk produktion i 1998, er 227. Antallet af vandrette brønde i drift i 1998 er 127, hvoraf 95 er produktionsbrønde og 31 vandinjektionsbrønde. På Tyra feltet er fem brønde skiftevis anvendt til produktion og injektion. Disse brønde er i foranstående sammentælling klassificeret som produktionsbrønde.

I 1998 anlagde DONG en ny gasrørledning fra Nordsøen til land. Ledningen skal føre gassen fra Syd Arne via Harald feltet til gasbehandlingsanlægget ved Nybro. Samtidig er kapaciteten af DONG's olierørledning fra Gorm feltet til land blevet udvidet til 270.000 tønder pr. dag.

SUCCESSION MED PRODUKTION AF VOKSHOLDIG OLIE

Lulita feltet blev, som tidligere anført, sat i produktion juni 1998. Olien fra Lulita feltet har et stort indhold af voks, som erfaringsmæssigt giver problemer i behandlings- og transportsystemerne. Idriftsættelse af feltet var derfor en teknisk udfordring.

Produktionen fra Lulita brøndene adskilles i væske (ustabiliseret olie med vand) samt gas på Harald platformen. Væsken føres til Tyra Øst gennem en 16" rørledning sammen med den væskeformige produktion fra Harald og den samlede kulbrinte produktion fra Svend. Gassen fra Lulita feltet føres efter behandling til salgs-specifikationer sammen med gassen fra Harald til Tyra gennem en 24" rørledning.

Lulita råoliens høje indhold af voks betyder, at olien under visse driftsforhold, primært afkøling under en kritisk temperatur, kan størkne i rørledningen til Tyra. Hvis olie fra Lulita for eksempel nedkøles til havets temperatur, vil olien størkne til

en fast voks. Hvis temperaturfaldet sker i rørledningen fra Harald til Tyra feltet, vil der teoretisk kunne dannes et langt "vokslys" svarende til rørledningens længde. Størknet råolie i rørledningen vil i praksis ikke efterfølgende kunne fjernes igen. Operatøren Mærsk Olie og Gas AS har udført laboratorieforsøg for at finde et velegnet tilsætningsstof, *inhibitor*, som vil reducere risikoen for voksudfældning.

En anden metode til at reducere risikoen for voksudfældning er at "fortynde" Lulita olien med Haralds væskeproduktion. Mærsk Olie og Gas har udført en række forsøg for at finde ud af, hvor stor en fortynding, der er nødvendig.

I forbindelse med produktionen af Lulita olien har det tillige vist sig, at det medproducerede vand udgør en væsentlig større del end oprindeligt antaget. Dette forhold sammen med en øget mængde vand i produktionen fra Svend med relativt stort indhold af barium, kan give anledning til scaledannelse, dvs. udfældning af bariumsulfat i 16" rørledningen mellem Svend og Tyra. For at modvirke dette tilsættes en *scaleinhibitor* til det producerede vand fra Lulita.

For yderligere at sikre sig mod en tilstopning af 16" rørledningen ved transport af væske fra de tre felter, tilsættes et kemikalium, der nedsætter væskens friktion med rørvæggen, så tryktabet i ledningen reduceres.

Desuden er det nødvendigt at rense 16" rørledningen indvendigt med 1-3 ugers mellemrum med en special "rensegris" for at undgå voksafsætning i denne.

Som det ses af ovenstående har operatøren Mærsk Olie og Gas AS udført en række tiltag for at reducere risikoen ved at producere Lulita olien. Idriftsættelsen af feltet har da heller ikke medført væsentlige problemer ved behandling eller transport af Lulita olien. En kortvarig nedlukning af rørledningen medio oktober 1998 gav således heller ikke anledning til genopstartproblemer. Idriftsættelsen af produktion af voksholdig olie må siges at være en teknisk succes.

FORTSAT STIGENDE OLIEPRODUKTION

Den danske produktion af olie blev i 1998 endnu engang større end tidligere år, mens gasproduktionen blev reduceret i forhold til 1997. Den større olieproduktion skyldes hovedsagelig, at der i 1998 er udført nogle nye, meget produktive oliebrønde på Dan og Gorm felterne.

Figur 2.2 viser udviklingen i den danske produktion af olie for perioden 1972 til 1998 fordelt på felter.

I 1998 udgjorde den samlede produktion af olie 13,83 mio. m³ svarende til 11,81 mio. tons. Dette betyder, at produktionen af olie i 1998 blev godt 3% højere end i 1997.

Bruttogasproduktionen udgjorde i 1998 10,28 mia. Nm³, hvoraf 2,93 mia. Nm³ blev pumpet tilbage i undergrunden på felterne Tyra og Gorm. Nettogasproduktionen udgjorde således 7,35 mia. Nm³ i 1998. Reinjektionen i Tyra feltet, hvor mere end 99% af gassen injiceres, har til formål at øge indvindingen af flydende kulbrinter. Nettogasproduktionen blev godt 4% mindre i 1998 end i året før.

Af den samlede nettogasproduktion blev der indvundet henholdsvis 0,73, 1,46 og 2,74 mia. Nm³ fra gasfelterne Tyra, Roar og Harald, mens resten blev produceret som associeret gas fra olieindvindingen fra de øvrige felter.

fig. 2.2 Feltvis fordeling af olieproduktionen

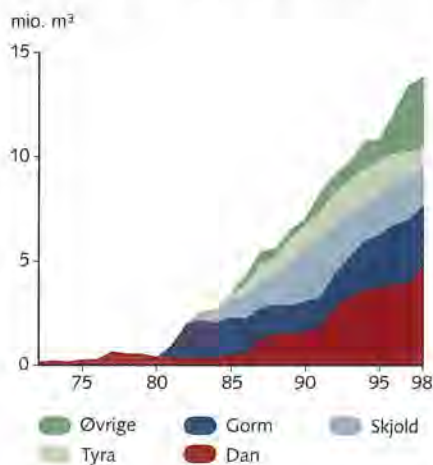
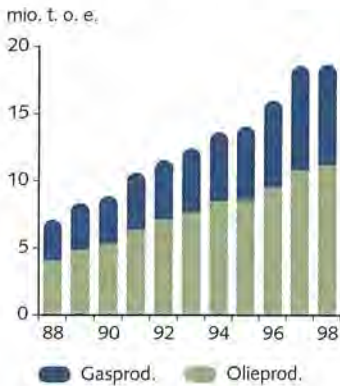


fig. 2.3 Produktion af olie og gas



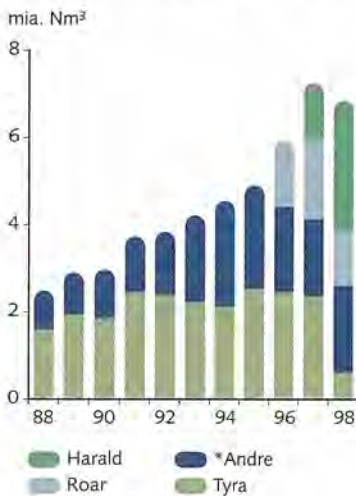
Der blev leveret 6,63 mia. Nm³ gas til Dansk Naturgas A/S. Forskellen mellem den producerede nettogas og leveret naturgas (6,9% af nettogassen) blev enten udnyttet eller afbrændt på platformene. Tre fjerdedele blev benyttet til energiforsyning på platformene, mens resten blev afbrændt uden nyttiggørelse. Afbrændingen sker udelukkende af sikkerhedsmæssige og tekniske grunde.

Figur 2.3 viser udviklingen i den danske produktion af olie og gas for perioden 1988 til 1998. Gasproduktionen omfatter naturgas leveret til Dansk Naturgas A/S samt gas nyttiggjort til energiforsyning på platformene.

Figur 2.4 viser udviklingen i naturgasleverancerne til Dansk Naturgas A/S i perioden 1988 til 1998 fordelt på gasfelterne Tyra, Roar og Harald og samlet som associeret naturgas fra de øvrige felter.

Bilag D indeholder en oversigt over den danske olie- og gasproduktion i perioden 1972 til 1998. Endvidere er der vist en oversigt over naturgassalget fra gasprojektets start i 1984 frem til 1998 fordelt mellem de enkelte felter. Endelig findes en oversigt over den månedlige produktion af olie og kondensat fra de enkelte felter for 1998.

fig. 2.4 Leverancer af naturgas opdelt på felter



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

PRODUCEREDE OG INJICEREDE VANDMÆNGDER

I 1998 blev der med olien produceret 14,16 mio. m³ vand fra de danske felter, en stigning på 17% i forhold til 1997.

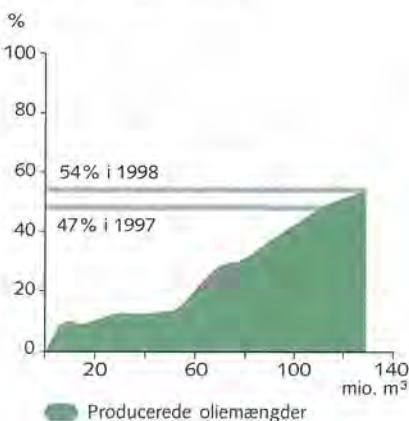
Vandandelens størrelse i forhold til den samlede væskeproduktion er fortsat moderat stigende for de fleste danske olie-felter. For Dan, Gorm og Skjold er vandandelen i 1998 steget til henholdsvis 38, 53 og 67%.

Figur 2.5 viser for de producerende kalkstensfelter udviklingen i vandandelen af den samlede væskeproduktion afbildet i forhold til den kumulative olieproduktion. Status pr. 1. januar 1999, efter produktion af næsten 130 mio. m³ olie, er, at vandandelen er steget til 54%. Dette svarer til at, at der for hver kubikmeter olie, som i dag bringes fra reservoirerne til overfladen, medfølger en lidt større mængde vand.

Der injiceres fortsat vand i felterne Dan, Gorm og Skjold med henblik på at øge indvindingen af olie. Totalt set er der i 1998 injiceret 26,23 mio. m³ i disse tre felter. Dette er en stigning på 11% i forhold til 1997. For at reducere belastningen på havmiljøet, bliver en stigende del af det producerede vand fra felterne Gorm, Skjold og Dan reinjiceret i reservoirerne igen.

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

fig. 2.5 Udvikling i vandandel

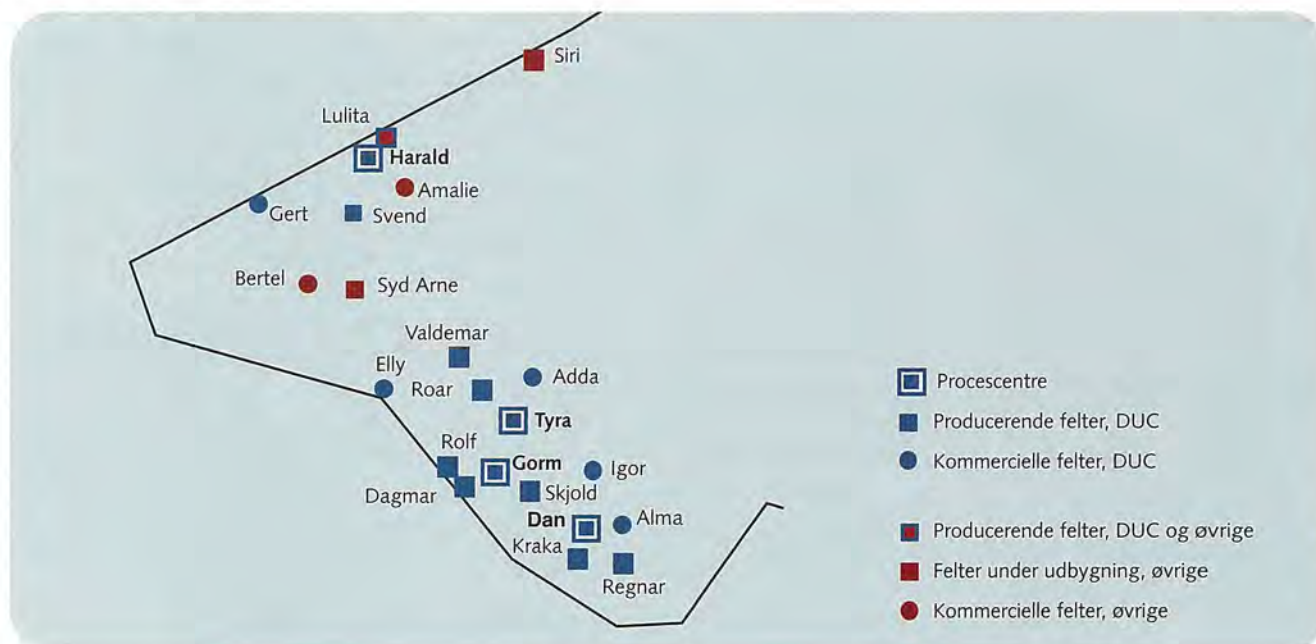


DE PRODUCERENDE FELTER

De producerende danske olie- og gasfelter er grupperet omkring de fire produktionscentre: Dan, Gorm, Tyra og Harald. I nedenstående beskrivelse af de danske olie- og gasfelter er der taget udgangspunkt i denne feltgruppering, og der fokuseres på udviklingen i 1998. Ligeledes er der en beskrivelse af Siri og Syd Arne felterne.

Figur 2.6 viser et oversigtskort med beliggenheden af de fire centre, og de eksisterende og besluttede produktionsanlæg er vist i figur 2.9.

fig. 2.6 Danske olie- og gasfelter



I bilag E findes en oversigt med supplerende information om de producerende felter, herunder de vigtigste nøgletal. I bilag C findes en række oplysninger om nye felter under udbygning, dvs. Siri og Syd Arne, samt om felter, som er besluttet udbygget.

DAN CENTRET

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

Efter behandling på Dan F komplekset ilandføres olien og gassen via henholdsvis Gorm og Tyra Centrene. Den samlede olieproduktion fra Dan Centret var i 1998 5,12 mio. m³, og figur 2.8 viser udviklingen i olieproduktionen fra felterne i centret.

Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Dan Centret udgjorde i 1998 1,45 mia. Nm³, hvoraf 1,26 mia. Nm³ blev ilandført via Tyra Centret. Resten af gassen er blevet anvendt som brændstof eller er blevet afbrændt uden nyttiggørelse.

Dan feltet

Dan feltet er et oliefelt med en naturlig ansamling af fri gas, og feltet er den hidtil største påviste ansamling af olie i den danske undergrund. Feltet blev sat i produktion som det første danske felt tilbage i 1972, og vandinjektion blev indledt i 1989.

Den seneste udbygningsplan fra 1995 indebærer en betydelig udvidelse af produktionsanlæggene, herunder en indvindings- og behandlingsplatform Dan FF, som blev installeret i 1997 og i løbet af 1998 taget fuldt i anvendelse.

Der blev i 1998 boret yderligere 12 vandrette brønde på feltet, og 1995-planen nærmer sig hermed sin færdiggørelse. Der mangler kun to produktionsboringer i den sydlige del af B-blokken. De udførte brønde kan ses på figur 2.7.

Tre af borerne udført i 1998 udnyttede brøndstyr fra ældre afbøjede brønde. De ældre brønde blev lukket, da de med kun en enkelt producerende zone i reservo-

iret ikke længere var økonomiske i forhold til de nye vandrette brønde med op til 15 til 20 producerende zoner.

En eksisterende vandret brønd fra 1988 blev forlænget med ca. 1200 m til dobbelt længde, hvilket viser den teknologiske udvikling i boreteknikken på bare 10 år.

Af de 12 brønde er de tre direkte konstrueret til vandinjektion med fra tre til fem injektionspunkter. Vandet skaber på grund af injektionstrykket en kontrolleret sprække i kalken, således at vandet kan fordele sig over et væsentligt større område, end det som brønden umiddelbart har gennemboret.

Fra de resterende ni brønde er der iværksat produktion. To af disse indeholder et betydeligt vurderingsaspekt.

MFF-16E i den sydlige del af B-blokken er boret i Danien, som skal undersøge om såvel produktionsprækker som vandinjektion fra brøndene placeret i Maastrichtien kalken henholdsvis dræner og yder trykstøtte til den ovenliggende Danien kalk.

MFF-19C er boret i nordvestlig retning startende, hvor den eksisterende brøndkontrol i A-blokken ophører. Hvor MFF-4B i 1997 satte Nordsørekord i vandret boring, er det nu lykkedes Mærsk Olie og Gas AS at sætte verdensrekord med en vandret længde på 6.117 m fra det punkt, hvor brøndens afbøjning fra lodret overstiger 86 grader. Boringen har hele vejen styret efter de højporøse zoner i den øvre del af Maastrichtien kalken ved hjælp af LWD (*logging while drilling*) og biostratigrafisk analyse.

fig. 2.7 Årets borer på Dan feltet

Der er konstateret pæne oliemætninger i hele den vandrette del. Produktion fra

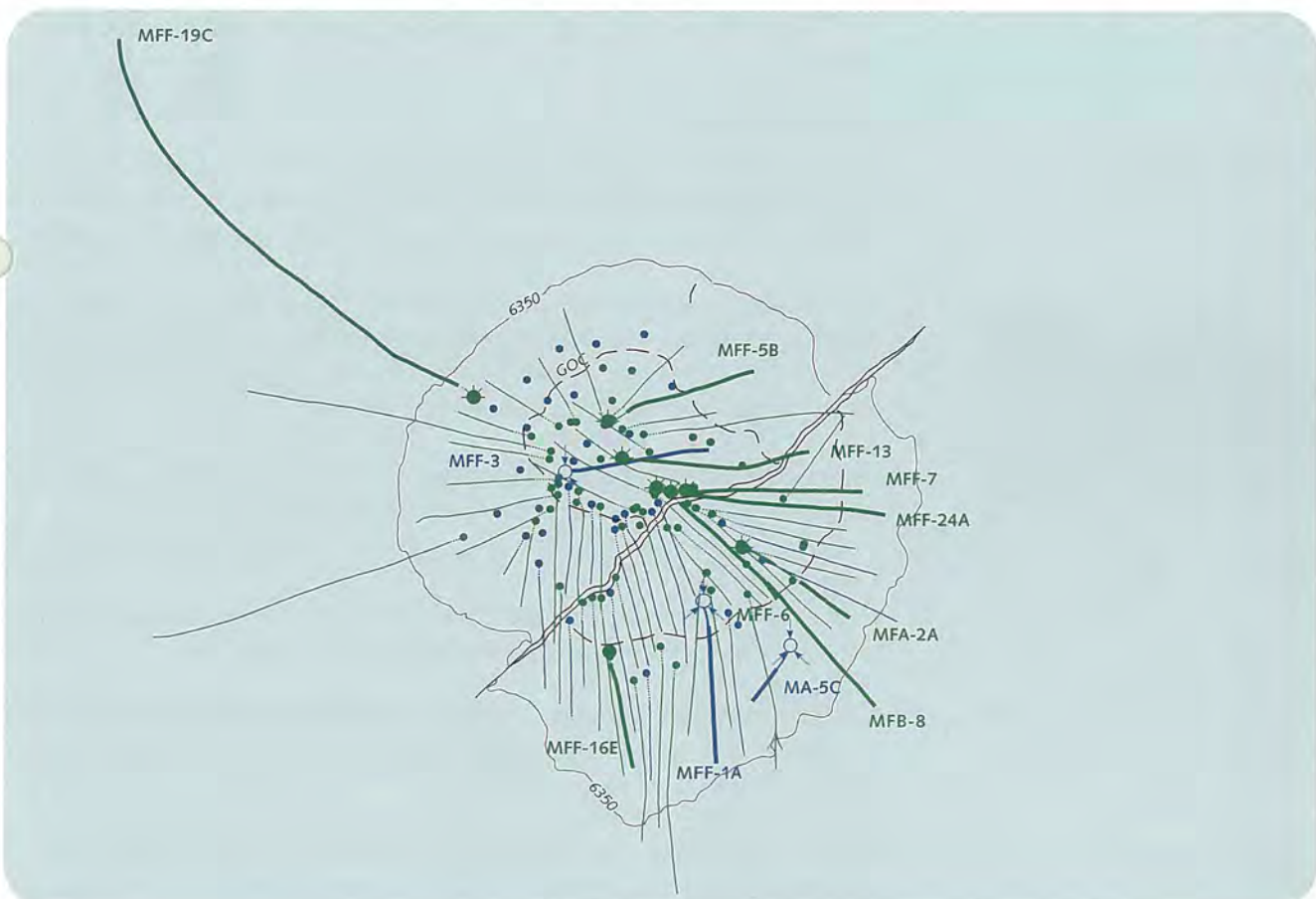
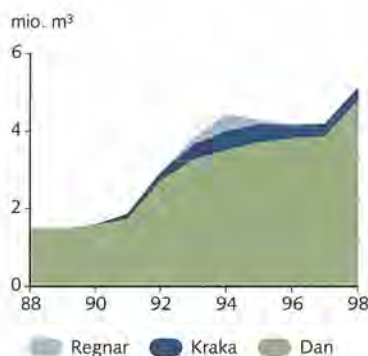


fig. 2.8 Olieproduktionen fra felterne på Dan Centret



MFF-19C-brønden har i starten af 1999 sat rekord for Dan feltet og bragt den samlede Dan produktion op over 100.000 tønder om dagen.

Produktionen fra Dan feltet var i 1998 24% over produktionen i 1997, hvilket hovedsageligt skyldes udførelse og tilkobling af nye produktionsbrønde. Injektionen var i 1998 cirka en tredjedel større end året før som følge af nye injektionsbrønde og forøgelse af injektionskapaciteten med ibrugtagning af platformen Dan FF.

På feltet foregår i øjeblikket et forsøg med injektion af produceret vand. Konsekvenserne for reservoiret undersøges fortsat.

Kraka feltet

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

I april 1998 blev der etableret gasløft i feltets brønde. Gassen pumpes fra Dan FF til Kraka feltet.

Olieproduktionen fra Kraka var i 1998 0,31 mio. m³, hvilket svarer til niveauet fra 1997. Det var ventet, at etablering af gasløft ville øge produktionen, men en stigning i vandproduktionen fra 0,29 til 0,35 mio. m³ har modvirket den forventede stigning.

Regnar feltet

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

Olieproduktionen har i 1998 været på 0,04 mio. m³. Dette er 33% mere end i 1997, hvor feltet var lukket ned i den første del af året på grund af tekniske problemer.

GORM CENTRET

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

Den samlede olieproduktion fra felterne på Gorm Centret var i 1998 4,86 mio. m³ hvilket er lidt mindre end i 1997. Udviklingen i produktionen fra de enkelte felter i perioden 1988-1998 er vist i figur 2.10. Figuren viser, at produktionen fra især felterne Gorm og Skjold har været betydelig i 1998.

Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Gorm Centret udgjorde i 1998 0,76 mia. Nm³, hvoraf 0,54 mia. Nm³ blev ilandført via Tyra Centret.

Gorm feltet

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

I efteråret i 1998 blev der boret to yderligere olieproduktionsbrønde i B-blokken på feltet. Begge brønde mødte områder, som kun i mindre grad er drænet af den hidtidige produktion, og begge producerer bedre end forventet. To ældre brønde er konverteret til vandinjektion og en til olieproduktion, efter at den har været brugt til vandinjektion siden 1993. Flere konverteringer planlægges udført i 1999. Produktionen var i 1998 2,86 mio. m³ olie og 0,76 mia. Nm³ nettogas. Produktio-

fig. 2.10 Olieproduktionen fra felterne på Gorm Centret

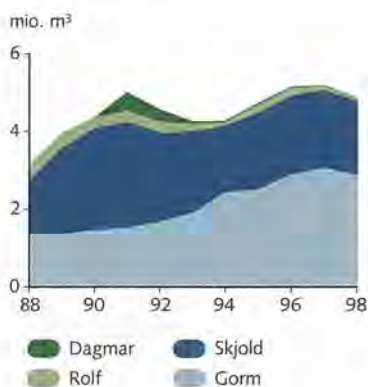
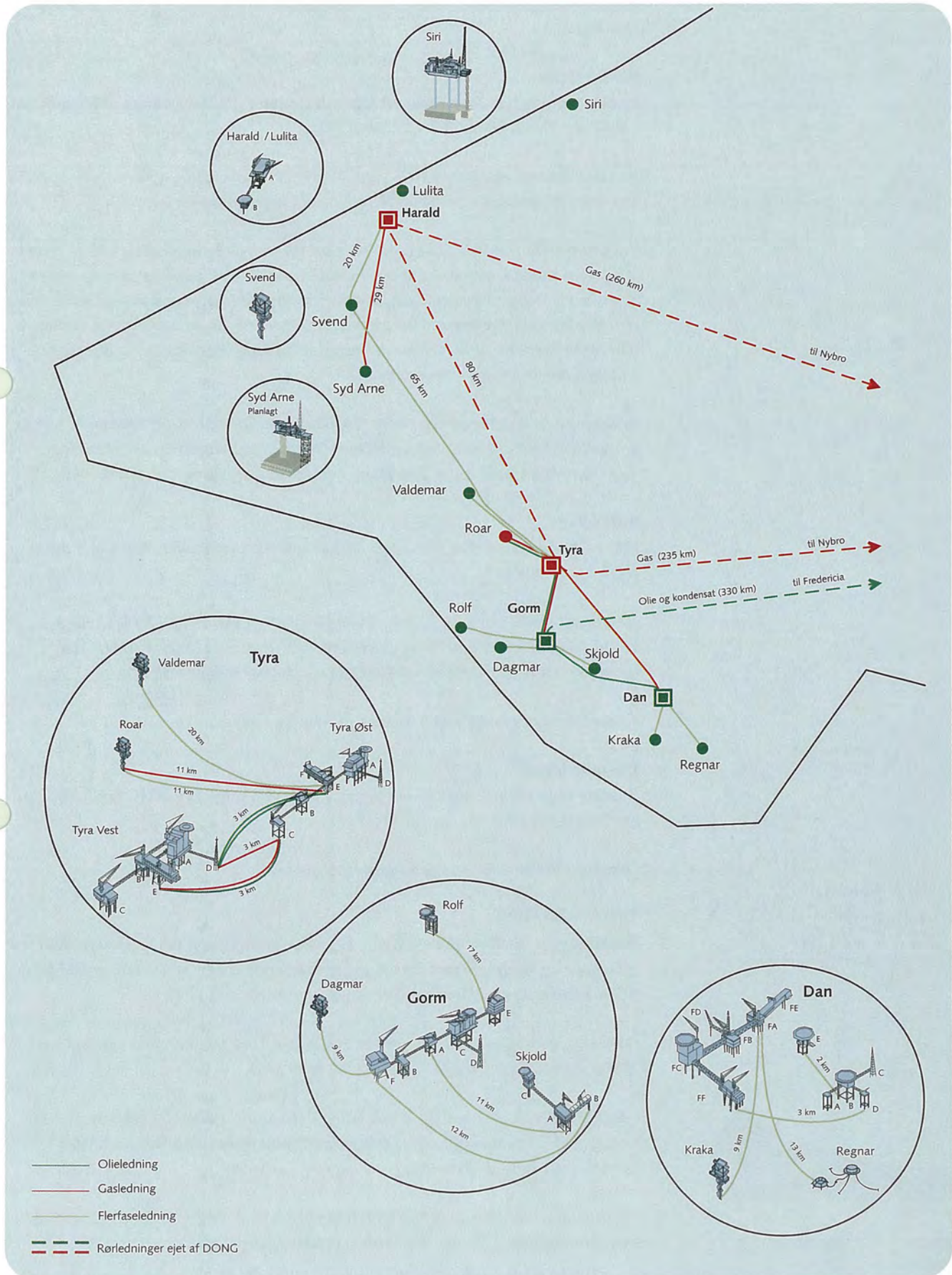


fig. 2.9 Produktionsanlæg i Nordsøen 1998



nen har været stigende i løbet af efteråret 1998, især på grund af de to nye brønde. I januar måned 1999 er der sat produktionsrekord med knap 69.000 tønder olie om dagen.

Skjold feltet

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

Produktionen af olie blev i 1998 på 1,90 mio. m³, hvilket er ca. 5% mindre ned året før, og samtidig er andelen af produceret vand steget fra 64% til 67%.

I oktober 1998 blev der ansøgt om en plan for en videre udbygning i form af syv yderligere brønde på feltet. De nye brønde placeres i de mindst drænedede dele af reservoiret. Det er forventningen, at andelen af produceret vand derved reduceres, og rørledningkapaciteten til behandlingsanlægget på Gorm komplekset dermed udnyttes bedre. En af brøndene udføres som vandinjektor, således at injektionsvandet fordeles bedre i reservoiret.

Injektionen af vand oversteg i 1998 det planlagte. Ca. 20% af det injicerede vand er produktionsvand fra Gorm og Skjold. Projektet med injektion af produceret vand overvåges nøje for at konstatere eventuelle påvirkninger af reservoiret.

Rolf feltet

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

Med baggrund i en ny geologisk model blev der i 1998 udført en ny vandret brønd på feltets nordlige flanke. Desværre blev modellen ikke bekræftet, og brønden er derfor bibeholdt udelukkende som observationsbrønd.

I 1998 blev der produceret 0,09 mio. m³ olie fra feltet.

Dagmar feltet

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

Olieproduktionen var i 1998 på kun 0,01 mio. m³.

TYRA CENTRET

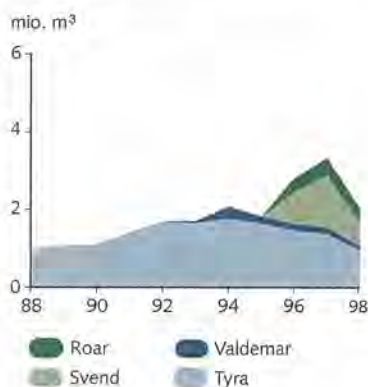
Produktionen fra Tyra Centret kom i 1998 fra Tyra feltet og satellitfelterne Valdemar, Roar og Svend. Senere forventes produktionen fra en række små satellitfelter Adda, Elly og Tyra Sydøst tilsluttet centret.

Gassen føres fra Tyra Øst via gasrørledningen til land på den jyske vestkyst ved Nybro, mens olien føres til Gorm og videre til land.

I figur 2.11 er de seneste 10 års udvikling i olieproduktionen fra felterne på Tyra Centret vist. Den samlede olie- og kondensatproduktion fra felterne tilsluttet Tyra Centret var i 1998 2,00 mio. m³.

Den samlede nettogasproduktion fra felterne på Tyra Centret udgjorde i 1998 2,42 mia. Nm³, hvoraf 2,06 mia. Nm³ blev ilandført.

fig. 2.11 Olieproduktionen fra felterne på Tyra Centret



Tyra feltet

Tyra er en gasforekomst med en tynd underliggende oliezone. Oliezonen er efter Dan feltet den største påviste olieakkumulation på dansk område. Indvindingen blev indledt i 1984, og siden 1987 er en del af den producerede gas blevet reinjiceret i reservoiret for at øge kondensatindvindingen.

Ved udgangen af 1998 er der produceret ca. 52 millioner tønder olie fra oliezone. Langt størstedelen fra feltets sydlige rand.

Gasinjektionsprojektet blev i 1997 udvidet til også at omfatte Tyra Øst med konvertering af syv eksisterende produktionsbrønde. I 1998 blev yderligere to eksisterende produktionsbrønde konverteret til gasinjektion.

For yderligere at forbedre injektionsmønsteret og øge kapaciteten blev der boret et vandret sidespor til en almindelig skrå boring. Arbejdet blev udført uden anvendelse af en selvstændig flytbar borerig. Alt udstyr blev placeret på de eksisterende brøndhovedplatforme og selve borearbejdet udført med coiled tubing teknikken. Spolerøret, coiled tubing, rulles ned i boringen fra en stor spole, deraf navnet. Boreteknisk set blev det en succes med udboringen af en vandret sektion på næsten 1.000 m, men i slutfasen opstod der problemer, og det var ikke muligt at installere injektionsudstyret som planlagt.

På den sydlige flanke af feltet er der i vinteren 1998/99 udført en kombineret gasproduktions- og olie vurderingsbrønd. Hvor de hidtidige olieproduktionsbrønde er placeret i maastrichtien har denne brønd bekræftet tilstedeværelsen af en randzone af olieførende danien kalk, som tidligere kun er påvist i den yderste spids af to vandrette gasproduktionsbrønde. Brønden bliver sat i produktion i 1999.

Faciliteter til gasløft blev i 1998 færdiggjort, og en række oliebrønde har fået installeret gasløft.

Der er i 1998 indvundet 0,73 mia. Nm³ nettogas på Tyra, hvilket er 70% mindre end i 1997. Den samlede olie- og kondensatproduktion i 1998 faldt 25% i forhold til året før. De producerede vandmængder i 1998 var lidt mindre end svarede til niveauet i 1997. Nedgangen i produktionen skyldes hovedsagelig idriftsættelsen af gasfeltet Harald.

Valdemar feltet

Oliefeltet Valdemar er beliggende ca. 20 km nordvest for Tyra feltet. Produktionen er siden 1993 foregået fra det såkaldte Nord Jens område i Valdemar feltet.

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

Olieproduktionen fra Valdemar feltet var i 1998 0,10 mio. m³. Produktion fra feltet er fortsat vanskelig, ved at dele af formationen følger med den producerede olie til overfladen, og at forerør og produktionsrør deformeres kraftigt.

Roar feltet

Roar er en mindre gasforekomst beliggende 10 km nordvest for Tyra, hvorfra produktionen blev iværksat i 1996. Produktionsraterne for gas og kondensat har i 1998 været ca. 25% mindre end i 1997. Nedgangen i produktionen skyldes hovedsagelig en stigning i vandproduktionen.

Svend feltet

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

Olieproduktionen fra feltet var i 1998 på 0,64 mio. m³. Dette er en reduktion på godt 50% i forhold til 1997. Der er i årets løb sket en ganske betydelig stigning i andelen af det medproducerede vand. Den ene brønd har været lukket i mere end fem måneder af samme grund. Brønden er dog genstartet med en væsentligt reduceret vandandel.

Ved udførelsen af de to eksisterende produktionsboringer lykkedes det ikke at gennembore hele reservoirets udstrækning. Den manglende halve strækning af den nordlige boring udføres i det første kvartal i 1999, og resultaterne herfra vil, sammen med yderligere produktionserfaring og retolkning af de seismiske data, danne grundlag for vurdering af mulighederne for en videre udbygning af feltet.

HARALD CENTRET

Indtil videre er det alene felterne Harald og Lulita, der er knyttet til Harald Centret. Fra Harald Centret udgår en 80 km gasledning til Tyra Øst. Kondensaten sendes via Svend feltet til Tyra. Beliggenheden af Harald Centret fremgår af figur 2.6. Den samlede kondensatproduktion fra centret var i 1998 1,85 mio. m³, mens den samlede nettogasproduktion udgjorde 2,81 mia. Nm³.

Harald feltet

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

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

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

Vest Lulu var det første sandstensreservoir, der blev sat i produktion i Danmark. Der produceres fra to brønde, som blev sat i produktion i henholdsvis juni 1997 og marts 1998. Det er planen at bore yderligere en brønd på Vest Lulu.

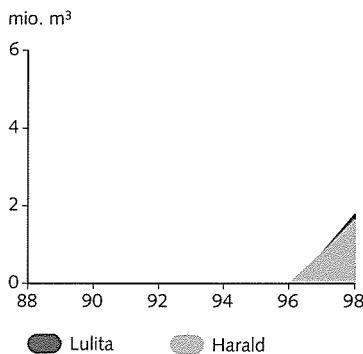
På Lulu produceres fra en brønd, og det er planlagt at bore en yderligere brønd i 1999.

Lulita feltet

Lulita feltet, der er en olieforekomst, strækker sig fra Harald feltet op mod grænsen til Norge. Feltet strækker sig over tilladelse 7/86 og 1/90, som tilhører Statoil-gruppen samt A.P.Møller's Eneretsbevilling. Mærsk Olie og Gas AS er operatør på vegne af DUC og Statoil-gruppen, og Lulita feltet er det første felt på dansk område, hvor der er sket en samordning af et felt, der strækker sig over flere rettighedshaveres områder.

Lulita forekomsten findes i en strukturel forkastningsfælde i sandstenslag tilhørende den Mellem Jurassiske Bryne Formation.

fig. 2.12 Olieproduktionen fra felterne på Harald Centret



Udbygningen af Lulita feltet omfatter produktion fra to brønde ved almindelig trykaflastning. Feltet produceres fra Harald A platformen, som efter en række mindre ændringer og tilføjelser håndterer produktionen fra Lulita. Produktionen blev påbegyndt i juni 1998.

Lulita råolien har som tidligere omtalt et højt indhold af voks. Ved de tryk- og temperaturforhold, der er i reservoiret, er olien flydende, men hvis tryk og temperatur sænkes for meget, vil olien størkne. På grund af en række forskellige tiltag har der ikke været væsentlige problemer med at transportere olien i rørledningerne.

Fra feltet er der i 1998 produceret 0,15 mio. m³ olie. Produktionen indeholder væsentlig mere vand end oprindeligt forventet, og olieproduktionen har derfor også været mindre.

SIRI FELTET

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

Feltet er udbygget med en kombineret platform, hvorpå brønde, behandlingsanlæg og beboelse er samlet. Platformen er placeret på en olielagertank, der hviler på havbunden. Oliens lastes via bøjle til et tankskib for videre transport.

Indvindingen fra feltet vil ske fra seks horisontale oliebrønde. For at forbedre indvindingen reinjiceres gassen sammen med vand gennem tre afbøjede brønde. Saminjektion af gas og vand er en ny metode, også i international sammenhæng. En fordel ved saminjektion er, at injektionstrykket på overfladen er væsentlig lavere end ved injektion af gas alene.

Platformen blev anbragt på feltet i december 1998. Produktionen blev påbegyndt primo marts 1999 fra én brønd, og de resterende brønde forventes udført i løbet af 1999.

SYD ARNE FELTET

Syd Arne feltet er en olieforekomst med forholdsvis højt gasindhold, som findes i kalksten af Danien og Maastrichtien alder. Feltet er beliggende i den nordlige del af Central Graven ca. 15 km syd for Svend feltet. Amerada Hess A/S er operatør for feltet.

En plan for udbygning og produktion af feltet blev godkendt af Energistyrelsen i august 1997. Feltet planlægges sat i produktion i 1999.

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

Udbygningen er planlagt udført i tre faser. Første fase af udbygningen omfatter op til 12 vandrette brønde, hvoraf 4 er udført i løbet af 1998. Studier har i løbet af 1998 vist, at mulighederne for ekstra indvinding fra feltet ved hjælp af vandinjektion er lovende. Fase 2 i udbygningen omfatter derfor mulig anvendelse af vand-

injektion på feltet. Fase 3 er baseret på en eventuel yderligere udbygning af feltet med boring af flere brønde på feltet og produktion fra strukturer og formationer, som ikke er omfattet af fase 1.

NATURGASLAGRE

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

Ved årsskiftet 1998/99 var der et samlet arbejdslagervolumen på ca. 770 mio. Nm³ fordelt med 420 mio. Nm³ i Lille Torup og 350 mio. Nm³ i Stenlille.

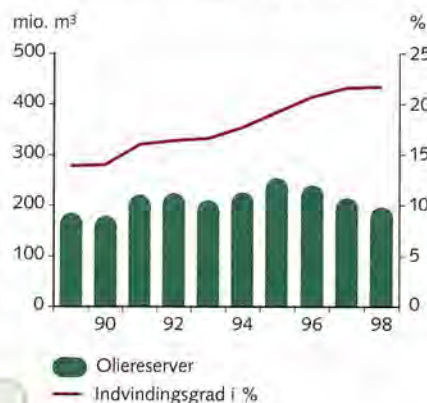
Dansk Naturgas A/S opererer med to målsætninger for gasforsyningen – en korttidsmålsætning, der vedrører forsyningssvigt fra DUC på meget kolde vinterdage og en langtidsmålsætning, der vedrører uheld, som indebærer afbrydelse af gasforsyningen gennem den eksisterende 30" rørledning fra Tyra til land i op til 30 dage.

Med det anførte samlede lagervolumen på 770 mio. Nm³ samt en aftale med DUC om levering af gas fra Tyra via Harald og herfra videre gennem den nye 24" rørledning til land er Dansk Naturgas A/S i stand til at opfylde sin langtidsmålsætning.

For så vidt angår korttidsmålsætningen har Dansk Naturgas A/S behov for at øge den rate, hvormed der kan trækkes fra gaslagrene. I den forbindelse er det selskabets plan at etablere et nyt anlæg parallelt med de eksisterende udtrækstog i Stenlille i 1999.

3. RESERVER

fig. 3.1 Oliereserver og indvindingsgrad



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

Energistyrelsens nye opgørelse pr. 1. januar 1999 viser et fald i olie- og gasreserverne på henholdsvis 8 og 10% i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 1998. Reduktionen af reserverne skyldes hovedsagelig produktionen i 1998. Endvidere er reserverne revurderet på adskillige felter, inklusive felter i kategorien *mulig indvinding*.

Oliereserverne er opgjort til 195 mio. m³. Den samlede forventede indvinding af olie og kondensat er i forhold til sidste års opgørelse nedskrevet med 4 mio. m³. Produktionen i 1998, der var 0,4 mio. m³ større end i 1997, udgjorde 13,8 mio. m³, hvorfor faldet i oliereserverne i alt er ca. 18 mio. m³.

Oliereserverne har i de sidste 10 år været opgjort til omkring 200 mio. m³ og har altså været nogenlunde konstante, se figur 3.1. Reserverne er således i gennemsnit forøget med samme størrelse som produktionen, selv om produktionen i samme periode er fordoblet. At reserverne er øget, skyldes hovedsagelig yderligere udbygning af felterne med såvel vandrette brønde som vandinjektion samt nye fund.

Udviklingen i reserverne for ovennævnte yderligere udbygning kan også illustreres ved, at den samlede indvindingsgrad, som er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder, er steget fra 14% til 22%, altså en stigning på ca. 50% i løbet af 10 år.

fig. 3.2 Oliereserver opdelt efter reservoirenes geologiske alder



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 14 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse, hvilket betyder, at en olieproduktion på 1998 niveau beregningsmæssigt ville kunne opretholdes i de næste 14 år.

Udviklingen i R/P-forholdet er nærmere beskrevet i afsnittet 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. I oliereserverne er inkluderet bidrag for indvinding af kondensat. En beskrivelse af den systematik, som Energistyrelsen anvender ved udarbejdelse af reserveopgørelsen og produktionsprognoserne, er anført i bilag H.

På figur 3.2 er oliereserverne vist opdelt efter reservoirenes geologiske alder.

Hovedparten af reserverne findes i kalk af Kridt og tidlig Paleocæn alder. Således indeholder kalken ca. 83% af reserverne, hvor reservoirene af Danien og Maastrichtien alder er de vigtigste.

Bidrag fra reservoirer af Danien alder er inkluderet i Kridt kategorien.

tabel 3.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 1999

OLIE mio. m ³					GAS, mia. Nm ³				
		Endelig indvinding					Endelig indvinding		
		Produceret	Reserver				Produceret	Reserver	
			Lav	Forv.	Høj			Lav	Forv.
Igangværende og besluttet indvinding:					Igangværende og besluttet indvinding:				
Dan	38	37	64	93	Dan	14	5	10	15
Kraka	3	0	2	3	Kraka	1	0	1	2
Regnar	1	0	0	0	Regnar	0	0	0	0
Igor	-	0	0	0	Igor	-	1	2	3
Alma	-	0	1	1	Alma	-	1	1	2
Gorm	34	3	15	29	Gorm	4	1	2	4
Skjold	27	6	15	25	Skjold	2	0	1	2
Rolf	4	0	1	1	Rolf	0	0	0	0
Dagmar	1	0	0	0	Dagmar	0	0	0	0
Tyra	17	2	6	10	Tyra	29	35	47	60
Valdemar	1	0	1	1	Valdemar	0	0	1	1
Roar	1	1	2	3	Roar	5	6	9	13
Svend	3	1	4	7	Svend	0	0	0	1
Adda	-	0	1	1	Adda	-	0	0	1
Elly	-	0	1	1	Elly	-	2	5	7
Harald	2	4	5	7	Harald	4	14	18	23
Lulita	0	0	0	1	Lulita	0	0	0	1
Siri	-	5	8	12	Siri	-	-	-	-
Syd Arne	-	8	14	28	Syd Arne	-	3	6	11
Subtotal	131	140			Subtotal	60	104		
Planlagt indvinding:					Planlagt indvinding:				
Freja	-	1	2	3	Freja	-	0	0	0
Amalie	-	1	2	3	Amalie	-	1	3	5
Bertel	-	1	1	2	Bertel	-	0	0	0
Subtotal		5			Subtotal		3		
Mulig indvinding:					Mulig indvinding:				
Prod.felter	-	10	20	30	Prod.felter	-	4	7	11
Øvr. felter	-	12	23	35	Øvr. felter	-	0	0	0
Fund	-	3	7	17	Fund	-	2	9	17
Subtotal		51			Subtotal		16		
Total	131	195			Total	60	123		
Januar 1998	117	213			Januar 1998	53	137		

Der er blevet produceret fra kalkreservoirer siden 1972, mens det først er fra 1997, at der blev påbegyndt indvinding fra det dybereliggende og ældre sandstensreservoir af Jurassisk alder på Harald feltet. Den fremtidige produktion fra reservoirer af Jurassisk alder forventes at udgøre ca. 10% af de samlede reserver.

I marts 1999 blev der påbegyndt indvinding fra Siri feltet, hvor der produceres fra et tertiært sandstensreservoir af sen Paleocæn alder. Indvindingen fra denne type reservoir forventes at udgøre ca. 6% af de samlede reserver.

Sandsten af Trias alder indeholder kun 1% af reserverne, og Bertel er den eneste forekomst i denne kategori.

Den nuværende fordeling af reserverne må imidlertid forventes at blive ændret, da efterforskningen i forbindelse med 5. runde tilladelserne hovedsagelig er rettet mod tertiære og jurassiske sandstensprospekter.

Tabel 3.1 viser Energistyrelsens opgørelse over indvindingen af 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 henholdsvis det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det samlede reservepotentialer for et stort antal felter bør derfor baseres på de forventede skøn.

Det fremgår af figur 3.3, at de forventede oliereserver udgør mellem 145 og 195 mio. m³. Reserverne for planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figur 3.4, at de forventede gasreserver udgør mellem 107 og 123 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. 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 1998 er der foretaget en række ændringer. Revisionerne skyldes boreresultater, yderligere produktionserfaringer samt nye modeller 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

Reserverne for Gorm feltet er opskrevet på grund af udførelse af yderligere to brønde i 1998.

På Skjold er reserverne opskrevet som følge af godkendelse af en videre udbygning af feltet, der omfatter udførelsen af syv yderligere brønde.

På Svend feltet er reserverne revurderet på grund af produktionserfaringer samt yderligere anbringelse af feltet i begyndelsen af 1999. Reserverne for Lulita er nedskrevet som følge af produktionserfaringer.

fig. 3.3 Olieindvinding, mio. m³

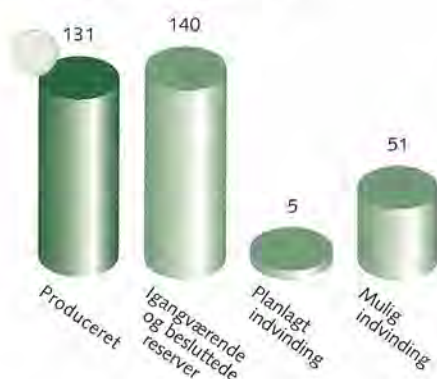
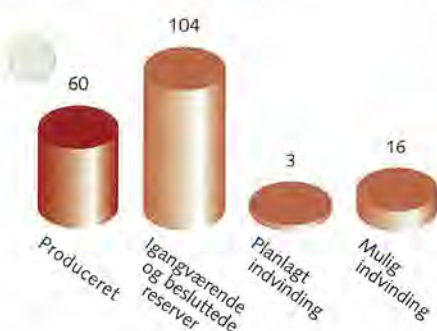


fig. 3.4 Gasindvinding, mia. Nm³



tabel 3.2 Olieproduktion, mio. m³

	1999	2000	2001	2002	2003
Igangværende og besluttet:					
Dan	5,6	5,3	5,2	4,7	4,3
Kraka	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Igor	-	-	0,0	0,0	0,0
Alma	-	-	-	-	0,1
Gorm	3,1	2,4	1,6	1,3	1,1
Skjold	1,9	1,9	1,6	1,4	1,3
Rolf	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tyra	0,9	0,7	0,7	0,8	0,6
Valdemar	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
Roar	0,4	0,5	0,4	0,3	0,2
Svend	0,9	0,7	0,3	0,2	0,2
Adda	-	-	0,5	0,1	0,0
Elly	-	-	0,2	0,2	0,1
Harald	1,5	1,2	0,8	0,7	0,5
Lulita	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Siri	1,8	2,2	1,4	0,9	0,6
Syd Arne	1,1	2,6	2,5	1,9	1,4
I alt	17,8	18,0	15,7	12,8	10,8
Planlagt	-	-	-	-	0,3
Forventet	17,8	18,0	15,7	12,8	11,0

PLANLAGT INDVINDING

Freja er navnet på det tidligere Gert felt.

MULIG INDVINDING

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

På grundlag af reservoirberegninger og overordnede skøn for investeringer, drifts-omkostninger og udvikling i olieprisen vurderes det, at der vil kunne indvindes yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i adskillige af felterne. I øvrigt er potentialet for nogle af disse felter blevet revurderet.

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale fra Kraka og Rolf feltet samt fra oliezone på Tyra. Der er desuden medtaget reserver for Siri feltet, idet yderligere afgrænsning i forbindelse med udbygningen vil vise, om forventningerne til reserver i den nordlige del af feltet kan bekræftes.

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

Den samlede mængde af olie og kondensat, der kan indvindes under anvendelse af kendt teknologi, svarer kun til ca. 22% af de påviste tilstedeværende mængder på dansk område.

På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes opnået en gennemsnitlig indvinding på 34% af de tilstedeværende mængder under anvendelse af kendte metoder, herunder injektion af gas og vand.

I den samlede olieindvinding er der desuden bidrag fra de relativt store forekomster i Tyra og Valdemar felterne, som grundet de særligt vanskelige indvindingsforhold har relativt lave indvindingsgrader.

PRODUKTIONSPROGNOSE

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

Den foreliggende 5 års prognose viser Energistyrelsens forventninger til produktionen frem til år 2003. Endvidere er Energistyrelsens vurdering af produktionsmulighederne for olie og naturgas de næste 20 år beskrevet.

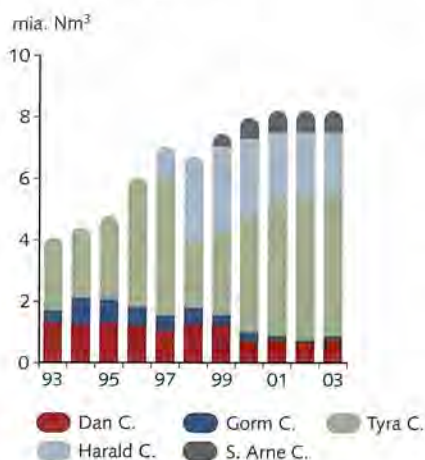
5 ÅRS PROGNOSE

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

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

Som det fremgår af tabel 3.2 forventes olieproduktionen at blive 17,8 mio. m³ i 1999 og stige til 18,0 mio. m³ svarende til 310.000 tønder pr. dag i 2000. Herefter forventes produktionen at falde.

fig. 3.5 Produktion af naturgas fordelt på behandlingscentre



I prognosen forudsættes, at olien kan produceres uden kapacitets- eller transportmæssige begrænsninger. I løbet af 1998 er designkapaciteten af DORAS' olierørsinstallationer udvidet til 270.000 tønder pr. dag. Det har dog enkelte dage i 1999 været muligt at transportere over 290.000 tønder pr. dag.

Produktionen fra de nye felter Siri og Syd Arne vil blive bøjebelastet, men alligevel overstiger transportkapacitetsreservationerne for de resterende felter i meget begrænset omfang olierørledningens kapacitet i en kort periode. Det skal imidlertid ses i sammenhæng med, at der er usikkerhed på rørledningens eksakte kapacitet og prognoserne for felternes produktion.

I forhold til prognosen, der blev bragt i Energistyrelsens rapport om olie- og gasproduktionen i 1997, er den forventede produktion opskrevet undtagen for 1999, hvor der er foretaget en nedskrivning. Ændringerne i prognosen er kommenteret nedenfor.

For Dan og Gorm felterne er forventningerne til produktionen for 1999 opskrevet på grund af produktive nye brønde.

Produktionsforventningerne til Skjold feltet er opskrevet for de kommende år på grund af udførelse af yderligere brønde.

Kondensatproduktionen for Roar er opskrevet, idet der forventes udført en yderligere brønd på feltet.

Den forventede produktion fra Svend feltet er revurderet, dels på grund af produktion med højt vandindhold, dels som følge af yderligere boreaktiviteter på feltet i begyndelsen af 1999.

Kondensatproduktionen fra Harald er korrigeret som følge af ændrede forventninger til gasproduktionen.

Forventningen til produktionen fra Lulita er ændret på grund af produktionserfaringer.

For Siri og Syd Arne er forventningerne til produktionen for 1999 korrigeret, da brøndene på felterne ikke forventes færdige som forudsat i de godkendte udbygningsplaner. Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til årsrapporten for 1997.

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

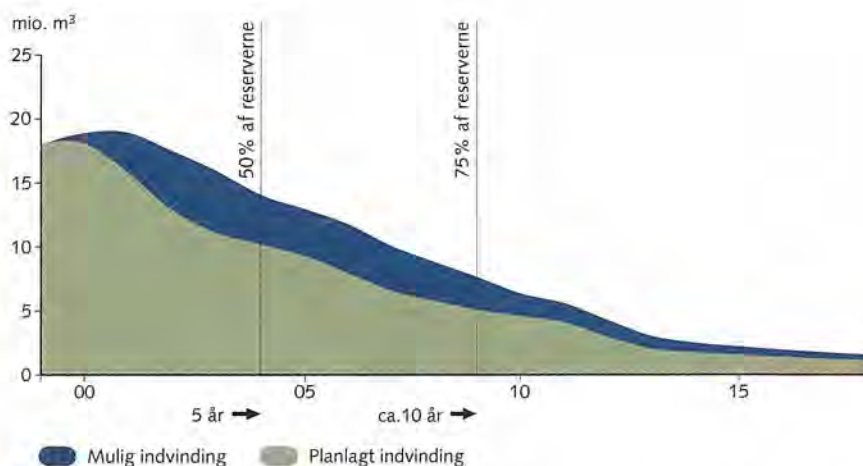
Forventningen til produktion af naturgas er vist på figur 3.5 fordelt på behandlingscentre.

20 ÅRS PROGNOSE

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

I forbindelse med prognosen frem til år 2018 er det forudsat, at forløbet af produktionen alene fastlægges ud fra tekniske forudsætninger, uafhængig af juridiske og operationelle vilkår.

fig. 3.6 Prognose for olieproduktion



Figur 3.6 angiver to forløb for olieproduktionen. Det planlagte forløb svarer til en forlængelse af forløbet, som er angivet i tabel 3.2, mens det andet forløb i modsætning hertil også inkluderer kategorien *mulig indvinding*.

Produktionspotentialer for kategorien *mulig indvinding* er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialer for yderligere produktion, hvor der ikke er fremlagt indvindingsplaner.

Energistyrelsen vurderer, at der er et yderligere potentiale for indvinding ved anvendelse af vandinjektion i visse felter, og at der er et yderligere potentiale for indvinding fra Tyra feltets oliezone samt fra felterne Kraka, Rolf og Siri.

Det fremgår af figur 3.6, at den årlige olieproduktion svarende til det planlagte og mulige forløb stiger til henholdsvis 18 og 19 mio. m³ omkring år 2000, hvorefter produktionen forventes at falde.

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

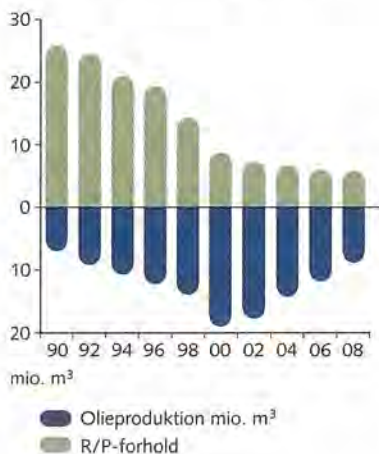
Som tidligere nævnt er R/P-forholdet for olie 14 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse. Størrelsen af R/P-forholdet er i de sidste 10 år faldet fra knap 30 til ca. 15, jf. figur 3.7. Det faldende R/P-forhold skyldes hovedsagelig den stigende produktion, idet produktionen er fordoblet i de seneste 10 år.

Hvis forudsætningerne for prognoserne opfyldes, vil R/P-forholdet være faldet til henholdsvis 7 og 6 om 5 og 10 år. Den faldende forventning til produktionen medfører, at udviklingen i R/P-forholdet vil stabiliseres på længere sigt.

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

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

fig. 3.7 Olieproduktion og R/P-forhold



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

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

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

Energistyrelsens prognose for det planlagte forløb er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC har et plateau på maksimalt 7,5 mia. Nm³ pr. år og omfatter en samlet mængde på ca. 130 mia. Nm³ til år 2012. Desuden indgår der ca. 5,5 mia. Nm³ i det planlagte forløb fra Syd Arne.

4. FORSKNING

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

For at fremme målopfyldelsen bliver der udført koordineret forskningsindsats med myndigheder, offentlige og private virksomheder, selskaber og institutioner som interessenter.

Den offentligt støttede forskning inden for olie- og naturgasområdet sker i energiforskningsprogrammet (EFP) samt i regi af EU og Nordisk Råd.

Der følger en nærmere omtale af de enkelte forskningsprogrammer med hensyn til administration, formål med forskning samt publicering af resultater.

FORSKNINGSPROGRAMMER ENERGIFORSKNINGSPROGRAMMET (EFP)

Energiforskningsprogrammet støtter forskning og udvikling på energiområdet. Programmet administreres af Energistyrelsen. Den overordnede strategi og prioritering af områderne i programmerne fastlægges af Energistyrelsen i samarbejde med *Det Rådgivende Energiforskningsudvalg (REFU)*. De årlige ansøgninger om tildeling af EFP midler er langt større end de midler, der er til rådighed. Ved udvælgelsen af projekter til støtte samt under den efterfølgende opfølgning af fremdrift af forskningsarbejdet bistår Energistyrelsen af faglige udvalg inden for de respektive forskningsområder, hvor *Forskningsudvalget for olie og naturgas* er et af disse.

Det overordnede prioriteringsgrundlag mellem de mange EFP-ansøgninger har de seneste fire år været handlingsplanen *Forskning og udvikling på olie- og naturgasområdet*, publiceret i marts 1994. Denne handlingsplan afløses nu af en tilsvarende ny handlingsplan gældende for perioden 2000 til 2003.

Det overordnede kriterium for tilskud er projekternes samfundsmæssige betydning og relevans for realisering af de energipolitiske mål. De faglige områder er delt op i efterforskning, indvinding, udstyr og anlæg samt særlige arktiske olie- og gasproblemer. Ved tildelingen af støtte er der lagt vægt på, at der er en hensigtsmæssig sammenhæng med tidligere gennemførte EFP-projekter samt med den internationale forskning på området.

Energistyrelsen har i gennemsnit over de seneste år tildelt økonomisk støtte inden for olie- og naturgasområdet på årligt ca. 17 mio. kr. De støttede virksomheder, universiteter og forskningsinstitutioner har bidraget med en selvfinansiering på ca. 50%, så der årligt er igangsat energiforskningsprojekter for ca. 34 mio. kr.

Programområdet for olie og naturgas er primært rettet mod projekter, der i væsentlig grad bidrager til en udvidet adgang til danske olie- og naturgasreserver gennem nye efterforsknings- og produktionsmetoder og ny teknologi.

Forskningsresultater og viden fra programmet skal som hovedregel være offentligt tilgængelige. Slutrapporter for alle afsluttede EFP-projekter opbevares på Risø Bibliotek, hvorfra de udlånes. Endvidere vedligeholder Risø Bibliotek en database

(Nordisk Energi Index, NEI) med oplysninger om alle igangsatte og afsluttede EFP projekter siden 1981.

Oplysninger om forskningsprogrammet kan indhentes i Energistyrelsen og på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. Oplysninger om igangværende og afsluttede EFP-projekter kan findes på Internetadressen www.risoe.dk/nei.

EU'S FORSKNINGS- OG UDVIKLINGSPROGRAMMER

EU's femte rammeprogram for forskning, udvikling og demonstration blev vedtaget 25. januar 1999. Programmet er virksomt i perioden 1998 til 2002. Det femte rammeprograms første aktivitet, der omhandler de egentlige programområder, har et samlet budget på 10,843 mia. euro og er opdelt i fire tematiske områder. Det fjerde tematiske område er blevet opdelt i en miljødæl og en energidæl med selvstændige programmer, budgetter og komitéer. Energidelen tildeles 1,042 mia. euro (7,7 mia. kr).

Energidelen omhandler dels renere teknologier og vedvarende energi, der samlet beslaglægger ca. 46% af energibudgettet, og dels økonomisk og effektiv energi (stort set rationel energianvendelse og kulbrinteområdet), der omfatter de resterende 54%.

I udkast til arbejdsprogram for energi vedrørende kulbrinteaktiviteter ønskes det at fremme mere effektive efterforsknings-, indvindings- og produktionsteknologier. Hensigten er at opnå en mere effektiv identifikation af de udnyttelige ressourcer inden for EU samt at optimere indvindingen samtidig med, at omkostninger og de miljømæssige påvirkninger minimeres gennem udvikling af teknologier, der er globalt konkurrencedygtige.

Konkret efterspørges der teknikker til udvikling af felter på dybt vand samt udvikling af vanskeligt tilgængelige felter, herunder udvikling af produktion af marginale felter samt felter i det arktiske område. Yderligere efterspørges der mere effektiv offshore produktion og subsea anlæg. Anlæggene skal udvikles, så fjernelse af disse kan ske på en hensigtsmæssig og miljømæssig forsvarlig måde, så at fuldstændigt genbrug kan etableres.

Forskningsresultater og viden erhvervet gennem deltagelse i EU's programmer skal i al væsentlighed være offentligt tilgængelig. Oplysninger om afsluttede projekter kan indhentes på Risø's bibliotek, ligesom oplysninger om de energirelevante programdele og de respektive ansøgningsfrister kan erhverves på hjemmesiden www.cordis.lu/fp5/src/programmes.htm, i Energistyrelsens forskningskontor, hos Energicenter Danmark og EuroCenter

NORDISK RÅD

Fra 1. januar 1999 træder et nyt 4-årigt forskningsprogram i kraft. I programmet lægges der i forhold til tidligere større vægt på energibesparelse, vedvarende energi og samarbejde med nærområderne.

Støtten til petroleumsteknologi området udfases over en 2-årig periode, idet der sættes på, at området kan køre videre i anden regi med baggrund i industriel støtte.

Yderligere oplysninger om forskningsprogrammet kan fås på hjemmesiden www.nordisk.energiforskning.org.

ENERGIFORSKNING I 1998

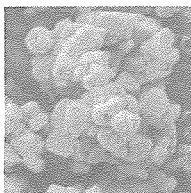
ENERGIFORSKNINGSPROGRAM 1999 (EFP-99)

I 1998 blev ansøgninger til EFP-99 behandlet. Der blev inden for olie- og naturgasområdet ansøgt om støtte for i alt 60 mio. kr. til 26 projekter. Det totale budget for disse projekter udgjorde 98 mio. kr. Resultatet af prioriteringen mellem de mange ansøgninger blev støtte til syv energiprojekter for i alt 18,2 mio. kr. Ved udførelse af disse projekter udføres der, inklusive selvfinansiering fra de udøvende institutioner samt industrielt bidrag, forskning for et samlet budget på 38,9 mio. kr. De 18,2 mio. kr. i tilskud svarer til et gennemsnitligt tilskud på ca. 47% i forhold til det totale budget.

Kriterier for prioritering fremgår af handlingsplanen *Forskning og udvikling på olie- og naturgasområdet*, der er gældende i perioden 1995-99, samt materialet vedrørende Indkaldelse af projektforslag til Energiforskningsprogram 99.

De projekter, der tildeles støtte under EFP-99, fremgår af bilag G. Projekternes forskningsmæssige indhold er beskrevet nedenfor, idet de anførte numre relaterer sig til numrene i bilag G.

Det er besluttet at støtte et projekt under efterforskning, to under indvinding, to under udstyr og anlæg samt to under Arktiske forhold.



Efterforskning:

Projektet *Palæozoiske sedimentære aflejringer og grundfjeldsstrukturer i det danske område* (0003) har til formål at kortlægge grundfjeldet under sediment bassinerne og derved forsøge at identificere områder, hvor indsynkning kan have positiv indflydelse på dannelse og akkumulation af olie og gas. Refleksionsseismiske sektioner integreret med gravimetrisk, magnetisk og refraktionsseismisk data analyseres for strukturer under det "traditionelle akustiske basement". Projektet ligger inden for det prioriterede område for efterforskning af endnu utestede formationer og fælder på dansk sokkelområde.

Indvinding:

Priority – *Forbedret indvinding fra Nedre Kridt reservoirer* (0009) har til formål at styrke efterforskningsinteressen og at forbedre indvindingen af olie og gas fra Nedre Kridt kalksten reservoirer af Barremien og Aptien alder. Der søges opnået en bedre forståelse af reservoirtypens særlige egenskaber, idet indvinding vanskeliggøres af ringe reservoirkvalitet og formationsstabilitet. Der er tildelt EFP-midler til de resterende to år af den planlagte programperiode på fem år. Projektet, der er af særlig energipolitisk betydning, ligger inden for handlingsplanens prioriterede områder.

Projektet *Trefase fortrængningsmekanismers betydning for indvindingsgraden* (0011) har til formål at undersøge strømningsegenskaberne for tre faser (olie, gas og vand) ved at studere dette i mikromodeller og ved simulering under anvendelse af matematiske netværksmodeller. Formålet er at opnå tre-fase relativ permeabilitetsdata, der på makroniveau afspejler forholdene på mikroniveau. Projektet efterfølger et tidligere projekt tildelt, som var tildelt støtte under EFP-94.

Udstyr og anlæg:

Formålet med det ene projekt, *Udvikling af udstyr til inspektion af rørledninger* (0013), er at udvikle en metode til at inspicere rørledninger indvendigt fra for frie spænd for at bestemme, grad af tildækning omkring rørledninger samt for at bestemme, hvorvidt den udvendige betoncoating er intakt. Projektet er en videre-

udvikling af tidligere projekter støttet under EFP-91 og EFP-95 samt en videreudvikling af et Thermie-92 projekt.

Et andet projekt *Forbedret design-grundlag for offshore fleksible rør* (0014) kan få betydning for anvendelse af fleksible rør til transport af olie og gas med indhold af korrosive komponenter. Projektets formål er via måling og modellering at bestemme om metan, kuldioxid og svovlbrinte kan diffundere gennem et fleksibelt rørs indvendige liner og ud i stålarmingen og eventuelt korrodere denne.

Arktiske forhold:

Det ene projekt *Kortlægning og vurdering af Nuussuaq bassinet* (0024) har til formål at indsamle og tolke ny seismik og derved øge forståelsen af den strukturelle opbygning af Nuussuaq bassinet, og at skærpe interessen for kommerciel efterforskning i området. Projektet bygger på to tidligere projekter henholdsvis under EFP-95 og EFP-96.

Det andet projekt *Et integreret studie af stratigrafien og kulbrinteprospektiviteten af Palæogene sedimenter offshore Sydvestgrønland* (0025) har til formål at kortlægge palæogene sedimenter offshore det sydlige Vestgrønland via et sekvensstratigrafisk studie.

Begge projekter omhandler undersøgelser i ikke koncessionsbelagte områder.

AFSLUTTEDE EFP-PROJEKTER I 1998

Der er i 1998 afsluttet 16 projekter helt eller delvist finansieret under programområdet olie og naturgas. De afsluttede projekter er fordelt inden for handlingsplanens indsatsområder, som det fremgår af tabel 4.0. Tabellen viser endvidere i hvilket ansøgningsår, de afsluttede projekter er tildelt EFP-støtte.

I Bilag G er der for de afsluttede projekter i 1998 angivet titel samt deltagende institution/virksomhed.

tabel. 4.1 Tildeling af EFP-støtte

	Efterforsk.	Indvind.	Udstyr & anlæg	Arktiske forhold
EFP-94	1	1		2
EFP-95	2	2	3	
EFP-96	1	3		1
Total	4	6	3	3

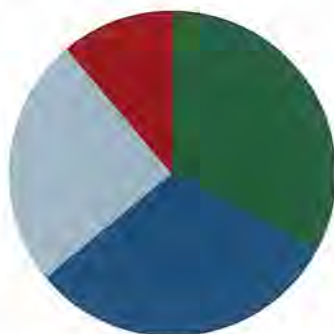
Efterforskning

Tre af de fire efterforskningsprojekter har ført til, at der er lokaliseret gode og modne kildebjergarter i henholdsvis Mellem og Øvre Jura inden for Centralgravsområdet. I Øvre Jura blev der fundet kildebjergarter i Feda og Gertrud Graven og på Heno Plateauet. I mellem jurassiske lagserier er der opnået et bedre kendskab til kildebjergartspotentialet og dets regionale variation i Central Graven. De omtalte projekter har også omhandlet migrationsveje fra jurassiske kildebjergarter op til de kretassiske og nedre tertiære kalkfelter i Central Graven, og dannede kulbrintemængder er estimeret. Endvidere er der anvendt optiske og geokemiske data sammenholdt med borehulslogs til identifikation af sekvensstratigrafiske flader i forbindelse med etablering af bedre geologiske modeller.

Endelig er den jurassiske succession i Gertrud Graven i et fjerde projekt studeret under anvendelse af avancerede seismiske data sammenholdt med boringsdata. Det er sandsynliggjort, at sandaflejringens anboret i Jeppe-1 boringen også er aflejret centralt i Gertrud Graven, således at det kan udgøre et interessant efterforskningsmål.

Resultater fra de udførte projekter har sandsynligvis været med til at stimulere olie-selskabernes interesse for at ansøge om tildeling af efterforskningslicenser under 5. udbudsrunder.

fig. 4.1 EFP-99 projektstøtte fordelt i faglige områder



■ Efterforskning ■ Indvinding
■ Udstyr og anlæg ■ Arktiske forhold

Indvinding

Der er udført seks projekter inden for området indvinding.

Et projekt omhandler eksperimentelle studier af transportmekanismer på mikroskala niveau ved hjælp af mikromodeller med varierende poregeometri og struktur af det porøse netværk. Projektets resultater muliggør opskalering af fortrængningsprocesser på mikroskala niveau til større skalaniveau.

I et andet projekt er det vist, hvordan en geofysisk og geostatisk karakterisering af et reservoir kan foretages for efterfølgende benyttelse til reservoirsimulering. I projektet er der blandt andet foretaget 3D seismisk inversion for akustisk impedans og porøsitet over Dan feltet, og resultatet har kunnet anvendes i planlægning af udbygning og indvinding på feltet.

To projekter omhandler forskellige fysiske metoders anvendelighed til studie af mætningsprofiler og fortrængningsprocesser i porøse borekerner.

Det ene projekt omhandler undersøgelse af fire metoder; gammatransmission, NMR, CT scanning og elektrisk impedans. Anvendeligheden af den enkelte metode er efterfølgende undersøgt ved sammenligning af metoderne imellem, NMR metoden og CT scanning fremstår som de bedste metoder til at bestemme mætningsfordelingerne i porøse kerner.

Endvidere er der i et andet projekt forsøgt opnået to-dimensionale mætningsbilleder af et tværsnit af en borekerne ved dels at foretage transmissionsmålinger med parallelle gamma-stråler gennem den cylindriske borekerne, og ved dels at måle gamma-kvanter på spredt stråling. Denne metode er endnu ikke udviklet til praktisk anvendelse inden for olieindustrien.

I et femte projekt er der udviklet en ny metode til bestemmelse af mætningsfunktioner, kapillartryk og relativ permeabilitet for prøver af kalk. Metoden udnytter den såkaldte "end-effekt" i fortrængningsforsøg på prøvemateriale med højt kapillartryk. Metoden synes hurtig sammenlignet med øvrige metoder.

Endelig omhandler et sjette projekt opskalering af detaljerede geologiske modeller på lille skalaniveau til reservoirsimuleringsmodeller for efterfølgende anvendelse til beregning og forudsigelse af indvindingen fra danske kalkfelter.

Udstyr og anlæg

Et af projekterne har omhandlet voksdannelse, der kan være et væsentligt problem under indvinding og efterfølgende transport af olie. Voks udfældes ved afkøling af olie med stort paraffinindhold. Der er i projektet udviklet bedre apparatur og metoder til beregning af voksudfældning under høje tryk.

Et andet projekt har haft til formål at bestemme risiko for såvel indvendig som udvendig korrosion samt revnedannelse i naturgastransmissions rørledninger. Jordbundskorrosiviteten samt korrosionshastighed som resultat af sulfid- og sulfat-reduktion er bestemt på forskellige lokaliteter i Danmark. Udstyr til brug for korrosionsundersøgelser i jord er udviklet og fremstillet. Risiko for udvikling af brint-skørhed er endvidere undersøgt.

I et tredje projekt er der udviklet en sporstofmetode til måling af multifaseflow af gas/olie/vand i vandrette produktionsledninger. Metodens princip baserer sig på

fig. 4.2 Projektområder i Grønland



mærkning af de tre strømmende medier med hvert sit radioaktive sporstof. Metoden er afprøvet i Nordsøen med gode resultater.

Arktiske forhold

Tre arktiske projekter omhandlende Grønland er afsluttet.

Et projekt har givet nye oplysninger om sedimentologi og biostratigrafi i den sydøstlige del af Wandel Hav Bassinet i Nordøst Grønland, herunder også nye oplysninger om kulbrintepotentialet i området.

To andre projekter omhandler videre undersøgelser af kulbrintepotentialet i Nuussuaq området, Vestgrønland.

Det ene projekt har haft til formål at opnå en bedre forståelse af indsynknings- og hævningshistorien. Den sene hævningshistorie har afgørende betydning for forekomst af modne kildebjergarter i området, og projektet har derved bidraget til vurdering af efterforskningspotentialet.

Det andet projekt omhandler afgrænsning af prospektive områder i Nuussuaq Bassinet ved hjælp af geofysiske undersøgelser. Det er sandsynliggjort, at både kildebjergarter, reservoirer og segl kan være tilstede i området, og alle geologiske forudsætninger forefindes, således at der kan være store kulbrinteforekomster til stede i området.

EU'S FORSKNINGS- OG UDVIKLINGSPROGRAMMER

Som allerede anført er der under det femte rammeprogram afsat 7,7 mia. kr. til energiforskning i perioden 1998-2002. Det aktive samspil mellem offentlig og privat energiforskning giver gode muligheder for, at dansk forskning fortsat kan gøre sig gældende i konkurrencen om de europæiske forskningsmidler.

DET NORDISKE ENERGIFORSKNINGSPROGRAM

Det Nordiske Energiforskningsprogram har i 1998 tildelt støtte til seniorforskere og forskningsstuderende, som deltager i tværnordisk forskningssamarbejde på universiteter i Norden. Hovedvægten ligger forskningsmæssigt på petroleumsfluider, olie-teknologi og petrofysik (opstrøms) samt katalyse, separationsprocesser og reaktiv destillation (nedstrøms).

Den danske deltagelse finansieres af EFP. I 1998 tildeltes støtte til 1 Ph.D.-stipendiat og 15 seniorforskere (heraf 6 danske) inden for petroleumsteknologiområdet.

FLERE DELTAGERE I KALKFORSKNINGSSAMARBEJDET I 1998

Det blev i 1997 besluttet at fortsætte samarbejdet inden for kalkforskningsprojektet *Joint Chalk Research* med en femte fase. Den nye fase er planlagt at forløbe over to år frem til år 2000 og har et samlet budget på godt 17 mio. kr.

Forskningsemnerne for denne seneste fase falder inden for fagområderne geologi, bjergartsmekanik og indvindingsprocesser. Forskningsemnerne er nærmere omtalt i Energistyrelsens rapport om olie- og gasproduktion i 1997 i Danmark.

Da kontrakten for forskningssamarbejdet blev underskrevet tilbage i 1997, var der ni deltagende olieselskaber, hvoraf de syv var norske og de to danske. I løbet af 1998 har yderligere et tysk olieselskab, RWE-DEA, og et hollandsk olieselskab,

Veba Oil Nederland B.V. tilsluttet sig forskningssamarbejdet. Baggrunden for disse selskaber interesse for deltagelse er, at RWE-DEA er licenshaver, og Veba Oil Nederland B.V. er operatør på et nyt oliefelt i kalk beliggende på hollandsk sokkel tæt på det danske område.

Myndighederne, der tilbage i begyndelsen af 1980'erne var initiativtager til forskningssamarbejdet, finder det glædeligt, at olieselskaberne i dag af egen drift finder sammen i et forskningssamarbejde med baggrund i de fælles problemstillinger, der er med til at forbedre indvindingen af olie og gas fra de tætte kalkreservoirer i Nordsøen.

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

5. OLIEPRISENS SVINGNINGER

I slutningen af 1997 begyndte den internationale råoliepris at falde drastisk. Prisfaldet fortsatte gennem hele 1998, hvor prisen nåede ned under 10 US\$ pr. tønde i december måned – den laveste råoliepris siden juli 1986. Den gennemsnitlige råoliepris (udtrykt ved noteringen på Brent) for 1998 endte på 12,8 US\$ pr. tønde.

Råolieprisens udvikling over de sidste 30 år giver ved første indtryk et meget forvirret billede, se figur 5.1. De voldsomme prisstigninger og prisfald er det, der falder mest i øjnene. Hvad er det egentlig der sker? I det følgende gives en kortfattet beskrivelse af de forskellige faktorer, der har været afgørende for råolieprisens udvikling.

UDVIKLINGEN I RÅOLIEPRISEN

Den internationale pris på råolie bliver dannet på verdensmarkedet. Råolieprisen afhænger derfor af udviklingen i det samlede udbud af og den samlede efterspørgsel efter råolie.

Organisationen af olieproducerende lande, OPEC, har haft stor betydning for prisudviklingen. OPEC blev stiftet i 1960, og medlemmerne er i dag Iran, Irak, Kuwait, Qatar, Saudi Arabien, De Forenede Arabiske Emirater, Algeriet, Libyen, Nigeria, Indonesien og Venezuela.

Råolieprisen på verdensmarkedet afspejlede frem til 1973 de faktiske omkostninger til efterforskning og indvinding. Prisen var netop høj nok til, at det kunne betale sig at producere den dyreste tønde olie, der var nødvendig for at dække den samlede efterspørgsel.

De store prisstigninger i 1973 og 79 skyldtes politiske konflikter i Mellemøsten. Under disse kriser begrænsede OPEC-landene udbuddet af råolie til verdensmarkedet, hvilket pressede prisen kraftigt i vejret. Når prisen ikke efterfølgende faldt tilbage til niveauet fra før oliekriserne, skyldtes det, at OPEC-landene begyndte at kontrollere priserne ved hjælp af kvoteordninger. Disse kvoteordninger har siden været OPEC-landenes vigtigste redskab til at kontrollere priserne på verdensmarkedet. Hensigten med ordningen er, at kvoterne skal fastsættes så lavt, at det begrænsede udbud medfører en høj pris, idet selve prisfastsættelsen overlades til markedet.

fig. 5.1 Olieprisens udvikling fra 1972-98 (Brent noteringen)

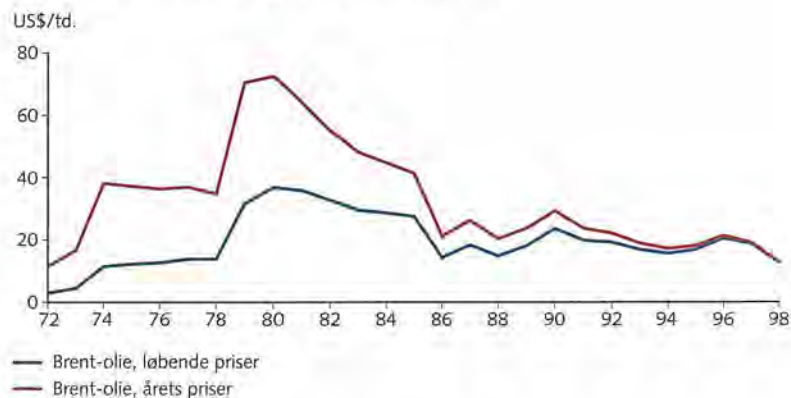
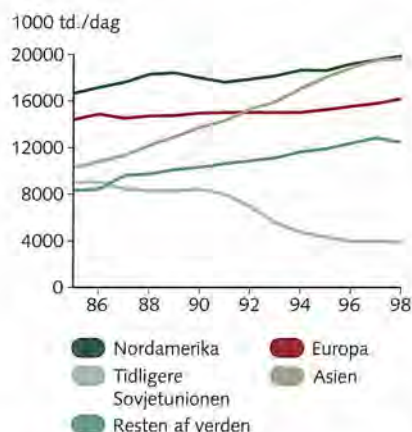


fig. 5.2 Fordelingen af olieproduktionen i verden



fig. 5.3 Efterspørgslen efter råolie på verdensmarkedet



Problemet for OPEC har, siden kvoteordningerne blev indført, været, at de høje priser har haft en række konsekvenser. Dels falder forbruget af råolie, fordi forbrugerlandene gennemfører energibesparende foranstaltninger, etablerer vedvarende energianlæg og udvikler alternative brændsler. Dels medfører de høje priser, at det kan betale sig at øge produktionen væsentligt i de lande, der ikke er omfattet af kvoteordningerne. OPEC-landenes markedsandel faldt derfor fra over 50% i begyndelsen af 70'erne til omkring en tredjedel i løbet af 80'erne. For at holde priserne oppe har OPEC regelmæssigt været tvunget til at reducere kvoterne for at kompensere for det øgede udbud fra lande uden for OPEC.

Denne udvikling skabte i løbet af 80'erne problemer for OPEC-landene, der havde svært ved at blive enige om fordelingen af nedskæringerne. For at beskytte sine olieindtægter brød flere af OPEC-landene de aftalte kvoteordninger.

Det var netop denne situation, kombineret med en begrænset vækst i efterspørgslen fra forbrugerlandene, der fik markedet til at bryde sammen i sommeren 1986. En overproduktion på ca. 2 mio. tønder pr. dag fik priserne til at styrtdykke til ned under 10 US\$ pr. tønde.

OPEC fik hurtigt kontrol over markedet gennem øjeblikkelige begrænsninger i udbuddet. Herefter gennemtvang Saudi Arabien, at priserne skulle stabiliseres på ca. 19 US\$ pr. tønde, et væsentligt lavere niveau end i starten af 80'erne. Dette har medført, at OPEC-landene langsomt har genvundet markedsandele. OPEC-landenes produktion har i 90'erne udgjort ca. 40% af verdensmarkedet. Fordelingen af produktionen af råolie i verden gennem de seneste år fremgår af figur 5.2.

Råoliepriserne har siden kuppet i midten af 80'erne ligget på ca. 18 US\$ pr. tønde med begrænsede udsving, bortset fra de høje priser under Kuwait-krisen i 1990-91.

Men OPEC-landenes greb om markedet er alligevel blevet svagere i den efterfølgende periode, fordi overskridelsen af kvoterne efterhånden foretages af alle OPEC-lande.

I 1998 brød markedet igen sammen. De to prisfald i 1986 og 1998 afslører noget meget karakteristisk ved oliemarkedet, nemlig at en begrænset overproduktion kan føre til et meget kraftigt fald i prisen.

HVAD SKETE DER I 1998?

Prisfaldet i 1998 skyldtes som i 1986 en række sammenfaldende faktorer på såvel efterspørgsels- som udbudssiden af verdensmarkedet.

Hvad skete med efterspørgslen?

Som det fremgår af figur 5.3 spiller Asien en stadig vigtigere rolle for den samlede efterspørgsel efter råolie i verden. Efter en række år med kraftig økonomisk vækst har efterspørgslen efter råolie i de seneste år været større i Asien end i Europa. De asiatiske lande efterspørger i dag stort set de samme mængder, som USA og Canada tilsammen. Som følge af den økonomiske krise i Asien, der begyndte i midten af 1997, er efterspørgslen efter råolie fra det asiatiske marked imidlertid stagneret i 1998.

Efterspørgslen efter råolie i de lande, der tidligere udgjorde Sovjetunionen, er faldet drastisk, siden unionen blev opløst. I den vestlige verden har efterspørgslen efter råolie gennem de sidste 10 år stort set været konstant.

Udbuddet af råolie på verdensmarkedet har i samme periode været svagt stigende. Det er derfor ikke overraskende, at den økonomiske krise i Asien har haft en betragtelig afsmittende effekt på råolieprisen i 1998. Det er netop de seneste års vækst i de asiatiske økonomier, der har skabt forventninger til øget efterspørgsel efter råolie på verdensmarkedet.

Samtidig har de lave råoliepriser ikke givet anledning til en øget efterspørgsel fra den øvrige del af verden. Der er flere grunde til, at der ikke umiddelbart efterspørges mere olie, selvom prisen falder. Olie indgår som en del af energiforsyningen i de fleste lande. Forbruget af olie er derfor underlagt en række tekniske og miljømæssige hensyn, der gør at forbruget reagerer langsomt på ændrede prisforhold.

Det Internationale Energiagentur, IEA, vurderede i begyndelsen af 1999 (Oil Market Report, januar 1999), at det ikke er realistisk at forvente markante stigninger i råoliepriserne på verdensmarkedet, medmindre den økonomiske vækst i Asien genoprettes.

Hvad skete med udbuddet?

Den lavere efterspørgsel fra de asiatiske lande har endnu ikke medført en tilsvarende tilpasning i produktionen af råolie på verdensmarkedet. Udbuddet af råolie reagerer ligesom efterspørgslen langsomt på ændringer i prisen.

Dette kan måske bedst illustreres ved hjælp af et mindre fiktivt felt i Nordsøen. Hvis det er nødvendigt med en oliepris på 12 US\$ pr. tønde for at feltet kan løbe rundt, ville det være nærliggende at tro, at feltet ville blive lukket ned, hvis prisen falder til under 10 US\$ pr. tønde. Men ved nedlukning af et felt sparer olieselskaberne kun de egentlige driftsomkostninger, f.eks. 5 US\$ pr. tønde. De resterende omkostninger dækker typisk renter og afdrag på lån, som skal betales, uanset feltet bliver lukket ned eller ej. Sålænge råolieprisen er højere end de egentlige driftsomkostninger, vil det kunne betale sig at fortsætte produktionen. Derfor kan det oftest bedst betale sig at producere olie, selv i perioder med meget lave oliepriser.

Råolien er desuden, i modsætning til de fleste andre varer, vanskelig at opbevare på lagre, idet der er begrænset kapacitet. Olien skal sælges forholdsvis hurtigt, efter den er produceret. Det er derfor normalt ikke muligt at holde prisen kunstigt oppe ved at opbevare produktionen midlertidigt på lagre.

Da det ikke er lykkedes OPEC samt andre olieproducerende lande at tilpasse udbuddet af råolie til den stagnerende efterspørgsel gennem kvoteordninger, er resultatet blevet det kraftige prisfald, som er set gennem hele 1998.

På trods af flere møder mellem OPEC-landene gennem året om problemet, er landene kun blevet enige om mindre begrænsninger i udbuddet.

Siden april har OPEC-landene haft som målsætning at begrænse produktionen med i gennemsnit 2,2 mio. tønder pr. dag i resten af 1998 (Monthly Oil Report, januar 99). Det er dog kun ca. 70% af målsætningen, der er blevet opfyldt, fordi nogle af OPEC-landene har produceret ud over de kvoter, der internt er blevet aftalt mellem landene. Samtidig er den daglige produktion fra Irak steget med ca. 1 mio. tønder i 1998 i forhold til 1997. Samlet set er det således lykkedes OPEC-landene, herunder Irak, at begrænse udbuddet af råolie med ca. 0,5 mio. tønder råolie pr. dag.

Den samlede produktion fra OPEC-landene kendes dog aldrig helt præcist, da der sandsynligvis foregår en del uofficiel produktion og handel for at omgå de fastlagte kvoter og derved sikre yderligere eksportindtægter.

Samtidig har flere olieproducerende lande uden for OPEC, blandt andet Norge, Mexico og Rusland, reduceret produktionen med sammenlagt 0,5 mio. tønder råolie.

IEA's vurdering er (Monthly Oil Report, december 1998), at en begrænsning af den daglige produktion på yderligere 1-2 mio. tønder er nødvendig, hvis råoliepriserne for alvor skal begynde at stige. Disse tal skal ses i lyset af, at den samlede daglige produktion af råolie på verdensplan udgjorde ca. 75 mio. tønder i 1998.

DEN FREMTIDIGE UDVIKLING?

Det har altid været svært at spå om råolieprisens udvikling. For bare to år siden var der ingen, der kunne have forudset det drastiske prislefald, som er set i 1998. Det er lige så vanskeligt at spå om udviklingen i de kommende år.

Men hvis de lave råoliepriser fortsætter i flere år fremover, vil det sandsynligvis betyde, at OPEC-landene på længere sigt generobrer de tabte markedsandele. De mellemøstlige OPEC-lande råder i dag over ca. 60% af verdens samlede oliereserver. Disse reserver er let tilgængelige og kan derfor produceres langt billigere end i resten af verden. En længere periode med lave råoliepriser, vil formentlig betyde, at det kun kan betale sig at udbygge nye felter i Mellemøsten. Produktionen fra den øvrige del af verden vil derfor på langt sigt være faldende.

Også andre forhold gør sig gældende. Når den økonomiske vækst igen tager til i de asiatiske lande, vil efterspørgslen fra denne verdensdel atter stige og derved presse råolieprisen i vejret. De lave oliepriser kan faktisk vise sig at være en fordel for de asiatiske lande, da de fleste af landene er afhængige af olieimport.

Samtidigt afventer markedet, at de store olieproducerende lande, især OPEC-landene, gennemfører de nødvendige begrænsninger i produktionen. I betragtning af OPEC-landenes afhængighed af indtægterne fra eksport af råolie, må det forventes, at landene før eller siden når til enighed om de ret beskedne tiltag, der skal til for at hæve råolieprisen til f.eks. 20 US\$ pr. tønde.

6. ØKONOMI

Den danske økonomi nyder godt af olie- og naturgasproduktionen fra Nordsøen. Danmark var i 1998 for andet år i træk selvforsynende med energi. Produktionen af olie og naturgas i Nordsøen er drivkraften bag dette resultat. Produktionen gavner også betalingsbalancen over for udlandet og sikrer indtægter til staten.

RÅOLIEPRISEN OG DOLLARKURSEN I 1998

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

1998 var præget af meget lave oliepriser. Det olieprisfald, der indtraf i slutningen af 1997, fortsatte gennem hele 1998. Fra 15,1 US\$ pr. tønde i januar endte olieprisen ved den såkaldte Brent-notering nede på under 10 US\$ pr. tønde i december. Den gennemsnitlige råoliepris for 1998 endte således på 12,8 US\$ pr. tønde.

Dette var et markant fald i forhold til 1997, hvor den gennemsnitlige pris lå på 19,1 US\$ pr. tønde. De lave priser skyldes først og fremmest en lavere efterspørgsel fra Asien i kølvandet på den økonomiske krise. Samtidig er det ikke lykkedes for OPEC-landene at regulere prisen gennem aftaler om udbudsbegrænsninger. Afsnittet *Olieprisens svingninger* indeholder en mere uddybende gennemgang af prisudviklingen.

Den gennemsnitlige dollarkurs i 1998 lå på 6,70 kr. pr. US\$. Dette er en lille stigning i forhold til 1997, hvor dollarkursen var 6,61 kr. pr. US\$. Målt i danske kroner kompenserer denne stigning en smule for det markante fald i råolieprisen.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

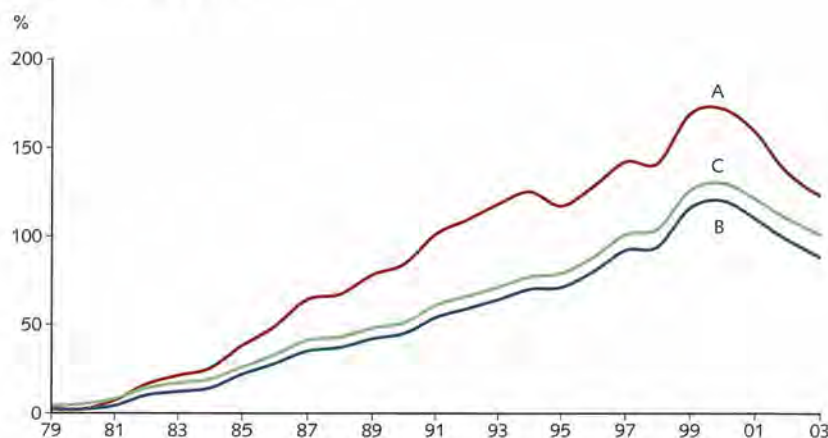
Den lave oliepris i 1998 smittede af på den samlede værdi af olie- og gasproduktionen. Den samlede værdi af DUC-selskabernes produktion faldt i 1998 med 22% til ca. 10,9 mia. kr. mod 13,9 mia. kr. i 1997.

Værdien af olieproduktionen var i 1997 10,3 mia. kr., mens værdien af gasproduktionen var 3,6 mia. kr. De foreløbige skøn for 1998 viser, at olieproduktionen har indbragt DUC-selskaberne ca. 7,6 mia. kr., mens gasproduktionens værdi er skønnet til ca. 3,3 mia. kr.

I 1998 begyndte produktionen fra Lulita feltet. Halvdelen af feltets indtægter tilfalder DUC-selskaberne, mens den anden halvdel tilfalder Statoil-gruppen, se bilag E. Lulita er det første felt, hvorfra andre selskaber end DUC-selskaberne har mulighed for at tjene penge på olie- og gasproduktion i Nordsøen. Statoil-gruppens andel af indtægterne fra Lulita feltet udgjorde i 1998 ca. 41 mio. kr. Siden 1972 er der fra den danske del af Nordsøen blevet produceret olie og gas til en anslået værdi af 165 mia. kr. i 1998-priser.

Produktionsværdiens udvikling i de kommende år afhænger både af produktionen og af udviklingen i produktpriserne og dollarkursen. Energistyrelsen skønner på baggrund af de kendte reserver, at olieproduktionen topper i årene 1999-2000 for derefter at falde, hvis der ikke bliver iværksat nye udbygningsinitiativer. Gasproduktionen forventes at stige frem til år 2001 for derefter at være konstant i en årrække. Olieprisens udvikling er derimod meget svær at forudsige. Det er derfor meget svært at spørge om udviklingen i produktionsværdien i de kommende år.

fig. 6.1 Selvforsyningsgrader



SELVFORSYNINGSGRADER

I 1997 blev Danmark for første gang selvforsynende med energi. Den samlede danske energiproduktion af råolie, naturgas og vedvarende energi oversteg det samlede danske energiforbrug med 1%. For 1998 tyder de foreløbige tal på, at energiproduktionen oversteg det samlede energiforbrug med 4%.

Udviklingen i selvforsyningsgraderne i de seneste 20 år, samt den forventede udvikling i de kommende 5 år er illustreret af tre forskellige forløb i figur 6.1. Forløb A viser produktion af olie og naturgas i forhold til forbruget af olie og naturgas. Forløb B viser produktionen af olie og naturgas i forhold til det samlede energiforbrug. Forløb C viser udviklingen i den samlede energiproduktion i forhold til det samlede energiforbrug, det vil sige selvforsyningsgraden for hele den danske økonomi.

Den voksende olie- og gasproduktion har betydet, at Danmark i stigende grad er blevet selvforsynende med disse energiprodukter. Bestræbelserne på at omlægge den danske energiforsyning til flere forskellige brændselstyper har også været medvirkende til, at Danmark siden 1991 har været selvforsynende med olie og naturgas (forløb A). I 1998 udgjorde olie- og naturgasproduktionen 94% af det samlede energiforbrug (forløb B), og fra 1999 forventes produktionen fra Nordsøen at overstige Danmarks samlede energiforbrug. Den nuværende situation,

tabel 6.1 Selvforsyningsgrader

	1999	2000	2001	2002	2003
Produktion i PJ					
Råolie	649	655	573	467	392
Gas	311	341	350	350	349
Vedv. energi	82	84	92	101	103
Energiforbrug i PJ*					
Total	825	831	836	835	838
Selvforsyningsgrader i %					
A	168	172	159	136	123
B	116	120	110	98	88
C	126	130	121	110	101

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

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

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

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

hvor Danmark producerer mere energi, end vi selv forbruger (forløb C), skønner Energistyrelsen vil blive opretholdt i hvert fald frem til og med 2003, se tabel 6.1. Selvforsyningsgraden vil ligesom olieproduktionen toppe i år 2000.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen har en positiv betydning for Danmarks økonomi. Vores egenproduktion af olie og naturgas har en gavnlig effekt på betalingsbalancen overfor udlandet samt i form af indtægter til staten.

De økonomiske forudsætninger

Til beregningerne i dette afsnit er to forskellige prisforløb blevet benyttet. I begge forløb er forudsat en råoliepris på 11 US\$ pr. tønde i 1999 og 13 US\$ pr. tønde i 2000. Derefter er der i det ene forløb forudsat stigende priser frem til 2005, hvorefter prisen holder sig konstant på 22 US\$ pr. tønde. I det andet forløb forudsættes prisen at holde sig konstant på 13 US\$ fra 2000 og fremefter. Prisen på naturgas er i begge forløb knyttet til udviklingen i råolieprisen.

Forløbene skal ikke ses som prognoser for udviklingen i råolieprisen. Formålet med at opstille to forskellige prisforløb er først og fremmest at vise, hvor følsomme de økonomiske fremskrivninger er overfor ændringer i råolieprisen. Ved begge forløb er benyttet en dollarkurs på 6,40 kr. pr. US\$ i hele perioden.

fig. 6.2 Handelsbalancen for olie og gas samt selvforsyningsgrad, 1998-priser



Handelsbalancen for olie og naturgas

Handelen med olieprodukter og naturgas udgør en stigende del af Danmarks samhandel med udlandet. Den økonomiske betydning af denne samhandel kan måles ved handelsbalancen for olie og naturgas, der udtrykker forskellen mellem den samlede eksport og import.

Handelsbalancen afspejler nogle af de samme forhold som selvforsyningsgraderne. Hvis en stor del af landets energibehov er dækket af egenproduktion, vil landet samtidig have en høj selvforsyningsgrad. Resultatet på handelsbalancen bliver forbedret, da der bliver importeret færre energiprodukter. Derfor er der en sammenhæng mellem udviklingen i selvforsyningsgraderne og handelsbalancen for olie og naturgas i perioder med stabile priser. Udviklingen i handelsbalancen er vist sammen med selvforsyningsgraden for olie og naturgas (A) i figur 6.2.

Udviklingen i handelsbalancen afhænger ikke – som selvforsyningsgraden – alene af produktionens størrelse i forhold til energiforbruget. Sammensætningen af de produkter, der bliver handlet, samt prisudviklingen på de forskellige olieprodukter har ligeledes stor betydning for resultatet på handelsbalancen.

Frem til midten af 80'erne blev den danske samhandel med udlandet årligt påvirket mærkbart af nettoimporten af olie. I 1985 belastede nettoimporten af olieprodukter underskuddet på Danmarks samlede handelsbalance med ca. 18 mia. kr. Resultatet på Danmarks samlede handelsbalance med udlandet var dengang ca. -8 mia. kr. Op gennem 90'erne har den voksende produktion af olie og naturgas fjernet de store underskud. Siden 1992 har de årlige underskud på handelsbalancen for olie og naturgas været på under 1 mia. kr. I årene 1995 og 1996 udviste handelsbalancen overskud i samme størrelsesorden. I 1997 blev overskuddet på handelsbalancen for olie og naturgas rekordstort, nemlig 1,4 mia. kr.

De foreløbige tal for 1998 tyder på et overskud på ca. 1 mia. kr. Eksporten af naturgas til Sverige og Tyskland bidrager med et overskud på knap 1,8 mia. kr.,

mens handelen med olieprodukter vil give et underskud på knap 0,8 mia. kr. Når samhandelen med olieprodukter giver underskud i en situation, hvor Danmark er selvforsynende med olie, hænger det sammen med de produkttyper, der bliver handlet på tværs af grænserne. Danmark importerer forholdsvis mange dyre produkter, for eksempel flybenzin til jetmotorer, mens eksportindtægterne generelt stammer fra billigere produkttyper, blandt andet fuelolie. Der var dog fortsat overskud på handelen med benzin, der er et forholdsvis dyrt produkt. Lukningen af et raffinaderi på Stignæs i april 1997 har også været med til at forskyde eksportens sammensætning væk fra de forholdsvis dyre raffinerede produkter.

Betalingsbalanceeffekt

Produktionen af olie og naturgas forbedrer betalingsbalancen over for udlandet. En del af produktionen eksporteres, og den del af produktionen, som anvendes i Danmark, erstatter en ellers nødvendig energiimport.

På baggrund af de nævnte forudsætninger om råoliepris og dollarkurs har Energistyrelsen udarbejdet et skøn over, i hvilket omfang olie- og gasaktiviteterne i den danske del af Nordsøen vil påvirke betalingsbalancen i de kommende år. Det skal understreges, at skønnene er baseret på modelberegninger med indlagte standardforudsætninger. Blandt andet er det nødvendigt at gøre antagelser om importindholdet i fremtidige investeringer og driftsudgifter. På trods af den usikkerhed, der kan være forbundet med sådanne modelberegninger, er der ingen tvivl om, at olie- og naturgasproduktionen har en gavnlig effekt på betalingsbalancens løbende poster.

Den samfundsøkonomiske produktionsværdi i tabel 6.2 viser værdien af direkte eksportindtægter samt udeladte importudgifter. Ved at fratække importindholdet i investeringer og driftsudgifter, fremkommer virkningen på vare- og tjenestebalancen. Den direkte effekt på betalingsbalancens løbende poster opstår ved til sidst at fratække overførsel af renter og udbytte til udlandet.

Energistyrelsen skønner, at effekten af de danske olie- og gasaktiviteter i Nordsøen udgjorde godt 3 mia. kr. på betalingsbalancens løbende poster i 1998. I årsrapporten fra 1997 skønnede Energistyrelsen en betalingsbalanceeffekt på ca. 6 mia. kr. for 1998. Beregningen var dengang baseret på en oliepris på 19 US\$ pr. tønde. Dette understreger, hvor følsomt resultatet er overfor ændringer i olieprisen.

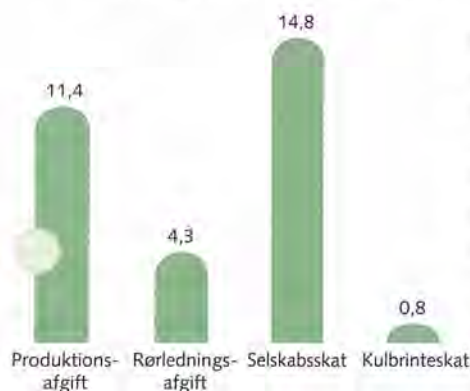
I de nye beregninger vil betalingsbalanceeffekten stige frem til år 2001, på grund af stigende produktion og faldende investeringer. En indlagt prisstigning fra 11 til 13 US\$ pr. tønde fra 1999 til 2000 påvirker også resultatet ved begge prisforløb.

Virkningen på betalingsbalancen er ikke overraskende størst ved det høje prisforløb. Resultatet viser, at den danske egenproduktion af olie- og naturgas har størst betydning i perioder med høje oliepriser.

tabel 6.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr. 1998-priser. Konstant prisforløb.

	1999	2000	2001	2002	2003
Samfundsøkonomisk produktionsværdi	11,0	13,1	12,0	10,5	9,5
Importindhold	4,3	2,9	1,7	1,7	1,3
Vare- og tjenestebalancen	6,8	10,2	10,3	8,8	8,2
Renter og udbytter	2,8	2,8	2,5	2,4	2,1
Betalingsbalance løbende poster	4,0	7,4	7,7	6,5	6,1
Betalingsbalance løbende poster, stigende prisforløb	4,0	7,4	8,9	8,5	8,8

fig. 6.3 Statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-1998, mia. kr., 1998-priser



Statens indtægter

Alle selskaber, der indvinder olie og naturgas i den danske del af Nordsøen, skal betale selskabsskat og kulbrinteskatt samt et 5% fortjenstelement, der betales ved brug af Dansk Olierør A/S', DORAS', olierørledning fra Gorm feltet til Fredericia.

Siden juni 1997 har der dog været mulighed for at søge dispensation for pligten til at tilslutte sig rørledningen og dermed betale et 5% fortjenstelement til DORAS. Hvis olien i stedet bliver transporteret for eksempel med tankskib, skal selskaberne betale en 5% dispensationsafgift til staten.

Før A.P. Møllers eneretsbevilling samt tilladelser givet før 1989 indgår der vilkår om betaling af produktionsafgift (royalty). Der indgår ikke vilkår om produktionsafgift i tilladelser givet efter 1989.

Ved udgangen af 1998 var statens akkumulerede indtægter fra olie- og gasindvinding godt 31 mia. kr. i 1998-priser. Figur 6.3 viser de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter.

Told- og Skattestyrelsen administrerer opkrævningen af selskabs- og kulbrinteskatten, mens Energistyrelsen administrerer opkrævning af produktions-, olierørlednings- og 5% dispensationsafgiften. Energistyrelsen fører desuden teknisk tilsyn med målingen af olie- og gasproduktionen, som danner grundlag for beregning af statens indtægter.

De lave oliepriser i 1998 slog igennem på statens samlede indtægter fra olie- og gasindvinding. De foreløbige tal tyder på, at statens indtægter faldt med ca. 0,5 mia. kr. i forhold til 1997, se tabel 6.3. For de kommende 5 år skønner Energistyrelsen på baggrund af de anvendte prisforløb og den forventede udvikling i produktionen, at statens årlige indtægter vil blive mellem 1,5 og 2,8 mia. kr., se tabel 6.4. De fremtidige skøn over selskabsskatten er yderligere behæftet med usikkerhed, da beregningerne er meget følsomme over for forudsætningerne omkring selskabernes finansiering.

tabel 6.3 Statens indtægter gennem de seneste 5 år, mio. kr., årets priser

	1994	1995	1996	1997	1998*)
Kulbrinteskatt	0	0	0	0	0
Selskabsskat	1.106	1.043	1.408	1.743	1.599
Produktionsafgift	670	663	944	1.097	861
Olierørledningsafgift	281	271	393	444	310
I alt	2.057	1.977	2.745	3.284	2.770

Pålignede beløb *) Skøn

Figur 6.4 viser ikke overraskende, at skatteindtægterne på længere sigt vil falde i takt med den forventede udvikling i produktionen.

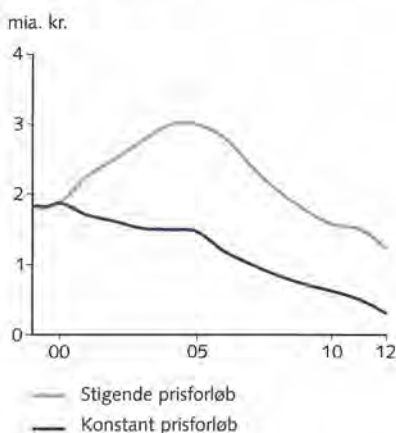
Dette billede kan sagtens ændre sig. Da miljø- og energiministeren i sommeren 1998 tildelte 17 nye koncessioner i 5. udbudsrunde, blev det sikret, at et større område i den danske undergrund vil blive grundigt efterforsket. Dermed er chancerne øget for, at selskaberne gør nye kommercielle fund.

tabel 6.4 Statens forventede indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., 1998-priser*

	1999	2000	2001	2002	2003
Kulbrinteskot	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)	0,0 (0,0)
Selskabsskat	0,9 (0,9)	0,8 (0,8)	0,7 (1,1)	0,8 (1,4)	0,7 (1,6)
Produktionsafgift	0,6 (0,6)	0,7 (0,7)	0,6 (0,8)	0,6 (0,8)	0,5 (0,8)
Olierørledningsafgift**	0,4 (0,4)	0,4 (0,4)	0,4 (0,4)	0,3 (0,4)	0,3 (0,4)
Total	1,9 (1,9)	1,9 (1,9)	1,7 (2,3)	1,7 (2,6)	1,5 (2,8)

* pålignede beløb () baseret på stigende prisforløb ***) Inkl. 5% afgift ved bøjelast.

fig. 6.4 Skatter og afgifter 1999-2012, 1998-priser



Da DUC-selskaberne ikke længere er ene om at producere olie og naturgas fra Nordsøen, vil staten i de kommende år også modtage indtægter fra to forskellige Statoil-grupper (Lulita feltet og Siri feltet) samt Amerada Hess-gruppen (Syd Arne feltet). Af bilag A fremgår hvilke selskaber, der indgår i de forskellige grupper. Det statsejede selskab Dansk Olie- og Gasproduktion A/S deltager i produktionen fra de tre nye felter.

Selskabsskat

Selvom produktionen fra Nordsøen begyndte i 1972, kom DUC-selskaberne først i selskabsskatteposition i begyndelsen af 1980'erne. Dette forhold viser, at sektoren er meget investeringstung og derfor har en lang tilbagebetalingshorisont. Som det fremgår af figur 6.3 udgjorde statens akkumulerede indtægter fra selskabsskat ved udgangen af 1998 ca. 14,8 mia. kr. i 1998-priser. Fra 1. januar 1999 er selskabsskatten blevet nedsat til 32%.

Kulbrinteskot

Kulbrinteskatten blev indført i 1982. Lovens hensigt var at påligne en særlig skat på høje fortjenester, især i perioder med høje oliepriser. Desuden tilskynder loven de olie- og gasproducerende selskaber til at investere deres overskud i yderligere efterforskning og udbygning. Hidtil er der kun blevet betalt kulbrinteskot i nogle få år i første halvdel af 1980'erne. I alt er der blevet betalt ca. 0,8 mia. kr. i 1998-priser. I de kommende år må det på baggrund af de forventede investeringer og forventninger til udviklingen i råolieprisen betragtes som usandsynligt, at der vil blive pålignet kulbrinteskot.

Olierørledningsafgift

DORAS ejer den eksisterende olierørledning, der løber fra Gorm feltet til Fredericia. Brugere af olierørledningen er forpligtede til at betale alle omkostningerne i forbindelse med anlæg og drift samt et fortjenstelement på 5% af værdien af den transporterede råolie. DORAS betaler en årlig olierørledningsafgift til staten, som siden 1992 har været 95% af fortjenstelementet.

I 1998 blev der indbetalt 310 mio. kr. i olierørledningsafgift. Det er et fald på ca. 30% i forhold til 1997. Til og med 1998 har staten modtaget ca. 4,3 mia. kr. i 1998-priser i rørledningsafgift.

5% dispensationsafgift

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

Produktionsafgift

For A.P. Møllers eneretsbevilling af 8. juli 1962 udgør produktionsafgiften 8,5% af den samlede produktionsværdi efter fradrag af transportomkostninger for olie. I de fradragsberettigede transportomkostninger indgår også 5% fortjenstelementet. Grundlaget for årets produktionsafgift er det foregående års produktion. I juni 1998 indbetalte DUC-selskaberne ca. 1.097 mio. kr. for produktionen i 1997. På baggrund af produktionen i 1998 forventer Energistyrelsen, at der i juni 1999 bliver indbetalt ca. 860 mio. kr.

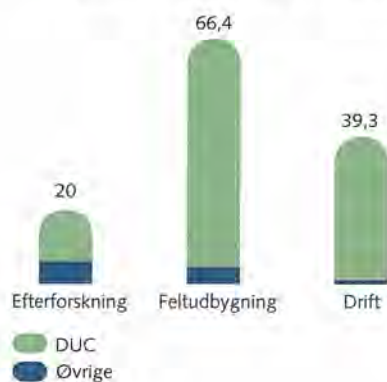
Statoil-gruppen betaler også produktionsafgift af sin andel af produktionsværdien fra Lulita feltet. Afgiftens andel af produktionsværdien afhænger af produktionens størrelse. I 1998 blev der indbetalt ca. 1,3 mio. kr. Siden 1972 er der blevet indbetalt ca. 11,4 mia. kr. i 1998-priser i produktionsafgift for olie- og naturgasaktiviteter i Nordsøen.

Rettighedshavernes økonomiske forhold

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

I figur 6.5 og i bilag F er de samlede udgifter til henholdsvis efterforskning, udbygning og drift vist for rettighedshaverne i den danske del af Nordsøen.

fig. 6.5 Samtlige rettighedshaveres udgifter i perioden 1963-1998, mia. kr., 1998-priser



UDGIFTER TIL EFTERFORSKNING

De samlede udgifter til efterforskning i 1998 er foreløbig opgjort til ca. 325 mio. kr. De tre efterforskningsboringer Francisca-1, Sandra-1 og Sine-1x beløber sig til ca. 100 mio. kr., mens der er blevet udført seismiske undersøgelser for ca. 100 mio. kr. De resterende ca. 125 mio. kr. er gået til andre typer geologiske undersøgelser og analyser samt administration.

Udgifterne til efterforskning faldt i 1998 i forhold til året før, hvor der blev efterforsket for ca. 520 mio. kr. Faldet afspejler, at der i 1997 blev foretaget seks efterforskningsboringer mod tre i 1998. På de nye 5. runde tilladelser er der fastlagt ubetingede arbejdsforpligtelser for ca. 1,7 mia. kr., og der vil blive boret mindst 13 efterforskningsboringer i løbet af en 6-årig periode. Arbejdsprogrammerne i 5. runde er dermed af samme størrelsesorden som i 1. udbudsrunde i 1984.

Der er planlagt 3D seismiske undersøgelser på mange af 5. runde tilladelseme i 1999. Energistyrelsen forventer, at der bliver gennemført 2-3 efterforskningsboringer i 1999, og der vil samlet blive efterforsket for ca. 600 mio. kr. i 1999.

I de kommende år forventer Energistyrelsen en stigning i efterforskningsaktiviteten i takt med, at arbejdet på 5. runde licenserne skrider frem. Udover 5. runde tilladel-

serne vil der i de kommende år blive efterforsket på eksisterende tilladelser, samt de tilladelser, der løbende bliver tildelt i forbindelse med Åben dør proceduren.

I alt har rettighedshaverne siden 1963 afholdt efterforskningsudgifter for ca. 20 mia. kr. i 1998-priser. Heraf udgør DUC-selskabernes andel ca. 13,4 mia. kr. For en nærmere gennemgang af efterforskningsaktiviteterne på dansk område i 1998 henvises til afsnittet *Efterforskning*.

Udgifter til feltudbygning

De nuværende og kommende producenter i Nordsøen investerede for ca. 5,3 mia. kr. i 1998. Investeringsniveauet er det højeste siden 1983, målt i 1998-priser.

For DUC-selskabernes vedkommende udgjorde færdiggørelsen af den seneste udbygning på Dan feltet størstedelen af investeringerne. Statoil-gruppen og Amerada Hess-gruppen afholdt de fleste af investeringerne i forbindelse med bygning af platformene til henholdsvis Siri og Syd Arne felterne, se tabel 6.5.

Med det nuværende kendskab til planlagte investeringer, vil investeringsniveauet aftage i de kommende år, som det fremgår af tabel 6.6. Energistyrelsen vurderer dog, at der er et yderligere potentiale for mulige videre udbygninger af en række felter, som kan få indflydelse på investeringsniveauet fremover.

tabel 6.5 Udbygningsinvesteringer, mio. kr., årets priser

	1994	1995	1996	1997	1998*
Dan	412	526	1.708	1.272	1.090
Kraka	175	3	1	99	120
Regnar	1	-	-	-	-
Gorm	516	632	336	73	170
Rolf	0	0	0	1	95
Skjold	556	266	35	1	14
Tyra	1.158	1.450	731	236	170
Valdemar	106	1	80	1	-
Roar	25	289	72	2	-
Svend	55	200	164	0	13
Adda	-	-	-	144	70
Harald	149	810	1.079	486	100
Lulita	-	-	11	81	133
Siri	-	-	-	760	1.415
Syd Arne	-	-	-	592	1.890
Diverse	-14	-12	40	75	28
I alt	3.140	4.166	4.257	3.824	5.308

*)Skøn

tabel 6.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 1998-priser

	1999	2000	2001	2002	2003
Igangværende og besluttet					
Dan	0,1	-	-	-	-
Alma	-	-	-	0,4	0,2
Igor	-	0,3	-	-	-
Skjold	0,6	0,1	-	-	-
Tyra	0,2	0,5	1,2	-	-
Roar	0,1	-	-	-	-
Valdemar	-	0,1	-	-	-
Svend	0,1	-	-	-	-
Adda	-	0,1	-	-	-
Elly	0,2	0,4	-	-	-
Harald	0,1	0,2	0,2	-	-
Syd Arne	1,4	0,5	0,5	-	-
Siri	0,7	-	-	-	-
I alt	3,4	2,2	1,9	0,4	0,2
Planlagt	-	-	-	0,3	0,4
Forventet	3,4	2,2	1,9	0,7	0,6

De selskaber, der har produceret olie og naturgas i Nordsøen, har samlet afholdt investeringer for ca. 66,4 mia. kr. i 1998-priser. Heraf har DUC stået for langt størstedelen, nemlig ca. 61,6 mia. kr. i 1998-priser.

Derudover har DONG i 1998 anlagt en ny gasledning, der skal transportere gas fra Syd Arne feltet. Ledningen skal løbe fra produktionsanlægget på Syd Arne via DUC's Harald felt og til DONG's gasanlæg i Nybro. Ledningen har rundt regnet kostet 2 mia. kr.

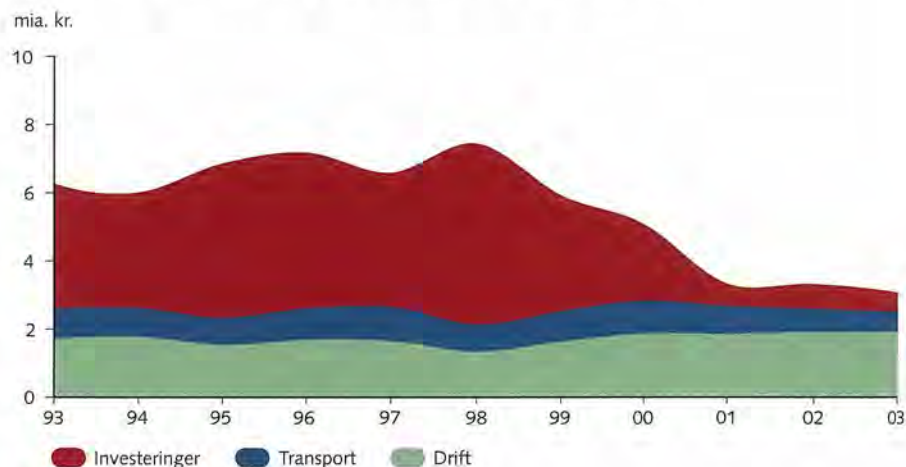
Udgifter til drift og transport

I en årrække har udgifterne til drift og administration ligget på omkring 1,5 mia. kr. om året. Foreløbige tal for 1998 tyder på, at DUC-selskaberne sidste år sparede ca. 2-300 mio. kr. på disse omkostninger. I forbindelse med opstart af en række nye felter, forventer Energistyrelsen dog, at drift- og administrationsudgifterne vil stige igen i de kommende år.

De samlede transportomkostninger for råolien omfatter drifts- og kapitalomkostninger i forbindelse med brug af olierørledningen. Hertil kommer fortjenstelementet på 5% af værdien af den transporterede råolie. I 1999 bliver de sidste afdrag på lånene til den oprindelige investering i olierørledningen tilbagebetalt. Derefter vil kapitalomkostningerne falde.

Både Siri feltet, der er sat i drift i marts 1999, og Syd Arne feltet, der ventes sat i drift i løbet af sommeren 1999, vil ved hjælp af et bøjelastsystem transportere olieproduktionen til land med tankskib. Da Statoil- og Amerada Hess-grupperne har opnået fritagelse fra brug af DORAS' olierørledning, skal de betale en dispensationsafgift på 5% af produktionsværdien af olien til staten.

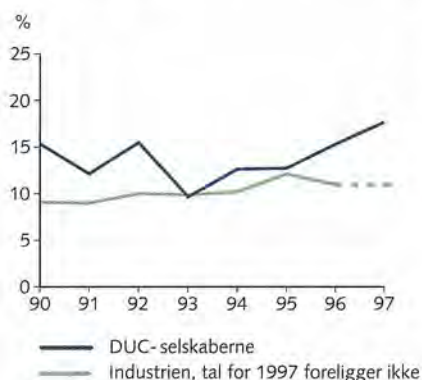
fig. 6.6 Investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, mia.kr. 1998-priser



Som det fremgår af figur 6.6 forventer Energistyrelsen ikke de store ændringer i transportudgifterne i de kommende år.

DUC-selskabernes samlede udgifter til drift, administration og transport udgør ca. 39 mia. kr. i 1998-priser, mens de øvrige rettighedshavere har afholdt udgifter for ca. 0,3 mia. kr. i 1998-priser.

fig. 6.7 Afkastningsgrader (efter skat) for DUC-selskaberne og den øvrige industri 1990-1997



DUC-selskabernes økonomiske resultater

DUC-selskabernes resultat før skat har været stigende i en årrække, se tabel 6.7. Resultatet i 1997 på ca. 6,6 mia. kr. var rekordhøjt. En stigning i produktion og dollarkurs er først og fremmest baggrund for det gode resultat i 1997. DUC-selskabernes regnskabsresultater for 1998 var endnu ikke offentliggjort ved redaktionens afslutning.

DUC-selskabernes afkastningsgrad (et mål for forrentningen af investeret kapital) gennem de senere år er vist i figur 6.7 overfor afkastningsgraden i den øvrige industri. DUC-selskaberne har generelt haft en højere afkastningsgrad i forhold til den øvrige industri. I perioden 1990-96 var DUC-selskabernes gennemsnitlige afkastningsgrad 13% mod 10% for den øvrige industri.

Den højere afkastningsgrad gennem 90'erne kan ses som udtryk for en slags risikopræmie til de selskaber, der efterforsker og indvinder olie og gas.

tabel 6.7 DUC-selskabernes resultat før skat mio. kr. (årets priser)

	1993	1994	1995	1996	1997
Indtægt	8.741	8.723	8.615	11.632	14.048
Driftsudgift*)	2.299	2.209	1.988	2.164	2.545
Renteudgift	297	314	337	419	475
Kursregulering	-408	632	472	-491	-1.074
Bruttoindtjening	5.737	6.833	6.762	8.558	9.954
Afskrivninger.	2.386	2.716	2.554	2.850	3.309
Resultat før skat og afgifter	3.351	4.117	4.208	5.708	6.645

*) Inkl. transportudgifter og udgiftsførte efterforskningsudgifter

7. SIKKERHED, SUNDHED OG MILJØ

Energistyrelsen fører tilsyn med sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige forhold i forbindelse med efterforskning og indvinding af olie og naturgas i den danske del af Nordsøen.

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

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

FASTE HAVANLÆG

1998 har været præget af arbejdet med etablering af de nye offshoreinstallationer på felterne Siri og Syd Arne. For Siri feltets vedkommende er anlæggene blevet installeret på feltet, omfattende det undersøiske olielageranlæg på havbunden med tilhørende olielastningsfaciliteter samt en platform med produktionsudstyr og beboelse til driftspersonalet. På Syd Arne feltet er der blevet installeret en rørledning på havbunden som del af offshore-olielasteanlægget på feltet. Desuden er gasledningen fra Syd Arne feltet via DUC's Harald anlæg til Jyllands vestkyst blevet anlagt.

Blandt de mindre nyanlæg kan nævnes, at de eksisterende faciliteter på Harald feltet er blevet ombygget og udvidet for indfasningen af Lulita feltet.

Blandt andet i forbindelse med de nævnte projekter har Energistyrelsen i 1998 behandlet og godkendt et betydeligt antal byggeprojekter samt givet en række tilladelser til installation offshore og til efterfølgende ibrugtagning af de nye installationer.

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

Energistyrelsens driftstilsyn

Energistyrelsen har også i 1998 gennemført inspektioner af udvalgte faste produktionsanlæg i Nordsøen som led i tilsynet med de sikkerheds- og sundhedsmæssige samt de måletekniske forhold på anlæggene.

MOBILE HAVANLÆG

Energistyrelsens tilsyn er baseret på, at anlæggenes fysiske og organisatoriske forhold vurderes, før der gives tilladelse til deres anvendelse på dansk område, og at efterlevelse af relevante danske regler og vilkår i tilladelserne kontrolleres stikprøvevis under anlæggenes arbejde i sektoren.

Der er derfor for anlæg, som opholder sig i længere perioder i den danske sektor, i det væsentlige tale om opfølgning af fastlagte forhold, idet det dog ved flytning

af anlæggene skal sikres, at der ikke ved deres nye position, på grund af uheldigt samspil med andre anlæg, opstår sikkerhedsmæssige problemer.

I forbindelse med udstedelse af tilladelse til anvendelse af anlæg, som ikke tidligere er bragt i overensstemmelse med danske regler, kan der imidlertid være betydelige problemer. Dette skyldes, at de internationale regler primært fokuserer på de mere betydelige sikkerhedsmæssige forhold, så som anlæggenes flydeevne, kraftforsyning og redningsmidler, mens indkvarterings og de industrielle arbejdspladser indretning kun dækkes i mere begrænset omfang. Efterlevelse af danske regler kan derfor forudsætte betydelige ændringer af anlæggene. I sådanne tilfælde vurderer myndighederne, blandt andet under hensyntagen til opholdets varighed og anlæggets generelle forhold, om der på anden måde kan opnås tilfredsstillende forhold under de påtænkte aktiviteter.

Dansk Naturgas lagde i 1998 en ny gasledning fra felter i Nordsøen til land. Ledningen blev lagt af *Castoro Sei*. Inden fartøjet fik ibrugtagningstilladelse blev der gennemført betydelige forbedringer i beboelse og arbejdsområder. Samtidig blev der aftalt antalsbegrænsning for det ombordværende personale, for at begrænse afvigelserne fra danske regler med hensyn til maksimal indkvartering af 2 personer i hvert soverum.

I 1998 igangsatte Statoil lægningen af rørledningen Europipe II gennem den danske sektor. Dette læggearbejde har været under forberedelse gennem en årrække. Arbejdet var planlagt udført med det nybyggede rørlægningsfartøj *Solitaire*. Under bygningen af fartøjet var der drøftelser mellem ALLSEAS, som driver *Solitaire*, og Energistyrelsen. På denne måde blev det sikret, at der allerede i byggefasen blev taget hensyn til danske regler, og Energistyrelsen kunne uden vanskeligheder give ibrugtagningstilladelse til *Solitaire*.

Der opstod imidlertid uforudsete vanskeligheder under indkøring af *Solitaire*, og fartøjet kunne ikke inden for den nødvendige tidsramme færdiggøre lægningen af Europipe II på dansk sektor. Energistyrelsen godkendte derfor som en nødløsning anvendelse af *Castoro Sei* til lægning af den resterende del af Europipe II på dansk sektor.

Boreplatformene *Mærsk Endeavour*, *Mærsk Exerter*, *Noble Byron Welliver* og *Transocean Shelf Explorer* har arbejdet for Mærsk Olie og Gas AS hele 1998. Boreplatformen *Kolskaya* har hele 1998 arbejdet med produktionsboringer på Syd Arne under ledelse af Danop og operatøren Amerada Hess. Tilsvarende har boreplatformen *Noble George Sauvageau* siden midten af 1998 arbejdet for Statoil i forbindelse med etablering af Siri feltet. Endelig har boreplatformen *Glomar Adriatic VI* udført to efterforskningsboringer for henholdsvis Danop og Statoil. Ibrugtagningstilladelsen til *Glomar Adriatic VI* blev givet efter betydelig udvidelse og forbedring af indkvarteringsforholdene samt forbedring af arbejdsmiljøet på udsatte arbejdssteder.

Ud over ovennævnte boreplatforme og rørlægningsfartøjer har adskillige konstruktionsfartøjer været anvendt i forbindelse med feltudbygninger og rørlægning i 1998. Anvendelsen har typisk været af få dages varighed, og der er ikke fundet behov for større ændringer på disse fartøjer forud for accept af anvendelsen på dansk sektor.

ANMELDELSE AF ARBEJDSKADER

Som tidligere er statistikken over arbejdsskader på faste og mobile havanlæg delt op i to afsnit; statistik over anmeldte arbejdsulykker og statistik over anmeldte for- modede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser.

Arbejdsulykker

Anmeldelse af en arbejdsulykke sker til Energistyrelsen. Anmeldelse skal ske, hvis den tilskadekomne har været uarbejdsdygtig i én dag eller mere ud over tilskade- komstdagen.

Energistyrelsen har i 1998 modtaget 31 anmeldelser af arbejdsulykker, fordelt på henholdsvis 17 arbejdsulykker på faste havanlæg og 14 arbejdsulykker på mobile havanlæg. Anmeldelserne for faste havanlæg omfatter ulykker opstået under drift og vedligehold af eksisterende anlæg, under konstruktion af nye anlæg samt udbygning af eksisterende anlæg. Endvidere medregnes tilknyttede indkvarterings- enheder til faste havanlæg. De mobile havanlæg omfatter boreplatforme, rørlæg- ningsfartøjer samt kranfartøjer.

Af de 17 ulykker på faste havanlæg fandt ingen sted på de tilknyttede indkvarte- ringsenheder, mens de 14 ulykker på mobile havanlæg fordelte sig med 12 på boreplatforme og 2 på rørledningsfartøjer. Ingen af de anmeldte ulykker har med- ført død eller alvorligere personskade.

Af de 17 ulykker på faste havanlæg skyldtes knap halvdelen snublen eller fald i forbindelse med færden på anlægget, mens resten er fordelt på transport af gods, tunge løft, stød mod genstande, kemikalier, dårlige arbejdsstillinger og enkelte andre årsager.

For disse ulykker var der for langt hovedpartens vedkommende angivet en forventet uarbejdsdygtighed på mere end 14 dage, mens få har angivet en forventet varighed på mellem 4 og 14 dage. For enkelte ulykkes vedkommende er oplyst en forventet uarbejdsdygtighed på mere end 5 uger.

Af de 12 ulykker på boreplatformene er halvdelen oplyst at være sket i forbindelse med arbejde på boredæk og i boretårn. Hovedparten af disse skete i forbindelse med manuel håndtering af borerør og øvrigt udstyr. Resten af ulykkerne fordelte sig på kontakt med maskiner og udstyr i andre områder på platformen, dårlige arbejds- stillinger og snublen og fald ved færden på platformen.

For stort set alle ulykkerne var angivet en forventet uarbejdsdygtighedsperiode på mere end 2 uger, hvoraf en enkelt på mere end 5 uger.

De 2 ulykker på rørledningsfartøjerne skete i forbindelse med arbejde med maski- ner og udstyr, og for disse var der angivet en forventet uarbejdsdygtighed på mere end 2 uger.

Ulykkesfrekvens

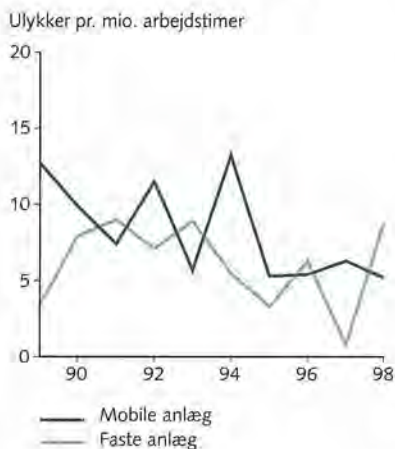
Sættes antallet af anmeldte arbejdsulykker på de faste havanlæg i relation til antal- let af udførte arbejdstimer (1,94 mio.), fås en ulykkesfrekvens på 8,8 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Tilsvarende fås for de mobile havanlæg, hvor antallet af arbejdstimer i 1998 udgjorde 2,68 mio, en ulykkesfrekvens på 5,2 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

tabel 7.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg

År	Faste havanlæg	Mobile havanlæg
1989	3,4	12,7
1990	7,9	9,9
1991	9,0	7,4
1992	7,1	11,5
1993	8,9	5,7
1994	5,5	13,5
1995	3,3	5,3
1996	6,3	5,4
1997	0,8	6,3
1998	8,8	5,9

fig. 7.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg



Antallet af arbejdstimer er beregnet på baggrund af oplysninger fra selskaberne og bemandingslister. Der er regnet med en gennemsnitlig arbejdsdag på 13 timer. Ulykkesfrekvensen i perioden 1989 til 1998 for de faste havanlæg med tilknyttede indkvarteringsenheder og mobile havanlæg er vist i tabel 7.1 og figur 7.1.

Til sammenligning kan oplyses, at gennemsnitfrekvensen for ulykker inden for dansk landbaseret industri udgør 46,2 ulykker pr. mio. arbejdstimer (Dansk Arbejdsgiverforening, Arbejdsulykker 1997).

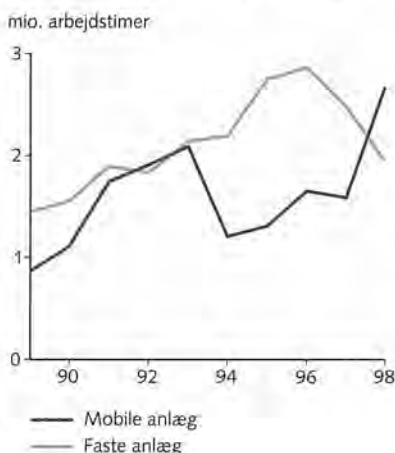
Figur 7.2 viser antallet af udførte arbejdstimer på faste og mobile havanlæg på dansk sektor i Nordsøen. På de mobile havanlæg er der i 1998 sket en stigning i antallet af udførte arbejdstimer i forhold til de senere år. Dette skyldes blandt andet de store anlægsarbejder i forbindelse med etablering af nye gasledninger på dansk sektor samt bore- og anlægsarbejder i forbindelser med udbygningen af nye felter.

Arbejdsbetingede lidelser

Hvis en læge har mistanke om eller kan konstatere, at en lidelse hos en patient kan henføres til arbejde på et havanlæg, skal der ske anmeldelse til Energistyrelsen. Antallet af sådanne anmeldelser har fortsat været ganske få. Siden 1993 har Energistyrelsen modtaget 29 anmeldelser, heraf 12 i 1998.

Det fremgår af figur 7.3, hvorledes disse 29 anmeldelser er fordelt på hoveddiagnoser. Anmeldelserne omfatter både anmeldelser fra faste og fra mobile havanlæg. Dog er langt hovedparten af anmeldelserne relateret til faste havanlæg. Flere af disse er anmeldt til Arbejdsskadestyrelsen med henblik på anerkendelse som arbejdsskade.

fig. 7.2 Udførte arbejdstimer på havanlæg



UDLEDNING AF CO₂ FRA AKTIVITETERNE I NORDSØEN

Energistyrelsen har deltaget i Skatteministeriets arbejdsgruppe, som har undersøgt mulighederne for at reducere udledningen af CO₂ fra olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen. Denne undersøgelse blev aftalt i pinsepakken.

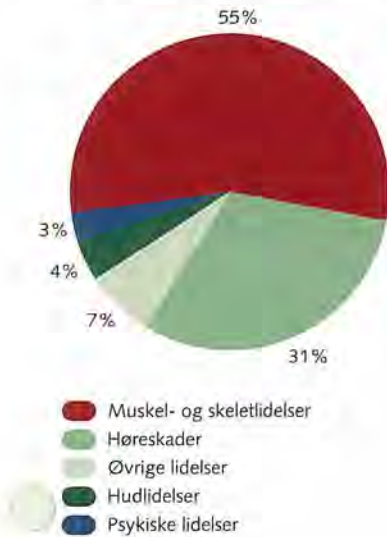
Det fremgår af arbejdsgruppens rapport, at udledningerne fra aktiviteterne på de faste anlæg i Nordsøen i 1997 udgjorde godt 1,6 mio. tons CO₂ svarende til ca. 2,75 pct. af den samlede danske CO₂-udledning. Som følge af et stigende energiforbrug blandt andet på grund af felternes stigende alder forventes udledningen at stige til ca. 2,3 mio. tons CO₂ svarende til ca. 4 pct. af den samlede danske udledning af CO₂.

Udledning af CO₂ i forbindelse med indvinding af olie og gas er i modsætning til hovedparten af udledningerne fra de landbaserede virksomheder ikke pålagt CO₂-afgift.

Denne udledning reguleres imidlertid på anden vis. Således skal anlæg til indvinding af olie og gas godkendes inden etableringen. I den forbindelse vurderes også energiforbrug og CO₂-udledning. Desuden føres løbende tilsyn med anlæggene, og der foregår regulering af indvindingsvirksomheden for at begrænse gasafbrænding.

Potentialet for yderligere CO₂-reduktioner er derfor på forhånd begrænset. Tilbage står kun de mest omkostningskrævende muligheder for at reducere CO₂-udledningen. Det skønnes, at den gennemsnitlige pris for reduktion af CO₂-udledningen vil udgøre mellem 2.500 og 8.000 kr. pr. ton CO₂ eller op mod 10 gange det niveau, der ellers accepteres i husholdningerne, hvor de største omkostninger afholdes. Udledningen af

fig. 7.3 Antal arbejdsbetingede lidelser anmeldt for årene 1993-1998



CO₂ ved indvinding af olie og gas i Nordsøen kan derfor ikke reduceres ved rimelige omkostninger. En CO₂-afgift, der følger det almindelige niveau, som gælder for virksomheder på land, vil kun have en marginal effekt på udledningen.

De provenumæssige konsekvenser af en CO₂-afgift på energiforbruget i forbindelse med indvindingen af olie og gas i Nordsøen er ligeledes begrænsede. Hertil kommer, at staten i sidste ende antagelig vil bære en betydelig del af afgiftsbyrden, da aftalerne mellem Dansk Naturgas A/S og DUC sandsynligvis medfører, at en betydelig del af afgiften vil skulle betales af Dansk Naturgas A/S.

Hvis en CO₂-afgift i lighed med andre grønne afgifter skal føres tilbage til erhvervene, vil en CO₂-afgift på indvindingen af olie og gas derfor give et samlet netto-provenutab for staten. Kun såfremt principperne om tilbageføring fraviges, kan der skabes provenuneutralitet eller en begrænset provenugevinst.

Endelig vil en CO₂-afgift eller lignende omkostningsforøgende ordninger også medvirke til at reducere den del af de samlede olie- og gasreserver, der vil blive indvundet fra dansk område.

På baggrund af ovenstående konkluderer rapporten, at der ikke vil være nogen gevinst, hverken i form af miljø eller provenu, der kan begrunde en udvidelse af CO₂-afgiften til at omfatte indvindingen af olie og gas offshore.

MILJØKONSEKVENSVURDERINGER

Med ændringen af Undergrundsloven i 1995 blev VVM-direktivet implementeret offshore, idet der blev skabt en hjemmel til at gennemføre vurderinger af de miljømæssige konsekvenser (VVM procedure) for projekter på havområdet. Efter denne ændring af Undergrundsloven skal der forud for etablering af visse nærmere beskrevne projekter foretages en vurdering af de miljømæssige konsekvenser for omgivelserne, såfremt disse må antages at påvirke miljøet i væsentlig grad. Samtidig skal der træffes de nødvendige foranstaltninger til at sikre, at den, der søger et sådant anlæg etableret, giver de oplysninger, der er nødvendige, for at en vurdering kan foretages. Vurderingen skal gennemføres, inden der meddeles tilladelser og godkendelser efter Undergrundsloven. Der blev i forbindelse med lovændringen ikke udarbejdet generelle regler for gennemførelsen af VVM-proceduren.

I 1997 gennemgik direktivet visse ændringer, uden at disse berørte direktivets oprindelige hovedindhold. Ændringerne fremgår af direktiv 97/11/EF og skal implementeres i 1999. Der blev ved ændringen af Undergrundsloven i 1995 givet miljø- og energiministeren bemyndigelse til at fastsætte de nærmere regler om, hvilke projekter der er omfattet af loven, og om hvilke mindsteoplysninger og eventuelle undersøgelser, der er nødvendige for at en vurdering af de miljømæssige konsekvenser kan foretages. Ministeren kan endvidere fastsætte regler om underretning og høring af den berørte offentlighed og de berørte myndigheder og organisationer.

Ændringen af direktivet har allerede været anvendt i praksis på projekter i den danske del af Nordsøen, idet selskaberne bag udbygningen af felterne Siri og Syd Arne har udarbejdet VVM-redegørelser for de to udbygninger efter reglerne i det ændrede direktiv. Arbejdet med disse VVM-redegørelser er foregået i et nært samarbejde mellem energi- og miljømyndighederne og selskaberne, idet der blev dannet en følgegruppe med deltagelse af Energistyrelsen, Skov- og Naturstyrelsen og Miljøstyrelsen, som fulgte og rådgav selskaberne i arbejdet.

På samme måde blev der etableret en følgegruppe i forbindelse med Dansk Naturgas A/S's udarbejdelse af VVM-redegørelsen for gasledningen fra Syd Arne til den jyske vestkyst. Da anlægget af gasledningen fortsatte ind over landområdet, blev der endvidere samarbejdet med myndighederne i Ribe Amt.

I forbindelse med ændringen af Kontinentalsokkeloven i 1997 blev der ligeledes indsat en bestemmelse, som havde til hensigt at implementere VVM-direktivet, så projekter til anlæg af rørledninger til transport af kulbrinter over den danske kontinentalsokkel samt anlæg af rørledninger til transport af kulbrinter over soklen til Danmark kan VVM-vurderes.

På denne baggrund blev miljøkonsekvensen ved etablering af Europipe II vurderet, hvilket var den første VVM-vurdering af et transitrør over dansk kontinentalsokkel.

Den nye høringsprocedure

Proceduren i forbindelse med offentlig høring består i, at Energistyrelsen ved annoncering i tre landsdækkende aviser meddeler, at der er gennemført en VVM-vurdering for udbygningen af et konkret felt, og at VVM-redegørelsen i de kommende to måneder vil være tilgængelig for offentligheden på fem af landets største biblioteker. Herudover er det muligt at rekvirere det ikke tekniske resumé hos Energistyrelsen.

INTERNATIONALT SAMARBEJDE

Energistyrelsen har i 1998 som led i det internationale samarbejde om sikkerhed og sundhed på anlæg i Nordsøen afholdt kontaktmøder med de pågældende landes tilsynsmyndigheder.

Styrelsen har også deltaget i det internationale samarbejde i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) om sikkerhedsuddannelse og spørgsmål vedrørende mobile havanlæg.

I dette forum blev et pilotprojekt, der var startet i 1997, afsluttet. Pilotprojektet skulle afklare, om der er fordele ved, at myndighederne foretager fælles tilsyn med ejerne af mobile havanlæg og deres installationer. Resultatet af projektet, som var rettet mod boreentreprenøren Noble Drilling, der opererede i såvel Holland, UK, Norge som Danmark, faldt positivt ud, både set fra myndighedernes og industriens side. Som følge heraf besluttede NSOAF landene på NSOAF's årsmøde i april 1998 at igangsætte et nyt fælles tilsynsprojekt, denne gang med fokus på vedligeholdelsessystemer på boreplatforme. Dette projekt forventes afsluttet i sommeren 1999.

For så vidt angår sikkerhedsuddannelserne, tyder alt på, at der opnås gensidig anerkendelse i Nordsølandene af de enkelte landes grundlæggende sikkerhedsuddannelse. Inddraget heri er den internationale operatørforening E&P Forum og den internationale boreentreprenørforening IADC.

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

På miljøområdet har Energistyrelsen – i samarbejde med Miljøstyrelsen – blandt andet deltaget i Paris/Oslo Kommissionens Offshore Forum (GOP) og i kommissionens arbejdsgruppe om Sea-based Activities (SEBA).

RETTIGHEDSHAVERE I DANMARK

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

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

Tilladelse	7/86 (Amalie-delen)
Operatør	Danop, Amerada Hess er medoperatør
Dato for udstedelse	24. juni 1986 (2. runde)
Blok	5604/22, 26
Areal (km ²)	106,8

Rettighedshavere	Andel (%)
Amerada Hess Energi A/S	42,758
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	25,317
Denerco Oil A/S	20,731
LD Energi A/S	11,194

Tilladelse	7/86 (Lulita-delen)
Operatør	Danop, Statoil er medoperatør
Dato for udstedelse	24. juni 1986 (2. runde)
Blok	5604/22
Areal (km ²)	2,6

Rettighedshavere	Andel (%)
Statoil Efterforskning og Produktion A/S	37,642
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	27,184
Denerco Oil A/S	24,260
LD Energi A/S	10,914

Tilladelse	7/89
Operatør	Amerada Hess
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5504/2; 5604/25, 29, 30
Areal (km ²)	261,6

Rettighedshavere	Andel (%)
Amerada Hess A/S	65,690
Dansk Olie- og Gasproduktion 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
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5604/29, 30
Areal (km ²)	93,3

Rettighedshavere	Andel (%)
Amerada Hess A/S	57,479
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	34,375
Denerco Oil A/S	6,563
Danoil Exploration A/S	1,584

Tilladelse	8/89
Operatør	Danop, Amerada Hess er medoperatør
Dato for udstedelse	20. december 1989 (3. runde)
Blok	5603/32; 5604/29
Areal (km ²)	234,0

Rettighedshavere	Andel (%)
Amerada Hess A/S	63,263
Dansk Olie- og Gasproduktion 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, 31
Areal (km ²)	186,8

Rettighedshavere	Andel (%)
A.P. Møller	26,667
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV	26,667
Texaco Denmark Inc.	26,667
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000

Tilladelse	1/90	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Danop, Statoil er teknisk assistent	Statoil Efterforskning og Produktion A/S	37,642
Dato for udstedelse	3. juli 1990	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	27,184
Blok	5604/18	Denerco Oil A/S	24,260
Areal (km ²)	1,2	LD Energi A/S	10,914
Tilladelse	2/90	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Danop	Denerco Oil A/S	58,500
Dato for udstedelse	3. juli 1990	Amerada Hess Energi A/S	19,000
Blok	5604/23, 24	LD Energi A/S	12,500
Areal (km ²)	430,5	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	10,000
Tilladelse	3/90	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Mærsk Olie og Gas AS	Shell Olie- og Gasudvinding A/S	36,800
Dato for udstedelse	13. juli 1990	A.P. Møller	31,200
Blok	5603/28	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Areal (km ²)	29,6	Texaco Denmark Inc.	12,000
Tilladelse	1/95	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Amerada Hess, Danop er medoperatør	Amerada Hess A/S	40,000
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	Premier Oil BV	20,000
Blok	5503/2, 3; 5603/30, 31	Denerco Oil A/S	20,000
Areal (km ²)	187,8	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Tilladelse	2/95	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Danop, Amerada Hess er medoperatør	Amerada Hess A/S	63,263
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	23,624
Blok	5503/3, 4; 5603/31; 5604/29	Denerco Oil A/S	10,564
Areal (km ²)	331,1	Danoil Exploration A/S	2,549
Tilladelse	3/95	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Danop	Denerco Oil A/S	48,500
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktions A/S	20,000
Blok	5604/19, 20; 5605/21	Amerada Hess Energi A/S	19,000
Areal (km ²)	178,7	LD Energi A/S	12,500
Tilladelse	4/95	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Danop	Mobil Erdgas-Erdöl GmbH	27,500
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	RWE-DEA AG	20,000
Blok	5604/20; 5605/4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17; 5606/1, 5, 9	Enterprise Oil Denmark Ltd.	20,000
Areal (km ²)	2170,2	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
		EWE AG	12,500
Tilladelse	5/95	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Phillips	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	35,000
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	Amerada Hess Efterforskning A/S	20,000
Blok	5603/30, 31	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Areal (km ²)	233,2	Pelican A/S Danmark	15,000
		Denerco Oil A/S	5,000
		Premier Oil BV	5,000

Tilladelse		6/95
Operatør	Statoil, Danop er medoperatør	
Dato for udstedelse	15. maj 1995 (4. runde)	
Blok	5604/16, 20; 5605/13, 17	
Areal (km ²)		414,1

Rettighedshavere		Andel (%)
Statoil Efterforskning og Produktion A/S		40,000
Enterprise Oil Denmark Ltd.		20,000
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000
Phillips Petroleum Int. Corp. Denmark		12,500
Denerco Oil A/S		7,500

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

Rettighedshavere		Andel (%)
A.P. Møller		26,667
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV		26,667
Texaco Denmark Inc.		26,667
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000

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

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

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

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

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

Rettighedshavere		Andel (%)
Agip Denmark B.V.		80,000
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000

Tilladelse		2/97
Operatør	Amerada Hess	
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben dør)	
Blok	5606/27, 28, 30, 31, 32; 5506/2, 3, 4, 6, 7	
Areal (km ²)		1709,4

Rettighedshavere		Andel (%)
Amerada Hess A/S		30,000
Enterprise Oil Denmark Ltd.		30,000
Denerco Oil A/S		20,000
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000

Tilladelse		3/97
Operatør	Amerada Hess	
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben dør)	
Blok	5606/19, 22, 23, 26, 27	
Areal (km ²)		969,1

Rettighedshavere		Andel (%)
Amerada Hess A/S		48,000
Denerco Oil A/S		32,000
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000

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

Rettighedshavere		Andel (%)
A.P. Møller		40,000
Shell Olie- og Gasudvinding Danmark BV		40,000
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000

Tilladelse	5/97	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Odin Energi ApS	Odin Energi ApS	80,000
Dato for udstedelse	15. september 1997 (Åben dør)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Blok	5512/2; 5612/30		
Areal (km ²)	406,8		
Tilladelse	1/98	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	CLAM	CLAM Petroleum Danske B.V.	80,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Blok	5505/1, 5, 6		
Areal (km ²)	285,5		
Tilladelse	2/98	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	CLAM	CLAM Petroleum Danske B.V.	80,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Blok	5605/18, 19, 22, 23		
Areal (km ²)	231,9		
Tilladelse	3/98	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Marathon	Marathon Petroleum Denmark, Ltd	80,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Blok	5605/28; 5605/32		
Areal (km ²)	216,4		
Tilladelse	4/98	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Phillips	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	30,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Saga Petroleum Danmark AS	25,000
Blok	5604/26, 27, 30, 31; 5504/2, 3	Veba Oil Denmark GmbH	25,000
Areal (km ²)	604,4	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Tilladelse	5/98	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Phillips	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	30,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Saga Petroleum Danmark AS	25,000
Blok	5603/24, 28; 5604/21, 25	Veba Oil Denmark GmbH	25,000
Areal (km ²)	232,6	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Tilladelse	6/98	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Phillips	Phillips Petroleum International Corporation Denmark	30,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Saga Petroleum Danmark AS	25,000
Blok	5504/1, 2; 5604/29	Veba Oil Denmark GmbH	25,000
Areal (km ²)	213,8	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Tilladelse	7/98	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Enterprise, Danop er medoperatør	Enterprise Oil Denmark	60,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	Denerco Oil A/S	20,000
Blok	5505/1, 2, 3, 6, 7, 10	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Areal (km ²)	583,4		
Tilladelse	8/98	Rettighedshavere	Andel (%)
Operatør	Kerr-McGee	Kerr-McGee Denmark Ltd	40,000
Dato for udstedelse	15. juni 1998 (5. runde)	ARCO Denmark Limited	40,000
Blok	5605/18, 19	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S	20,000
Areal (km ²)	359,1		

Tilladelse		9/98	Rettighedshavere		Andel (%)
Operatør		Agip	Agip Denmark B.V.		80,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000
Blok		5604/28, 32; 5605/25, 29			
Areal (km ²)		721,2			
Tilladelse		10/98	Rettighedshavere		Andel (%)
Operatør		Agip	Agip Denmark B.V.		80,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000
Blok		5503/3, 7			
Areal (km ²)		169,5			
Tilladelse		11/98	Rettighedshavere		Andel (%)
Operatør		Amerada Hess	Amerada Hess A/S		42,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		25,000
Blok		5503/8; 5504/1, 2, 5, 6	Veba Oil Denmark GmbH		20,000
Areal (km ²)		352,8	Denerco Oil A/S		13,000
Tilladelse		12/98	Rettighedshavere		Andel (%)
Operatør		Amerada Hess	Amerada Hess A/S		50,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Denerco Oil A/S		30,000
Blok		5604/27, 28, 31, 32	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000
Areal (km ²)		276,2			
Tilladelse		13/98	Rettighedshavere		Andel (%)
Operatør		EDC (Europe) Ltd.	EDC (Denmark)		80,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000
Blok		5505/5, 9			
Areal (km ²)		328,0			
Tilladelse		14/98	Rettighedshavere		Andel (%)
Operatør		Mærsk Olie og Gas AS	A.P. Møller		26,667
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		26,667
Blok		5505/3,4; 5605/26, 27, 28, 30, 31, 32; 5606/25	Texaco Denmark Inc.		26,667
Areal (km ²)		1355,9	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000
Tilladelse		15/98	Rettighedshavere		Andel (%)
Operatør		Mærsk Olie og Gas AS	Shell Olie- og Gasudvinding Danmark B.V.		36,800
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	A.P. Møller		31,200
Blok		5604/25	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000
Areal (km ²)		70,5	Texaco Denmark Inc.		12,000
Tilladelse		16/98	Rettighedshavere		Andel (%)
Operatør		Danop	Denerco Oil A/S		55,000
Dato for udstedelse		15. juni 1998 (5. runde)	LD Energi A/S		25,000
Blok		5604/15, 18, 19, 20	Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000
Areal (km ²)		194,1			

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	

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

Tilladelse		1/99
Operatør	Agip	
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	

Rettighedshavere		Andel (%)
Agip Denmark B.V.		80,000
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000

Tilladelse		2/99
Operatør	Gustavson	
Dato for udstedelse	20. marts 1999 (Åben dør)	
Blok	5707/16,19,20,22,23,24,26,27,30,31	
Areal (km ²)	1329,3	

Rettighedshavere		Andel (%)
Gustavson Associates		80,000
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000

Tilladelse		3/99
Operatør	Anschutz	
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	

Rettighedshavere		Andel (%)
Anschutz Overseas Corporation		80,000
Dansk Olie- og Gasproduktion A/S		20,000

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

FORUNDERSØGELSER 1998

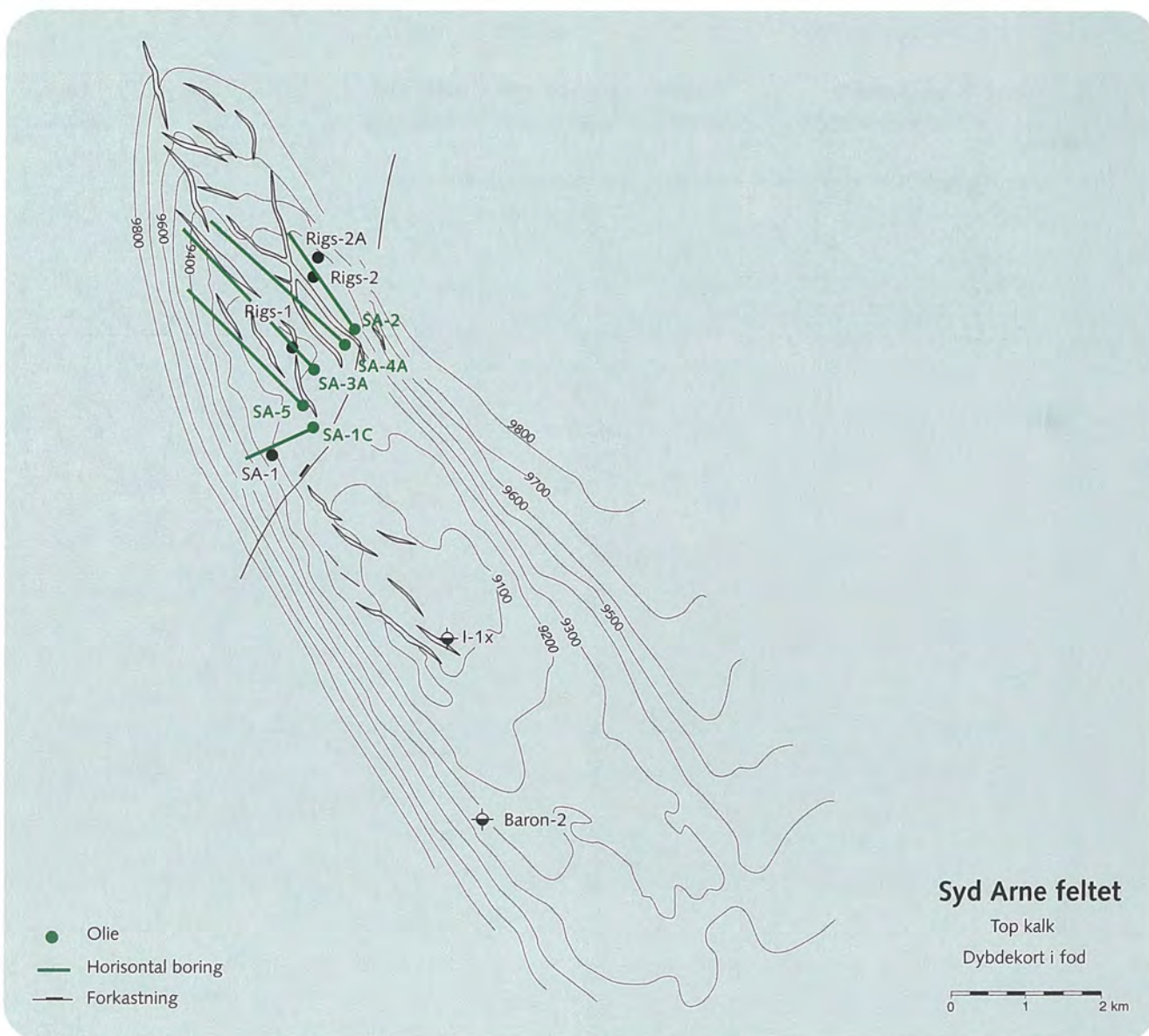
Undersøgelse Tilladelse	Operatør Kontraktør	Type	Påbegyndt Afsluttet	Område Blok nr.	Indsamlet i 1998
HG97 4/97	Mærsk Olie og Gas AS Fugro-Geoteam A/S	Offshore 2D	16-11-1997 17-04-1998	HG 5506, 5507, 5606, 5607	2.505 km
RE98 14/98	Mærsk Olie og Gas AS Schlumb. Geco-Prakla	Offshore 2D	27-07-1998 09-10-1998	RFH 5504, 5505, 5506, 5604, 5605, 5606	3.686 km
AH98 12/98	Amerada Hess A/S Fugro-Geoteam A/S	Offshore 2D	07-09-1998 23-09-1998	CG, RFH 5504, 5604	980 km
G98 Spec.	TGS Nopec TGS Nopec	Offshore 2D	01-11-1998 18-11-1998	RFH 5506	14 km
DN9801 7/86	Danop i-s Schlumb. Geco-Prakla	Offshore 3D	17-07-1998 13-08-1998	CG 5604	184 km ²
AG9801 1/97	Norsk Agip A/S Fugro-Geoteam A/S	Offshore 2D/3D	13-09-1998 26-11-1998	RFH, NDB 5605, 5606	81 km +347 km ²

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

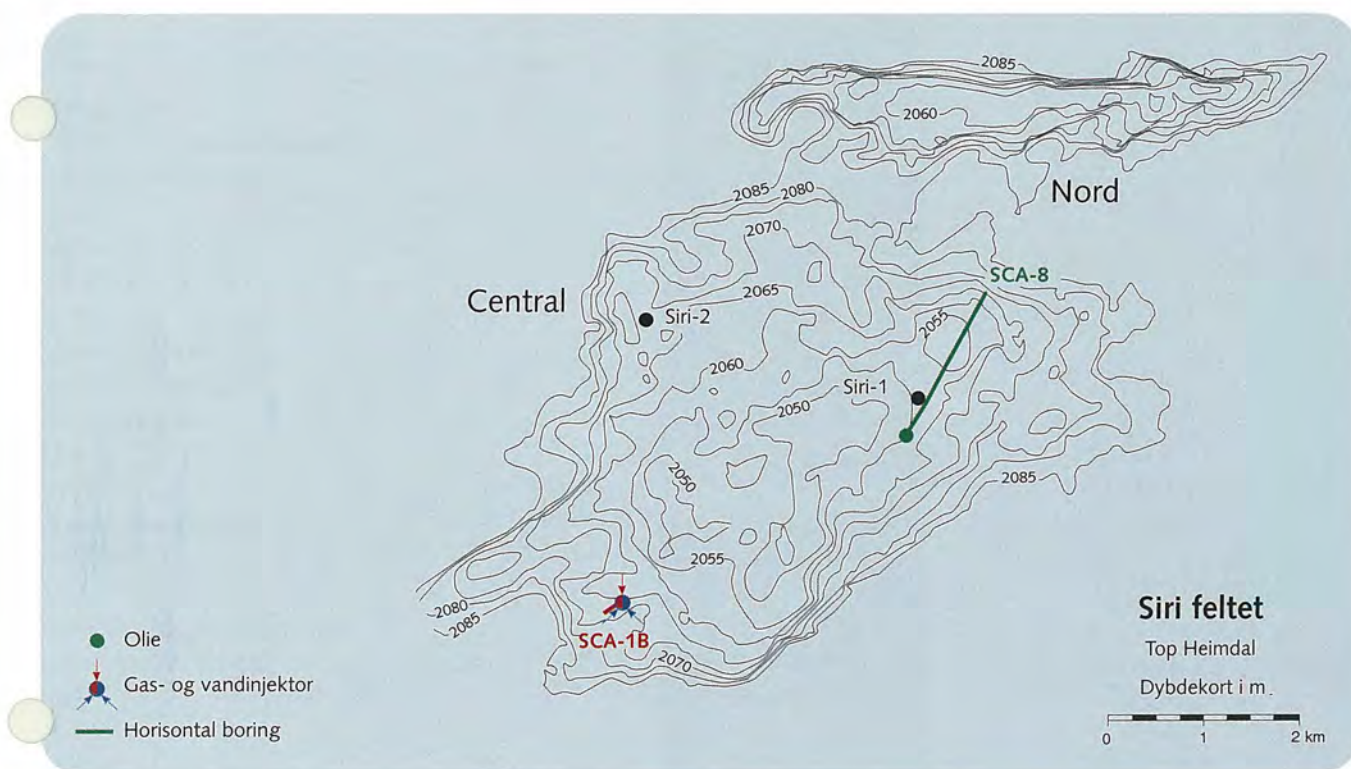
NYE FELTER

Nye felter under udbygning

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



Felt navn	Siri
Beliggenhed:	Blok 5604/20
Tilladelse:	6/95
Operatør:	Statoil, Danop er medoperatør
Fundet år:	1995
I drift:	marts 1999
Vanddybde:	60 m
Reservoirdybde:	2.060 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Palæocen
Kulbrintetype:	Olie



Kommende feltudbygninger

Felt navn	Adda
Beliggenhed:	Blok 5504/8
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift:	2001
Vanddybde:	38 m
Reservoirdybde:	Hhv. 2.200 m og 2.300 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Øvre og Nedre Kridt
Kulbrintetype:	Olie/gas

Felt navn	Igor
Beliggenhed:	Blok 5505/13
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
Indvindingsplan godkendt:	1990
I drift:	2001
Vanddybde:	50 m
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Kulbrintetype:	Gas
Felt navn	Elly
Beliggenhed:	Blok 5504/6
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift:	2001
Vanddybde:	40 m
Reservoirdybde:	Hhv. 3.200 m og 4.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og sandsten
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Jura
Kulbrintetype:	Gas
Felt navn	Freja (tidligere Gert)
Beliggenhed:	Blok 5603/27 og 28
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1984
Vanddybde:	70 m
Reservoirdybde:	4.900 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Øvre Jura
Kulbrintetype:	Olie
Felt navn	Alma
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen af 8. juli 1962
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1990
Indvindingsplan godkendt:	1995
I drift:	2003
Vanddybde:	43 m
Reservoirdybde:	3.600 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Jura
Kulbrintetype:	Gas

PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER 1972-1998

Dansk olieproduktion, 1972-1998, mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Harald	Lulita	I alt
1972-80*	2,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,68
1981	0,34	0,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,88
1982	0,31	1,64	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,97
1983	0,27	1,84	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,52
1984	0,36	1,62	0,65	0,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,71
1985	0,45	1,80	0,85	0,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,46
1986	0,47	1,72	1,07	0,57	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	4,29
1987	1,23	1,50	1,21	0,84	0,63	-	-	-	-	-	-	-	-	5,42
1988	1,50	1,35	1,37	0,95	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	5,57
1989	1,47	1,35	2,21	1,05	0,39	-	-	-	-	-	-	-	-	6,48
1990	1,58	1,44	2,63	1,08	0,27	-	-	-	-	-	-	-	-	7,00
1991	1,72	1,50	2,73	1,39	0,29	0,14	0,47	-	-	-	-	-	-	8,26
1992	2,70	1,66	2,28	1,67	0,30	0,21	0,31	-	-	-	-	-	-	9,12
1993	3,26	1,89	2,10	1,64	0,18	0,39	0,07	0,15	0,05	-	-	-	-	9,72
1994	3,50	2,42	1,72	1,75	0,09	0,49	0,03	0,43	0,30	-	-	-	-	10,73
1995	3,71	2,49	1,98	1,63	0,22	0,47	0,03	0,09	0,17	0,00	0,00	-	-	10,79
1996	3,80	2,88	2,02	1,45	0,22	0,34	0,02	0,04	0,16	0,32	0,84	0,00	-	12,09
1997	3,86	3,05	2,01	1,26	0,10	0,31	0,02	0,03	0,16	0,43	1,36	0,79	-	13,37
1998	4,77	2,86	1,90	0,93	0,09	0,31	0,01	0,04	0,10	0,33	0,64	1,70	0,15	13,83
I alt	38,00	33,55	27,17	16,63	3,65	2,67	0,97	0,77	0,94	1,08	2,83	2,49	0,15	130,86

* Den årlige produktion fra 1972-1980 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk
Lulita feltets produktion fordeles mellem DUC og Statoil-gruppen jf. bilag E. Alle øvrige felter tilhører DUC.

Månedlig olieproduktion i 1998, 1.000 m³

Felt	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec	1998
Dan	385	346	397	388	404	410	406	405	396	406	404	420	4.768
Gorm	241	218	238	229	224	205	211	229	248	270	274	278	2.865
Skjold	158	175	180	172	159	152	164	144	123	136	183	150	1.896
Tyra	97	77	89	84	72	71	62	61	65	82	83	90	931
Rolf	8	8	8	8	8	8	7	7	7	8	7	6	92
Kraka	21	10	16	8	37	30	30	28	30	34	34	36	314
Dagmar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
Regnar	4	4	1	4	4	4	4	3	3	3	3	3	43
Valdemar	8	6	9	8	8	8	8	8	8	7	7	8	95
Roar	36	24	27	28	14	24	22	26	29	33	31	34	327
Svend	104	61	62	48	45	38	45	49	42	48	49	44	635
Harald	161	151	157	127	142	131	144	137	148	139	125	110	1.703
Lulita	-	-	-	-	-	14	15	16	21	28	26	26	145
I alt	1.224	1.082	1.184	1.137	1.119	1.097	1.118	1.115	1.120	1.194	1.227	1.208	13.826

Lulita feltets produktion fordeles mellem DUC og Statoil-gruppen jf. bilag E. Alle øvrige felter tilhører DUC.
Den aktuelle månedsproduktion er på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Dansk nettogasproduktion*, 1972-1998, mia. Nm³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Harald	Lulita	I alt
1972-80**	0,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,78
1981	0,08	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,16
1982	0,08	0,05	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,36
1983	0,08	0,03	0,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,54
1984	0,13	-0,04	0,06	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,96
1985	0,21	-0,09	0,07	1,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,04
1986	0,24	0,11	0,10	1,63	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	2,77
1987	0,44	0,02	0,10	2,02	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	4,10
1988	0,60	0,12	0,11	1,77	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	5,07
1989	0,71	0,00	0,19	2,11	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	5,32
1990	0,80	0,03	0,22	2,02	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	5,14
1991	0,88	0,11	0,23	2,61	0,01	0,06	0,07	-	-	-	-	-	-	5,76
1992	1,06	0,13	0,21	2,57	0,01	0,09	0,05	-	-	-	-	-	-	6,20
1993	1,34	0,36	0,19	2,40	0,01	0,13	0,01	0,01	0,03	-	-	-	-	6,34
1994	1,26	0,85	0,19	2,28	0,00	0,12	0,01	0,03	0,10	-	-	-	-	6,27
1995	1,33	0,73	0,19	2,71	0,01	0,13	0,01	0,01	0,05	0,00	0,00	-	-	6,32
1996	1,25	0,65	0,16	2,62	0,01	0,09	0,00	0,00	0,06	1,33	0,08	0,00	-	7,51
1997	1,12	0,55	0,19	2,45	0,00	0,08	0,00	0,00	0,09	1,96	0,15	1,09	-	9,53
1998	1,34	0,61	0,15	0,73	0,00	0,11	0,00	0,00	0,05	1,46	0,08	2,74	0,07	10,28
I alt	13,72	4,26	2,40	29,29	0,15	0,80	0,15	0,05	0,38	4,75	0,32	3,83	0,07	60,10

*Injiceret gas er fratrukket.

**Den årlige produktion fra 1972-1980 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Lulita feltets produktion fordeles mellem DUC og Statoil-gruppen jf. bilag E. Alle øvrige felter tilhører DUC.

Leverance af naturgas fra danske felter 1984-1998, mia. Nm³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Harald	Lulita	I alt
1984	0,01	0,02	<0,01	0,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,22
1985	0,05	<0,01	<0,01	1,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,06
1986	0,21	0,12	0,01	1,46	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	1,80
1987	0,38	0,02	<0,01	1,90	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	2,30
1988	0,53	0,10	0,01	1,63	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	2,27
1989	0,64	0,06	0,01	1,98	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	2,69
1990	0,74	0,10	0,03	1,89	<0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	2,75
1991	0,77	0,17	0,05	2,48	<0,01	0,05	-	-	-	-	-	-	-	3,51
1992	0,93	0,15	0,04	2,43	<0,01	0,08	-	-	-	-	-	-	-	3,63
1993	1,23	0,30	0,08	2,26	<0,01	0,12	-	0,01	0,02	-	-	-	-	4,01
1994	1,13	0,72	0,15	2,15	<0,01	0,10	-	0,02	0,06	-	-	-	-	4,33
1995	1,21	0,60	0,15	2,57	0,01	0,12	-	0,01	0,04	-	-	-	-	4,70
1996	1,12	0,49	0,12	2,48	0,01	0,09	-	<0,01	0,05	1,26	0,08	-	-	5,71
1997	0,98	0,37	0,13	2,32	<0,01	0,07	-	<0,01	0,08	1,86	0,14	1,01	-	6,96
1998	1,17	0,43	0,10	0,65	<0,01	0,09	-	<0,01	0,05	1,29	0,07	2,71	0,07	6,63
I alt	11,1	3,63	0,87	27,4	0,03	0,71	-	0,09	0,30	4,41	0,29	3,72	0,07	52,26

Produktion af vand fra danske felter 1972-1998, mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	Tyra	Rolf	Kraka	Dagmar	Regnar	Valdemar	Roar	Svend	Harald	Lulita	I alt
1972-80	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12
1981	0,02	0,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12
1982	0,02	0,20	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,22
1983	0,02	0,31	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,33
1984	0,02	0,32	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34
1985	0,03	0,38	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,41
1986	0,04	0,48	0,00	0,06	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58
1987	0,07	0,50	0,00	0,16	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	0,80
1988	0,10	0,54	0,00	0,12	0,13	-	-	-	-	-	-	-	-	0,89
1989	0,12	0,49	0,01	0,18	0,22	-	-	-	-	-	-	-	-	1,02
1990	0,16	0,52	0,00	0,25	0,25	-	-	-	-	-	-	-	-	1,17
1991	0,28	0,52	0,02	0,39	0,20	0,05	0,02	-	-	-	-	-	-	1,47
1992	0,51	0,58	0,34	0,67	0,35	0,13	0,21	-	-	-	-	-	-	2,79
1993	0,78	0,56	0,82	1,00	0,26	0,20	0,39	0,00	0,00	-	-	-	-	4,02
1994	1,12	0,82	0,89	1,29	0,16	0,19	0,37	0,24	0,02	-	-	-	-	5,10
1995	1,27	0,95	1,34	1,75	0,44	0,25	0,46	0,40	0,02	0,00	0,00	-	-	6,88
1996	1,54	1,92	2,68	2,16	0,49	0,27	0,51	0,30	0,03	0,01	0,00	0,00	-	9,92
1997	1,85	2,91	3,63	2,22	0,39	0,29	0,41	0,16	0,06	0,10	0,06	0,00	-	12,07
1998	2,98	3,18	3,94	2,07	0,41	0,35	0,34	0,41	0,05	0,15	0,27	0,00	0,00	14,16
I alt	11,05	15,27	13,67	12,34	3,36	1,72	2,71	1,51	0,19	0,26	0,34	0,00	0,00	62,42

Årlig vandinjektion, mio. m³

År	Dan	Gorm	Skjold	I alt
1986	-	-	0,63	0,63
1987	-	-	1,04	1,04
1988	-	-	1,38	1,38
1989	0,08	0,36	2,90	3,34
1990	0,18	0,89	3,38	4,45
1991	0,18	1,01	3,24	4,43
1992	0,86	1,60	2,79	5,25
1993	1,53	2,14	2,84	6,51
1994	3,81	4,61	3,51	11,93
1995	5,88	5,75	3,99	15,62
1996	8,24	8,11	5,71	22,07
1997	8,65	8,64	6,32	23,62
1998	11,56	8,38	6,29	26,23
I alt	40,99	41,50	44,01	126,50

Årlig gasinjektion, mia. Nm³

År	Gorm	Tyra	I alt
1981	0,03	-	0,03
1982	0,22	-	0,22
1983	0,40	-	0,40
1984	0,55	-	0,55
1985	0,73	-	0,73
1986	0,67	-	0,67
1987	0,86	0,63	1,50
1988	0,86	1,59	2,45
1989	0,89	1,41	2,30
1990	0,78	1,28	2,06
1991	0,74	1,07	1,80
1992	0,71	1,37	2,08
1993	0,42	1,45	1,87
1994	0,07	1,37	1,44
1995	0,03	1,13	1,16
1996	0,03	1,22	1,25
1997	0,06	1,78	1,84
1998	0,02	2,91	2,93
I alt	8,06	17,21	25,28

FELTER I PRODUKTION

DAN CENTRET

Felt navn	Dan
Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972
Produktionsbrønde:	52 (heraf 46 vandrette)
Vandinjektionsbrønde:	39 (heraf 21 vandrette)
Vanddybde:	40 m
Areal:	20 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.99:	
Olie:	64,6 mio. m ³
Gas:	10,3 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.99:	
Olie:	38,00 mio. m ³
Gas:	13,72 mia.
Nm ³ Vand:	11,05 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.99:	
Vand:	40,99 mio. m ³
Produktion i 98:	
Olie:	4,77 mio. m ³
Gas:	1,34 mia. Nm ³
Vand:	2,98 mio. m ³
Injektion i 98:	
Vand:	11,56 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99:	
98-priser:	18,1 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

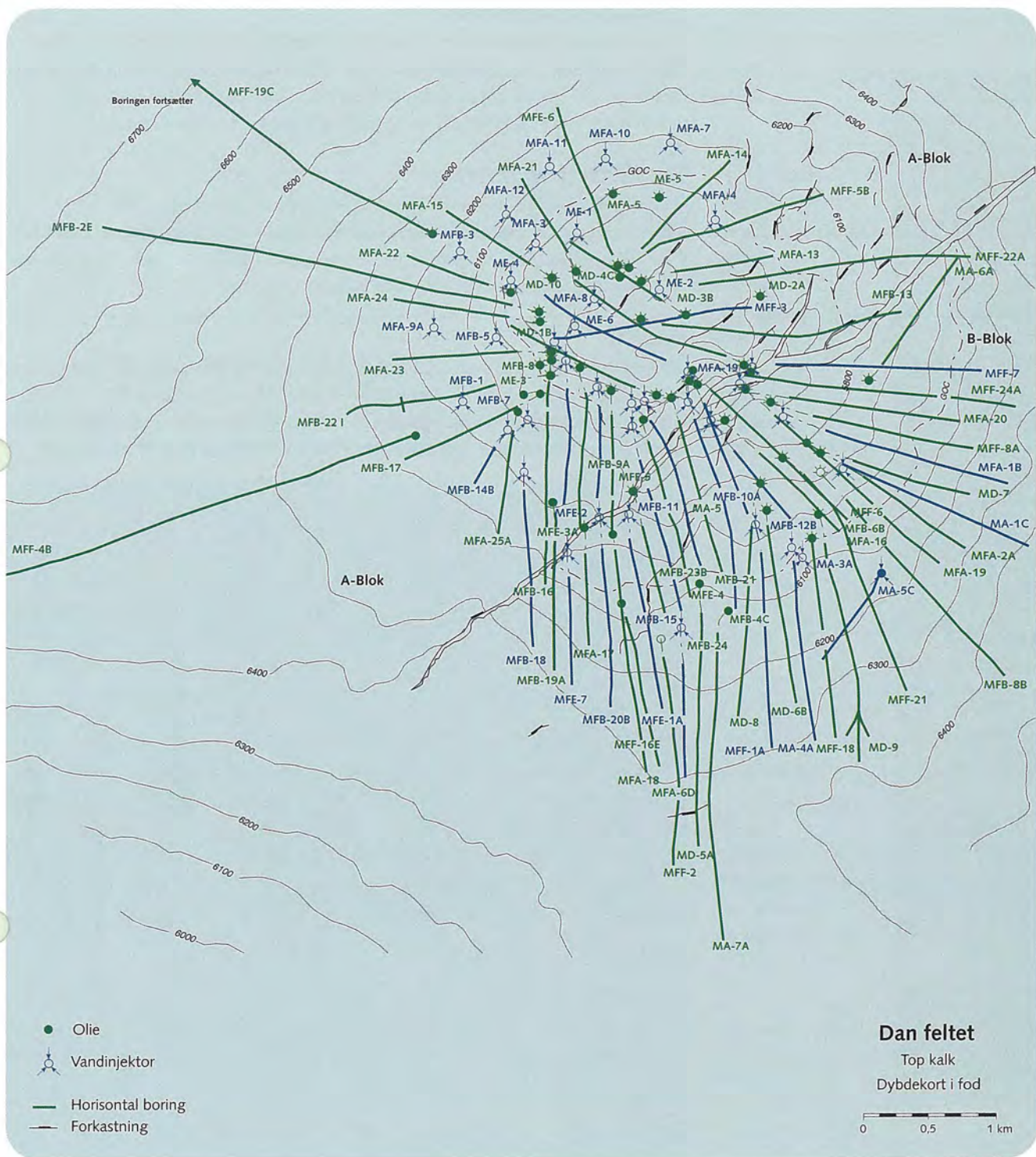
Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand. Vandinjektion blev indledt i 1989. Den seneste udbygningsplan fra 1995 indebærer blandt andet etablering af højrateinjektion. Det høje tryk, som anvendes ved injektion, bevirker, at vandet sprækker kalken op og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

ANLÆG

Dan feltet er udbygget med seks indvindingsplatforme DA, DD, DE, DFA, DFB og DFE, to behandlings- og indkvarteringsplatforme DB og DFC, to afbrændingsplatforme DC og DFD samt en kombineret indvindings- og behandlingsplatform DFF. På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar. På procesanlægget på DFC samt på det nye anlæg på DFF behandles produktionen fra Dan, Kraka og Regnar. Procesanlæggene indeholder stabiliseringsanlæg for olie samt gastørings- og gaskomprimeringsanlæg.

Vandinjektionskapaciteten på Dan udgør godt 20 mio. m³ pr. år. (360.000 tønder pr. dag). Olien sendes efter færdigbehandling til Gorm E og videre til land. Gassen forbehandles og sendes til Tyra Øst for endelig behandling.

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



DAN CENTRET

Felt navn	Kraka
Tidligere navn:	Anne
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1966
I drift år:	1991
Produktionsbrønde:	7 (alle vandrette)
Vanddybde:	45 m
Areal:	20 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.99:	
Olie:	1,8 mio. m ³
Gas:	0,8 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.99:	
Olie:	2,67 mio.m ³
Gas:	0,80 mia.Nm ³
Vand:	1,72 mio.m ³
Produktion i 98:	
Olie:	0,31 mio. m ³
Gas:	0,11 mia. Nm ³
Vand:	0,35 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99:	
98-priser:	1,2 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

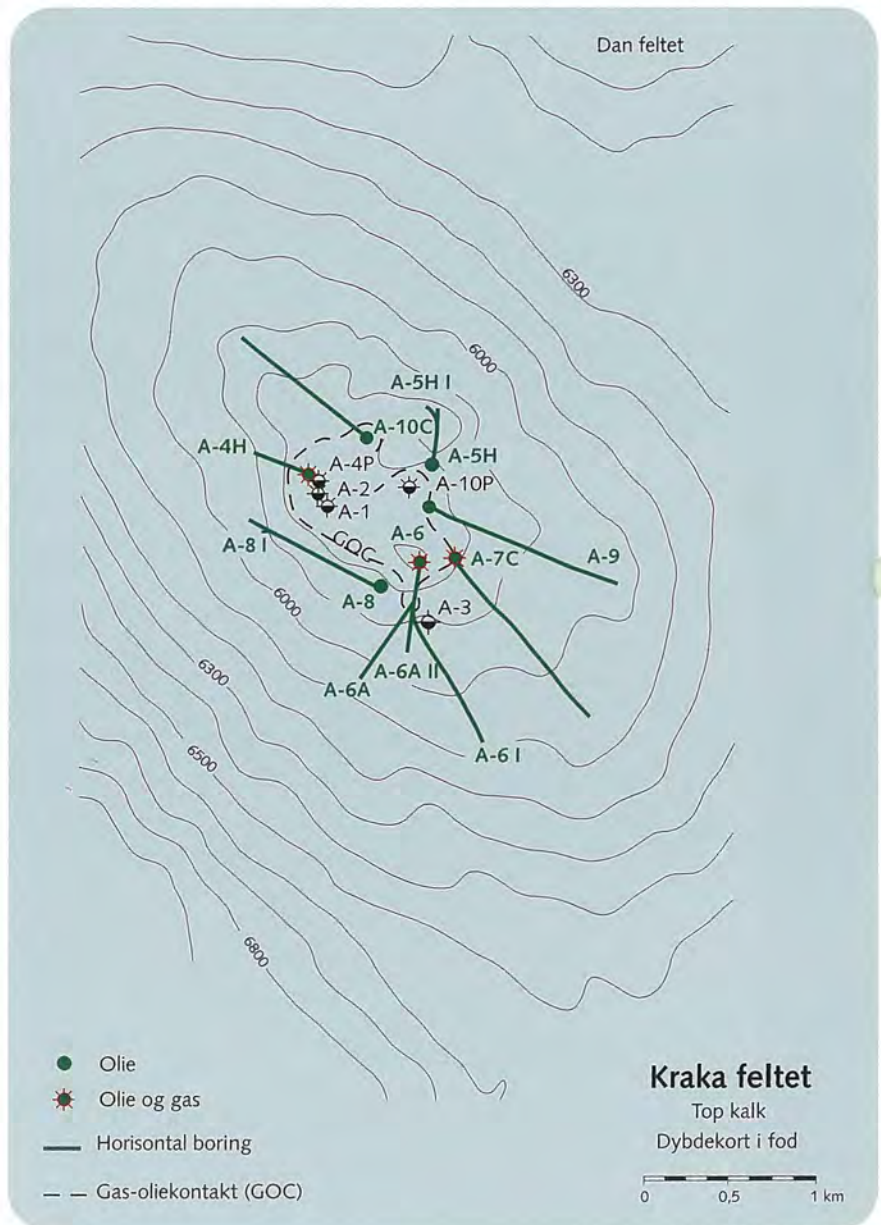
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezonen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen med plads til syv brønde. Produktionen sendes til Dan FC platformen til behandling og videre transport. I april 1998 blev anvendelse af løftegas på Kraka feltets brønde taget i brug. Gassen bliver importeret fra Dan FF platformen.



DAN CENTRET

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

Reserver pr. 1.1.99:

Olie:	0,1 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.99:

Olie:	0,77 mio. m ³
Gas:	0,05 mia. Nm ³
Vand:	1,51 mio. m ³

Produktion i 98:

Olie:	0,04 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,41 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.99:

98-priser:	0,2 mia. kr.
------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

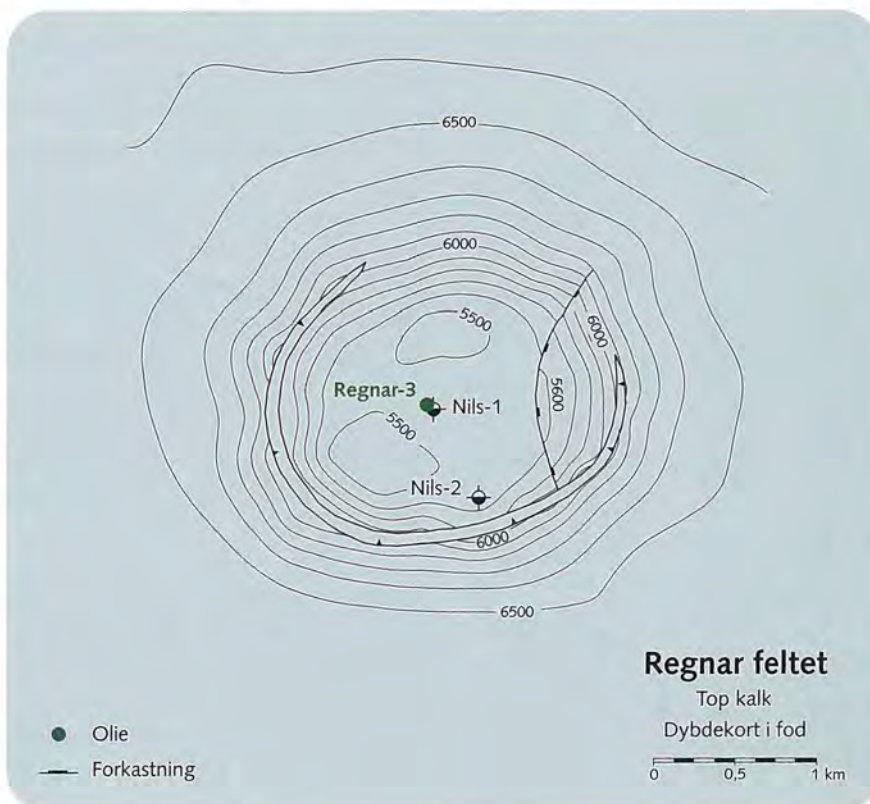
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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

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



GORM CENTRET

Feltnavn	Gorm
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15 og 16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1981
Produktionsbrønde:	32 (heraf 10 vandrette)
Gasinjek.brønde:	2
Vandinjek.brønde:	14 (heraf 9 vandrette)
Vanddybde:	39 m
Areal:	12 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.99:	
Olie:	15,3 mio. m ³
Gas:	2,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.99:	
Olie:	33,55 mio. m ³
Nettogas:	4,26 mia. Nm ³
Vand:	15,27 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.99:	
Gas:	8,06 mia. Nm ³
Vand:	41,50 mio. m ³
Produktion i 98:	
Olie:	2,86 mio. m ³
Nettogas:	0,61 mia. Nm ³
Vand:	3,18 mio. m ³
Injektion i 98:	
Gas:	0,02 mia. Nm ³
Vand:	8,38 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99:	
98-priser:	9,5 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

Gorm feltet er udbygget med to indvindingsplatforme Gorm A og B, en behandlings- og beboelsesplatform Gorm C, en afbrændingsplatform Gorm D, en stigrørs- og pumpeplatform Gorm E (ejet af Dansk Olierør A/S) samt en kombineret indvindings-, behandlings- og pumpeplatform Gorm F.

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

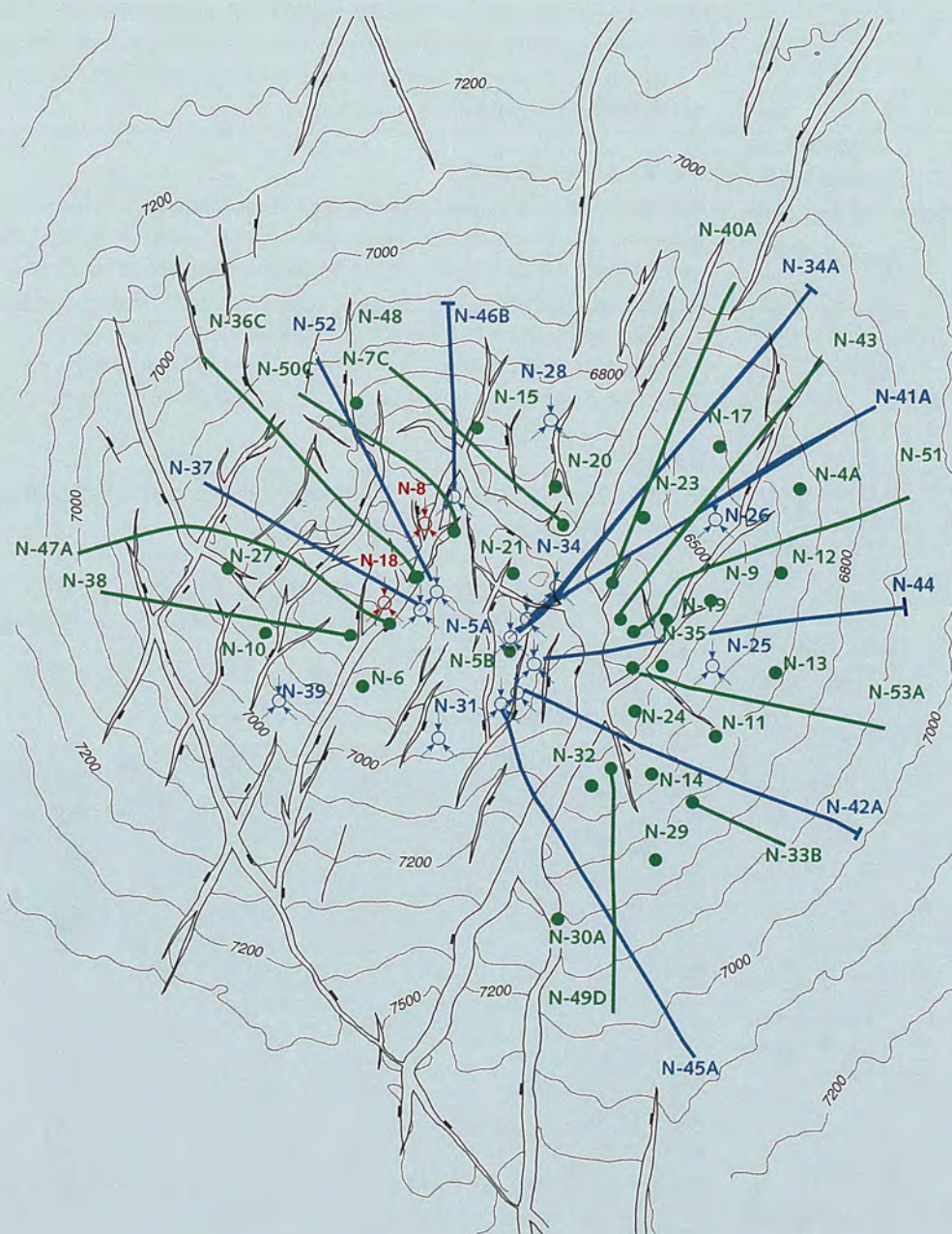
Procesanlægget på Gorm C består af et stabiliseringsanlæg for olie, hvor olien fra Rolf behandles samt et anlæg for behandling af gas og til rensning af produceret vand. Der er endvidere anlæg for behandling og kompression af den producerede gas.

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

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

Vandinjektionskapaciteten på Gorm Centret er godt 17 mio. m³ pr. år (300.000 tønder pr. dag).

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

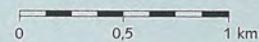


- Olie
- Vandinjektor
- Gasinjektor
- Horizontal boring
- ⊥ Top kalk, anboret nedefra
- Forkastning

Gorm feltet

Top kalk

Dybdekort i fod



GORM CENTRET

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

Reserver pr. 1.1.99:

Olie:	15,3 mio. m ³
Gas:	1,3 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.99:

Olie:	27,17 mio. m ³
Gas:	2,40 mia. Nm ³
Vand:	13,67 mio. m ³

Akk. injektion
pr. 1.1.99:

Vand:	44,01 mio. m ³
-------	---------------------------

Produktion i 98:

Olie:	1,90 mio. m ³
Gas:	0,15 mia. Nm ³
Vand:	3,94 mio. m ³

Injektion i 98:

Vand:	6,29 mio. m ³
-------	--------------------------

Akk. investeringer
pr. 1.1.99:

98-priser:	3,6 mia. kr.
------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

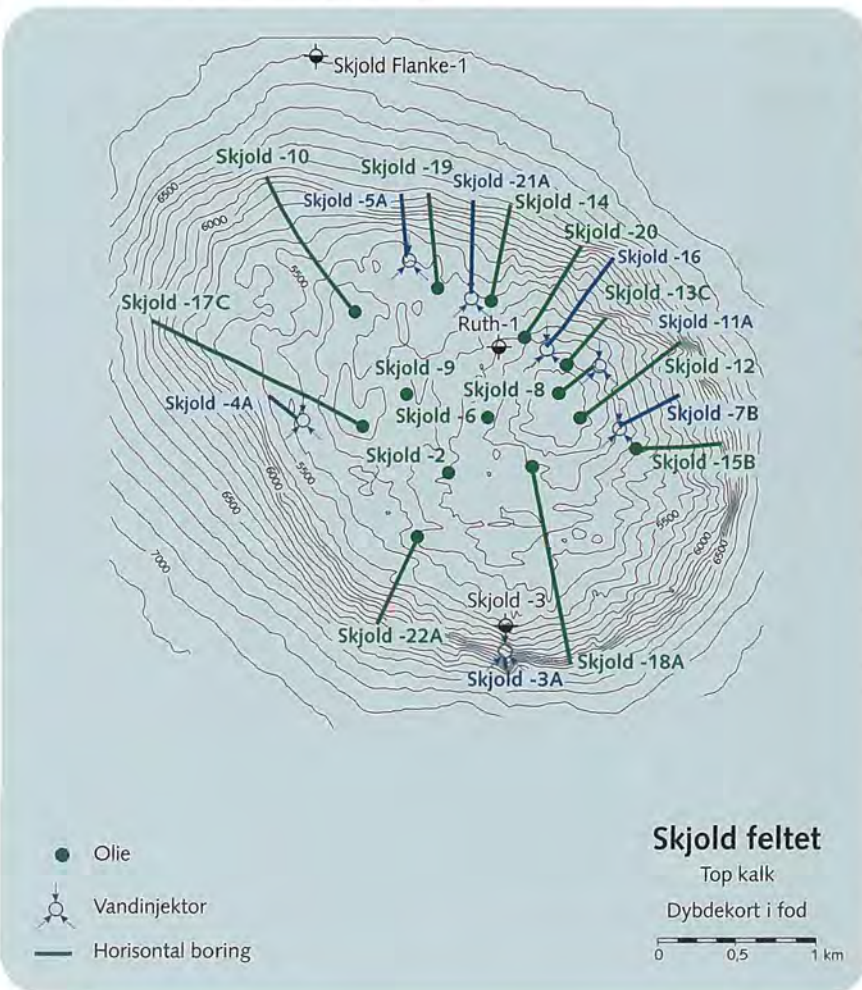
I de første år efter produktionsstart blev olien produceret fra enkelte brønde udgående til toppen af reservoirets centrale del. I 1986 indledtes vandinjektion i reservoiret. I dag produceres olien fra Skjold overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker. Produktions- og injektionsbrønde er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

ANLÆG

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

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

På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.



GORM CENTRET

Felt navn	Rolf
Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14 og 15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1981
I drift år:	1986
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	8 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.99:	
Olie:	0,6 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.1999:	
Olie:	3,65 mio. m ³
Gas:	0,15 mia. Nm ³
Vand:	3,36 mio. m ³
Produktion i 98:	
Olie:	0,09 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,41 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99:	
98-priser:	0,9 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

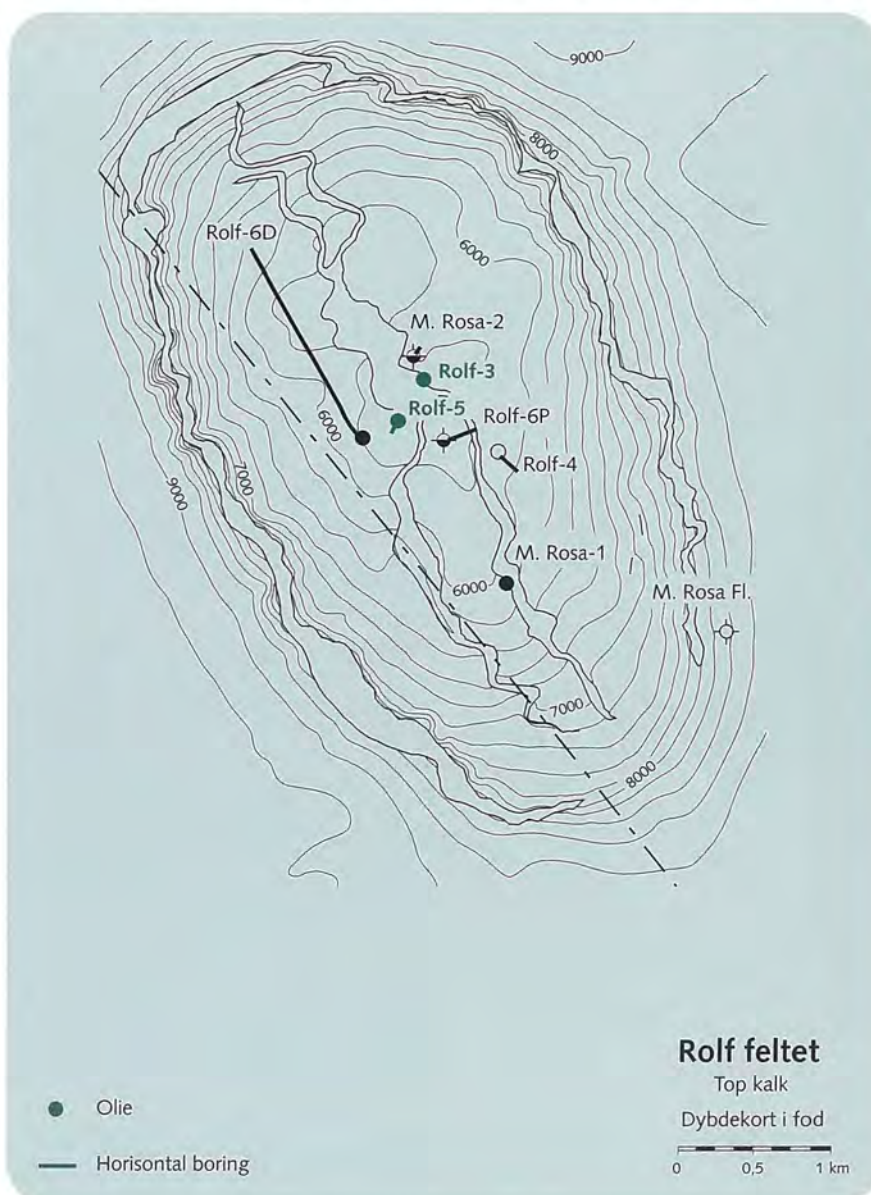
PRODUKTIONSSTRATEGI

Rolf produceres via to brønde placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod de producerende brønde af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Den naturlige vandindstrømning fra vandzonen tilsvare volumemæssigt 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 løftegas fra Gorm.



GORM CENTRET

Feltnavn	Dagmar
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1983
I drift år:	1991
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	9 km ²
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.99:	
Olie:	0,1 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.99:	
Olie:	0,97 mio. m ³
Gas:	0,15 mia. Nm ³
Vand:	2,71 mio. m ³
Produktion i 98:	
Olie:	0,01 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,34 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99:	
98-priser:	0,4 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

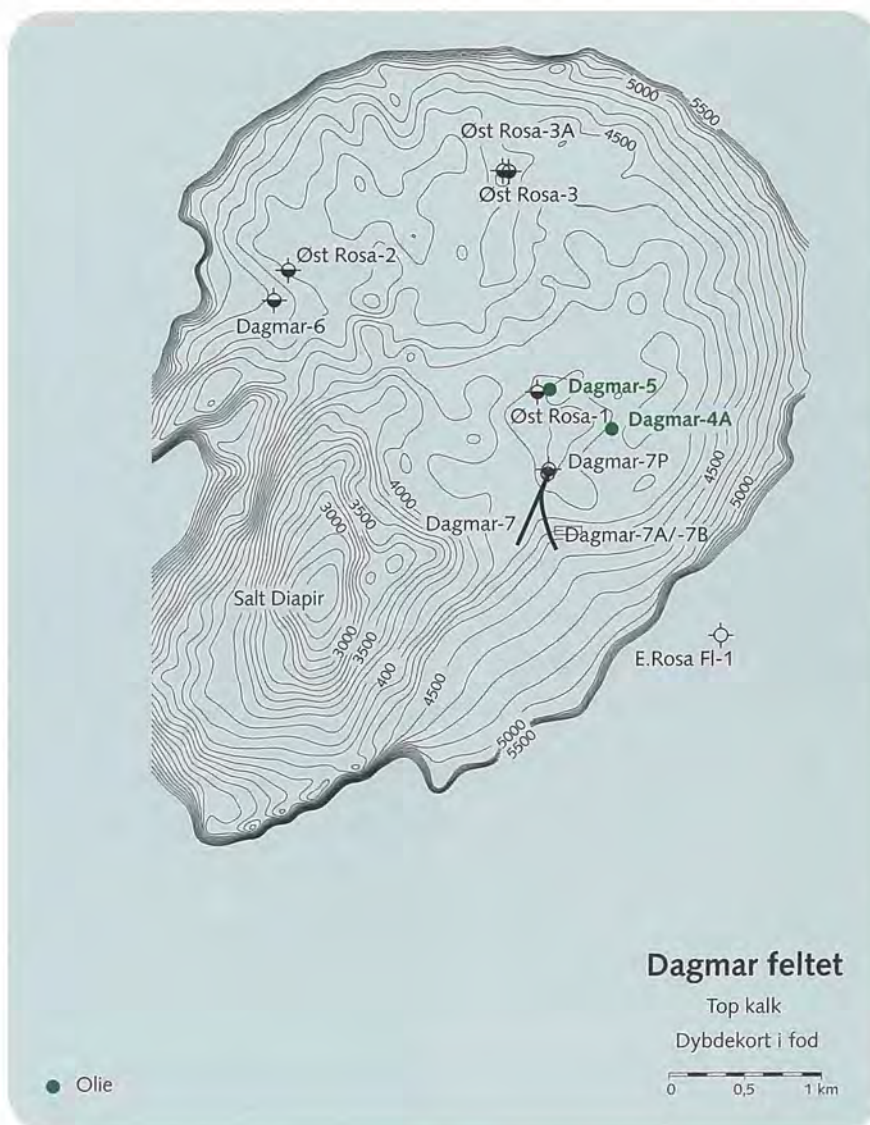
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, der ligger tættest på overfladen. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være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



TYRA CENTRET

Feltnavn	Tyra
Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11 og 12
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1984
Produktionsbrønde:	38 (heraf 22 vandrette)
Produktions-/ Injektionsbrønde:	20
Vanddybde:	37-40 m
Yreal:	90 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.99:	
Olie og kondensat:	5,6 mio. m ³
Gas:	46,9 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.99:	
Olie og kondensat:	16,65 mio. m ³
Nettogas:	29,29 mia. Nm ³
Vand:	12,34 mia. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.99:	
Gas:	17,21 mia. Nm ³
Produktion i 98:	
Olie og kondensat:	0,93 mio. m ³
Nettogas:	0,73 mia. Nm ³
Vand:	2,07 mio. m ³
Injektion i 98:	
Gas:	2,91 mia. Nm ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99	
98-priser:	20,3 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

En markant permeabilitetsbarriere adskiller over en stor del af reservoiret kalklagene af Danien og Øvre Kridt alder. Reservoiret er kun svagt opsprækket.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

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

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

ANLÆG

Tyra feltet er udbygget med to platformskomplekser, Tyra Vest (TW) og Tyra Øst (TE). Tyra Vest består af to indvindingsplatforme TWB og TWC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TWA, en afbrændingsplatform TWD samt et bromodul placeret ved TWB og understøttet af en firebenet jacket TWE. På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af olie- og kondensatproduktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret anlæg til injektion og/eller eksport af gas samt behandlingsanlæg for produceret vand. Olie og kondensat sendes til færdigbehandling på Tyra Øst.

På Tyra Vest er der kompressorkapacitet til injektion af op til godt 21 mio. Nm³ gas pr. dag i Tyra feltet. Injektionen sker både fra Tyra Øst og Vest. Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR jacket TEF.

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

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

Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra Centret ilandføres via Gorm E, mens gasproduktionen sammen med produktionen fra centrene Dan, Gorm og Harald ilandføres fra TEE. På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer, mens der på Tyra Vest er indkvartering til 80 personer.



TYRA CENTRET

Feltnavn	Valdemar
Tidligere navne:	Bo/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo) 1985 (Nord Jens)
I drift år:	1993 (Nord Jens)
Produktionsbrønde:	4 (alle vandrette)
Vanddybde:	38 m
Areal:	15 km ² (Øvre Kridt) 15 km ² (Nedre Kridt)
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt
Reserver pr. 1.1.99:	
Olie:	0,8 mio. m ³
Gas:	0,6 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.99:	
Olie:	0,94 mio. m ³
Gas:	0,38 mia. Nm ³
Vand:	0,19 mio. m ³
Produktion i 98:	
Olie:	0,10 mio. m ³
Gas:	0,05 mia. Nm ³
Vand:	0,05 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99:	
98-priser:	1,1 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

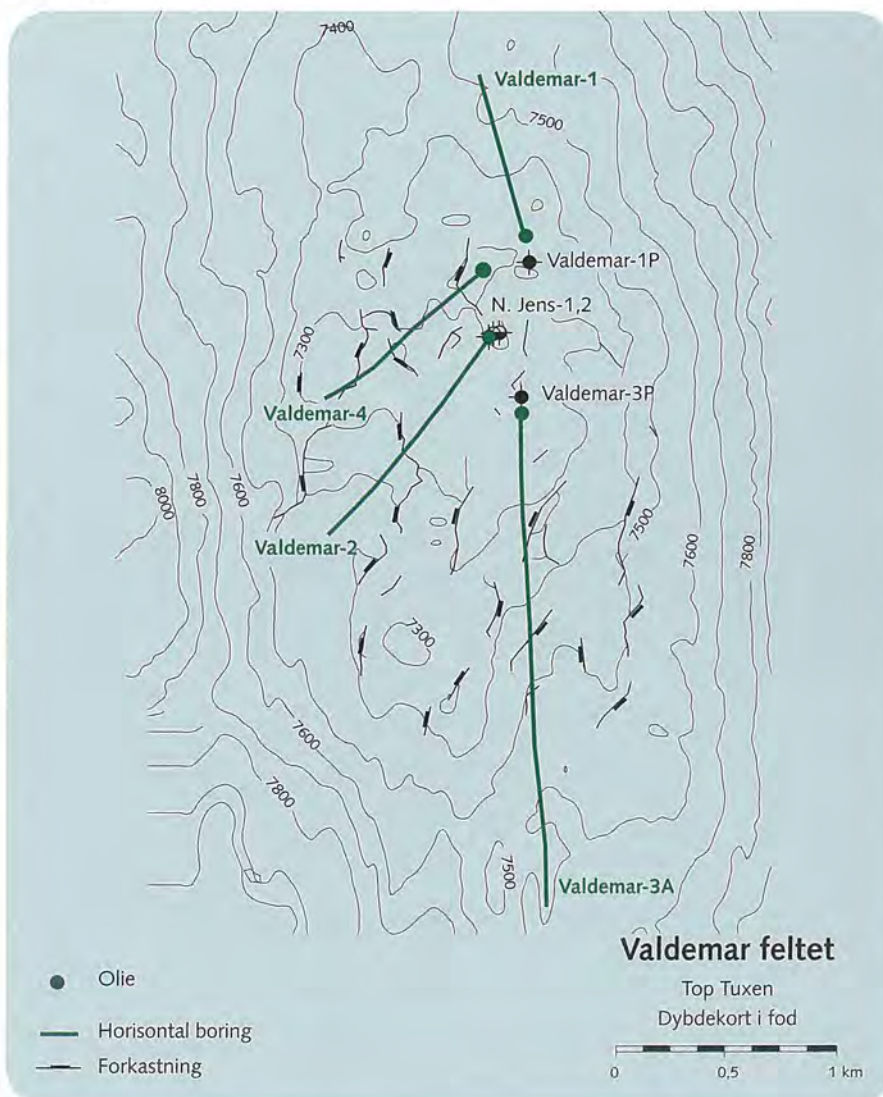
Valdemar feltet består af en nordlig beliggende del kaldet Nord Jens og en sydlig beliggende del kaldet Bo. Strukturerne er fremkommet ved ophvælvning af kalklagene. Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer. I Danien/Øvre Kridt er der påvist olie og gas. I Nedre Kridt er der påvist betydelige tilstedeværende oliemængder i kalkstenslag af Aptien og Barremien alder. 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.



TYRA CENTRET

Felt navn	Roar
Tidligere navn:	Bent
Beliggenhed:	Blok 5504/7
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1996
Produktionsbrønde:	2 (begge vandrette)
Vanddybde:	46 m
Areal:	14 km ²
Reservoirdybde:	2.025 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1.1.99:

Kondensat:	2,0 mio. m ³
Gas:	9,4 mia. Nm ³

Akk. produktion pr. 1.1.99:

Kondensat:	1,08 mio. m ³
Nettogas:	4,75 mia. Nm ³
Vand:	0,26 mio. m ³

Produktion i 98:

Kondensat:	0,33 mio. m ³
Nettogas:	1,46 mia. Nm ³
Vand:	0,15 mio. m ³

Akk. investeringer pr. 1.1.99:

98-priser:	0,4 mia. kr.
------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

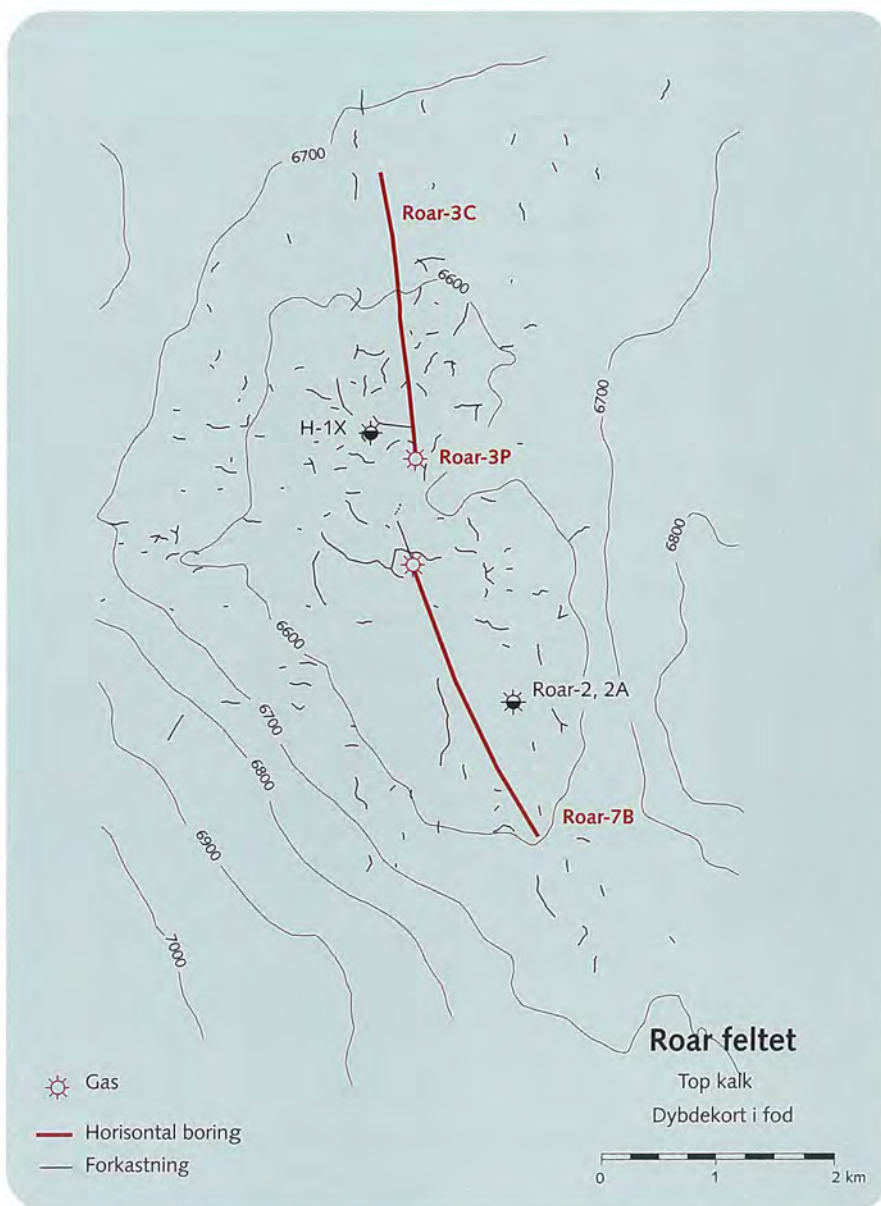
Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. Kalkformationen er kun opsprækket i mindre grad.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Tilrettelæggelse af produktionen fra Roar feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet. Optimeret produktion af flydende kulbrinter fra feltet forudsætter stabilisering af reservoirtrykket i Tyra ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter og derved minimere aftrækket på Tyra feltet. Øget produktion fra Roar tilgodeser derfor optimeringshensynene for Tyra.

ANLÆG

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



TYRA CENTRET

Felt navn	Svend
Tidligere navn:	Nord Arne/Otto
Beliggenhed:	Blok 5604/25
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1975 (Nord Arne) 1982 (Otto)
I drift år:	1996
Produktionsbrønde:	2 (begge vandrette)
Vanddybde:	65 m
Areal:	25 km ²
Reservoirdybde:	2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver pr. 1.1.99:

Olie:	3,5 mio. m ³
Gas:	0,4 mia. Nm ³

Akk. produktion pr. 1.1.99:

Olie:	2,84 mio. m ³
Gas:	0,32 mia. Nm ³
Vand:	0,34 mio. m ³

Produktion i 98:

Olie:	0,64 mio. m ³
Gas:	0,08 mia. Nm ³
Vand:	0,27 mio. m ³

Akk. investeringer pr. 1.1.99:

98-priser:	0,5 mia. kr.
------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

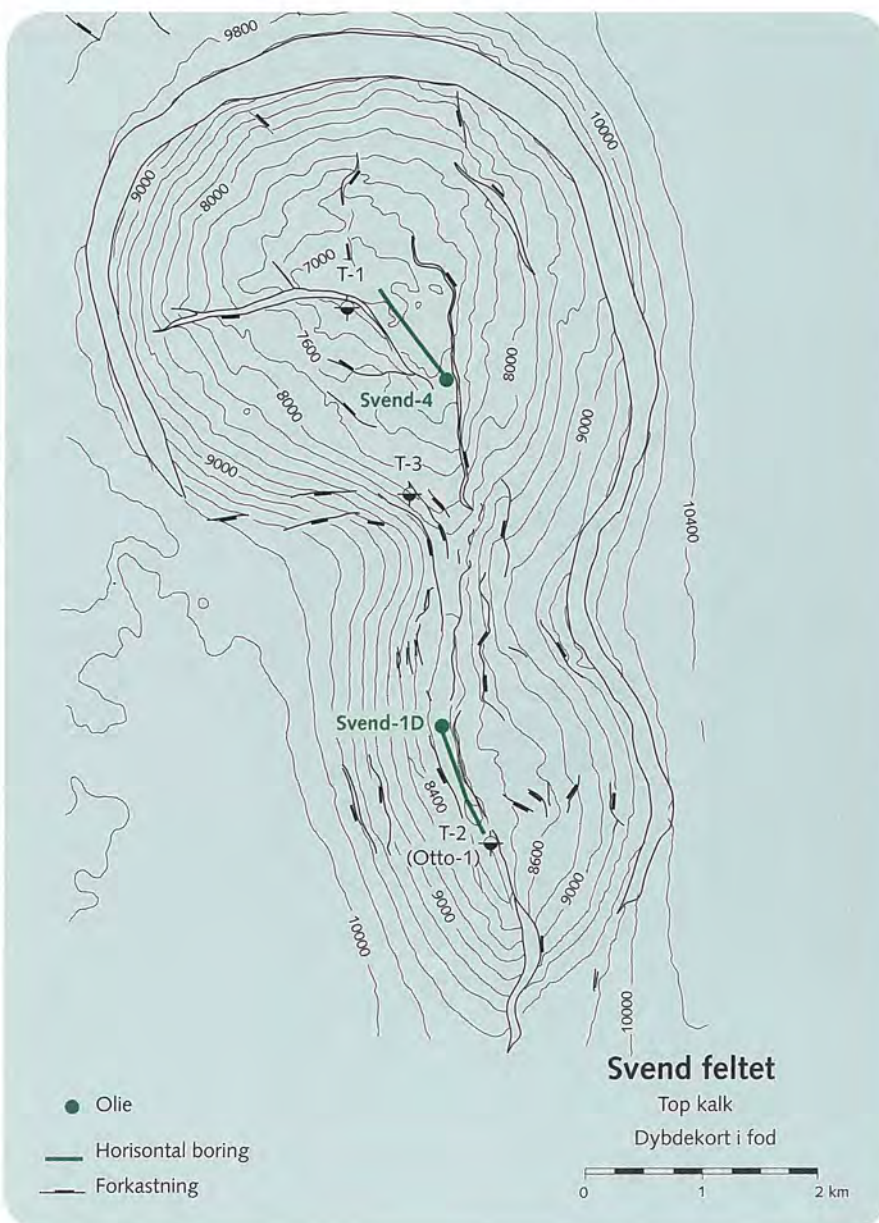
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Dette har forårsaget, at reservoirkalken er opsprækket. Svend består af en nordlig del kaldet Nord Arne og en sydlig del kaldet Otto. Nord Arne reservoiret er beliggende 250 meter højere end Otto. Nord Arne reservoiret har vist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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår på Svend ved naturlig indvinding over reservoirliens boblepunkt. Styrken af den underliggende vandzone er endnu ikke bestemt. Det er endnu usikkert, hvilke indvindingsmekanismer, der på længere sigt vil resultere i den største olieindvinding fra feltet.

Anlæg

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



HARALD CENTRET

Feltnavn	Harald
Tidligere navn:	Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed:	Blok 5604/21 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1980 (Lulu) 1983 (Vest Lulu)
I drift år:	1997
Produktionsbrønde:	1 (Lulu), 2 (Vest Lulu)
Vanddybde:	64 m
Areal:	25 km ²
Reservoirdybde:	Hhv. 2.700 og 3.650 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Lulu) Sandsten (Vest Lulu)
Geologisk alder:	Hhv. Danien/Øvre- Kridt og Mellem Jura
Reserver pr. 1.1.99:	
Kondensat:	5,5 mio. m ³
Gas:	18,2 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.99:	
Kondensat:	2,44 mio. m ³
Gas:	3,83 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³
Produktion i 98:	
Kondensat:	1,70 mio. m ³
Gas:	2,74 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99:	
98-priser:	2,8 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Lulu er dannet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Gaszonen er op til 75 meter tyk og dækker et areal på 6,5 km².

Vest Lulu strukturen er en hældende jurassisk forkastningsblok. Sandstensreservoirret i Bryne formationen er af Mellem Jura alder. Reservoirret indeholder gas under sådanne trykforhold, at der ved trykfald til under dugpunktet som følge af produktion vil udfældes kondensat. Strukturen hælder og ligger i ca. 3.600 meters dybde. Sandstenen har en effektiv tykkelse på 100 meter.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

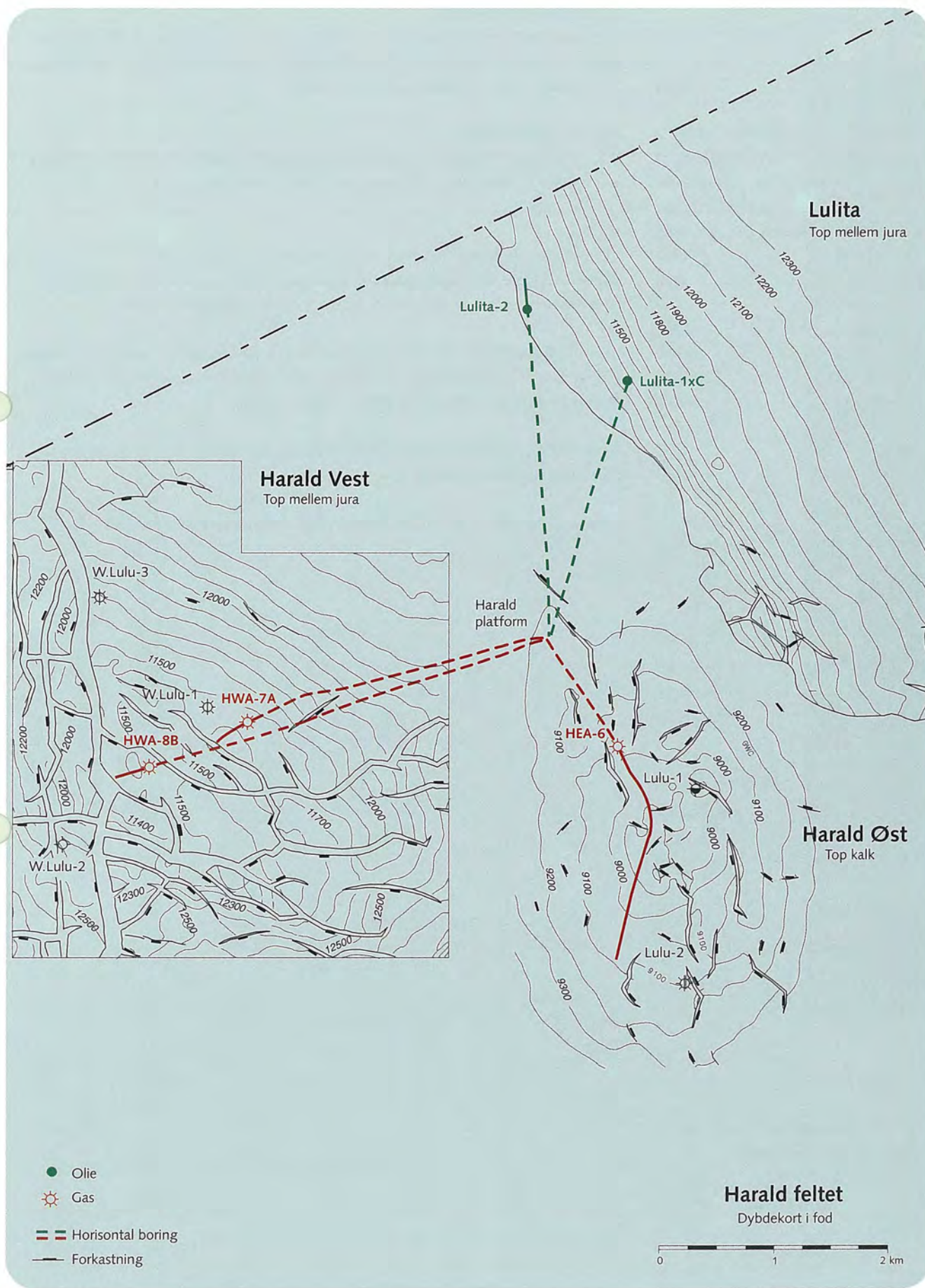
Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B.

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

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

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

På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.



HARALD CENTRET

Felt navn	Lulita
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. 1.1.99:	
Olie:	0,3 mio. m ³
Gas:	0,3 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.99:	
Olie:	0,15 mio. m ³
Gas:	0,07 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³
Produktion i 98:	
Kondensat:	0,15 mio. m ³
Gas:	0,07 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.99:	
98-priser:	0,2 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Udbygningen af Lulita feltet er planlagt at foregå i to faser. Fase I, som er udført, består af produktion fra to brønde ved naturlig indvinding.

ANLÆG

Lulita feltet er udbygget fra de faste installationer på Harald feltet.

Brøndhovederne til Lulita brøndene er således anbragt på Harald A platformen, hvor udstyret er blevet opgraderet til at håndtere Lulitaproduktionen.

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

Antallet af brønde svarer til det eksisterende antal brønde ved årsskiftet.

Ifølge den godkendte unitiseringsaftale er Lulita feltet fordelt således:

Eneretsbevillingen	50,0%
Lulita-delen af tilladelse 7/86	34,5%
Tilladelse 1/90	15,5%

ØKONOMISKE NØGLETAL

	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
1972	105	32	28	3,0	7,0	6,6	-3,2
1973	9	34	83	4,6	6,1	9,3	-4,0
1974	38	58	76	11,6	6,1	15,2	-9,2
1975	139	64	118	12,3	5,8	19,6	-8,5
1976	372	71	114	12,9	6,1	10,3	-9,5
1977	64	88	176	14,0	6,0	11,2	-10,4
1978	71	128	55	14,1	5,5	10,0	-9,2
1979	387	146	78	20,4	5,3	9,6	-13,7
1980	956	169	201	37,5	5,6	12,3	-18,6
1981	1.651	402	257	37,4	7,1	11,7	-20,1
1982	3.948	652	566	34,0	8,4	10,2	-20,6
1983	3.528	615	1.264	30,5	9,1	6,9	-17,8
1984	1.596	1.405	1.211	28,2	10,4	6,3	-18,3
1985	1.953	1.677	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6
1986	1.695	1.533	747	14,9	8,1	3,6	-7,3
1987	908	1.560	664	18,3	6,8	4,0	-5,9
1988	897	1.550	424	14,8	6,7	4,6	-3,7
1989	1.153	1.819	366	18,2	7,3	4,8	-3,2
1990	1.738	1.924	592	23,6	6,2	2,6	-2,7
1991	2.260	2.176	986	20,0	6,4	2,4	-1,9
1992	2.402	2.080	983	19,3	6,0	2,1	-0,4
1993	3.358	2.324	442	16,8	6,5	1,2	-1,7
1994	3.140	2.395	151	15,6	6,4	2,0	-0,5
1995	4.167	2.176	272	17,0	5,6	2,1	0,0
1996	4.259	2.491	470	21,1	5,8	2,1	0,0
1997	3.825	2.772	521	18,9	6,6	2,2	2,0
1998*	5.168	2.119	322	12,8	6,7	1,6	1,0

Årets priser

1) Inkl. transportomkostninger, herunder fortjenstelement.

2) Dansk råolie

3) Forbrugerpriser

4) Olieprodukter og naturgas

*) Skøn

EFP-PROJEKTER

EFP-99 projektstøtte

Journal Nummer 1313/	Projekttitlel	Projekt budget i 1.000 kr.	EFP- støtte i 1.000 kr.	Deltagere
99-0003	Palæozoiske sedimentære aflejringer og grundfjeldsstrukturer i det danske område	3.042	2.070	Københavns Universitet, Geologisk Institut
99-0009	Priority - Forbedret indvinding fra Nedre kridt reservoirer	12.000	4.000	Mærsk Olie og Gas AS, GEUS, DTU, GI
99-0011	Trefase fortrængningsmekanismers betydning for indvindingsgraden	3.212	1.600	GEUS
99-0013	Udvikling af udstyr til inspektion af rørledninger	2.150	1.450	Force Institutet, Dansk Olie-og Gasproduktion A/S
99-0014	Forbedret design-grundlag for offshore fleksible rør	9.016	4.500	NKT Cables A/S, Institut for kemiteknik-DTU
99-0024	Kortlægning og vurdering af Nuussuaq bassinet	5.417	2.611	GEUS, Grønlands Hjemmestyre-Råstofdirektoratet, Århus Universitet-Maringeologisk Afdeling
99-0025	Et integreret studie af stratigrafien og kulbrinteprospektivitet af Palæogene sedimenter offshore Sydvestgrønland	4.042	2.000	GEUS
I alt		38.879	18.231	

Afsluttede EFP projekter i 1998

Journal Nummer 1313/	Projekttitlel	Deltagende institutioner /virksomheder (Projektleder)
Efterforskning: 94-0001	Sekundær migration i Central Truget	GEUS (Claus Andersen)
95-0002	Identifikation af sekvensstratigrafiske flader og enheder ud fra optiske og geokemiske parametre	GEUS (Jan Andsbjerg)
95-0003	Mellemjurassiske aflejringers kildebjergartspotentiale i Central Truget	GEUS (Jørgen Bojesen-Koefoed)
96-0002	Vurdering af potentielle reservoirenheder i bassinaksialt viftesystem i Gertrud Graven	GEUS (Erik S. Rasmussen)

Indvinding: 94-0003	Evaluering af EOR-processer ved hjælp af netværksmodeller	GEUS (Anatol Winter), DTU
95-0005	Geostatistisk reservoirkarakterisering af Dan-feltet med anvendelse af inverterede seismiske data	ØD-S Holding A/S (Jacob M. Pedersen), GEUS, COWI
95-0007	Sammenlignende undersøgelser af forskellige fysiske metoders anvendelighed til studier af fortrængningsprocesser i porøse bjergarter	Institut for Automation (Poul L. Ølgaard), Institut for Fysik, -Kemi og -Kemiteknik, GEUS
96-0004	Nuklear bestemmelse af to-dimensionale mætningsprofiler i borekerner	Institut for Automation DTU (Poul L. Ølgaard), Institut for Fysik DTU
96-0005	Bestemmelse af mætningsfunktioner og vædningsgrad for kalk på basis af målte fluidmætninger i kernepøver	Institut for Energiteknik DTU, GEUS (Dan Olsen)
96-0006	Skalering og stokastisk modellering	COWI (Birger N. Thorsen), GEUS, Institut for Energiteknik DTU
Udstyr og anlæg: 95-0001	Organiske faste faser i kulbrinte reservoir fluider	Institut for kemiteknik DTU (Erling H. Stenby)
95-0006	Mikrobiel korrosion og revnedannelse i stål	Institut for procesmeknik DTU (Lars V. Nielsen), Force Institutttet, Dansk Olie og Naturgas A/S, Hovedstadens Naturgas I/S
95-0008	Udvikling af sporstof metode til måling af multifase flow på produktionsledninger i olie/gas-indvindingsfelter	Force Institutttet (Jens R. Christensen)
Arktiske: 94-0006	Oliegeologi og termisk historie af det østlige Nordgrønland	GEUS (Lars Stemmerik)
95-0004	Modellering af hævningshistorie ud fra modenhedsdata og fissionsspordata Nuussuaq, Vest Grønland	GEUS (Anders Mathiesen)
96-0010	Reservoirmodellering af det vestlige Nuussuaq	GEUS (Gregers Dam, Martin Sønderholm), Grønlands Hjemmestyret-Råstofdirektoratet, Fault Analysis Group
Øst-støtte: 95-0009	Det polske Mellem-Øvre Jura Epikratoniske bassin, stratigrafi, facies og bassin historie	GEUS (Niels Poulsen), Warszawa Universitet
96-0001	Petrologisk undersøgelse af Øvre Silur reservoirbjergarter fra Kurdirkos Atoll, Lithauen	GEUS (Niels Stentoft), Vilnius Universitet, Lithuania Institute of Geology

RESERVEKATEGORIER

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

Energistyrelsen benytter ved reserveberegninger en metode, som tilgodeser, at der er usikkerhed forbundet med alle de parametre, som indgår i beregningen. For hvert olie- og gasfelt resulterer beregningerne i et sæt reservetal, hvori indgår tre værdier: *lav, forventet og høj*, som udtrykker et interval for det pågældende felts olie- og gasreserver.

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

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

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

Igangværende indvinding

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

Besluttet indvinding

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

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

Planlagt indvinding

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

Mulig indvinding

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

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

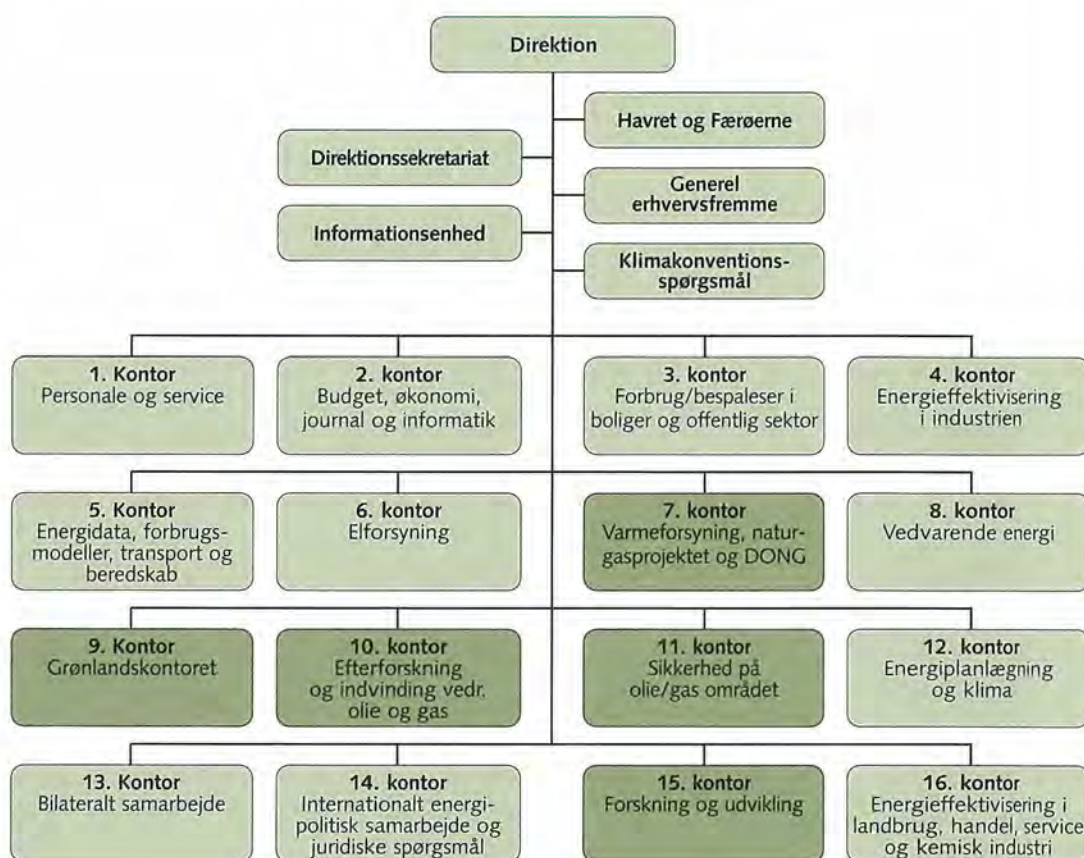
ORGANISATION

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

Energistyrelsen består af 16 kontorer samt nogle stabsenheder under direktionen.

Administrationen af olie- og gasaktiviteterne varetages af Energistyrelsens 10. og 11. kontor og i et vist omfang af 7., 9. og 15. kontor. Fordelingen af opgaver mellem olie- og gaskontorerne er nærmere omtalt i det følgende.

Styrelsen beskæftigede ved årsskiftet 1998/99 medarbejdere svarende til ca. 280 årsværk, heraf ca. 40 årsværk i tilknytning til olie- og gasaktiviteterne.



Olie- og gasopgaverne varetages af:

10. kontor - Efterforskning og indvinding vedr. olie og gas

Kontorchef: Søren Enevoldsen

Ressourcemæssigt, økonomisk og juridisk tilsyn med efterforskning og indvinding af olie og gas. Koncessionspolitik og -forvaltning, udbudsrunder og koncessionsudstedelse. Godkendelse af vurderingsprogrammer og arbejdsprogrammer. Vurdering af kommerabilitetserklæringer. Godkendelse af udbygningsplaner og produktionsprofiler. Sager vedrørende tilslutningspligt og fritagelse fra rørledningsafgift. Sager vedrørende unitisering. Geologiske og reservoirmæssige vurderinger og

beregninger. Analyser, potentialer og prognoser vedrørende de danske olie- og gasressourcer. Perspektivvurderinger, herunder Energiplanarbejde. Behandling af politiske og administrative spørgsmål i forbindelse med DOPAS. Juridisk og teknisk bistand til Råstofdirektoratet under Grønlands hjemmestyre. Ansvarlig for Energistyrelsens olie- og gasrelaterede systemeksport. Kontoret rådgiver endvidere Råstofdirektoratet under Grønlands hjemmestyre om spørgsmål indenfor sit sagsområde.

11. kontor - Sikkerhed på olie- og gasområdet

Kontorchef: Uffe Danvold

Opgaver vedrørende sikkerheds-, arbejdsmiljø- og miljømæssige forhold efter Havanlægsloven, Undergrundsloven og Kontinentalsokkelloven. Godkendelse af flytbare og faste havanlæg samt rørledninger. Tilsyn med de sikkerheds-, arbejdsmiljø- og miljømæssige forhold i relation til havanlæg og rørledninger samt sikkerhedsmæssigt boretilsyn. Godkendelse af og tilsyn med bemandings- og organisationsplaner samt varetagelse af opgaver i tilknytning til Aktionskomitéen, Koordinationsudvalget og Havarikommissionen. Forsyningsmæssigt tilsyn med Dansk Naturgas A/S's transmissionssystemer og teknisk sikkerhedsmæssigt tilsyn med Dansk Naturgas A/S's lagerfaciliteter. Behandling af politiske og administrative spørgsmål i forbindelse med DORAS og Rørledningsloven. Kontoret varetager endvidere regelarbejdet på området. Juridisk og teknisk bistand til Råstofdirektoratet under Grønlands hjemmestyre.

7. kontor - Varmeforsyning, naturgasprojektet og DONG

Kontorchef: Thomas Bastholm Bille

Sager vedrørende DONG-koncernen og de regionale naturgasselskaber. Økonomiske, juridiske, tekniske og organisatoriske forhold omkring gennemførelse af naturgasprojektet. Lov om naturgasforsyning. Sager om køb og eksport af naturgas. Opgaver i henhold til Varmeforsyningsloven. Udbygning med decentral kraftvarme og anvendelse af miljøvenlige energikilder. Juridiske/administrative og økonomiske spørgsmål inden for områderne. Godkendelse af projekter og behandling af klagesager i henhold til Varmeforsyningsloven. Lov om tilskud til elproduktion. Agenda 21-planlægning og Brundtlandby arbejde.

9. kontor - Grønlandskontoret

Kontorchef: Uffe Strandkjær

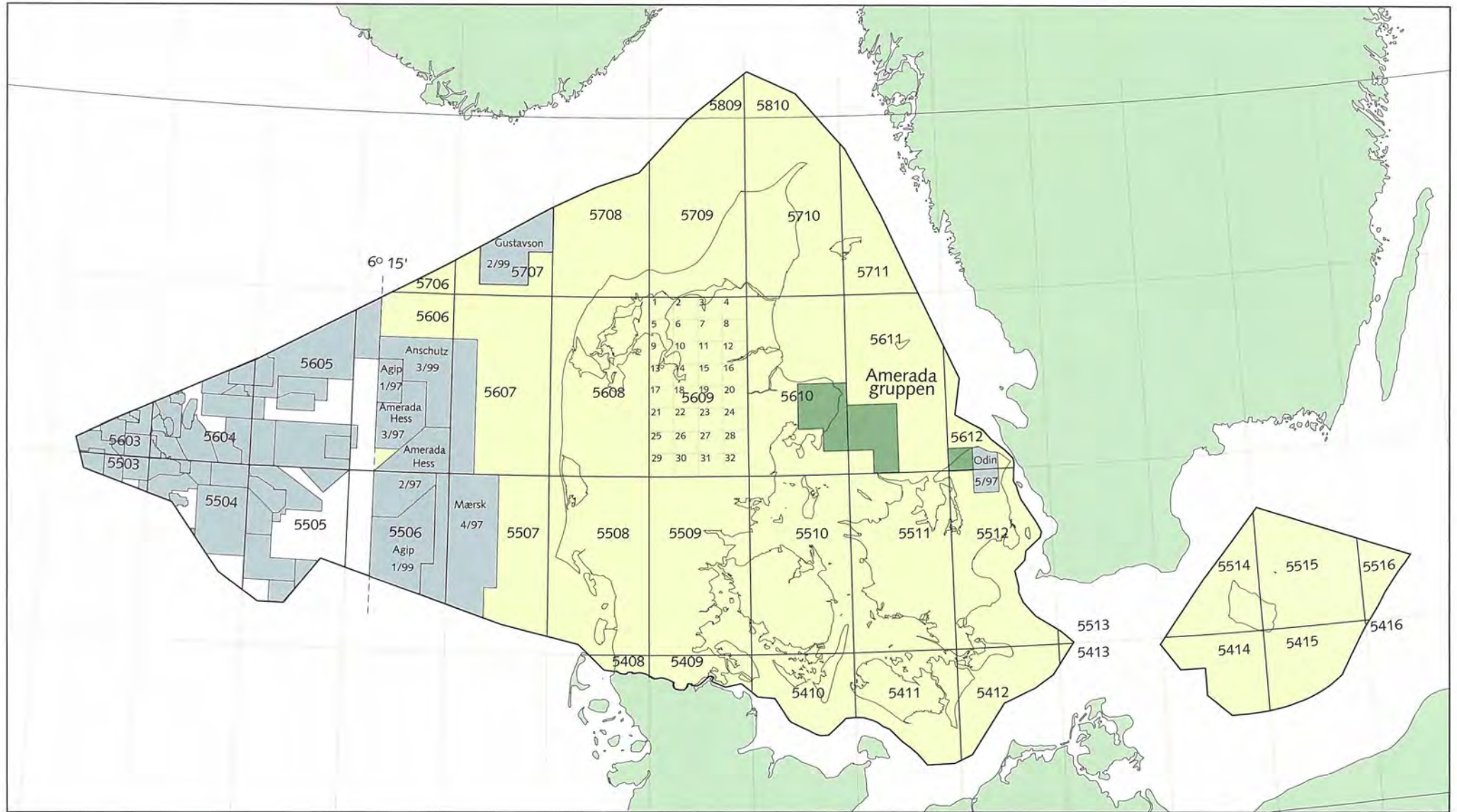
Statslige opgaver vedrørende det danske/grønlandske Fællesråd vedrørende mineralske råstoffer i Grønland. Rådgivningsopgaver i relation til rådets danske medlemmer vedrørende mineralefterforskning og -indvinding i Grønland. Opgaver vedrørende lovgivning og aftaler på området. Rådgivning/bistand til det grønlandske råstofdirektorat.

15. kontor - Forskning og udvikling

Kontorchef: Henrik Andersen

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

Dansk koncessionsområde marts 1999



Eksterende koncessioner

Ansøgning i Åben dør området

Åben dør området

