

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

www.ens.dk

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

Rapporten om 2003 beskriver som de tidligere rapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne på dansk område. Rapporten indeholder også en gennemgang af produktionen og af de sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige forhold ved olie- og gasproduktionen.

Herudover indeholder rapporten en opgørelse over de danske reserver af olie og gas samt et kapitel om kulbrinteproduktionens betydning for den danske økonomi.

I år omfatter rapporten desuden et temaafsnit om kulbrintepotentialet i Danmark.

Rapporten kan fås ved henvendelse til IT- og Telestyrelsen "Genvej til det offentlige" på tlf. 1881 eller rekvireres via Energistyrelsens netboghandel: www.ens.netboghandel.dk. eller findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Danmarks olie- og gasproduktion 2003



Danmarks olie- og
gasproduktion 2003

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

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

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

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Telefon 33 92 67 00
Telefax 33 11 47 43
Hjemmeside www.ens.dk

Udgivet: Juni 2004
Oplag: 2.200 eksemplarer

Forside: Fotos udlånt af DONG E&P A/S

Redaktør: Helle Halberg, Energistyrelsen
Illustrationer
og kort: Lise Ott, Energistyrelsen

Tryk: Rosendahls Bogtrykkeri
Trykt på: Omslag: Cyclus offset (250 g), indhold: Cyclus print (130 g);
100% genbrugspapir
Layout: Advice A/S og Energistyrelsen
ISBN 87 7844-430-6
ISSN 0907-2675



Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. ISBN 87 7844-432-2

FORORD

Olie-gas sektoren i Danmark er fortsat præget af aktivitet og vækst. I 2003 kom der således tre nye felter i produktion. Dette har betydet, at olieproduktionen i 2003 blev opretholdt på samme høje niveau som i 2002.

I september 2003 blev der indgået en aftale mellem staten og A.P. Møller-Mærsk om fortsættelsen af den eksisterende Eneretsbevilling frem til 2042. Med indgåelse af en aftale er der skabt grundlag for, at produktionen fra de mange forekomster på bevillingens område kan optimeres og tilrettelægges langsigtet. Samtidig er staten med aftalen sikret større indtægter.

Det er fortsat attraktivt at indvinde olie og gas i Nordsøen. Således vil der også i de kommende år blive foretaget en række store investeringer i den danske del af Nordsøen.

Energistyrelsen har foretaget en nærmere vurdering af de prospektive ressourcer i dele af det danske område. Opgørelsen viser, at der stadig kan være betydelige kulbrinteressourcer tilstede, som endnu ikke er fundet. Der vurderes derfor fortsat at være et betydeligt efterforskningspotentiale op til en kommende 6. udbudsrunde. Forsat efterforskning er nødvendig, for at olie-gas sektoren også i fremtiden vil kunne bidrage positivt til den danske økonomi.

Regeringen fremlagde i november 2002 en handlingsplan med tiltag rettet mod sikkerheden på anlæggene i Nordsøen. Det fremgår af handlingsplanen, at sikkerheden på de danske havanlæg fortsat skal være blandt de højeste i Nordsølandene. Handlingsplanen indebærer en intensivering af Energistyrelsens sikkerhedsmæssige tilsyn, og styrelsen har i 2003 målrettet arbejdet på at gennemføre handlingsplanens initiativer. Det er Energistyrelsens vurdering, at handlingsplanen har bidraget til at fastholde det høje niveau for sikkerhed og sundhed på anlæggene i den danske del af Nordsøen.

København, juni 2004

Ib Larsen



Direktør



OMREGNINGSFAKTORER

Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder:

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

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

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

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

Olie og naturgas angives i rumfang eller energiindhold. Da gassen og i nogen grad også olien er sammentrykkelig, varierer rumfanget af en bestemt mængde med tryk og temperatur. Rumfangsangivelser er derfor kun entydige, hvis tryk og temperatur oplyses.

Sammensætningen og dermed brændværdien af råolie og naturgas varierer fra felt til felt. Sammensætningen af den danske råolie varierer lidt over tiden, og derfor er omregningsfaktorerne til t og GJ tidsafhængige. I nedenstående tabel er gennemsnittet for 2003 baseret på tal oplyst af raffinaderier. Den nedre brændværdi er angivet.

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

I oil field units benyttes et lidt specielt præfiks: M (romertal 1000). Én million stock tank barrels skrives 1 MMstb og én milliard standard cubic feet skrives 1 MMMscf eller 1 Bscf (amerikansk billion).

Nogle enheders forkortelser:

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

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m ³ (st)	stb	6,293
	m ³ (st)	GJ	36,3
Naturgas	m ³ (st)	t	0,86 ⁱ
	Nm ³	scf	37,2396
	Nm ³	GJ	0,03994
	Nm ³	t.o.e.	953,95 x 10 ⁻⁶
Rummål	Nm ³	kg-mol	0,0446158
	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,03786
	m ³ (st)	kg-mol	0,0422932
	m ³	bbl	6,28981
Energi	m ³	ft ³	35,31467
	US gallon	in ³	231*
	bbl	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
	FRA	TIL	KONVERTERING
Densitet	°API	kg/m ³	141364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)

*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.



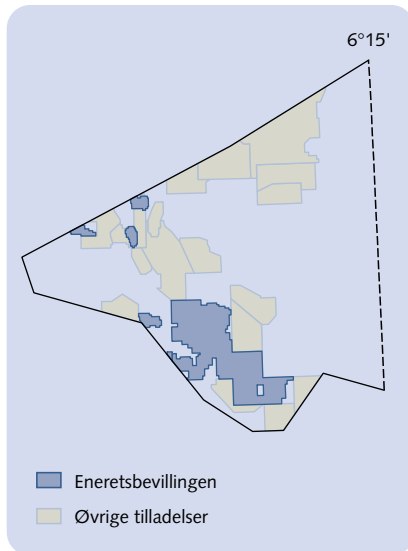
Forord	3
Omregningsfaktorer	4
1. Koncessioner og efterforskning	6
2. Udbygning	14
3. Produktion	20
4. Miljø	26
5. Sikkerhed og sundhed	29
6. Reserver	36
7. Kulbrintepotentiale	44
8. Økonomi	53

Bilag A	Producerede og injicerede mængder	62
Bilag B	Producerende felter	65
Bilag C	Økonomiske nøgletal	94
Bilag D	Gældende økonomiske vilkår	95

Koncessionskort

1. KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

fig. 1.1 Eneretsbevillingen af 8. juli 1962



Med regeringens aftale med A.P. Møller-Mærsk om en fortsættelse af eneretsbevillingen blev 2003 et afgørende år for den fremtidige udnyttelse af de danske olie- og gasressourcer.

Niveauet for efterforskningsaktiviteterne på dansk område var tilfredsstillende, ikke mindst set i sammenligning med de øvrige Nordsø-lande. I 2003 blev der i alt udført ti efterforsknings- og vurderingsboringer, som førte til ét nyt oliefund. Energistyrelsen forventer, at aktivitetsniveauet opretholdes i 2004.

FORLÆNGELSE AF BEVILLING TIL A.P. MØLLER-MÆRSK

Ved en forespørgselsdebat i Folketinget i februar 2003 blev regeringen opfordret til at fremlægge en redegørelse om mulighederne for at sikre, at staten får en større andel af værdierne fra produktion af olie og gas i Nordsøen. Folketinget forudsatte samtidigt, at der skulle ske en drøftelse med A.P. Møller-Mærsk for at undersøge mulighederne for en forlængelse af eneretsbevillingen fra 1962.

Regeringen indgik den 29. september 2003 en aftale med A.P. Møller-Mærsk og fremlagde en redegørelse vedrørende Nordsøen for Folketinget den 7. oktober 2003. Begge skrivelser kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Hovedpunkterne i aftalen af 29. september 2003 fremgår af boks 1. De områder, der er omfattet af aftalen af den 29. september 2003, er vist i figur 1.1.

boks 1. Hovedelementer i aftalen af den 29. september 2003

Fortsættelse af eneretsbevillingen til 2042

Der meddeles A.P. Møller-Mærsk (bevillingshaverne) en fortsættelse af eneretsbevillingen for perioden 1. januar 2004 til 8. juli 2042. Aftalen indeholder bestemmelser om, at bevillingshaverne skal fortsætte det aktive efterforskningsarbejde og løbende redegøre overfor myndighederne om planerne for fremtidig produktion og nedlukning af felter. Ved uenighed om arbejdets omfang eller indhold afgøres tvisten ved voldgift.

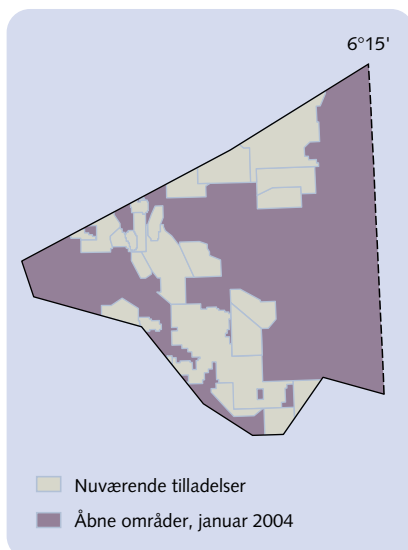
Statsdeltagelse

Fra den 1. januar 2004 og frem til og med den 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnere årligt et beløb til staten svarende til 20% af overskuddet før skat og før nettorenteudgifter. Fra og med den 9. juli 2012 deltager staten som partner i DUC. Staten overtager en andel på 20% af anlæggene (platforme, behandlingsanlæg, rørledninger mv.). Staten betaler ikke for overtagelsen.

Kulbrinteskatten

Fra og med indkomståret 2004 nedsættes det særlige fradrag for investeringer i kulbrinteskatteloven – kulbrintefradraget – til 5% i 6 år i stedet for 25% i 10 år. For investeringer afholdt inden den 1. januar 2004 nedsættes kulbrintefradraget fra 25% til 10% årligt. Fradragsretten bortfalder, når investeringen er 10 år gammel. Kulbrinteskattesatsen nedsættes fra 70% til 52%. Feltbeskatningen ophæves fra og med indkomståret 2004. Udnyttede feltunderskud opgøres ved

fig. 1.2 Åbne områder



udgangen af indkomståret 2003 og fradrages med 2,5% i hvert af årene 2004-2005 og 6% i hvert af årene 2006-2016. De resterende 29% kan ikke fradrages. Den særlige "pay-back"-regel i kulbrinteskatteloven ophæves fra den 1. januar 2004.

Royalty og rørledningsafgift

Bestemmelsen vedrørende betaling af royalty (produktionsafgift) i § 10, stk. 1, i 1962-bevillingen, ophæves pr. 1. januar 2004. Rørledningsafgiften i henhold til 1981-aftalen mellem energiministeren og A.P. Møller ophæves med virkning fra den 9. juli 2012. Rørledningsafgiften modregnes i kulbrinteskatten fra den 1. januar 2004 og ikke i indkomstgrundlaget for hverken kulbrinteskatten eller selskabsskatten. Ikke udnyttede fradrag i ét år kan fremføres til efterfølgende år.

Fjernelsesomkostninger

Fjernelsesomkostninger afholdes af DUC og partnere. Skattemæssigt behandles fjernelsesomkostninger ved, at omkostninger fradrages i det år, de afholdes. Såfremt der ikke er tilstrækkelig positiv kulbrinteindkomst til fuld udnyttelse af fradraget, når produktion i henhold til bevillingen er ophørt, refunderer staten skatteværdien af det uudnyttede fradrag. Det refunderede beløb kan dog ikke overstige den akkumulerede kulbrinteskattebetaling minus beløb tidligere refunderet vedrørende fjernelser under samme ordning.

Kompensationsordning

DUC-selskaberne kompenseres for virkningerne af ændringer i eksisterende eller af nye love og andre regler, der specifikt rammer producenter af kulbrinter i den danske del af Nordsøen. Kompensationen fastsættes med henblik på, at den økonomiske balance mellem staten og bevillingshaverne og deres partnere genoprettes og kan maksimalt udgøre den nettofordel, som staten opnår ved aftalen af den 29. september 2003. Eventuel uenighed herom afgøres ved voldgift. Statens almindelige beskatningsret berøres ikke af denne ordning.

Folketinget har i efteråret 2003 og foråret 2004 vedtaget ændringer til undergrundsloven, rørledningsloven og kulbrinteskatteloven, og alle aftalens elementer er således gennemført i lovgivningen.

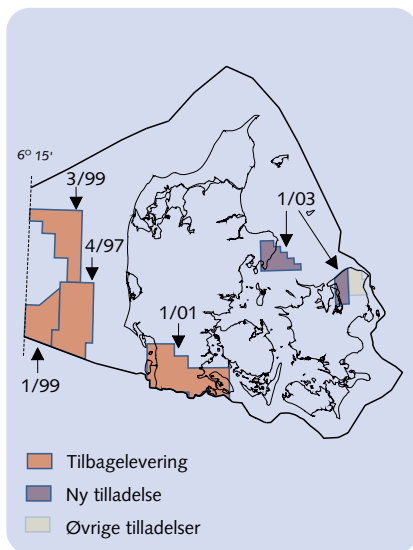
De lovmæssige ændringer får også betydning for fremtidige tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter.

6. UDBUDSRUNDE

Det er 6 år siden, at der sidst har været udbudt arealer i Central Graven og de tilstødende områder, dvs. vest for 6° 15' østlig længde.

Hovedparten af de arbejdsforpligtelser, som olieselskaberne påtog sig i 5. udbudsrunde i 1998, er nu opfyldt. Fire af de 12 udførte efterforskningsboringer på koncessionerne tildelt i 5. udbudsrunde har resulteret i fund af kulbrinter:

fig. 1.3 Ændringer i Åben Dør området



tabel 1.1 Forlængelse af tilladelser

Tilladelse	Operatør	Indtil
4/95	DONG E&P A/S	15-05-2005
6/95	DONG E&P A/S	15-05-2005
7/95	Mærsk Olie og Gas AS	15-11-2004
9/95	Mærsk Olie og Gas AS	01-01-2005
4/98	Phillips Petroleum Int. Corp.	15-06-2006
11/98	DONG E&P A/S	15-12-2005
13/98	Noble Energy (Europe) Limited	14-09-2004

tabel 1.2 Tilbageleveringer af dele af tilladelser

Tilladelse	Operatør	Ændret
7/89	Amerada Hess ApS	20-12-2003
2/95	DONG E&P A/S	01-03-2003
4/95	DONG E&P A/S	15-09-2003
9/95	Mærsk Olie og Gas AS	01-12-2003
11/98	DONG E&P A/S	31-12-2003

Cecilie blev sat i produktion i 2002, Connie forventes udbygget i 2004, mens Svane og Hejre fundene er under vurdering.

De gennemførte borer i Siri kanalen har bekræftet efterforskningsmodellen for Palæogenet, mens borerne i Central Graven i tillæg har vist nye efterforskningsmuligheder for de dybtliggende Jura sandsten. Selvom det snart er 40 år siden, at efterforskningen i det danske Nordsøområde begyndte, viser resultaterne stadig spændende muligheder for den videre efterforskning.

Med de seneste ændringer af undergrundsloven, rørledningsloven og kulbrinte-skatteloven er forudsætningerne for kommende koncessioner blevet fastlagt. Energistyrelsen arbejder nu med at færdiggøre betingelserne for 6. udbudsrunde, som forventes åbnet i løbet af 2004. Når runden er åbnet, vil olieselskaberne få en frist på ca. 6 måneder til at indlevere bud på de åbne områder vest for 6° 15' østlig længde. Figur 1.2 illustrerer de ledige områder pr. april 2004.

NYE TILLADELSER

Økonomi- og erhvervsministeren gav den 18. december 2003 Tethys Oil AB og Odin Energi A/S en tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i det såkaldte Åben Dør område. Det svenske registrerede selskab, Tethys Oil AB, er operatør for tilladelsen, som har nummer 1/03. Tilladelsen omfatter dels et område i Nordsjælland, hvor de samme selskaber i 2002 fik en koncession i et tilgrænsende område, dels et område, der strækker sig fra Djursland ud i Kattegat, se figur 1.3.

Tilladelsen er givet på baggrund af Åben Dør Proceduren, som giver olieselskaberne mulighed for løbende at ansøge om tilladelser i hele området øst for 6°15' østlig længde. DONG Efterforskning og Produktion A/S (DONG E&P A/S) deltager som i andre Åben Dør tilladelser med en statsandel på 20%.

ÆNDRINGER AF TILLADELSER

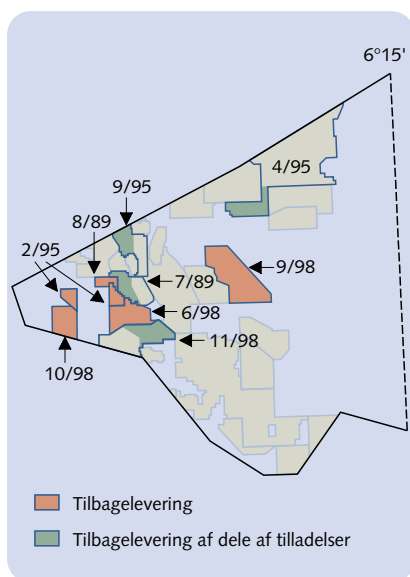
Koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, opdateres løbende og indeholder beskrivelser af alle ændringer i form af forlængelser, overdragelser af andele og arealtilbageleveringer.

Forlængelser af tilladelser

Energistyrelsen har i 2003 meddelt forlængelse af tilladelsesperioden for de i tabel 1.1 angivne tilladelser. Det er en forudsætning for forlængelserne, at rettighedshaverne har forpligtet sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejder i de pågældende områder.

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

fig. 1.4 Tilbagelevering vest for 6°15' østlig længde



Godkendte overdragelser

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser af tilladelser og vilkårene herfor.

I tilladelse 1/02 øgede Odin Energi A/S selskabets andel til 10% ved at overtage en andel på 5% fra Tethys Oil AB. Overtagelsen har virkning fra den 1. januar 2003.

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

Tilbageleveringer af dele af tilladelser

Hovedparten af tilladelse 7/89 blev tilbageleveret den 20. december 2003, da den seneste forlængelse af efterforskningsperioden udløb. Fra denne dato omfatter tilladelse 7/89 kun feltafgrænsningen med Syd Arne feltet, hvor Amerada Hess ApS er operatør. Tilladelsen blev givet i 1989 i 3. udbudsrunde. Siden da har licensgruppen boret seks efterforsknings- og vurderingsboringer og indsamlet flere sæt af 3D seismiske data. Det tilbageleverede område omfatter Gwen og Nora fundene, som begge er gjort i lag af Jura alder.

DONG-gruppen tilbageleverede pr. 1. marts 2003 to delområder i tilladelsen 2/95. Den resterende del af tilladelsen blev senere tilbageleveret af selskaberne ved udløbet af efterforskningsperioden den 20. december 2003.

En mindre del af tilladelse 4/95 blev tilbageleveret den 15. september 2003. Olieselskaberne fortsætter efterforskningen i det resterende område, hvor DONG E&P A/S som operatør skal udføre en efterforskningsboring i 2004.

Efterforskningsperioden for tilladelse 9/95, hvor Mærsk Olie og Gas AS er operatør, blev forlænget indtil 2005. Forlængelsen omfattede dog kun den østlige del af det oprindelige tilladelsesområde.

I overensstemmelse med vilkårene i tilladelsen tilbageleverede DONG-gruppen i tilladelse 11/98 halvdelen af det oprindelige tilladelsesområde den 31. december 2003. Det tilbageleverede område indeholder det øvre jurassiske Ravn oliefund, som blev fundet i 1986.

De tilbageleverede områder er vist i figur 1.4 og tabel 1.2.

OPHØRTE TILLADELSER

Både i området i og omkring Central Graven og i Åben Dør området er der tilbageleveret tilladelser i løbet af 2003. De tilbageleverede tilladelser fremgår af tabel 1.3 og af figurene 1.3 og 1.4.

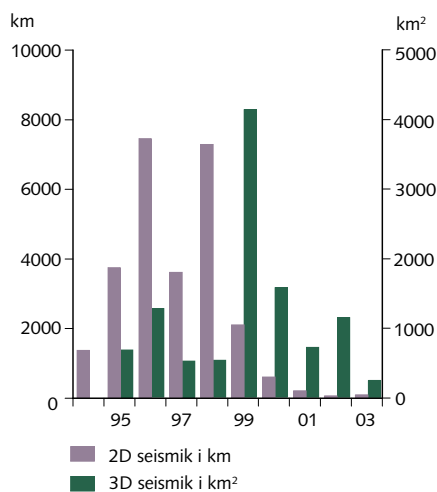
Data, som tilvejebringes i medfør af tilladelser efter undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For tilladelser, som ophører eller opgives, begrænses fortrolighedsperioden dog til 2 år.

Efter udløbet af fortrolighedsperioden får andre olieselskaber mulighed for at skaffe sig data fra de efterforskningsboringer og omfattende 3D seismiske undersøgelser, som er gennemført i de tilbageleverede områder. Hermed kan selskaberne forbedre deres kortlægning af undergrunden og deres vurderinger af mulighederne for olieefterforskningen i områderne.

tabel 1.3 Ophørte tilladelser

Tilladelse	Operatør	Ophør
8/89	DONG E&P A/S	20-12-2003
2/95	DONG E&P A/S	20-12-2003
4/97	Mærsk Olie og Gas AS	15-09-2003
6/98	Phillips Petroleum Int. Corp.	15-12-2003
9/98	Norsk Agip A/S	15-05-2003
10/98	Norsk Agip A/S	15-05-2003
1/99	Norsk Agip A/S	15-02-2003
3/99	The Anschutz Overseas Corp.	20-12-2003
1/01	UAB Minijos Nafta	31-12-2003
2/01	Sterling Resources (UK)	05-01-2003

fig. 1.5 Årlig seismik



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

FORUNDERSØGELSER

Aktivitetsniveauet og placeringen af de seismiske undersøgelser er vist i figur 1.5 og 1.7.

Denerco Oil A/S gennemførte i august-september 2003 en 3D seismisk undersøgelse lige syd for tilladelse 16/98 i Det Norsk-Danske Bassin.

PGS Petrophysical AS udførte i juni-juli 2003 en 2D seismisk undersøgelse i Det Norsk-Danske Bassin. Hovedparten af de seismiske linier blev indsamlet på norsk område, men flere af linierne blev forlænget ind på dansk område.

BORINGER

Der blev i 2003 udført fem efterforskningsboringer og fem vurderingsboringer, se figur 1.6. I statistikken er medregnet borer, som er påbegyndt i 2003.

Placeringen af borerne, som omtales nedenfor, fremgår af figur 1.8. Vurderingsboringerne på felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag B.

På Energistyrelsens hjemmeside findes en oversigt over samtlige danske efterforsknings- og vurderingsboringer.

Efterforskningsboringer

Olga-1X (5505/21-4)

I tilladelse 5/99 borede Mærsk Olie og Gas AS i januar-juni 2003 efterforskningsboringen Olga-1X. Tilladelsen ligger lige syd for Kraka feltet i Nordsøen. Olga-1X blev boret som en lodret boring og sluttede i en dybde af 4.695 meter under havets overflade. Boringen fandt det forventede sandstensreservoir i Trias, men ved en prøveproduktion lykkedes det ikke at producere kulbrinter.

Jette-1 (5604/29-7)

Amerada Hess ApS, som er operatør for olieselskaberne i tilladelse 7/89, gennemførte i samarbejde med DONG E&P A/S efterforskningsboringen Jette-1 i april-juni 2003. Boringen blev udført på en position vest for Syd Arne feltet. Jette-1 blev boret som en lodret boring og sluttede i en dybde af 4.402 meter under havets overflade i lag af Trias alder. Jette-1 boringen fandt det forventede sandstensreservoir i Øvre Jura, men der blev ikke fundet kulbrinter.

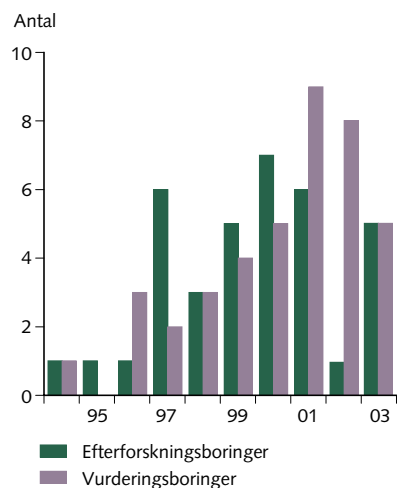
Sofie-1 (5605/13-3)

Efterforskningsboringen Sofie-1 blev boret ca. 20 km nordøst for Siri feltet. DONG E&P A/S, som er operatør for olieselskaberne i tilladelse 6/95, gennemførte boringen på godt 14 dage i maj 2003. Sofie-1 blev boret lodret og nåede en dybde af 1.988 meter under havets overflade i kalk af Danien alder. Der blev fundet olie i Palæogene sandsten. Oliereservoiret blev kerneboret, og der blev udtaget prøver af olien med henblik på den videre vurdering af oliefundet.

Hanne-1 (5504/6-5)

DONG E&P A/S udførte som operatør for olieselskaberne i tilladelse 11/98 efterforskningsboringen Hanne-1 i juli-august 2003. Efterforskningsboringen blev boret

fig. 1.6 Efterforsknings- og vurderingsboringer

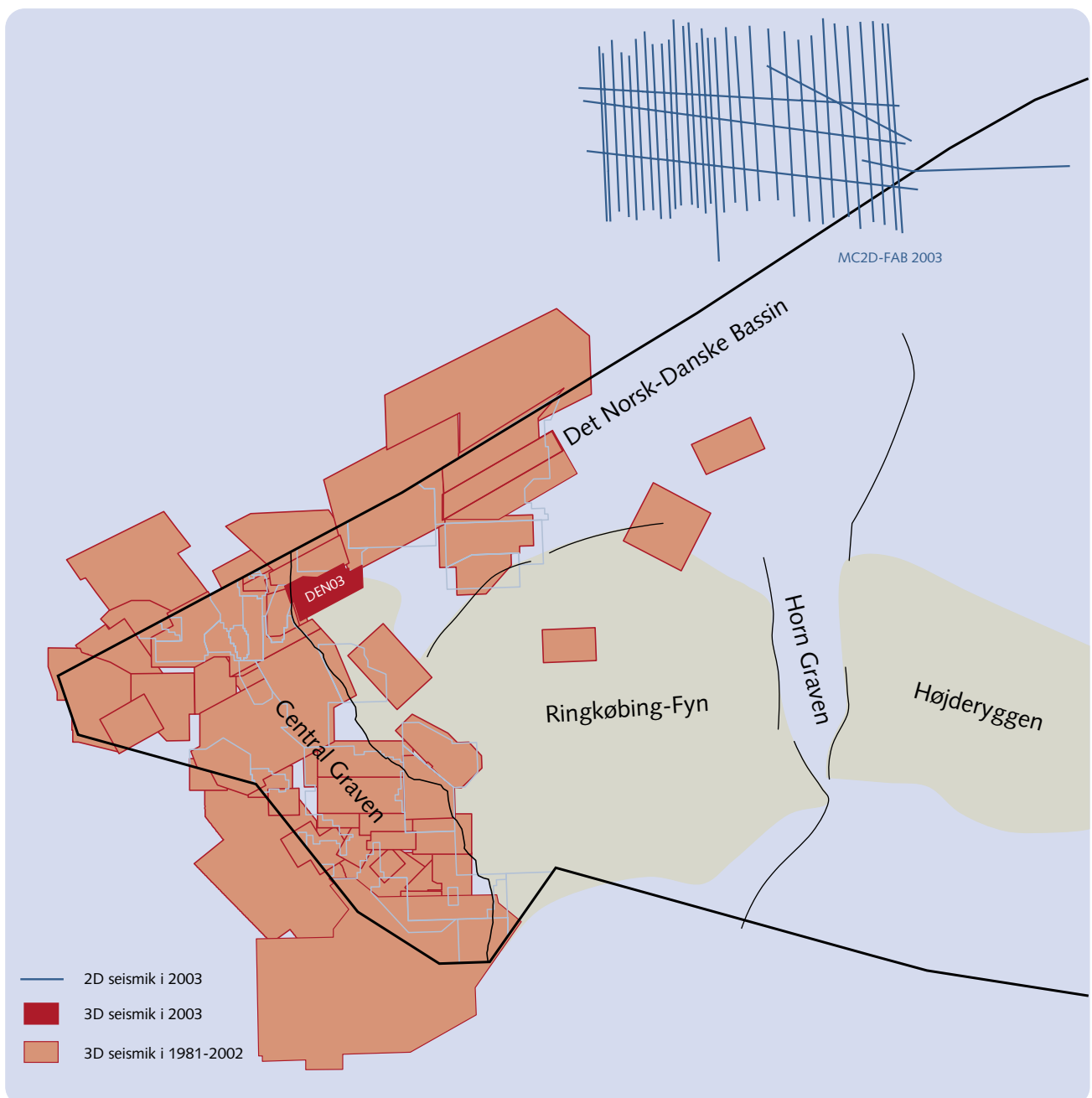


lodret og sluttede i en dybde af 2.965 meter under havets overflade i lag af Øvre Kridt alder. Der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

Ophelia-1 (5603/32-4)

DONG E&P A/S, som er operatør for olieselskaberne i tilladelse 8/89, gennemførte i august-oktober 2003 efterforskningsboringen Ophelia-1 på en position ca. 15 km vest for Syd Arne feltet. Boringen blev foretaget som lodret boring og sluttede i en dybde af 4.919 meter under havets overflade i lag af formodet Rotliegendes alder. Der blev fundet olie i de forventede sandsten i Øvre Jura, men reservoiret var tæt, og det skønnes ikke muligt at producere olien.

fig. 1.7 Seismiske undersøgelser



Vurderingsboringer

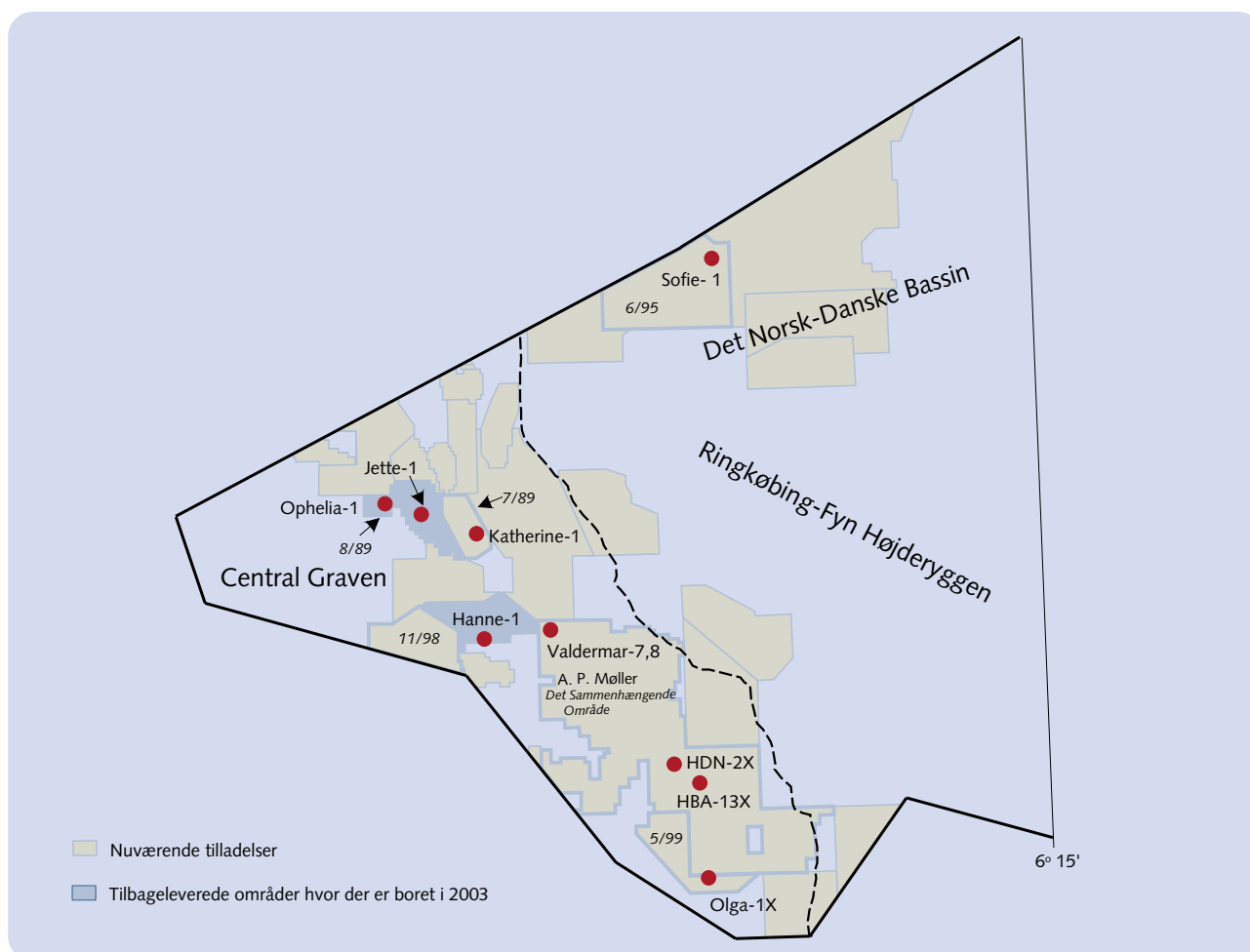
Valdemar-7 (5504/7-10) og Valdemar-8 (5504/7-11)

I forbindelse med udbygningen af Valdemar feltet borede Mærsk olie og Gas AS fra april-september 2003 to brønde Valdemar-7 og Valdemar-8. I forbindelse med Valdemar-7 blev der boret et ekstra brøndspor for at vurdere kulbrinteforekomsten på den østlige flanke af Valdemar feltet. Valdemar-8 boringen blev forlænget for at undersøge reservoirregenskaberne i den nordlige del af feltet. Begge brønde blev efterfølgende færdiggjort som vandrette produktionsbrønde i oliereservoiret i Øvre Kridt.

HBA-13X (5505/13-9)

Mærsk olie og Gas AS udførte i maj-juni 2003 vurderingsboringen HBA-13X. Boringen er udført fra HBA platformen på Halfdan feltet, hvor der er fundet olie og gas i både Danien og Maastrichtien kalken. HBA-13X blev boret horisontalt og går igennem lag af Danien og Maastrichtien alder. Den efterfølgende prøveproduktion viste tilfredsstillende resultater. Boringen vil blive brugt som produktionsboring i forbindelse med den planlagte udnyttelse af gasforekomsten i Halfdan og Sif felterne.

fig. 1.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer



HDN-2X (5504/16-10)

I september 2003 udførte Mærsk Olie og Gas AS en lodret vurderingsboring, HDN-2X. Boringen gav vigtige oplysninger om udbredelsen af kulbrinter i Danien kalken i den nordvestlige del af Halfdan feltet.

Katherine-1 (5604/30-4)

Amerada Hess ApS udførte i samarbejde med DONG E&P A/S vurderingsboringen Katherine-1 på Syd Arne feltet i september-december 2003. Katherine-1 blev boret som en næsten lodret boring højt på kalkstrukturen. Endnu to brøndspor, Katherine-1A og Katherine-1B, der henholdsvis blev boret afbøjet og næsten vandret, gennemborede østflanken af feltet.

Alle tre brøndspor opfyldte deres formål og påviste olie på såvel ryggen af strukturen som på østflanken af feltet. De nye oplysninger vil blive brugt i forbindelse med planlægningen af kommende produktionsboringer på Syd Arne feltet.

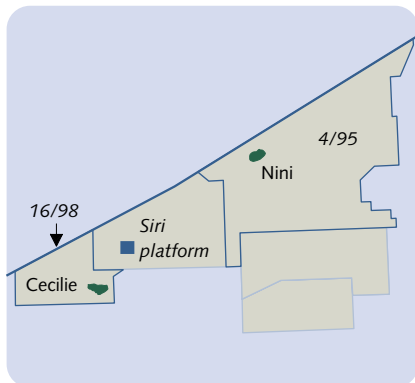
Geotermiboring*Margretheholm-2 (5512/11-2)*

DONG E&P A/S udførte som operatør for HGS, Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde, i juni 2003 Margretheholm-2 boringen. Den blev boret til 2.750 meter under havets overflade ved Amagerværket. Boringen er ikke medregnet i statistikken i figur 1.7.

Margretheholm-2 vil sammen med Margretheholm-1 boringen indgå i et demonstrationsanlæg for udnyttelse af geotermisk energi. Anlægget forventes idriftsat i efteråret 2004.

2. UDBYGNING

fig. 2.1 Udbygning i Siri kanalen



Det høje aktivitetsniveau for udbygninger i den danske del af Nordsøen blev opretholdt i 2003.

Produktion fra tre nye felter blev iværksat i løbet 2003. To nye felter, Nini og Cecilie, blev sat i produktion i august 2003 med DONG E&P A/S som operatør, se figur 2.1. I foråret 2003 blev der på felterne installeret platforme og rørledninger, og ved udgangen af 2003 var der færdiggjort i alt fem indvindingsbrønde.

Samtidig startede produktionen fra Sif feltet, se figur 2.3. Sidst i 2003 blev den første brønd prøveproduceret, og der vil blive iværksat permanent produktion fra området i løbet af 2004. Produktionen foretages fra installationerne på det nærliggende Halfdan felt.

I 2003 er der desuden blevet udført nye indvindingsbrønde på en række af de eksisterende felter. Det samlede antal udførte indvindingsbrønde i 2003 er 24, hvilket svarer til niveauet fra de foregående år. Antallet af arbejdende borerigge på dansk område har derimod været lavere end de foregående år, idet tre rigge i perioder har fungeret som beboelsesplatforme på felterne Halfdan og Siri.

Figur 2.2 viser de eksisterende produktionsanlæg i den danske del af Nordsøen ved indgangen til 2004.

I bilag B findes en oversigt over samtlige producerende felter. Oversigten indeholder en række faktuelle oplysninger om felterne samt kort. De boreriger, som er udført i 2003, er på kortene markeret med lys farve.

UDBYGNING AF NYE FELTER

Cecilie feltet

Cecilie feltet ligger i den såkaldte Siri kanal i den nordlige del af det danske område, se figur 2.1. Feltet blev fundet i 2000.

Feltet er i løbet af 2003 blevet udbygget som en ubemandet satellit til Siri platformen. Cecilie platformen blev installeret i sommeren 2003 ved hjælp af verdens største kranskip, Saipem 7000, og produktionen startede i august 2003 fra én brønd. En yderligere brønd er udført i begyndelsen af 2004. Der planlægges desuden udført en injektionsbrønd, idet indvindingen fra feltet er baseret på vandinjektion for at opretholde trykket i reservoiret. DONG E&P A/S er operatør på feltet.

Injektionsvand og løftegas til Cecilie feltet leveres fra Siri platformen, mens gasproduktionen injiceres i Siri reservoiret for at øge indvindingen fra Siri feltet.

Produktionen fra Cecilie feltet føres til Siri platformen til behandling, lagring og videre transport.

I januar 2004 modtog Energistyrelsen desuden en plan for udnyttelse af Connie forekomsten, som ligger inden for Cecilie tilladelsen. Olieforekomsten planlægges udnyttet fra installationerne på Cecilie feltet.



fig. 2.2 Produktionsanlæg i Nordsøen 2003

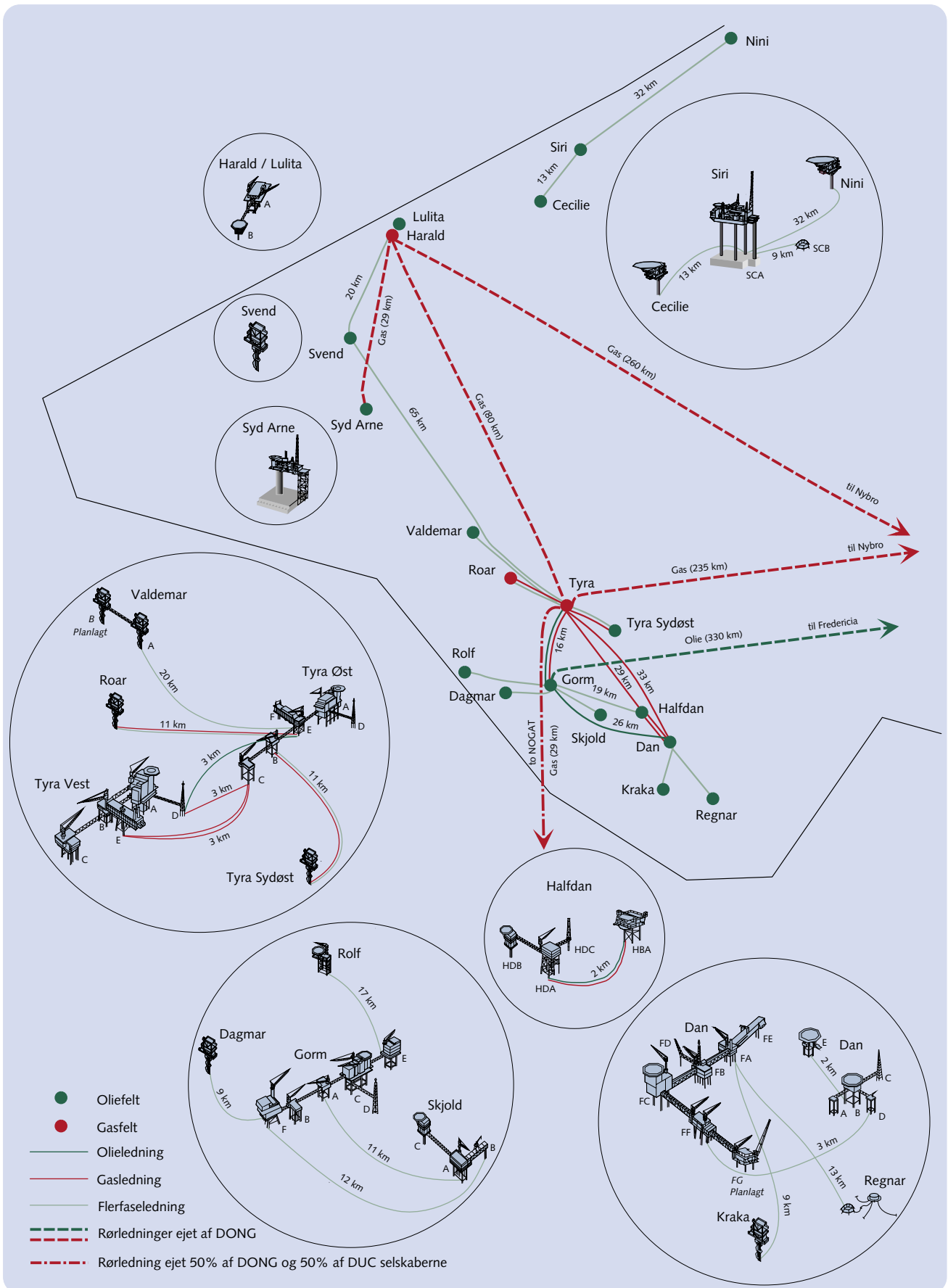
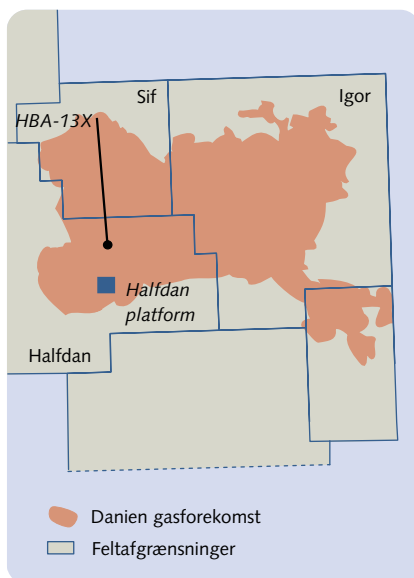


fig. 2.3 Udbygning af Sif feltet



Nini feltet

Nini feltet blev ligesom Cecilie feltet fundet i 2000. I juli 2003 blev der installeret en ubemandet platform ved hjælp af kranskibet Saipem 7000. Produktion fra feltet startede i august 2003 med DONG E&P A/S som operatør.

Feltet er udbygget som en satellit til Siri feltet. Produktionen fra Nini feltet føres til Siri platformen, hvor den behandles. Injektionsvand og løftegas til Nini leveres fra Siri platformen, mens gasproduktionen fra Nini feltet injiceres i Siri reservoiret for at øge indvindingen fra Siri feltet.

Ved udgangen af 2003 er der blevet udført i alt fire indvindingsbrønde på feltet, hvor af tre er sat i drift. Indvindingen er baseret på vandinjektion.

Sif feltet

Sif feltet er en del af en Danien gasforekomst, som strækker sig ind over feltafgrænsningerne for Sif, Igor og Halfdan.

I 2003 blev der godkendt en plan for indvinding fra området. Planen omfatter en trinvis udbygning, hvor de første trin indebærer udførelsen af indvindingsbrønde fra den eksisterende satellitplatform HBA på Halfdan feltet. Platformen er blevet udvidet med et gasbehandlingsmodul. Mærsk Olie og Gas AS er operatør.

Den første brønd til området, HBA-13X, blev boret i sommeren 2003, og nåede en reservoirlængde på ca. 4.800 meter, hvorefter brønden blev prøveproduceret. På grund af midlertidige begrænsninger i behandlingseffektiviteten på Halfdan platformen forventes permanent produktion fra Sif feltet først at blive iværksat i sommeren 2004.

UDBYGNING AF EKSISTERENDE FELTER

Dan feltet

Dan feltet er det største felt i Danmark. Til trods for at feltet har været i produktion siden 1972, findes der løbende potentiale for yderligere udbygninger.

I 2001 blev der godkendt en udbygningsplan for Dan feltet, som indebærer en videre udbygning af den vestlige flanke over mod Halfdan feltet. Der er planlagt otte brønde, og ved udgangen af 2003 er der udført syv brønde. Af disse syv brønde er fire blevet udført i 2003, se feltkort i bilag B. Samtidig er syv eksisterende brønde blevet konverteret til vandinjektion.

Sidst i 2003 blev der godkendt et opdateret brøndmønster for den vestlige flanke, som indebærer udførelse af yderligere fire brønde.

I 2002 blev der godkendt en plan med en ændret indvindingsstrategi for området under gaszonen i den sydøstlige blok på feltet. Indvindingen fra dette område var hidtil foregået med konventionel vandinjektion, dvs. så lave rater, at reservoirstrukturen ikke fraktureres ved injektionen. Men med den ændrede strategi er der blevet iværksat forsøg med højrate vandinjektion, som forventes at medføre en øget indvinding på grund af frakturering af reservoiret. Forsøgsperioden strækker sig frem til 1. oktober 2004.

En planlagt, ny platform på feltet, Dan FG og tilhørende bromodul, skal indeholde separationsanlæg for produktion, rensningsanlæg for produceret vand, gasbehandlings- og kompressionsanlæg samt vandinjektionsanlæg.



Halfdan feltet

Udbygningen af Halfdan feltet er fortsat i gang. Feltet blev sat i produktion i 1999, og udbygningen er hidtil foregået i tre faser. Den samlede planlagte udbygning består af i alt 46 brønde, 25 produktionsbrønde og 21 vandinjektionsbrønde. I 2003 er der udført i alt syv brønde på feltet. Derudover er der påbegyndt boring af yderligere tre produktionsbrønde.

Ved udgangen af 2003 produceres fra 26 brønde, mens der injiceres vand i 13 brønde, se feltkort i bilag B. Injektionsbrøndene produceres i en periode inden konvertering til vandinjektion, se afsnittet *Produktion*.

På feltet er der i sommeren 2003 desuden blevet installeret et nyt behandlingsmodul på HDA platformen samt en beboelsesplatform HDB og en afbrændingsplatform HDC. Samtidig er der blevet installeret modtagefaciliteter til produktionen fra Sif feltet og etableret en ny gasrørledning fra Halfdan HDA via Halfdan HBA til Tyra Vest.

Rolf feltet

Produktionen fra Rolf feltet var lukket ned en stor del af 2002. Dette skyldtes, at brønden Rolf-3 på grund af en lækage i produktionsrøret måtte lukkes. Lukningen af Rolf-3 brønden medførte, at produktionen fra Rolf-5 som den eneste producerende brønd på feltet ikke kunne opretholdes. Dette skyldes temperaturfald i rørledningen til Gorm feltet.

I starten af 2003 blev der udført en genboring af Rolf-3 brønden. Denne brønd, Rolf-3A, blev boret til den centrale, sydlige del af Rolf feltet, se feltkort i bilag B. Mens Rolf-3 brønden drænedes Maastrichtian reservoiret, er det nye brøndspor placeret i Danien reservoiret.

Siri feltet

Siri feltet blev sat i produktion i 1999. Siri feltet omfatter desuden områderne Stine segment 1 og 2, se feltkort i bilag B.



Indfasningen af produktionen af de tre nye satellitinstallationer på Siri platformen har medført et behov for en betydelig udvidelse af behandlingsanlæggene for olie, gas og vand på Siri. Grundet forsinkelser i fabrikationen af blandt andet en ny gaskompressor vil installation på platformen først finde sted medio 2004. På grund af forsinkelsen er en del af gasproduktionen fra Nini og Cecilie blevet afbrændt på Siri uden nyttiggørelse fra august 2003, hvor felterne blev sat i produktion.

Der er iværksat produktion fra Stine segment 2, og i starten af 2003 blev der udført den anden vandrette produktionsboring, SCA-6, i segment 2 området. Boringen blev udført fra Siri platformen.

Produktionen fra Stine segment 1 forventes at starte i 2004. Udbygningen af segment 1 omfatter en undervandsinstallation omfattende en produktionsboring og en injektionsboring. Produktionen vil blive ført via en rørledning til Siri platformen for behandling, lagring og videre transport. Injektionsvand leveres fra Siri platformen via en forgrening fra vandledningen til Nini feltet.

Skjold feltet

På Skjold feltet er der i sommeren 2003 blevet udført en vandret vandinjektionsbrønd på den sydvestlige flanke, se feltkort i bilag B. Formålet er at øge trykstøtten i området.

Derudover udestår stadig ifølge planen konvertering af produktionsbrønde til vandinjektion.

Syd Arne feltet

En udbygningsplan for feltet fra 2001 er fortsat under gennemførelse. Den igangværende fase af planen omfatter udførelse af op til ni nye borer.

I foråret 2003 blev der udført en produktionsboring på den nordlige del af feltet. Herefter var der hen over sommeren og efteråret 2003 en borepause for at vurdere de indhentede data fra de senest udførte borer. Vurderingen mandede i december 2003 ud i genoptagelse af borearbejdet.

Samtidig er det planlagte brøndmønster for udbygningen blevet opdateret. Hidtil har der været foretaget indvinding fra Ekofisk formationen via sprækker fra brønde i den underliggende Tor formation. Men med det opdaterede brøndmønster planlægges nu også placeret brønde i Ekofisk formationen med henblik på at optimere produktionen. Efter genoptagelse af borearbejdet er den første brønd en dedikeret Ekofisk brønd beliggende i den nordlige del af feltet. Der planlægges udført yderligere indvindingsbrønde i 2004.

Sidst i 2003 blev efterforsknings- og vurderingsboringen Katherine-1 boret på Syd Arne feltet, se afsnittet om *Koncessioner og efterforskning*. Boringen blev boret som en næsten lodret boring på selve ryggen af strukturen med sidespor ned på den østlige flanke af feltet. Formålet var at indhente oplysninger om udstrækningen af oliezone og produktionsegenskaberne i den centrale og østlige del af feltet. De nye oplysninger fra Katherine borerne vil blive brugt i forbindelse med planlægningen af kommende produktionsboringer på Syd Arne feltet.

Tyra Sydøst feltet

Produktion fra Tyra Sydøst feltet startede i 2002 fra fem brønde, og i 2003 er en syvte gasproduktionsbrønd på feltet blevet udført, se feltkort i bilag B.

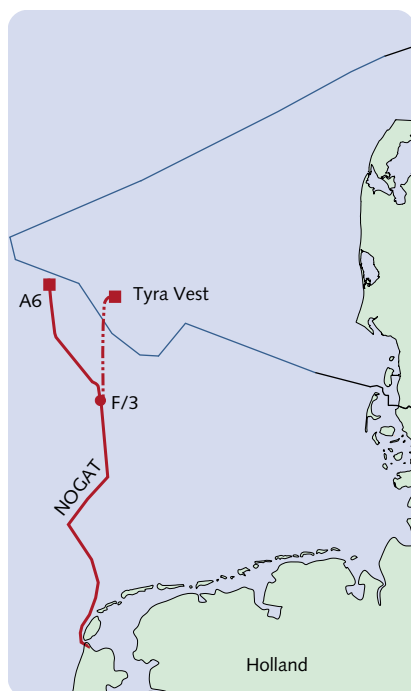
Derudover er der i 2003 godkendt en plan for yderligere udbygning med en syvende brønd på feltet. Samtidig er der godkendt en udvidelse af det eksisterende vandbehandlingsanlæg på Tyra Øst, hvor produktionsvand fra Tyra Sydøst feltet renses.

Valdemar feltet, Nord Jens området

På Valdemar feltet er det i 2003 udført to nye brønde, begge beliggende i Øvre Kridt. I brøndene blev der ligeledes udført vurderingsspor til Nedre Kridt reservoir.

I november 2003 modtog Energistyrelsen en plan for videre udbygning af Nord Jens området i Valdemar feltet. Planen indebærer en større udbygning af Nedre Kridt reservoir og omfatter boring af otte vandrette produktionsbrønde. Udførelsen af borerne forventes at starte midt i 2005 fra en ny ubemandet platform med plads til 12 brønde. Platformen broforbindes med den eksisterende Valdemar A platform. Samtidig vil der blive etableret separation på Valdemar feltet, og den

fig. 2.4 Tracé af ny rørledning



våde gas vil blive transporteret gennem en ny rørledning til Tyra Vest, mens væskeproduktionen transporteres gennem den eksisterende rørledning til Tyra Øst.

Gasrørledning til eksport

I efteråret 2003 er en ny 26" gasrørledning fra Tyra Vest E platformen til F/3 platformen på hollandsk sektor blevet etableret. Herfra vil gas blive ført gennem den eksisterende NOGAT rørledning til Holland. Rørledningen forventes sat i drift i 2004.

Ejerne af den nye ledning, som har en kapacitet på 15 mio. Nm³ pr. dag, er DONG (50%), Shell (23%), A.P. Møller (19,5%) og Texaco (7,5%). Mærsk olie og Gas AS er operatør for rørledningen.

KOMMENDE FELTER

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

Faktuelle oplysninger om felterne, herunder det planlagte tidspunkt for idriftsættelse, kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

3. PRODUKTION

OLIEPRODUKTION

Produktionen af olie fra de danske felter i Nordsøen var 21,3 mio. m³ i 2003, Dette er 1% mindre end produktionen i 2002, hvor der var produktionsrekord i Danmark.

Produktionen fra Halfdan feltet er øget væsentligt i 2003 med en stigning på 17% i forhold til 2002, se figur 3.1. Dette skyldes den fortsatte udbygning med nye borer. En række felter havde derimod en aftagende produktion i 2003, og den samlede årsproduktion blev derfor omtrent som året før.

Ved slutningen af 2003 er der 20 producerende olie- og gasfelter i Danmark. I årets løb kom der tre mindre felter i produktion; Nini, Cecilie og Sif, se afsnittet *Udbygning*, og disse felter bidrog med 2,6% af årets produktion.

På felterne er der i alt 240 borer, hvorfra der kan produceres olie og gas, mens 113 borer kan anvendes til at injicere vand og/eller gas.

I 2003 var der ti selskaber, som modtog og solgte olie og naturgas fra de danske felter. I figur 3.2 er den procentvise fordeling af hvert selskabs produktion af olie i forhold til den totale olieproduktion i 2003 vist.

GASPRODUKTION

I 2003 blev der produceret 10,21 mia. Nm³ naturgas fra felterne. Heraf blev der reinjiceret 2,43 mia. Nm³, mens der blev forbrugt 0,65 mia. Nm³ til drift af produktionsudstyret offshore. Desuden blev der af tekniske grunde afbrændt 0,23 mia. Nm³. I afsnittet *Miljø* er forbruget og afbrændingen af gas offshore nærmere beskrevet.

Der blev således solgt 6,90 mia. Nm³ naturgas fra felterne i Nordsøen, hvilket er 5% mindre end leverancerne i 2002.

fig. 3.1 Olieproduktionen fra Halfdan feltet

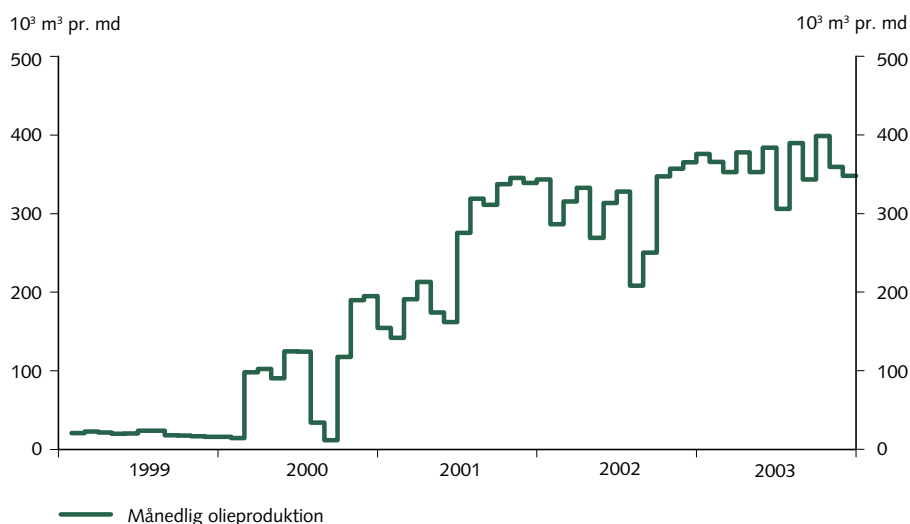
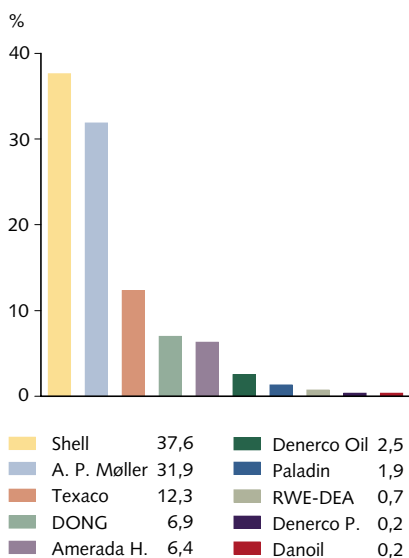


fig. 3.2 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



VANDPRODUKTION

Et reservoir indeholder altid foruden kulbrinter en vis mængde vand, og en del af væskeproduktionen består derfor af vand. Reservoirerne på dansk område indeholder typisk fra 50% til 90% kulbrinter, mens resten af reservoiret er fyldt med vand. Efterhånden som produktionen skrider frem, øges vandandelen af produktionen, idet olien efterhånden fortrænges af det omkringliggende vand.

Den naturlige fortrængning af olien kan fremskyndes ved at injicere vand i feltet. Vandproduktionen fra de danske felter er i 2003 steget til over 55% i gennemsnit af den samlede væskeproduktion. Dette er en markant stigning fra 2002, hvor vandindholdet i produktionen var 51%. I figur 3.3 er vist udviklingen i olie- og vandproduktionen samt andelen af vand i den samlede væskeproduktion fra alle de danske felter. Desuden er vist udviklingen i vandinjektionen.

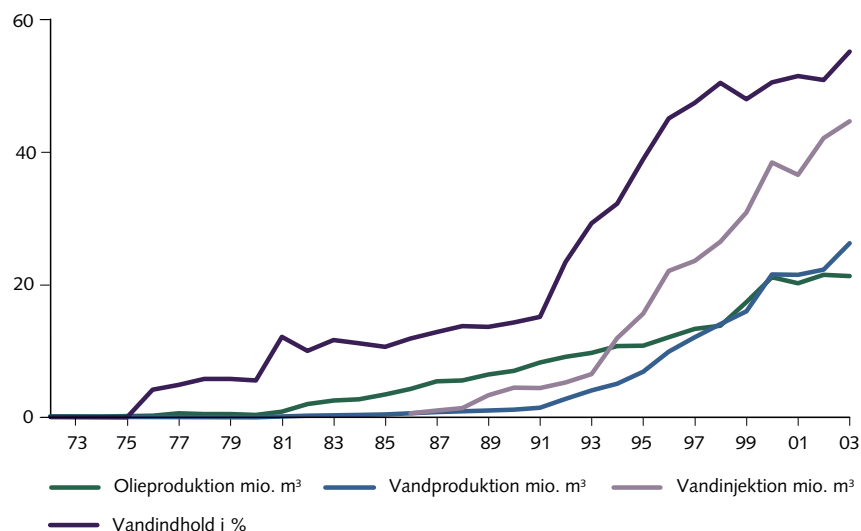
Vandinjektionen har pågået i mange år i en række felter, og vandinjektionen øges stadig i disse år. Formålet er at vedligeholde trykket i reservoirerne, som ellers vil falde som følge af produktionen, samt at fortrænge olien fra reservoiret. Injektion af store mængder vand hjælper således med til at stabilisere, accelerere og øge olieproduktionen.

En effektiv indvinding af den tilstedeværende olie kræver, at der injiceres vandmængder, der svarer til flere gennemskylninger af reservoirets totale volumen. På flere felter injiceres der i øjeblikket lige så meget vand, som der produceres olie og vand, således at der opretholdes en volumenbalance.

I Syd Arne feltet er der i de seneste år blevet overinjiceret betydeligt i forhold til det volumen, der tages ud af reservoiret. Hensigten er at genopbygge trykket i reservoiret. Derved kan produktionsraterne vedligeholdes, men den øgede injektion medfører også øget vandproduktion, og vandandelen kan derfor også forventes at stige markant i årene fremover.

Nye brønde producerer typisk med lav vandandel i begyndelsen. Produktionen falder derefter, og andelen af vand stiger, efterhånden som olien produceres. I et oliefelt,

fig. 3.3 Udvikling i vandproduktion



hvor der er etableret trykstøtte med vandinjektion, kan den høje produktionsrate opretholdes i længere tid. Vandinjektion vil dog på et tidspunkt medføre en væsentlig stigning i vandandelen.

PRODUCERENDE FELTER

Produktionen af olie startede i 1972 og er øget, efterhånden som flere felter er kommet i produktion, se figur 3.5. I andet halvår af 2003 kom yderligere tre mindre felter i produktion; Nini, Cecilie og Sif. Produktionen fra Sif feltet var dog en kortvarig prøveproduktion. Når procesudstyr er færdiginstalleret på Halfdan platformen, kan regelmæssig produktion fra Sif feltet iværksættes.

I bilag A findes tal for produktionen af olie og gas fra de enkelte felter. Desuden indeholder bilag A tal for produktion og injektion af vand, forbrug af brændstof, afbrændte gasmængder, injektion af gas samt oversigt over udledte CO₂-mængder fra anlæggene i Nordsøen. Produktionstal fordelt på de enkelte år siden 1972 kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

I bilag B findes en skematisk gennemgang af alle de felter, der producerer olie og gas. De væsentligste træk i udviklingen af produktionen gennem 2003 er kort beskrevet i det følgende. De danske felter er vist på figur 3.4.

fig. 3.4 Danske olie- og gasfelter

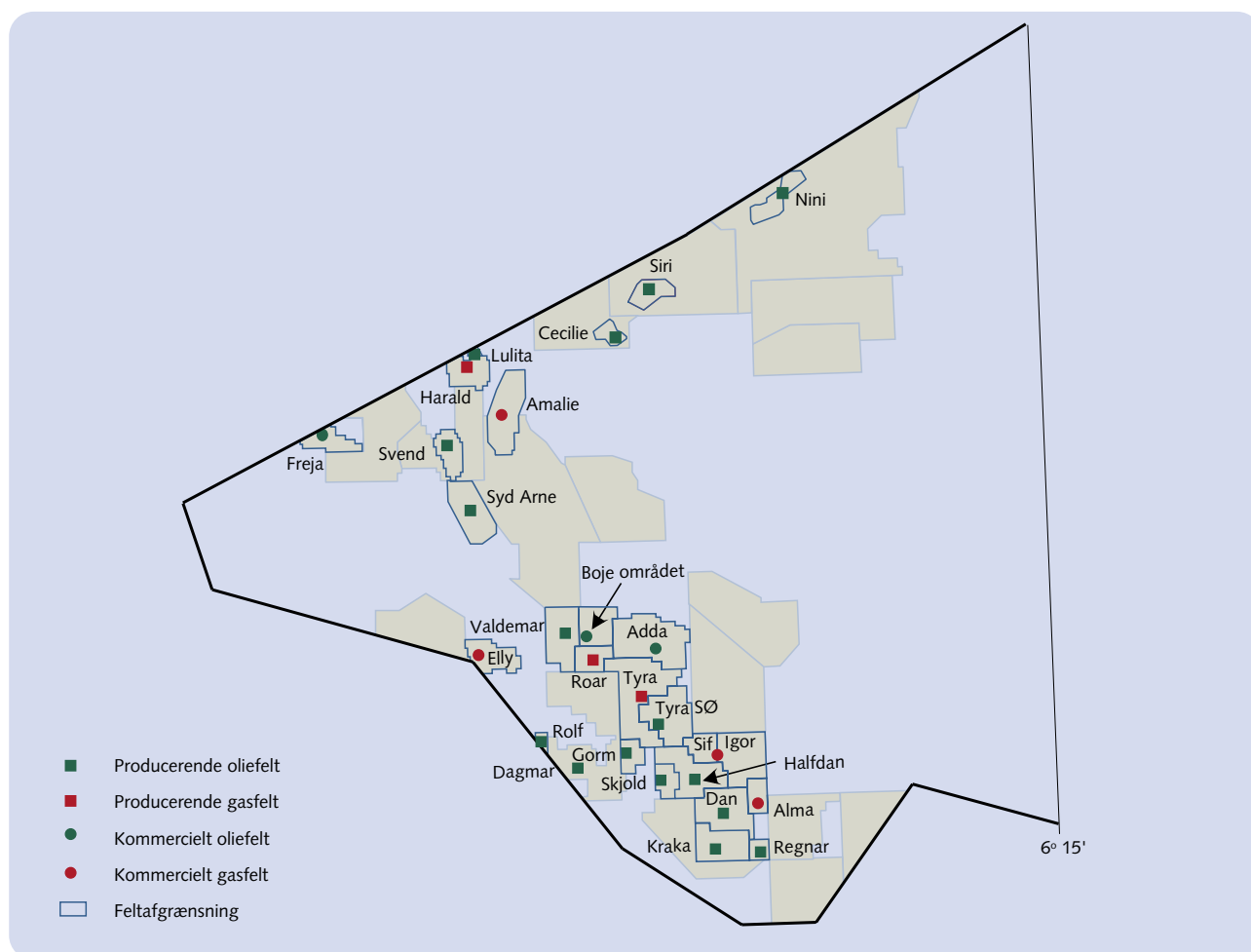
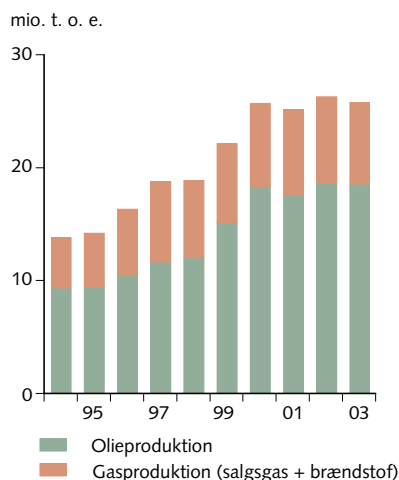


fig. 3.5 Produktion af olie og gas



Dan feltet

Olieproduktionen fra Dan feltet faldt i 2003 med 6%, hvilket svarer til ca. 400.000 m³. Det er dermed andet år i træk, at produktionen faldt.

Produktionen fra Dan feltet er begrænset af kapaciteten i anlægget, som behandler gassen fra både Dan og Halfdan felterne. Kapaciteten må derfor prioriteres mellem de to felters produktion. Halfdan feltet producerer med et lavere gas-olieforhold (GOR), og det er derfor fordelagtigt at producere olie fra Halfdan feltet frem for Dan feltets olie. Dan feltet producerer derfor ikke med sit fulde potentiale, men Dan er dog stadig det felt, der har den højeste produktion i Danmark. Siden olieproduktionens start i 1972, er der produceret i alt 69,5 mio. m³ olie fra Dan feltet, hvilket udgør ca. 30% af den samlede danske olieproduktion.

I 2003 steg vandandelen af produktionen til 55%, hvilket skal ses i forhold til de store mængder vand, der injiceres i feltet. Injektionen overstiger nu volumen af olie- og gasproduktionen. Injektionen sker med høj rate i store dele af feltet, hvilket fremskynder olieproduktionen, mens det samtidig øger vandproduktionen.

Cecilie feltet

Produktionen af olie og gas fra Cecilie feltet blev indledt i august 2003. Der produceres mindre mængder olie end forventet.

Gorm feltet

Produktionen fra Gorm feltet var stabil i 2003, men den samlede årsproduktion var 2% lavere end i 2002. Der injiceres store mængder vand som trykstøtte i Gorm feltet, og det medfører en stadig stigende vandproduktion fra feltet. I 2003 var vandproduktionen således 61% af væskeproduktionen.

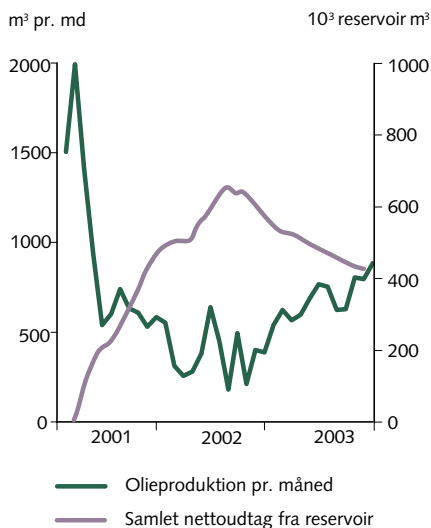
Halfdan feltet

Udbygningen af Halfdan feltet fortsatte i 2003 med færdigboringen af en række nye brønde samt konvertering af eksisterende brønde til vandinjektion, se afsnittet *Udbygning*. Det medførte en stigning i feltets olieproduktion på 17%. Der er påbegyndt højrate vandinjektion i 2002, og denne trykstøtte hjælper med at opretholde produktionen fra brøndene. Produktionen forløber fortsat med et lavt vandindhold på ca. 10%.

Resultatet af trykstøtten fra vandinjektionen ses tydeligt på produktionen fra brønden HDA-8, som er vist på figur 3.6. Produktionen fra brønden var faldende, indtil der efter godt et års produktion fra brønden blev etableret trykstøtte i området. To vandrette injektionsbrønde blev placeret på begge sider af produktionsbrønden parallelt med denne. Resultatet af injektionen ses tydeligt, da faldet i produktionen ophører, og en jævnt stigende tendens begynder.

Halfdan feltet udbygges med en teknik, som af operatøren Mærsk Olie og Gas AS kaldes FAST, hvilket står for Fracture Aligned Sweep Technology. Med FAST teknikken bores der et mønster med lange parallelle brønde, hvor brøndene ligger som skiftevis produktions- og injektionsbrønde. De fremtidige vandinjektorer anvendes først til produktion af olie for at udnytte muligheden for en høj startproduktion, og for at reducere trykket i reservoiret. Derefter injiceres vand ved lavt tryk. Under denne proces skabes et parallelmønster af højt og lavt tryk, der påvirker hovedspændingsretningerne i reservoirbjergarten, således at mindste hovedspænding står vinkelret på borerne.

fig. 3.6 Olieproduktionen fra HDA-8



Når vandinjektionstrykket efterfølgende øges, revner reservoirbjergarten langs med brønden, og vandet kan nu strømme næsten frit i sprækkerne. Herved skabes der en sammenhængende vandfront i hele brøndens længde, som presser olien hen mod produktionsbrøndene. Dette giver en effektiv og relativt hurtig fortrængning af olien. Ulempen ved metoden er, at den på et tidspunkt vil medføre en hurtig stigning i vandproduktionen, når vandfronten er nået frem til produktionsbrøndene.

Produktionen fra Halfdan er til en vis grad begrænset af, at produktionen foregår via produktionsfaciliteterne på Dan og Gorm felterne og dermed er afhængig af kapaciteten på disse anlæg. Separation foretages på Halfdan anlægget, og gassen sendes videre gennem Dan feltets behandlingsanlæg, mens olien fra Halfdan sendes videre til Gorm feltets behandlingsanlæg for videre behandling. Dette forhold ændres, når procesanlægget på Halfdan er klargjort.

Nini feltet

Produktionen af olie og gas fra Nini feltet blev indledt i august 2003. Der produceres større mængder olie end forventet.

Rolf feltet

Efter genboring af Rolf-3 boringen er produktionen fra Rolf feltet øget betydeligt. Olieproduktionen i 2003 blev større end den samlede produktion fra Rolf i 2001 og 2002. Rolf feltet er dog forsat et af de mindre olieletter i Danmark.

Siri feltet

Siri feltet producerer olie og gas fra sandstenslag med trykstøtte fra en kombineret injektion af gas og vand. Olieproduktionen faldt i 2003 med 38%, og vandproduktionen er steget fra 67% til 76% i 2003.

I 2003 har der som følge af blandt andet indfasningen af Nini og Cecilie felterne været omfattende installationsarbejder på Siri feltet. Anlægsarbejderne medførte en række planlagte nedlukninger af behandlingsanlæggene.

Samtidig startede produktion fra Nini og Cecilie felterne i august 2003 før udviklingen af platformens behandlingsanlæg var gennemført. Installation af blandt andet en ny gaskompressor på feltet forventes først at ske medio 2004.

For at give plads til behandling af gassen fra Nini og Cecilie er der sket en betydelig reduktion af produktionen fra Siri og Stine segment 2. Reduktionen er foretaget for at begrænse omfanget i den midlertidige afbrænding uden nyttiggørelse af gas på Siri platformen.

Skjold feltet

Olieproduktionen fra Skjold feltet faldt med 8% i 2003, hvilket følger udviklingen fra tidligere år. Samtidig er vandproduktionen steget yderligere i 2003, og vandandelen er nu 70% af produktionen fra Skjold.

Syd Arne feltet

Olieproduktionen fra Syd Arne feltet steg med 3% i 2003. Det skyldes, at der blev boret én ny produktionsbrønd på feltet. Samtidig foretages der vandinjektion med meget høj rate. Således injiceres der nu næsten dobbelt så store vandmængder som den samlede væskeproduktion. Vandproduktionen er mere end fordoblet i det forløbne år og er nu 26% af den samlede væskeproduktion.

Tyra Sydøst feltet

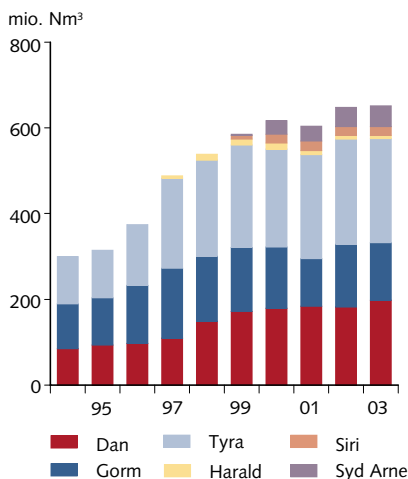
Efter at feltet startede produktion i marts 2002, faldt produktionen i 2003 med 31% i forhold til året før. Vandproduktionen er steget væsentligt og udgør nu 63% af væskeproduktionen.

Valdemar feltet

Efter boring af to succesfulde produktionsbrønde i 2002, blev der i 2003 boret yderligere to brønde i feltet. Disse har medvirket til, at olieproduktionen er øget med 23%. Feltets naturlige vandproduktion har været stabil i 2003 på grund af de nye brønde, som producerer med lavere vandindhold end gennemsnittet. Der planlægges nu en yderligere udbygning af Valdemar feltet med otte brønde boret i Nedre Kridt reservoiret.

4. MILJØ

fig. 4.1 Brændstofforbrug



EU'S KVOTEDIREKTIV

Et EU direktiv om handel med kvoter for drivhusgasudledninger blev vedtaget i oktober 2003. Dette skete som led i EU-landenes opfyldelse af målene i Kyoto-protokollen for nedsættelse af drivhusgasudledningerne. Direktivet, som i første omgang kun sættes i kraft for CO₂-udledning, gennemføres i Danmark ved en CO₂-kvotelov, der træder i kraft 1. januar 2005.

Direktivet betyder, at en række virksomheder, der har aktiviteter omfattet af direktivet, skal aflevere kvoter svarende til deres udledning af CO₂ i året. De aktiviteter, som omfattes af kvoteloven, står i 2003 for ca. halvdelen af de samlede danske CO₂-udledninger. Energiforbrug til produktion af el, kraft og varme til brug ved indvinding af olie og gas samt afbrænding af gas uden nyttiggørelse er en af de aktiviteter, som omfattes af kvotesystemet. På dansk område bliver anlæg på syv felter omfattet af kvotesystemet.

I det danske lovforslag til implementering af direktivet svarer tildelingsprincippet for kvoter til virksomheder inden for olie- og gasindvinding til de principper, som benyttes for anden industri i Danmark. Ved de fleste typer af produktion er energiforbruget med en given teknologi proportional med produktionens størrelse. I modsætning hertil stiger energiforbruget pr. t.o.e. på grund af naturgivne forhold gennem et felts levetid. Der er ved denne tildelingsmetode for kvoter ingen kompensation for dette forhold.

Der vil ifølge det fremlagte lovforslag blive tildelt kvoter til virksomheder inden for olie- og gasindvinding svarende til en udledning på 2,3 mio. tons CO₂ pr. år. Desuden er der mulighed for at søge yderligere kvoter fra en pulje ved etablering af nye anlæg. For samtlige aktiviteter omfattet af kvoteloven forventes tildelingen i perioden 2005-07 at betyde en reduktion af CO₂-udledningen med 7,9% i forhold til de forventede udledninger uden tiltag. For at nå reduktionsmålet i 2008-12 vil kvotetildelingen blive reduceret fra 2008. Der er ikke taget stilling til, hvorledes de enkelte aktiviteter skal bidrage til denne reduktion. Det vil ske i løbet af 2006.

Energistyrelsen forventer, at det vil være muligt at foretage ændringer på nogle af offshoreanlæggene, så CO₂-udledningen kan reduceres i forhold til en uændret videreførelse af virksomheden. Det er imidlertid mindre sandsynligt, at den samlede sektor vil kunne gennemføre reduktioner af et sådant omfang, at køb af yderligere kvoter kan undgås. Energistyrelsen vil derfor følge selskabernes tiltag til reduktion af CO₂-udledningen.

CO₂-UDLEDNING FRA OFFSHORE ANLÆG

Gasafbrænding med og uden nyttiggørelse

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

Afbrænding med nyttiggørelse, dvs. som brændstof, udgør ca. 3/4 af den totale afbrænding offshore. Anlæggene i Nordsøen udleder CO₂ til atmosfæren som følge af forbruget af gas og dieselolie til brændstof og afbrændingen af gas uden nyttiggørelse. Størrelsen af udledningen fra det enkelte anlæg eller felt afhænger af produktionens størrelse samt anlægstekniske og naturgivne forhold.

fig. 4.2 Gasafbrænding

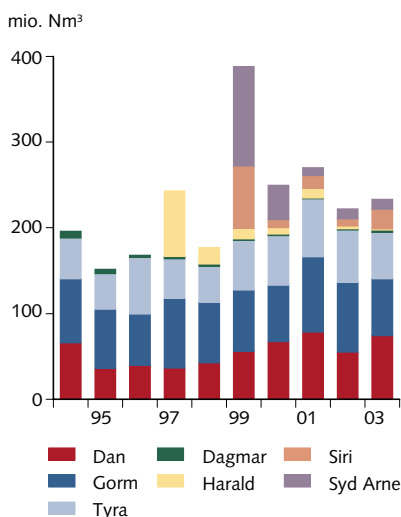
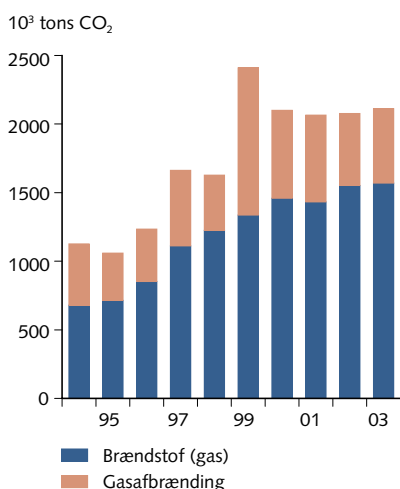


fig. 4.3 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



Forbruget af gas til brændstof på procesanlæggene og mængden af gas afbrændt uden nyttiggørelse gennem de seneste 10 år er vist på figurerne 4.1 og 4.2. Det fremgår af figurerne, at der som følge af en stigende produktion og stadig ældre felter er sket en betydelig stigning i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg i perioden.

Der har været en mindre stigning i den samlede mængde af afbrændt gas fra 2002 til 2003 på godt 12 mio. Nm³. Dette svarer til ca. 5%. På DUC felterne er der sket et lille fald i den samlede gasafbrænding, mens der dog er sket større forskydninger mellem de enkelte procescentre.

I 2003 har afbrændingen af gas uden nyttiggørelse på Syd Arne feltet ligget på samme lave niveau som året før, mens den på Siri feltet er steget væsentligt i forhold til perioden 2000-2002. Stigningen skyldes hovedsageligt indfasning af produktionen fra Nini og Cecilie felterne på Siri platformen. Som følge af en forsinkelse i udvidelsen af procesanlægget på Siri platformen har der været en ekstraordinær afbrænding af gas.

CO₂-udledning i 2003

Udviklingen i CO₂-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1994 er vist på figur 4.3. Det ses, at den samlede udledning i 2003 udgjorde ca. 2,1 mio. tons CO₂, hvilket stort set er uændret fra perioden 2000-2002. Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med 3-4% af den samlede CO₂-udledning i Danmark.

Brændstofforbruget i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse og den deraf følgende CO₂-udledning i de sidste 10 år er vist på figur 4.4.

Det fremgår af figuren, at CO₂-udledningen fra brændstofforbruget vurderet i forhold til produktionens størrelse generelt er steget igennem de seneste 10 år fra et niveau på ca. 50.000 tons CO₂ pr. mio. t.o.e. til et niveau på ca. 60.000 tons CO₂ pr. mio. t.o.e. Det skyldes blandt andet, at felternes gennemsnitlige alder er steget. Naturgivne forhold medfører, at energiforbruget pr. produceret t.o.e. stiger gennem et felts levetid.

Det ses på figur 4.5, at udviklingen i CO₂-udledningen fra gasafbrændingen vurderet i forhold til produktionens størrelse har udvist en stadigt faldende tendens siden begyndelsen af 1990'erne, bortset fra i 1997 og 1999, hvor indkøringen af felterne Harald, Siri og Syd Arne midlertidigt medførte ekstraordinær stor gasafbrænding. Såvel i 2002 og i 2003 har gasafbrændingen vurderet i forhold til produktionens størrelse således været den laveste i 10 år.

I forhold til produktionens størrelse er der i den danske del af Nordsøen mange produktionsanlæg sammenlignet med forholdene i andre Nordsølande. Dette vil alt andet lige reducere mulighederne for energimæssig effektivisering og dermed give en højere CO₂-udledning pr. produceret t.o.e. Valget af teknisk udstyr spiller dog i høj grad også ind for anlæggenes energieffektivitet og for behovet for afbrænding uden nyttiggørelse. Indførelse af CO₂-kvoter som led i den samlede klimastrategi øger behovet for yderligere at effektivisere energiudnyttelsen og reducere gasafbrændingen på produktionsanlæggene i Nordsøen.

I bilag A findes en opgørelse over det årlige gasforbrug til brændstof på de enkelte produktionscentre, den årlige gasafbrænding uden nyttiggørelse samt den

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

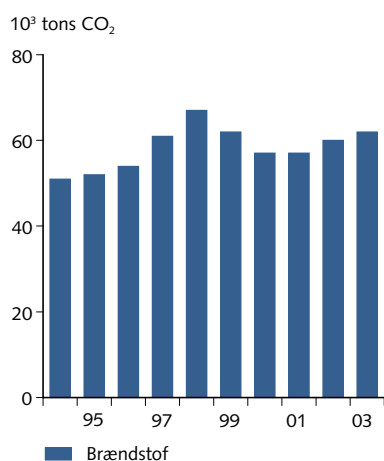
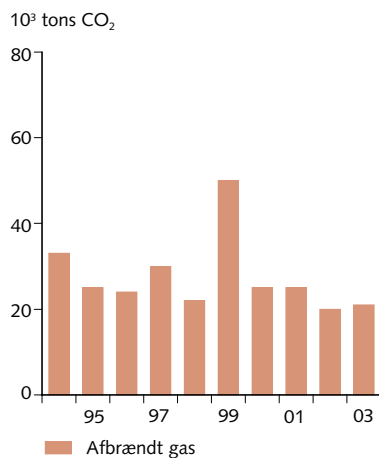


fig. 4.5 CO₂-udledning fra gasafbrænding pr. mio. t.o.e.



VVM i forbindelse med offshore aktiviteter

I forbindelse med godkendelse af nye indvindingsaktiviteter for olie og gas offshore eller ved større ændringer i bestående anlæg, skal der gennemføres en vurdering af den pågældende aktivitetes virkninger på miljøet, den såkaldte VVM vurdering.

Der er i 2003 ikke blevet udarbejdet nye VVM redegørelser i forbindelse med udbygninger i Nordsøen. De udbygningsaktiviteter, som er blevet godkendt af Energistyrelsen i 2003, er alle omfattet af tidligere udarbejdede VVM redegørelse, som har været fremlagt i offentlig høring.

Der henvises til tidligere udgaver af publikationen "Danmarks olie- og gasproduktion".

beregnete CO₂-udledning. Det skal i den forbindelse bemærkes, at de anførte tal indeholder nogle mindre korrektioner i forhold til tidligere bragte. Den betydeligste rettelse angår brændværdi for gassen produceret på Syd Arne feltet, hvor korrektionen udgør 75% i forhold til tidligere. Det bemærkes, at opgørelsen ikke indeholder udledning af CO₂ fra forbrug af dieselolie på produktionsanlæggene.

UDLEDNINGER TIL HAVET

Arbejdet i Nordsøen med at efterforske og udnytte olie- og gasreservoirer nødvendiggør anvendelse af en række kemikalier. Disse kemikalier kan være naturligt forekommende eller være fremstillet med specifikke egenskaber. Anvendelsen af disse kemikalier skal ske under hensyntagen til såvel arbejdsmiljø som påvirkningen af det omgivende miljø. Tilsvarende forhold gør sig gældende for de produkter, der hentes op fra undergrunden, dvs. kulbrinter og eventuelle naturlige stoffer i forbindelse med disse.

Produkterne fra undergrunden håndteres generelt i lukkede systemer, mens de anvendte kemikalier sejles ud og tilsættes processerne. Restprodukterne i forbindelse med produktionen sejles retur til land for behandling, genbrug og deponering eller udledes på stedet, afhængigt af konkrete miljømæssige vurderinger.

Tilsynet med opbevaring og brug af kemikalier i arbejdsmiljøet på boreplatforme og produktionsanlæg i den danske del af Nordsøen udføres af Energistyrelsen, mens tilsynet med påvirkningen af det omgivende miljø udføres af Miljøstyrelsen. Reguleringen gennemføres i samarbejde mellem de to myndigheder.

Tilladelse til udledning til havet gives af Miljøstyrelsen på baggrund af krav fastsat blandt andet gennem internationalt samarbejde med de øvrige lande omkring Nordsøen. Dette samarbejde er nedfældet i Oslo-Paris konventionen fra 1992 (OSPAR), der trådte i kraft i 1998. Forholdene offshore behandles i arbejdsgruppen *Offshore Industry Committee (OIC)*. Sideløbende hermed foregår der for tiden et internationalt arbejde med at fastlægge en EU-strategi for havmiljøet.

I OIC arbejdes der aktuelt med blandt andet at fastlægge miljømæssige mål for udledning af kemikalier til havet fra boreoperationer og produktion samt med at fastlægge hvorledes disse mål skal implementeres. For udledning af olie i restprodukter arbejdes der fortsat med mål og krav.

På det seneste møde i arbejdsgruppen i marts 2004 blev det blandt andet besluttet at gennemføre måleprogrammer for indhold af opløste, lette oliekomponenter i udledt vand fra produktionsplatforme samt for indhold af naturlig olie i borespånér fra boring i reservoirlag. Dette sker med henblik på eventuelt at supplere de eksisterende krav til udledning af dispergeret olie (oliedråber) og total mængde olie. Arbejdet med kemikalier koncentrerer sig i øjeblikket om identifikation af, hvilke kemikalier der anvendes, fælles klassifikation af disse efter miljøfarlighed samt fastlæggelse af de anvendte mængder.

I OSPAR regi arbejdes der med langsigtede generationsmål frem til 2020. For at kunne opfylde målene er der vedtaget en række anbefalinger, som blandt andet indebærer, at der i 2006 skal ske en reduktion af koncentrationen af dispergeret olie fra 40 mg pr. liter til 30 mg pr. liter i udledt, rensat produktionsvand. Samtidig skal der ske en reduktion af den samlede udledte oliemængde til havet på 15% i forhold til den udledte mængde i 2000.

5. SIKKERHED OG SUNDHED

Det høje aktivitetsniveau inden for efterforskning og udbygning i den danske del af Nordsøen medfører øget fokus på sikkerheden på havanlæggene og har samtidig betydet behov for midlertidig beboelse i tilknytning til de faste havanlæg samt en stigning i transporten til og fra anlæg.

I november 2002 fremlagde regeringen en handlingsplan for sikkerhed ved olie- og gasvirksomhed i den danske del af Nordsøen. Gennemførelse af handlingsplanen har i 2003 betydet intensivering af det sikkerhedsmæssige tilsyn og fokus på olieselskabernes arbejde med at forbedre sikkerheden og arbejdsmiljøet på olie- og gasanlæggene.

INTENSIVERET TILSYN EFTER HANDLINGSPLAN

I maj 2001 skete der en gasekspllosion på Gorm feltet. To personer kom til skade, og ulykken gav et tab af produceret olie på over 1 mia. kr., se rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2001".

Det norske institut SINTEF foretog i 2002 en undersøgelse af de sikkerhedsmæssige forhold på Gorm feltet. Med udgangspunkt i SINTEF's rapport fremlagde regeringen i november 2002 en handlingsplan med tiltag rettet mod sikkerheden på anlæggene i Nordsøen. Det fremgår af handlingsplanen, at sikkerheden på de danske havanlæg fortsat skal være blandt de højeste i Nordsølandene, og at sikkerheden ikke må tilsidesættes af andre hensyn.

Energistyrelsen har i 2003 målrettet arbejdet på at gennemføre de syv initiativer, der er nævnt i handlingsplanen. Det er Energistyrelsens vurdering, at handlingsplanen har bidraget til at fastholde det høje niveau for sikkerhed og sundhed på anlæggene i den danske del af Nordsøen.

På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes materiale om handlingsplanen, herunder redegørelser for gennemførte punkter i handlingsplanen, oversigter over udførte inspektioner i 2003 samt en samlet redegørelse til Folketingets Energitpolitiske Udvalg om handlingsplanens gennemførelse.

Handlingsplanens elementer

Handlingsplanen indebar en intensivering af det sikkerhedsmæssige tilsyn.

I 2003 foretog Energistyrelsen 31 offshore inspektioner på de faste og mobile havanlæg og syv onshore inspektioner, herunder gennemgang af oplysninger vedrørende anlæggene i Nordsøen på selskabernes kontorer.

Ved inspektionerne er det konstateret, at der er fulgt op på de anbefalinger om sikkerhed, som SINTEF fremsatte, og der er ikke konstateret væsentlige sikkerhedsmæssige mangler.

Fra 2004 øges frekvensen af tilsynsbesøg på bemandede produktionsanlæg yderligere. Dette betyder, at den gennemsnitlige frekvens for tilsynsbesøg vil være hver 8. måned mod ca. hver 15. måned i 2002 og årene før.

I 2003 blev der som led i handlingsplanen foretaget en gennemgang af Nordsøoperatørernes egenkontrollsystemer og tilsvarende kontrolordninger.



Ordningerne har til formål at sikre og dokumentere, at lovgivningens krav vedrørende sikkerhed og sundhed på anlæggene i Nordsøen efterleves. Gennemgangen viste, at selskabernes kontrolordninger generelt levede op til lovgivningens krav.

For alle havanlæg udarbejdes en sikkerhedsredegørelse, som skal beskrive og dokumentere de sikkerhedsmæssige forhold på det konkrete havanlæg. Den omfatter blandt andet en vurdering af risici for større uheld og en beskrivelse af de foranstaltninger, der gøres for at minimere disse risici. En gennemgang af redegørelserne for samtlige faste havanlæg i efteråret 2003 viste, at sikkerhedsredegørelserne generelt er i overensstemmelse med lovgivningens krav.

Udnyttelsen af informationer fra skader og "nærved" situationer (hidtil kaldet tæt-på hændelser) er et vigtigt led i at forebygge ulykker og skader. En gennemgang af selskabernes registrering og opfølgning på "nærved" situationer i 2003 viste, at selskaberne generelt forsøger at se på de bagvedliggende årsager til hændelserne og er opmærksomme på, om der for eksempel er behov for tekniske forbedringer eller ændringer i procedurer.

Som led i handlingsplanen er der igangsat en effektivisering og ajourføring af regler på sikkerheds- og sundhedsområdet, herunder opdatering af Energistyrelsens retningslinier for indretning af faste havanlæg. Samtidig forberedes en ny havanlægslov.

Effektmål

I årene fremover fastholdes den intensiverede indsats på såvel inspektionsområdet som øvrige tilsynsområder. Som et nyt tiltag arbejder Energistyrelsen med indikatorer til måling af effekten af tilsynsindsatsen. I 2004 forsøges etableret basis for udvikling af effektmål inden for følgende områder:

- Inspektion af faste, bemandede havanlæg
- Forebyggelse af gaslækager
- Synlighed og oplevet effekt af Energistyrelsens inspektioner
(En spørgeskemaundersøgelse offshore i 2004)
- Forebyggelse af arbejdsulykker
- Vedligeholdelse af sikkerhedskritisk udstyr

Regelforenklning

Det gældende regelsæt, der er opstået siden havanlægsloven trådte i kraft 1. januar 1982, er blevet uigennemskueligt for brugerne, dvs. selskaber og ansatte i olie-gasindustrien offshore. Tilsvarende er administrationen af reglerne relativt kompleks, både set fra brugernes og myndighedernes side.

I 2002 igangsatte en arbejdsgruppe under Koordinationsudvalget vedrørende havanlæg en kortlægning af den eksisterende lovgivning. Koordinationsudvalget vedrørende havanlæg består af repræsentanter for arbejdsmarkedets parter samt berørte myndigheder. Udvalget bistår Energistyrelsen i at samordne tilsynsmyndighedernes arbejde og i udarbejdelse af regler.

Den nævnte arbejdsgruppe blev nedsat med henblik på at vurdere, hvor der er behov for ændringer i regler og administration med henblik på at opnå forenkling. Arbejdet blev afsluttet i november 2003.

Resultatet er en regelstruktur, som, når den er gennemført, skal være forenklet og moderniseret i forhold til den nuværende.

Herefter vil udarbejdelsen af det nye regelsæt ske i et samarbejde mellem myndigheder og arbejdsmarkedets parter. Forslag til en ny lov til erstatning af den gældende havanlægslov forventes forelagt for Folketinget i foråret 2005. Det er fundet hensigtsmæssigt at udarbejde en helt ny og tidssvarende lov, der reflekterer udviklingen på arbejdsmiljølovens område samt på det sikkerheds- og sundhedsmæssige område offshore i de øvrige Nordsølande.

FLYTBARE HAVANLÆG SOM BEBOELSE

I 2003 er der udført betydelige arbejder i form af vedligeholdelse, reparation og installation på de faste havanlæg i den danske del af Nordsøen. En del af disse arbejder er sikkerhedsmæssige tiltag, som blandt andet er afledt af de erfaringer, der fulgte af eksplosionsulykken på Gorm feltet i 2001.

De faste havanlæg er udstyret med beboelsesfaciliteter, som svarer til det forventede behov ved anlæggenes normale drift og vedligeholdelse. Når et nyt anlæg installeres, eller der udføres ekstraordinært store arbejdsopgaver på et eksisterende anlæg, er der behov for midlertidige beboelsesfaciliteter til indkvartering af den ekstra arbejdsstyrke.

Flytbare indkvarteringsenheder, som broforbindes til et fast havanlæg, kan anvendes som midlertidig beboelse. På verdensmarkedet findes et begrænset antal flytbare havanlæg, som er specielt designet eller ombygget til anvendelse som beboelse. Ligeledes kan beboelsesfaciliteter på flytbare boreplatforme anvendes.

De indkvarteringsenheder, som kan lejes på verdensmarkedet, er ikke designet med specifikt hensyn til danske regler. Før flytbare anlæg anvendes som midlertidig beboelse i dansk område, skal der derfor foretages en vurdering af forholdene på det samlede anlæg, herunder at anvendelsen af flytbare indkvarteringsenheder ikke må mindske sikkerheden for havanlæggene og deres bemanning eller reducerer kvaliteten af indkvarteringsforholdene.

Tilsynet med de flytbare anlæg sker i et samarbejde mellem Energistyrelsen og Søfartsstyrelsen.

TRANSPORT AF PERSONEL TIL OG FRA HAVANLÆG

Ved driften af såvel de faste som de flytbare havanlæg og ved anlægsarbejder på produktionsanlæggene skal det nødvendige personale transporteres til og fra arbejdsstederne. Dette sker som hovedregel med helikopter. Alle flytbare anlæg og den overvejende del af de faste produktionsanlæg er derfor forsynet med helikopterlandingsplads.

Det høje aktivitetsniveau offshore har medført en betydelig stigning i antallet af helikopteroperationer, ikke alene mellem land og anlæggene offshore, men også indbyrdes mellem anlæggene. Tilsynet med sikkerheden ved helikoptertransport varetages af Statens Luftfartsvæsen.



tabel 5.1 Anmeldelser i ulykkeskategorier

Anmeldelser	Faste	Flytbare
Tilskadekomne falder, glider eller træder forkert	18	1
Klemning	15	3
Brug af værktøj/udstyr	8	2
Faldende genstande	1	0
El-ulykker	1	0
Ergonomiske påvirkninger (løft, træk, skub)	6	2
Øvrige	0	3

En række produktionsanlæg er bygget og indrettet som ubemandede satellitplatforme uden helikopterlandingsplads. Adgang til disse anlæg sker med bådtransport. Af hensyn til blandt andet sikkerheden for personalet, som arbejder på de ubemandede platforme, har Energistyrelsen fastsat en række begrænsninger for, hvor ofte og under hvilke forhold de pågældende platforme må bemandedes.

FOKUSOMRÅDER I TILSYNET

Tilsynet med sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold ved efterforskning og indvinding af olie og naturgas i den danske del af Nordsøen foretages af Energistyrelsen i samspil med andre danske myndigheder.

Ved tilsynet, herunder inspektioner af anlæggene, er der fokus på en række grundlæggende anlægssikkerhedsmæssige og arbejdsmiljømæssige forhold. Dertil kommer skiftende temaer. I 2003 har der i tilsynet været fokus på forebyggelse af arbejdsulykker samt farlige stoffer og materialer.

For at styrke samarbejdet med operatørerne af de faste anlæg om forebyggelse af arbejdsulykker inviterede Energistyrelsen i 2003 operatørerne til en drøftelse af selskabernes initiativer til at forebygge ulykker, se afsnittet om personskader på havanlæg.

Med udgangspunkt i temaet for den Europæiske Arbejdsmiljøuge har Energistyrelsen i 2003 endvidere sat fokus på håndtering og opbevaring af kemikalier og selskabernes styring heraf.

Den Europæiske Arbejdsmiljøuge 2003 var en oplysningskampagne, der satte fokus på forebyggelse af risikoen ved farlige stoffer og materialer. Kampagnen skulle fremme aktiviteter, som kan reducere de risici, der er forbundet med arbejdet med farlige stoffer og materialer.

Energistyrelsen har i 2003 tildelt tre offshore-selskaber hver 66.666 kr. som anerkendelse af, at de har ydet en særlig indsats for sikkerhed og sundhed på offshore installationer. Det drejer sig om selskaberne Noble Drilling, Maersk Contractors og DONG E&P A/S.

De tre selskaber har haft fokus på så forskellige områder som reduktion af støj og vibrationer, reduktion af nedslidning, tunge løft, bedre arbejdsstillinger og ensidigt gentaget arbejde. Der har også været arbejdet med at styrke sikkerheden ved at forbedre samarbejdet mellem underentreprenøransat personel, som arbejder midlertidigt offshore, og det faste personale på offshoreanlæggene. Et selskab har ydet en særlig indsats for at mindske faren ved løfteoperationer.

PERSONSKADER PÅ HAVANLÆG

Energistyrelsen modtager rapportering om arbejdsulykker, arbejdsbetingede lidelser og hændelser på havanlæg, som kunne have ført til ulykker ("næved" hændelser). Personskader, der medfører uarbejdsdygtighed i mere end 1 dag ud over tilskadekomstdagen, skal anmeldes til Energistyrelsen. Ved personskader forstås ulykker eller forgiftninger, der medfører sådanne skader.

Fra den 5. januar 2004 har Energistyrelsen tilsluttet sig EASY, som er Arbejdstilsynets/Arbejdsskadestyrelsens elektroniske løsning til anmeldelse af arbejdsulykker. Det elektroniske anmeldesystem EASY kan bruges til en mere systematisk

tabel 5.2 Forventet fravær efter ulykker på faste anlæg i 2003

Varighed	Antal anmeldelser
1-3 dage	6
4-14 dage	18
2-5 uger	16
Mere end 5 uger	9

ulykkesforebyggelse, idet systemet blandt andet indeholder oplysninger om ulykker sket på anlæggene, uddybende beskrivelser af ulykkerne samt opfølgningsskemaer til brug for sikkerhedsudvalget på anlæggene. Anmeldelse af arbejdsulykker offshore kan ske via Energistyrelsens hjemmeside, hvor der er link til EASY.

Arbejdsulykker

Energistyrelsen har i 2003 modtaget 60 anmeldelser af arbejdsulykker. Heraf er 49 arbejdsulykker opstået under drift, vedligeholdelse og installationsarbejder på faste produktionsanlæg samt på indkvarteringsenheder. De øvrige 11 ulykker er sket på flytbare enheder (boreplatforme). Der var ingen ulykker med dødelig udgang i 2003.

I 2003 er der sket en stigning i antallet af anmeldte arbejdsulykker på de faste produktionsanlæg, mens der på de flytbare enheder, som omfatter boreplatforme, rørledningsfartøjer, kranfartøjer og skibe, er sket et fald i antallet af anmeldelser sammenlignet med året før.

Ulykkerne kan inddeles i en række kategorier, som er angivet i tabel 5.1.

Det af operatørerne oplyste forventede fravær for ulykkerne på henholdsvis de faste anlæg og de flytbare enheder er angivet i tabel 5.2 og 5.3.

tabel 5.3 Forventet fravær efter ulykker på flytbare enheder i 2003

Varighed	Antal anmeldelser
1-3 dage	0
4-14 dage	1
2-5 uger	4
Mere end 5 uger	2
Ikke oplyst	4

Ulykkesfrekvenser

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

De selskaber, som har opereret på den danske sektor i Nordsøen i 2003, har oplyst, at der er leveret i alt 3,88 mio. arbejdstimer på faste produktionsanlæg samt tilknyttede indkvarteringsenheder. Det tilsvarende tal for flytbare enheder er 2,82 mio. arbejdstimer.

Derved beregnes en ulykkesfrekvens for 2003 for de faste produktionsanlæg samt indkvarteringsenheder på 12,6 ulykker pr. mio. arbejdstimer, mens ulykkesfrekvensen for de flytbare enheder udgør 3,9 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

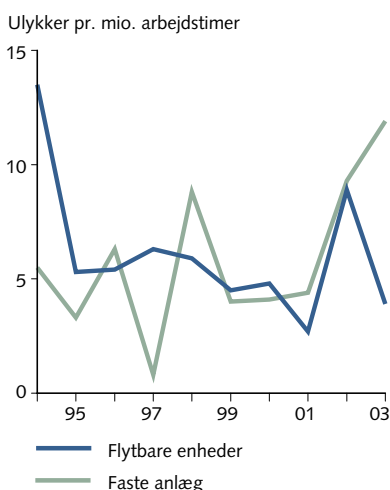
Udviklingen i arbejdsulykker

Antallet af anmeldte arbejdsulykker på faste produktionsanlæg er fra år 2002 til 2003 steget fra 30 til 49, hvilket svarer til en stigning i ulykkesfrekvensen fra 9,1 til 12,6 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Samtidig er der på de flytbare enheder sket et fald i antallet af anmeldte arbejdsulykker fra 2002 til 2003. I 2002 blev der anmeldt 22 arbejdsulykker, og i 2003 modtog Energistyrelsen 11 anmeldelser. Dette svarer til et fald i ulykkesfrekvensen fra 8,9 til 3,9 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Af figur 5.1 fremgår ulykkesfrekvensen for de seneste 10 år.

Det er andet år i træk, at der sker en stigning i ulykkesfrekvensen for anmeldte arbejdsulykker på de faste produktionsanlæg. Energistyrelsen har i 2003 spurgt operatørerne, om der er et mønster i, hvem der kommer til skade. Det er operatørernes vurdering, at der er en overhyppighed af folk med en begrænset erfaring offshore. Det er endvidere Energistyrelsens vurdering, at der er en overhyppighed af folk, der er ansat af andre end operatøren, dvs. entreprenøransatte.

fig. 5.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg



Energistyrelsen har i 2003 også drøftet med de tre operatører, hvordan arbejdsulykker kan forebygges målrettet og effektivt. Operatørerne har redegjort for, hvilke tiltag der er iværksat for at forebygge arbejdsulykker, herunder nye tiltag, der særligt sigter på de seneste to års stigning i ulykkesfrekvensen.

Blandt de forebyggende tiltag er et 2 timers adfærdssikkerhedskursus i forbindelse med det lovpligtige sikkerhedskursus, fokus på nye medarbejdere, tjekskemaer for sikker jobudførelse, øget mødefrekvens mellem operatørerne og entreprenørerne samt møde mellem operatøren og arbejdsgiveren efter hver arbejdsulykke, hvis skadelidte er entreprenøransat.

På baggrund af drøftelser med operatørerne vurderes det fra styrelsens side, at indsatsen er målrettet og proaktiv, herunder især i forhold til entreprenøransatte.

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

Oplysningerne om det forventede antal fraværdsdage i 2003 på de faste havanlæg viser 24 anmeldelser med fravær på 1-14 dage og 25 anmeldelser med et fravær på over 2 uger. Sammenlignet med sidste år er der sket en forskydning mod et længere forventet fravær. Der er modtaget ni anmeldelser med et forventet fravær på mere end 5 uger. Fem af disse skyldes knoglebrud eller forstuvninger.

Opfølgning på ulykker er et af midlerne til at forebygge ulykker. Hver enkelt anmeldelse bliver taget op til vurdering i Energistyrelsen. Ved Energistyrelsens tilsynsbesøg på anlæggene følges desuden op på samtlige anmeldte ulykker. I lighed med 2003 vil Energistyrelsen i forbindelse med tilsynet i 2004 fokusere på indsatsen for ulykkesforebyggelse.

Arbejdsbetingede lidelser

I 2003 har Energistyrelsen modtaget i alt 11 anmeldelser af formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser, der kan henføres til arbejde på et havanlæg.

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

"Nærved" situationer

Energistyrelsen har i 2003 modtaget ni indberetninger om "nærved" hændelser på havanlæg, hvoraf otte vedrører faste produktionsanlæg og én vedrører en boreplatform. Alle de indberettede situationer skyldes en tilsidesættelse af sikkerhedsmæssige procedurer. Én af de indberettede "nærved" situationer omhandlede en situation, hvor en 2,2 kg tung genstand faldt 6 meter ned og landede foran en person. Situationen kunne have ført til en alvorlig personskade og i værste fald død. En anden situation vedrører en gaslækage.

Energistyrelsen indgik efter eksplosionsulykken på Gorm i maj 2001 en aftale med Mærsk Olie og Gas AS om indberetning af samtlige gaslækager. I 2003 indberettede Mærsk Olie og Gas AS 43 gaslækager i procesrør. Ingen af disse var af en størrelse eller karakter, så der opstod umiddelbar fare for personer og/eller installationer, og disse er derfor ikke anmeldt som "nærved" hændelser.

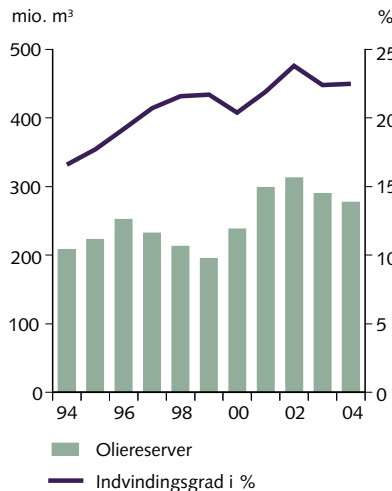


Som led i regeringens handlingsplan har Energistyrelsen undersøgt, om operatørernes registrering og behandling af "nærved" situationer lever op til anbefalingerne i SINTEF's rapport. Det er Energistyrelsens vurdering, at opfølgningen går videre end til hændelsernes umiddelbare årsager. Se desuden afsnittet om handlingsplanens elementer.

Rapporteringen af "nærved" hændelser bliver sammen med rapporterede arbejdsulykker taget op i forbindelse med Energistyrelsens tilsynsbesøg på platformene. Energistyrelsen følger i øvrigt operatørernes rapportering og nyttiggørelse af de informationer, som selskabernes rapporter over "nærved" hændelser indeholder.

6. RESERVER

fig. 6.1 Oliereserver og indvindingsgrad



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

Energistyrelsen nye opgørelse pr. 1. januar 2004 viser et fald i oliereserverne på 4% og en stigning i gasreserverne på 5% i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 2003. Reduktionen af oliereserverne skyldes hovedsagelig produktionen i 2003, mens gasreserverne er opskrevet på en række af de større oliefelter samt på Sif/Igor under kategorien mulig indvinding. Reserverne er opgjort til henholdsvis 277 mio. m³ olie og 136 mia. Nm³ gas.

Den gennemsnitlige indvindingsgrad for felterne for olie, som er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder, er 22%, og dermed er indvindingsgraden nogenlunde uændret i forhold til sidste års opgørelse, se figur 6.1.

R/P-FORHOLD OG PRODUKTION

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

R/P-forholdet er 13 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse. Dette betyder, at en olieproduktion på 2003-niveau beregningsmæssigt vil kunne opretholdes i de næste 13 år. R/P-forholdet er uændret i forhold til sidste år.

R/P-forholdet anvendes ofte, fordi det giver et sammenligneligt mål for, hvor langt reserverne rækker. Det kan imidlertid ikke erstatte en egentlig prognose, især ikke hvis der forventes store variationer i størrelsen af den fremtidige produktion, se figur 6.5 samt den tilhørende tekst om 20 års prognosen.

RESERVEOPGØRELSE

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

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

En beskrivelse af den systematik, som Energistyrelsen anvender ved udarbejdelse af reserveopgørelsen og produktionsprognoserne, er anført i boks 6.1.

Tabel 6.1 viser Energistyrelsen opgørelse over reserver 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 eller det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det samlede reserve-potentiale for et stort antal felter bør derfor baseres på de forventede skøn. Det fremgår af figur 6.2, at de forventede oliereserver udgør mellem 210 og 277

Boks 6.1 Reservekategorier

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

Igangværende indvinding

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

Besluttet indvinding

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

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

Planlagt indvinding

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

Mulig indvinding

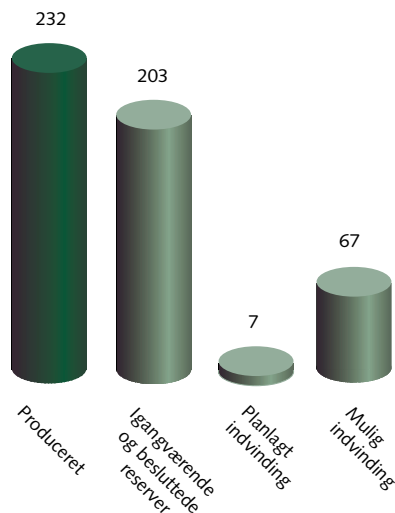
Mulig indvinding omfatter produktion under anvendelse af kendt teknologi, dvs. teknologi, som i dag anvendes i områder, hvor forholdene er sammenlignelige med forholdene i Nordsøen. Dette kan for eksempel være vandinjektion i større skala end hidtil eller mere udbredt anvendelse af vandrette brønde.

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

tabel 6.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 2004

OLIE, mio. m ³					GAS, mia. Nm ³				
Endelig indvinding					Endelig indvinding				
Produceret	Reserver			Produceret	Reserver				
	Lav	Forv.	Høj		Lav	Forv.	Høj		
Igangværende og besluttet indvinding:					Igangværende og besluttet indvinding:				
Adda	-	0	1	1	Adda	-	0	0	0
Alma	-	0	1	1	Alma	-	1	1	2
Boje området	-	1	1	1	Boje området	-	0	0	0
Cecilie	0	1	3	4	Cecilie	-	-	-	-
Dagmar	1	0	0	0	Dagmar	0	0	0	0
Dan	69	34	63	90	Dan	19	6	8	11
Elly	-	1	1	1	Elly	-	4	4	4
Gorm	48	8	12	15	Gorm	6	1	1	2
Halfdan	12	31	69	106	Halfdan	3	7	9	12
Harald	7	1	1	2	Harald	16	4	5	8
Kraka	4	1	1	1	Kraka	1	1	1	2
Lulita	1	0	0	0	Lulita	0	0	0	0
Nini	0	3	4	6	Nini	-	-	-	-
Regnar	1	0	0	0	Regnar	0	0	0	0
Roar	2	0	1	2	Roar	11	3	6	9
Rolf	4	0	1	1	Rolf	0	0	0	0
Sif/Igor	0	0	1	2	Sif/Igor	0	5	11	21
Siri	8	2	3	5	Siri	-	-	-	-
Skjold	36	4	9	12	Skjold	3	0	1	1
Svend	5	1	1	1	Svend	1	0	0	0
Syd Arne	10	*	21	*	Syd Arne	3	*	7	*
Tyra	21	2	5	9	Tyra	35	22	26	29
Tyra Sydøst	1	2	3	5	Tyra Sydøst	1	7	11	14
Valdemar	2	2	2	4	Valdemar	1	1	2	4
Sub total	232	203			Sub total	100	94		
Planlagt indvinding:					Planlagt indvinding:				
Amalie	-	*	2	3	Amalie	-	*	3	5
Freja	-	1	1	2	Freja	-	0	0	0
Lulita	-	0	0	1	Lulita	-	0	0	1
Valdemar	-	2	3	4	Valdemar	-	1	2	3
Sub total		7			Sub total		6		
Mulig indvinding:					Mulig indvinding:				
Prod. felter	-	24	47	77	Prod. felter	-	16	25	32
Øvr. felter	-	0	1	2	Øvr. felter	-	0	0	0
Fund	-	7	19	43	Fund	-	3	11	22
Sub total		67			Sub total		36		
Total	232	277			Total	100	136		
Januar 2003	211	290			Januar 2003	92	129		

* ikke beregnet

fig. 6.2 Olieindvinding, mio. m³

mio. m³. Forskellen på de to tal svarer til de mulige reserver på 67 mio. m³. Reserverne for kategorierne planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figur 6.3, at de forventede gasreserver udgør mellem 100 og 136 mia. Nm³. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mængder, som kan markedsføres som naturgas, idet differencen udgøres af et fradrag på skønsmæssigt 10-15%, som forbruges eller afbrændes på platformene i forbindelse med produktionen.

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse i januar 2003 er der foretaget en række ændringer. Disse ændringer skyldes yderligere produktionserfaringer samt nye modeller af visse af felterne som følge af forbedret kendskab.

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

Igangværende og besluttet indvinding

I reserveopgørelsen for januar 2003 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget bidrag for udbygning af Sif/Igor (Halfdan Nordøst). I juni 2003 blev denne udbygningsplan godkendt, og indvindingen er derfor flyttet til nærværende kategori.

Reserverne på Cecilie er nedskrevet på grundlag af nye boreoplysninger. I april 2004 blev der godkendt en plan for udbygning af Connie forekomsten som en del af Cecilie feltet, og forekomstens reserver er derfor nu en del af reserverne for Cecilie feltet.

Reserverne på Dan er opskrevet som følge af produktionserfaringer og yderligere udbygning af den vestlige flanke på feltet.

Reserverne er opskrevet på Gorm feltet på grund af positive produktionserfaringer.

Dan og Halfdan felterne vurderes at have de største oliereserver i denne kategori, idet disse felters forventede reserver udgør ca. 2/3 af kategoriens samlede reserver.

Planlagt indvinding

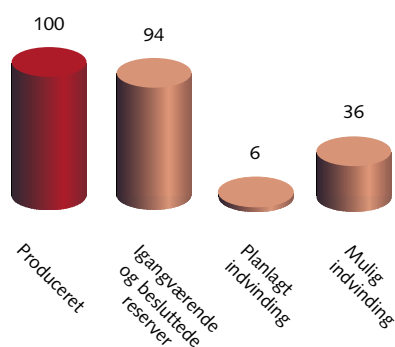
I forbindelse med udbygning af et anlæg for vandbehandling er der for Lulita feltet medregnet reserver i denne kategori.

I november 2003 blev der indsendt en plan for yderligere udbygning af Valdemar feltet. Planen er under behandling i styrelsen, og de tilhørende reserver er derfor medtaget under nærværende kategori.

Mulig indvinding

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

På grundlag af reservoirberegninger og overordnede skøn for investeringer, driftsomkostninger og udvikling i olieprisen vurderes det, at der vil kunne indvindes yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i adskillige af felterne.

fig. 6.3 Gasindvinding, mia. Nm³

På Gorm feltet er der foretaget en markant opskrivning af de tilstedeværende mængder, hvorimod der på nuværende tidspunkt kun er medregnet en mindre opskrivning af reserverne på grundlag af disse tilstedeværende mængder.

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale fra Sif/Igor og Valdemar felterne.

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

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

Dan, Gorm og Skjold er de tre ældste, producerende danske felter. Disse felter har produceret ca. 2/3 af den samlede olieproduktion, og på grund af udbygning med vandrette brønde og vandinjektion indeholder felterne stadig betydelige reserver.

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

I gennemsnit for samtlige danske felter og fund udgør den forventede indvindingsgrad ca. 22%. På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes opnået en gennemsnitlig indvindingsgrad på 35% med anvendelse af blandt andet injektion af vand og gas. I sidste års opgørelse var indvindingsgraden for disse felter opgjort til 38%, og faldet i indvindingsgraden i forhold til sidste års opgørelse skyldes hovedsagelig den nævnte opskrivning af de tilstedeværende mængder på Gorm feltet. I opgørelsen indgår imidlertid også bidrag fra de relativt store olieforekomster i Tyra og Tyra Sydøst felterne, som grundet særligt vanskelige indvindingsforhold har relativt lave indvindingsgrader.

PRODUKTIONSPROGNOSE

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

5 års prognose

5 års prognosen er baseret på samme systematik som reserveopgørelsen, og der medregnes projekter til og med kategorien mulig indvinding.

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

Den forventede olieproduktion fremgår af tabel 6.2. Prognosen inklusive planlagt indvinding betegnes det planlagte forløb, mens prognosen inklusive mulig indvinding benævnes det mulige forløb.

Prognosen for det planlagte forløb har en aftagende tendens, mens prognosen for det mulige forløb stort set er konstant.

For 2004 forventes olieproduktionen at blive 23,4 mio. m³ svarende til ca. 403.000 tønder olie pr. dag.

tabel 6.2 Olieproduktion, mio. m³

	2004	2005	2006	2007	2008
Igangværende og besluttet:					
Adda	-	-	-	0,5	0,0
Alma	-	-	-	0,2	0,1
Boje området	-	-	-	0,1	0,1
Cecilie	0,7	0,7	0,6	0,4	0,2
Dagmar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dan	6,0	5,9	5,5	4,9	4,5
Elly	-	-	-	0,1	0,1
Gorm	2,4	1,9	1,5	1,2	1,0
Halfdan	5,6	5,9	5,7	5,0	4,5
Harald	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Kraka	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Lulita	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nini	1,3	1,4	0,6	0,3	0,2
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Roar	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rolf	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Sif/Igor	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1
Siri	0,7	0,7	0,4	0,2	0,2
Skjold	1,4	1,2	1,0	0,8	0,8
Svend	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Syd Arne	2,4	2,4	2,3	2,1	1,9
Tyra	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4
Tyra Sydøst	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Valdemar	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2
I alt	23,4	22,6	19,7	17,6	15,0
Planlagt	-	0,4	0,8	0,8	0,8
Planlagt forløb	23,4	22,9	20,5	18,4	15,8
Muligt	-	1,8	3,4	4,6	6,9
Muligt forløb	23,4	24,7	23,9	23,0	22,8

Det planlagte forløb

I forhold til det planlagte forløb, som blev bragt sidste år, er den forventede produktion nogenlunde uændret. Ændringerne af forventningerne til produktionen er en nedskrivning på ca. 2% for 2004 og en opskrivning på ca. 4% for årene 2006 til 2008.

Ændringen af forventningerne for 2004 skyldes hovedsagelig en nedskrivning af produktionen på Halfdan feltet.

I sidste års prognose var et nyt procesanlæg på Halfdan forudsat idriftsat i efteråret 2003. Imidlertid er idriftsættelsen af anlægget blevet forsinket, således at produktionen fra Halfdan feltet i første kvartal af 2004 har været begrænset af drifts- og kapacitetsforhold. Dette betyder, at forventningen til produktionen i 2004 for feltet er reduceret i forhold til sidste års skøn.

Forventningen til produktionen fra Dan er justeret i henhold til de seneste produktionserfaringer og indeholder bidrag fra yderligere udbygning af vestflanken.

Dan og Halfdan forventes i prognoseperioden at være de felter, der har den største produktion med en andel af den samlede produktion i det planlagte forløb på i gennemsnit 53%.

Energistyrelsen godkendte i marts 2004 en udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Boje området til 1. juli 2007, og den forventede produktion er korrigeret i overensstemmelse hermed.

For Cecilie er forventningerne til produktionen i prognoseperioden nedskrevet på grund af ændringen i reservegrundlaget, mens produktionen fra den godkendte udbygning af Connie forekomsten er adderet Cecilie feltet.

På felterne Gorm, Nini, Skjold og Valdemar er forventningerne til produktionen opskrevet på grundlag af produktionserfaringer.

I prognosen fra januar 2003 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget forventet produktion for udbygning af Sif/Igor gasforekomsten (Halfdan Nordøst). Planen for denne udbygning blev godkendt i juni 2003 og er derfor medtaget under kategorien igangværende og besluttet.

Den forventede produktion fra Syd Arne er justeret i henhold til de seneste planer for videre udbygning af feltet.

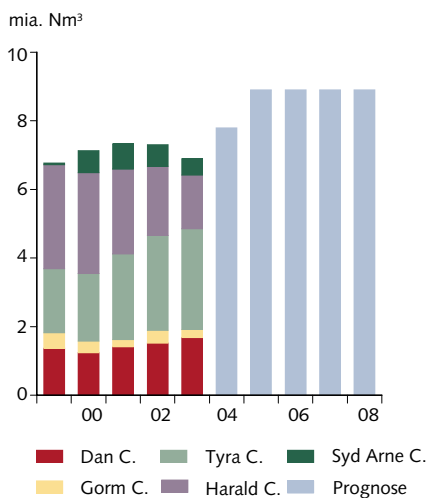
Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til forrige år. Kategorien planlagt indvinding omfatter fremtidig udbygning af Freja, Lulita og Valdemar.

Det mulige forløb

I tabel 6.2 er medtaget bidrag fra kategorien mulig indvinding.

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

fig. 6.4 Produktion af naturgas fordelt på behandlingscentre og skønnet fremtidig salg af naturgas



Prognosen for det mulige forløb er stort set konstant med en gennemsnitlig årlig olieproduktion i prognoseperioden på 23,6 mio. m³ svarende til ca. 407.000 tønder olie pr. dag.

I sidste års rapport var der for det mulige forløb forudsat en udvidelse af kapaciteten af olierøret til land. Denne udvidelse er ikke blevet iværksat, og forskellen mellem sidste års og dette års forløb skyldes hovedsagelig denne ændring af prognosernes forudsætninger.

Kategorien mulig indvinding omfatter fremtidig yderligere udbygning af Dan, Halfdan, Gorm, Skjold, Tyra Sydøst, Valdemar og Syd Arne.

Forventningen til produktion af naturgas er vist på figur 6.4 fordelt på behandlingscentre. I prognosen er medregnet naturgasproduktion som følge af nye eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra til det europæiske fastland. En nærmere beskrivelse af denne rørledning findes i afsnittet Udbygning. Yderligere kondensatproduktion som følge af den øgede gasproduktion til de nye kontrakter er medtaget i produktionsprognosen i tabel 6.2.

20 års prognose

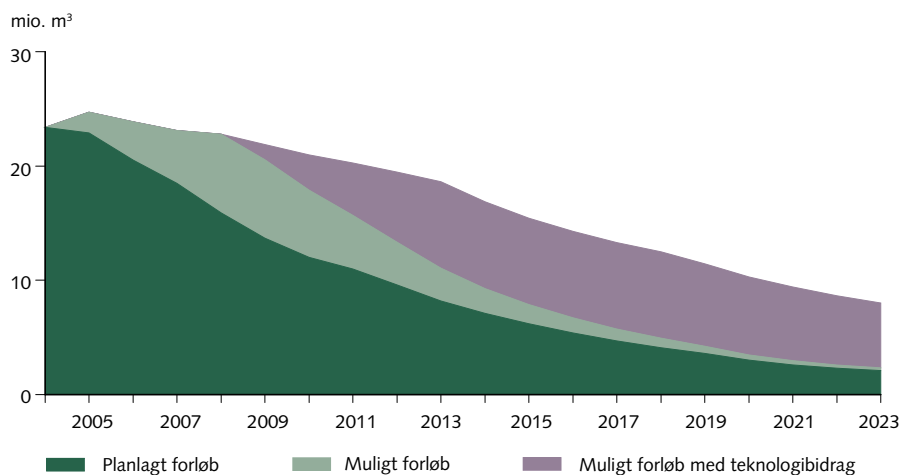
20 års prognosen for det planlagte og mulige forløb er udarbejdet på grundlag af samme systematik som 5 års prognosen. En prognose, som dækker en periode på 20 år, er mest pålidelig først i perioden, og det ligger desuden i prognosens metodik, at produktionen må forventes at falde efter en kort årrække.

Det planlagte og mulige forløb

Prognosen for det planlagte forløb er aftagende, mens prognosen for det mulige forløb stort set er konstant til 2008, hvorefter produktionen forventes at aftage, se figur 6.5.

Produktionen for det mulige forløb forventes i henholdsvis midten og slutningen af prognoseperioden at udgøre omkring 50% og 10% af produktionsskønnet for 2004. Der forventes således et kraftigt fald i olieproduktionen ifølge prognosen.

fig. 6.5 Produktionsprognoser for perioden 2004-2023



Dette fald kan muligvis opbremses af den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne. En nærmere beskrivelse af efterforskningspotentialer i Danmark findes i afsnittet *Kulbrintepotentiale*.

Bidrag for teknologisk udvikling

Det vurderes, at teknologiudvikling, især i den sidste halvdel af prognoseperioden, vil udgøre et væsentligt bidrag, og som supplement til reserveopgørelsen er der foretaget et skøn over de mængder, der vil kunne indvindes ved anvendelse af ny teknologi.

Det skal bemærkes, at skøn for potentialer for teknologisk udvikling metodisk ikke medtages i styrelsens reserveopgørelse, da det forudsættes, at de opgjorte reserver kan indvindes med kendt teknologi. Der er med andre ord grund til at tro, at de mængder, der kan produceres, er større end de angivne reserver.

Den fremtidige teknologiske udvikling forventes at bestå af to bidrag, nemlig en videreudvikling og billiggørelse af eksisterende teknikker samt udvikling af ny teknik via teknologispring.

Udvikling af ny teknik via teknologispring er ikke til at forudse, og det er derfor mere usikkert end sædvanligt at skulle estimere et bidrag for teknologiudvikling. Det er derfor valgt at estimere et prognosebidrag for teknologiudvikling ud fra et sæt af generelle forudsætninger i modsætning til styrelsens traditionelle prognoser, der er udregnet på grundlag af konkrete vurderinger af hvert enkelt felt.

Produktion af naturgas

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

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

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

Endvidere er der medregnet naturgasproduktion som følge af nye eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra til det europæiske fastland.

Energistyrelsens prognose for det planlagte forløb er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC omfatter en samlet mængde på omkring 155 mia. Nm³ til år 2019. Desuden indgår der omkring 5 mia. Nm³ i det planlagte forløb fra Syd Arne.

7. KULBRINTEPOTENTIALIALE

I Danmark findes kildebjergarter og bjergarter med reservoireregenskaber i flere forskellige dybder og af meget forskellig alder. En vurdering af de forskellige kildebjergarter og reservoirer, og derved kulbrintepotentialet viser, at der fortsat er et betydeligt efterforskningspotentiale i det danske område op til den kommende 6. udbudsrunde.

KULBRINTERNES VEJ TIL RESERVOIRET

Ved succesfuld kulbrinteefterforskning er der mange faktorer, der skal gå op i en højere enhed. Som udgangspunkt er det altafgørende, at der er en bjergart i undergrunden, hvorfra der på et tidspunkt er dannet kulbrinter. En sådan bjergart kaldes en *kildebjergart*. Kulbrinterne dannes ud fra organisk materiale, der er en del af kildebjergarten. På den rette dybde i undergrunden, og derved de rette tryk- og temperaturforhold, omdannes det organiske materiale til kulbrinter.

Kulbrinterne kan derefter forlade kildebjergarten og bevæge sig mod områder med lavere tryk. Denne kulbrintebevægelse, også kaldet *migration*, foregår i permeable (gennemtrængelige) bjergarter eller langs forkastninger og sprækker i undergrunden.

Kulbrinterne kan tilbageholdes eller fanges i bjergarter. De bjergarter, hvori kulbrinterne tilbageholdes, kaldes *reservoirer*. Hvis et reservoir er afskærmet af en bjergart med betydelig lavere permeabilitet, kan kulbrinterne ikke undslippe selv ved et meget højere tryk. Kulbrinterne er således fanget i en *fælde*. De lavpermeable bjergarter, der kan afskærme reservoirbjergarterne, kaldes *forseglenede bjergarter*.

Der findes flere forskellige typer af fælder, hvori kulbrinterne kan tilbageholdes. De strukturelle fælder dannes ved bevægelser i undergrunden, der resulterer i forskellige former for pudestrukturer eller forkastningsfælder. Stratigrafiske fælder opstår i områder, hvor der er større ændringer i bjergartens porøsitet. Denne type fælder er uafhængig af strukturer. Der forekommer ligeledes et utal af kombinationsmuligheder mellem strukturelle og stratigrafiske fælder.

Der findes to hovedtyper af reservoirer i det danske område, nemlig kalk og sandsten. Kalken dækker hele det danske område undtagen Bornholm. For denne reservoirtype er succesfuld kulbrinteefterforskning et spørgsmål om at finde områder i kalken, hvor der er kulbrinter tilstede. Sandstensreservoirer dækker derimod ikke hele det danske område, og aflejringerne kan være afgrænset til mindre områder. Succesfuld kulbrinteefterforskning i sandsten er derfor mere et spørgsmål om at lokalisere sandstensaflejringer.

EFTERFORSKNINGSPOTENTIALIALE

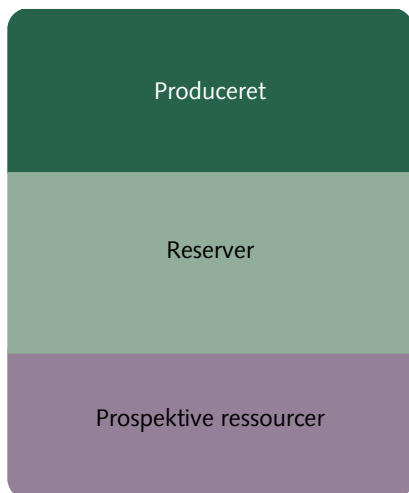
Selv i velkendte reservoirer som kalken i Central Graven viser fortsat efterforskning nye fælder og derved potentiale for nye fund af kulbrinter. Der er således stadig stor variation i efterforskningsmulighederne i det danske område i såvel kalken som i andre typer af reservoirer.

I forbindelse med den kommende 6. udbudsrunde har Energistyrelsen lavet en opgørelse over kulbrintepotentialet i den danske del af Central Graven samt i Siri kanalen. I Energistyrelsens årlige reserveopgørelse medregnes udelukkende kulbrintereserver i ancorede strukturer, se afsnittet *Reserver*. Opgørelsen over kulbrin-

Afsnittet *Kulbrintepotentiale* bygger på nedenstående artikel. Mere detaljerede oplysninger om emnet kan findes i artiklen, som findes i sin helhed på Energistyrelsens hjemmeside: www.ens.dk. Med mindre andet er angivet, er estimeringen af ressourcerne samt numeriske angivelser baseret på data tilgængelige for Energistyrelsen til og med sommeren 2003.

Hemmet, M. 2003: The hydrocarbon potential of the Danish Continental Shelf. Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 6th Conference. Geological Society, London, In Print.

boks 7.1 Indvindingskategorier



tepotentialer omfatter desuden kulbrinter i endnu ikke ancorede strukturer, de såkaldte *prospektive ressourcer*, se boks 7.1.

På baggrund af opgørelsen vurderes det, at der endnu er et betydeligt kulbrintepotentiale i det danske område, og at dette potentiale vil kunne findes og udnyttes ved brug af moderne efterforsknings- og produktionsmetoder.

Udvikling i efterforskningen

Kulbrinteefterforskningen i Danmark begyndte i 1935 med landboringer, og aktiviteten var i de første tre årtier koncentreret om landområderne. I 1966 påviste efterforskningsboringen A-1, den første olieakkumulation i hele Nordsøen. Fundet udnyttes nu som Kraka feltet. Efterfølgende er der gjort mange kulbrintefund i den danske del af Central Graven, hvoraf størstedelen er gjort i kalken.

Med fundet af Siri feltet i 1995 rykkede noget af efterforskningsaktiviteten til sandsten af Palæogen alder i Siri kanalen. Ultimo 2003 har tre ud af fire efterforskningsboringer i området ført til fund, herunder Cecilie og Nini felterne, som blev sat i produktion i 2003. Senest fandt Sofie-1 boringen i maj 2003 olie i sandsten af Palæogen alder i Siri kanalen, se afsnittet *Koncessioner og efterforskning*.

EFTERFORSKNINGSMODELLER

For at kunne vurdere forskellige efterforskningsmodeller er det afgørende at have viden om såvel reservoirer som kildebjergarter. Dette gælder både etablerede og potentielle kildebjergarter, se boks 7.2.

boks 7.2 Efterforskningsmodeller

Efterforskningsmodeller (Plays) er geologiske modeller, som omfatter en vurdering af :

- Tilstedeværelsen af reservoir og reservoirkvalitet.
- Tilstedeværelse af moden kildebjergart, hvori kulbrinterne kunne dannes efter, at der var dannet fælder i reservoirbjergarterne.
- Mulighed for bevægelse af kulbrinter ind i reservoirret på et tidspunkt, hvor en fælde kunne være dannet.
- Tilstedeværelse af forseglende bjergarter eller forkastninger over og eventuelt ved siderne af fælden.

Denne viden opnås blandt andet fra boringer. Der er ultimo 2003 udført i alt 176 efterforskningsboringer i det danske område, se figur 7.1. Adskillige af disse boringer har påvist reservoirer med kulbrintefund samt potentielt kulbrinteførende reservoirer, hvor yderligere efterforskningsaktivitet eventuelt kan medføre kulbrintefund.

Figur 7.2 og 7.3 viser, hvor i undergrundens lag der er fundet kulbrinteindikationer i boringerne. Fund af kulbrinteindikationer kan indikere, at en kulbrinteakkumulation er beliggende nærved/dybere i undergrunden eller, at der tidligere har været kulbrinter i området. Denne viden har betydning for forståelsen af kulbrintesystemet og hermed eventuelt forudsigelsen af, hvor kulbrinterne har bevæget sig hen.

På figur 7.2 og 7.3 er prospektiviteten ligeledes indikeret, idet der i lagserien er markeret, hvor der er identificeret endnu ikke ancorede fælder. Det fremgår således af figurene, at der fortsat er mange reservoirer, der er interessante i efterforskningsmæssig sammenhæng. Det ses desuden, at der er stor variation i kendskabet til de forskellige efterforskningsmodeller.

Kalken i Central Graven

Kalkefterforskningen i Central Graven i den danske sektor har været meget succesfuld. Frem til ultimo 2003 er der udført 41 efterforskningsboringer med en succesrate på 50%. Alle kalkfund på nær ét er blevet erklæret kommercielle.

Efterforskningsmodellen for kalk omfatter karbonatreservoirer af Kridt og Tertiær alder. Farsund Formation af Jura alder er kildebjergart, mens strukturelle og stratigrafiske fælder samt forsejling udgøres af Tertiære lersten, se figur 7.2.

Kulbrintepotentialet i kalken blev i en periode anset for næsten færdigefterforsket, da næsten alle strukturelt definerede fælder var ancorede. Denne opfattelse ændrede sig dog i 1999 med fund af kulbrinter i de stratigrafiske/dynamiske fælder, der definerer Halfdan feltet og Sif/Igor området, se figur 7.4 og boks 7.3.

Identifikationen af denne nye type af fælder har ændret forståelsen af kulbrintesystemet i kalken, idet systemet nu opfattes som et dynamisk system. Kulbrinterne i kalken er ikke i ligevægt, og der foregår derfor fortsat bevægelse af kulbrinterne med en meget lav hastighed på få kilometer pr. million år. Uligevægten i kulbrintesystemet skyldes oliens meget langsomme bevægelse, den forholdsvis sene indtrængning af kulbrinter i kalken samt vedvarende strukturelle bevægelser i undergrunden. Et sådant dynamisk system findes i Halfdan og Dan området. Der foregår således bevægelse af kulbrinter ind i Halfdan feltet og videre til Dan feltet den dag i dag.

fig. 7.1 Efterforskningsboringer i det danske område

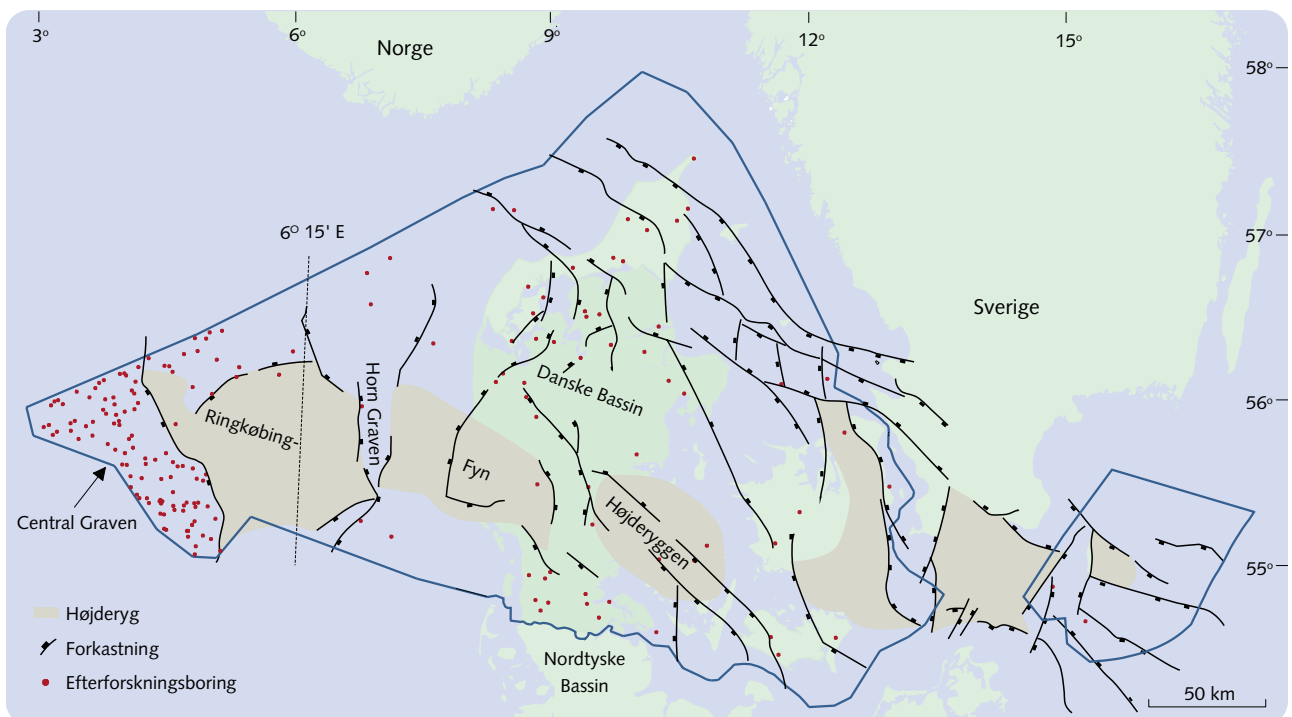


fig. 7.2 Geologisk søjle for Central Graven

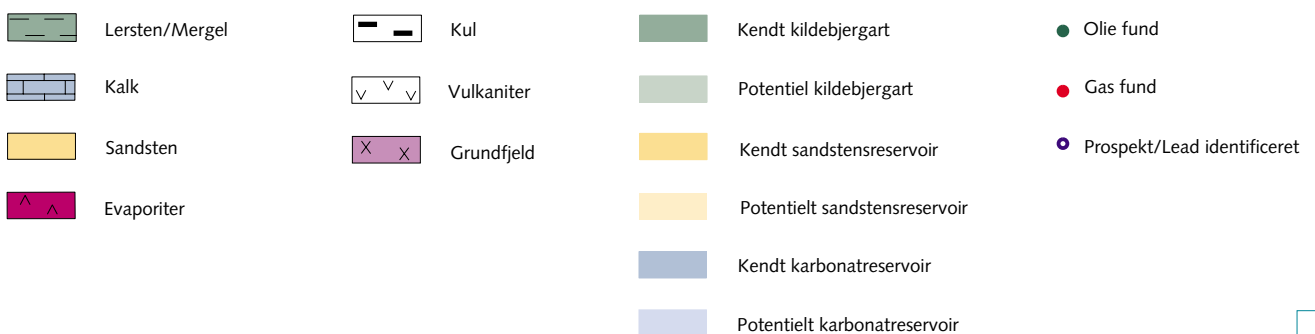
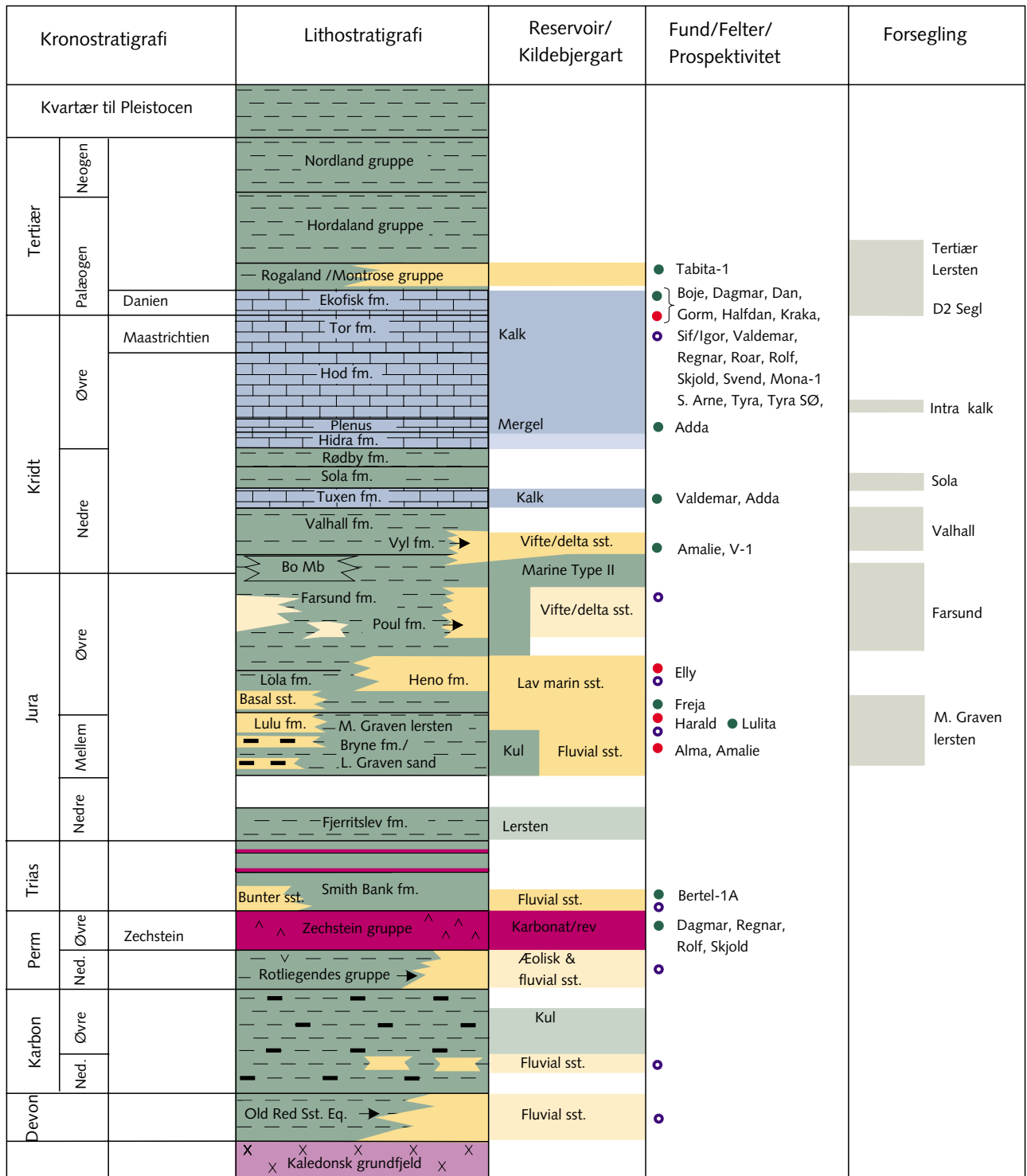
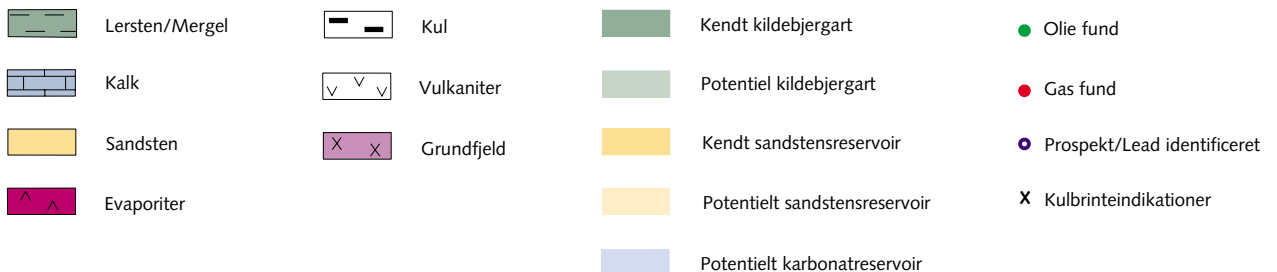
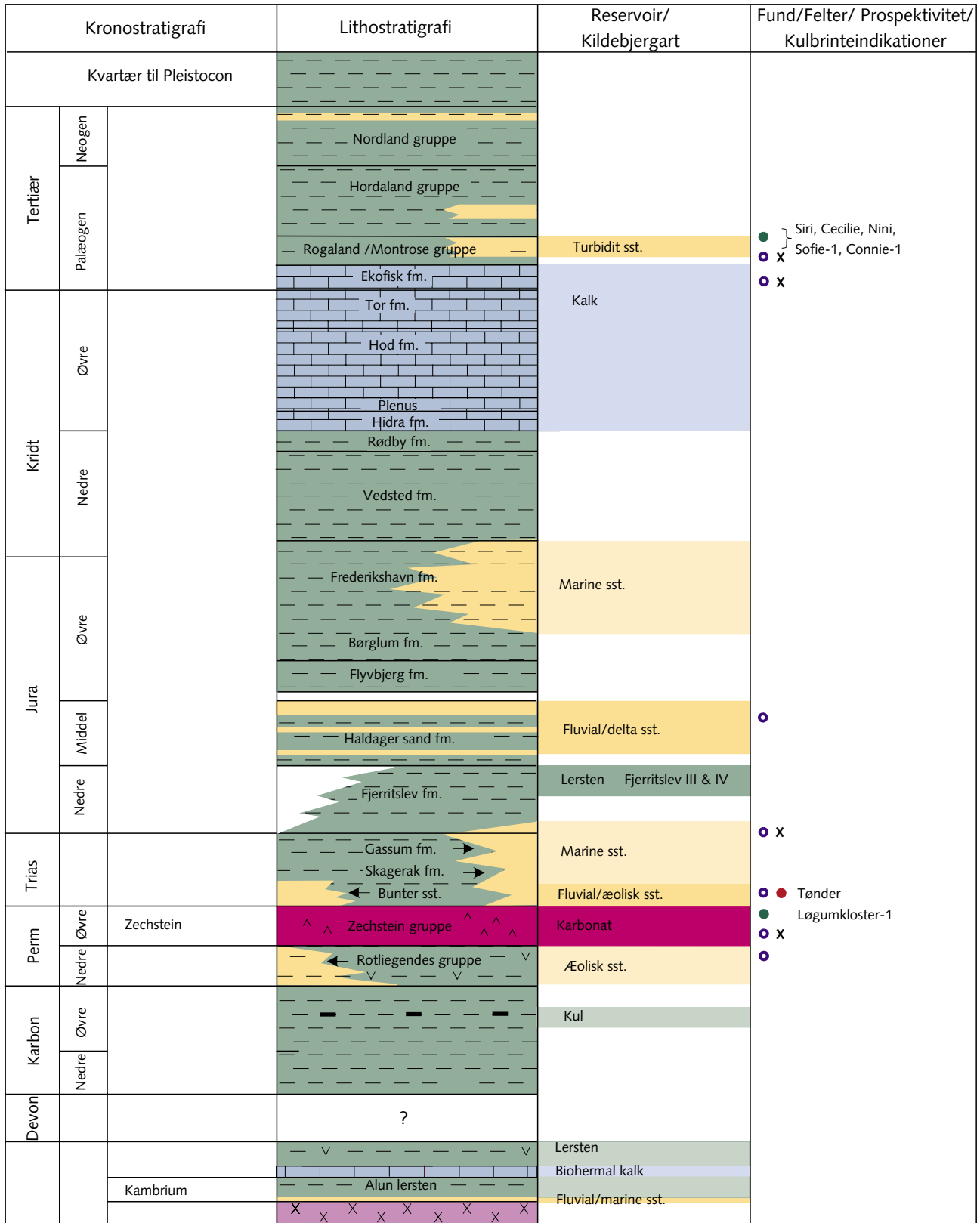


fig. 7.3 Geologisk søjle for området uden for Central Graven

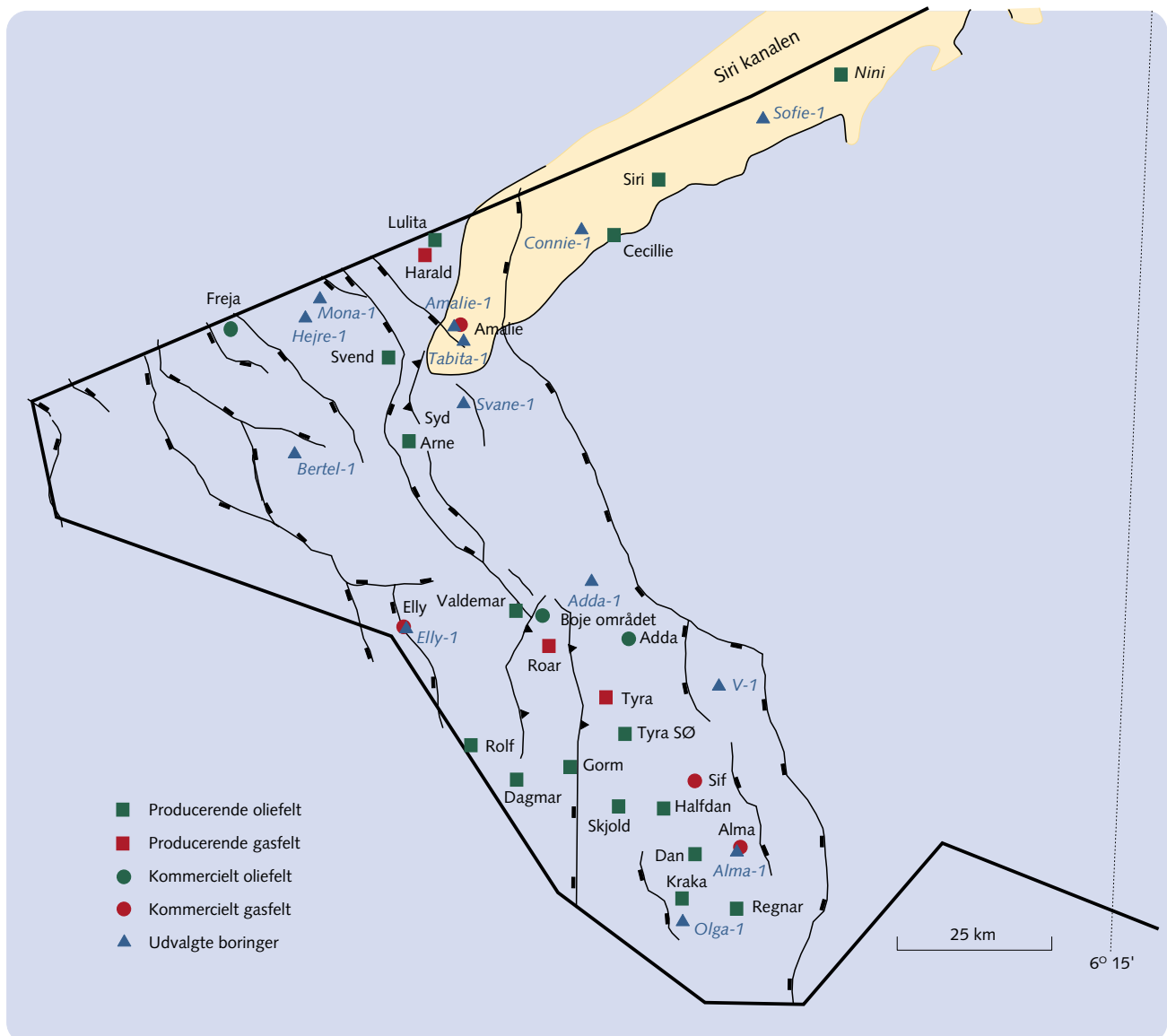


Det vurderes, at den fremtidige succes inden for kalkefterforskning afhænger af evnen til at forstå kulbrinternes bevægelse i kalken gennem tiden. Fremtidig fokus på de stratigrafiske/dynamiske fælder samt udvikling inden for efterforskning, feltudbygnings- og produktionsteknologi vil givetvis øge reserverne i kalken.

Jura sandsten i Central Graven

Sandsten af Jura alder udgør meget succesrige efterforskningsmodeller i den engelske og norske del af Nordsøen. I den danske Central Grav har efterforskningen indtil nu været mindre succesfuld. Ultimo 2003 er der foretaget 46 efterforskningsboringer med en succesrate på 35%. Kun to felter, Harald og Lulita, er sat i produktion, mens felterne Alma, Elly og Freja er blevet erklæret kommercielle, se figur 7.2 og 7.4.

fig. 7.4 Olie- og gas felter samt udvalgte efterforskningsboringer



Efterforskningsmodellerne omfatter en række forskellige sandstensreservoirer af Jura alder. Den jurassiske Farsund Formation og Bryne Formationen er kildebjergarter, mens de strukturelle og stratigrafiske fælder samt forsegling udgøres af Jura lersten, se figur 7.2.

Kulbrintefund i sandsten af Jura alder i den danske Central Grav er alle anført i fælder, der har et stort element af strukturel lukning, mens mange jurassiske fund i den resterende del af Nordsøen findes i rene stratigrafiske fælder. Jurassiske fund i stratigrafiske fælder synes således underrepræsenterede i den danske Central Grav. Dette indikerer en mindre modenhed af efterforskningen i sandstenene i dette område.

Sandstenene er dannet i meget forskellige miljøer, der strækker sig fra flodaflejringer til dybmariene aflejringer. Dette betyder, at det er meget forskellige typer af sandlegemer, som skal identificeres. Netop identifikationen af de enkelte sandlegemer har hidtidigt været et teknisk problem, men med de senere års udvikling inden for seismiske metoder er mulighederne forbedret væsentligt.

De dybe efterforskningsboringer Hejre-1 og Svane-1 udført i henholdsvis 2001 og 2002 viser, at sandsten kan bevare høj porøsitet på stor dybde, se figur 7.4. Hejre-1 og Svane-1 borerne blev begge boret til dybder på mere end 5.200 meter og fandt de hidtil dybeste forekomster af henholdsvis olie og gas/kondensat i Danmark. Disse to bornings succes har derfor i høj grad udvidet prospektiviteten for de jurassiske sandsten.

Det vurderes, at den fremtidige succes for efterforskning i de jurassiske sandsten er afhængig af at kunne forudsige sandstenenes placering samt kvalitet.

Efterforskningsmodeller i området øst for 6°15'

Som nævnt startede den danske kulbrinteefterforskning på land. Der er siden 1935 foretaget 83 efterforskningsboringer i det danske område udenfor Central Graven primært på land, se figur 7.1. Efterforskningsaktiviteterne i området øst for 6°15' har hovedsageligt været koncentreret omkring sandsten af Jura og Trias alder samt karbonater af Zechstein alder, se figur 7.3.

boks 7.3 Definition af stratigrafiske og dynamiske fælder i kalken

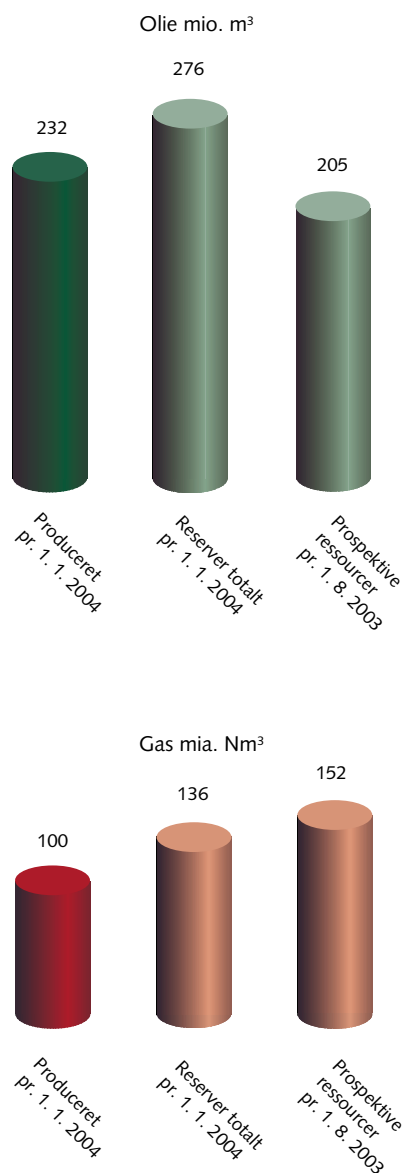
Stratigrafiske fælder i kalken:

Stratigrafiske fælder i kalken er definerede ved områder med øget porøsitet. En stratigrafisk fælde kan for eksempel dannes, hvis porøsiteten i reservoiret i en strukturel fælde bevares som følge af tilstedeværelsen af kulbrinter. Ved senere strukturelle bevægelser i undergrunden kan den strukturelle fælde være blevet "åbnet", men den omgivende kalks lavere porøsitet fungerer nu som forsegling.

Dynamiske fælder i kalken:

Dynamiske fælder opstår på grund af den langsomme bevægelse af kulbrinterne som følge af den lave permeabilitet i kalken. Der er således ikke tale om en egentlig permanent fælde, men blot om en meget lav bevægelsehastighed, der indebærer, at det vil vare mange millioner år for kulbrinterne at bevæge sig væk.

fig. 7.5 Reserver og ressourcer for Central Graven og Siri kanalen



I området øst for 6°15' er der hidtil ikke gjort kommercielle kulbrintefund, men for eksempel i Kiel området er der flere producerende Jura felter, i Rügen-Meklenburg området er der olieproducerende Zechstein felter og i Kaliningrad er der kulbrinte-produktion fra Kambriske reservoirer.

De sedimentære aflejringer i området øst for 6°15' har generelt meget gode reservoir egenskaber, og der er identificeret mange strukturelle fælder. Kulbrintepotentialet i området er dog traditionelt blevet nedskrevet på grund af usikkerhed vedrørende kildebjergarter. Alun skiferen af Kambrisk alder har ekstremt god kildebjergarts kvalitet. I det danske område er kulbrinterne dog sandsynligvis dannet før dannelsen af de strukturelle fælder. Derved har det ikke været muligt at tilbageholde kulbrinterne i undergrunden.

Lersten af Jura alder fra Fjerritslev Formationen vurderes ligeledes at have et godt potentiale som kildebjergart. Lagene formodes dog kun at være begravet dybt nok til at være kulbrintedannede lokalt omkring saltdomer. Lersten af Karbon alder vurderes at kunne danne kulbrinter i det omfang, de er til stede i området.

I området øst for 6°15' er der fundet adskillige kulbrinteindikationer. Disse fordeler sig hovedsageligt på jurassiske og triassiske sandsten samt Zechstein karbonater. En stor del af oplysningerne er forholdsvis gamle, idet mere end halvdelen af borerne er udført før 1970. Det vurderes, at moderne efterforskningsmetoder kan få en afgørende betydning for forståelsen af kulbrintesystemerne i området og hermed vurderingen af prospektiviteten i den østlige del af Danmark.

NUVÆRENDE KULBRINTEPOTENTIALE

I forbindelse med den kommende 6. udbudsrunde har Energistyrelsen som nævnt lavet en opgørelse over det nuværende kulbrintepotentiale, de såkaldte *prospektive ressourcer*. Opgørelsen over de prospektive ressourcer er udelukkende foretaget for Central Graven i den danske sektor samt for Siri kanalen. Dette skyldes, at områderne dækker samtlige producerende felter og kommercielle fund i det danske område. De to områder er desuden dele af det samme kulbrintesystem, hvor kulbrinterne hovedsageligt er dannet ud fra lersten fra Farsund Formationen af Jura alder.

De prospektive ressourcer omfatter et estimat af ressourcerne i identificerede fælder, som endnu ikke er ancorede (prospekter og leads) på alle stratigrafiske niveauer. Estimatet er baseret på risikovejede vurderinger af resourcepotentialet fremsendt af olieselskaber. Derudover er der medregnet en risikobaseret vurdering af ressourcerne i endnu ikke identificerede fælder i både kendte og mindre kendte efterforskningsmodeller, se boks 7.2. Denne vurdering er baseret på kendskab til strukturerne i den danske del af Central Graven og Siri kanalen samt kulbrintefund og efterforskningsmodeller, der grænser op mod det danske område.

De prospektive ressourcer er medio 2003 vurderet til 205 mio. m³ olie og 152 mia. Nm³ gas, se figur 7.5. Dette indikerer, at der fortsat kan være op mod 30% af de samlede kulbrinter i den danske del af Central Graven og Siri kanalen, der endnu ikke er fundet. Dette er en ganske betydelig mængde i betragtning af, at den danske del af Nordsøen har været efterforsket i snart 40 år.

Ved evalueringen er der benyttet en økonomisk tærskel på 0,8 mio. m³ olie og 0,8 mia. Nm³ gas for potentielle kulbrinteakkumulationer.

POTENTIALET I DEN 6. UDBUDSRUNDE

Der er fortsat en lang række efterforskningsmuligheder på dansk område. Der er således stadig et efterforskningspotentiale i blandt andet den succesrige og potentielt fortsat givende kalk i Central Graven samt i de mindre kendte jurassiske sandsten.

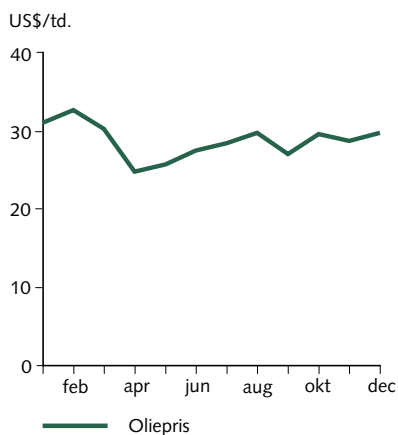
Andre efterforskningsmodeller i det danske område er også under udvikling. I den hollandske del af Central Graven har efterforskning af triassiske sandstensreservoirier været succesfuld. En hindring for efterforskningen af samme reservoirier i den danske del af Central Graven har været, at det var uvist, om disse sandsten strakte sig ind på dansk område. Men i 2003 fandt efterforskningsboringen Olga-1 netop disse sandsten, se afsnittet *Efterforskning og koncessioner*. Dette vil medvirke til at øge interessen for denne efterforskningsmodel.

I den danske del af Central Graven vurderes der at være flere mindre modne efterforskningsmodeller sammenlignet med andre landes del af Central Graven. Dette skyldes blandt andet, at kulbrinteefterforskningen i den danske Central Grav har været meget fokuseret på én reservoirtype, nemlig kalken. Disse mindre modne efterforskningsmodeller vil kunne resultere i forøgede kulbrinteressourcer. De prospektive ressourcer i den danske del af Central Graven og Siri kanalen er som ovenfor nævnt vurderet til 205 mio. m³ olie og 152 mia. Nm³ gas. Til sammenligning er reserveerne for hele de danske område pr. 1. januar 2004 opgjort til henholdsvis 277 mio. m³ olie og 136 mia. Nm³ gas. Det skal dog bemærkes, at de prospektive ressourcer er behæftet med en forholdsvis stor usikkerhed, ligesom kun en del af dem kan forventes fundet.

Vurderingen af de prospektive ressourcer viser, at der fortsat kan være betydelige kulbrinteressourcer tilstede i det danske område, der endnu ikke er fundet. Der er derfor fortsat et betydeligt efterforskningspotentiale i det danske område op til den kommende 6. udbudsrunde.

8. ØKONOMI

fig. 8.1 Olieprisens udvikling i 2003



Danmark har siden 1997 været mere end selvforsynende med energi i kraft af indvindingen af olie og gas i Nordsøen. Indvindingen af kulbrinter giver et samfundsøkonomisk overskud, og har derved en positiv betydning for dansk økonomi. Staten får del i dette overskud gennem beskatning og direkte deltagelse i indvindingen.

Med regeringens aftale i 2003 med A. P. Møller-Mærsk om en fortsættelse af eneretsbevillingen får staten en større del af det samlede overskud. Aftalen har skabt ro for bevillingshaverne, så der kan investeres og planlægges langsigtet. Dette er afgørende for, at værdierne udnyttes effektivt.

OLIEPRIS OG DOLLARKURS

Produktionsværdien af olie og gas er afhængig af udviklingen i den internationale oliepris og af udviklingen i dollarkursen.

Den gennemsnitlige pris i 2003 for olie ved Brent-noteringen var 28,9 US\$ pr. tønde. Dette er betydeligt højere end niveauet for 2002, hvor den gennemsnitlige oliepris var 24,9 US\$ pr. tønde. Udviklingen i olieprisen ses af figur 8.1.

Den gennemsnitlige dollarkurs i 2003 lå på 6,6 kr. pr. US\$. Dette er et fald i forhold til 2002, hvor den gennemsnitlige dollarkurs var 7,9 kr. pr. US\$.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Den samlede værdi af den danske olie- og gasproduktion i 2003 opgøres til ca. 31,1 mia. kr., hvilket er på niveau med værdien i 2002. I forhold til 2002 er der sket et mindre fald i produktionen, og samtidig har der været en lavere dollarkurs. At det høje niveau stadig kan opretholdes, skyldes derfor den højere oliepris i 2003. Historisk set er den skønnede produktionsværdi i 2003 fortsat meget høj.

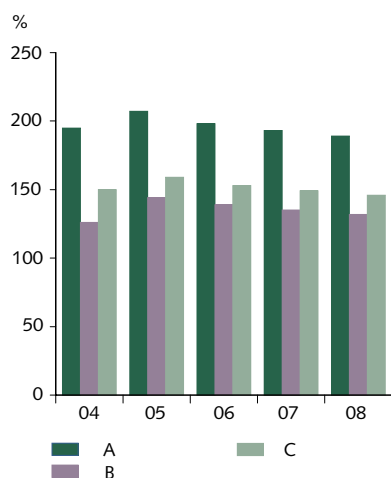
Skønnet for 2003 viser, at olieproduktionen havde en værdi på 25,5 mia. kr. og gassen en værdi på 5,6 mia. kr. I figur 3.2 i afsnittet *Produktion* ses, hvordan produktionen i 2003 fordeler sig på de 10 producerende selskaber.

Produktionsværdiens udvikling i de kommende år afhænger af produktionens størrelse samt af udviklingen i olie- og gasprisen samt dollarkursen. Energistyrelsen udarbejder på baggrund af de kendte og mulige reserver en produktionsprognose for olie og gas, se afsnittet *Reserver*. Olieprisens og dollarkursens udvikling er derimod vanskeligere at forudsige, og derfor vil et skøn for udviklingen i produktionsværdien i de kommende år være meget usikkert.

SELVFORSYNINGSGRADER

Danmark har siden 1997 været selvforsynende med energi. Den samlede produktion af olie, gas og vedvarende energi var i 2003 omtrent 43% større end det samlede energiforbrug. Dette er lidt mindre end året før, hvor produktionen oversteg forbruget med 46%. Olie- og gasproduktionen alene oversteg det samlede energiforbrug i 2003 med 29% og det samlede forbrug af olie og gas med 85%.

fig. 8.2 Selvforsyningsgrader



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

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

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

Tabel 8.1 og figur 8.2 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i selvforsyningsgrader i de kommende 5 år. Forløb A og B viser forholdet mellem den danske olie- og gasproduktion og henholdsvis det samlede danske forbrug af olie og gas og det samlede energiforbrug. Forløb C viser den forventede udvikling i forholdet mellem produktionen af olie, gas samt vedvarende energi og det samlede energiforbrug i Danmark.

Det ses, at det er Energistyrelsens forventning, at Danmark i de kommende 5 år fortsat vil være selvforsynende med energi.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasaktiviteterne har en positiv effekt på dansk økonomi. Udover at gøre Danmark selvforsynende med energi, har aktiviteterne en gavnlig effekt på handelsbalancen og betalingsbalancens løbende poster.

Handelsbalancen for olie og gas

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

Danmark har siden 1995 haft overskud i samhandlen med udlandet, for så vidt angår olie- og gasprodukter. I 2003 er dette overskud foreløbigt opgjort til ca. 14 mia. kr.

Betalingsbalanceeffekten

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

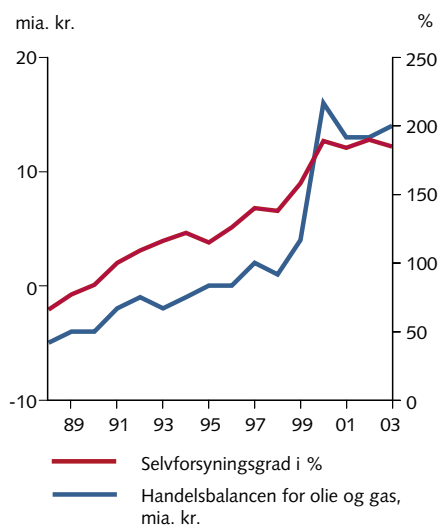
Energistyrelsen har udarbejdet et skøn for olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingbalancens løbende poster i de kommende 5 år. Det udarbejdede skøn er foretaget på baggrund af Energistyrelsens prognoser for produktion, investeringer, drifts- og transportomkostninger. Herudover gøres en række antagelser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

Beregningerne gennemføres for både et lavt, et mellem og et højt olieprisforløb på henholdsvis 20, 25 og 30 US\$ pr. tønde med en dollarkurs på 6,4 kr. pr. US\$.

tabel 8.1 Selvforsyningsgrader

	2004	2005	2006	2007	2008
Produktion i PJ					
Olie	845	889	856	838	827
Gas	307	350	350	350	350
Vedv. energi	121	125	125	126	126
Energiforbrug i PJ					
Total	1.273	1.363	1.331	1.313	1.303
Selvforsyningsgrader i %					
A	195	207	198	193	189
B	136	144	139	135	132
C	150	159	153	149	146

fig. 8.3 Handelsbalancen for olie og gas samt selvforsyningsgrad, 2003-priser



Prisforløbene tjener alene til illustration af de økonomiske fremskrivningers følsomhed overfor variationer i olieprisen.

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

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

Ved en oliepris på 25 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på mellem 19 og 21 mia. kr. For det lave prisforløb er der tale om et interval på 15 og 17 mia. kr. og for det høje prisforløb et interval på 24 til 26 mia. kr. De tre forløb viser, at olieprisen har stor indflydelse på olie- og gasaktiviteternes effekt på dansk økonomi. Den benyttede dollarkurs på 6,4 kr. pr. US\$ er valgt, fordi dollarkursen i øjeblikket er på et lavt niveau.

Statens indtægter

Staten får direkte indtægter fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen via fem forskellige skatter og afgifter: *selskabsskat*, *kulbrinteskate*, *produktionsafgift* og *olierørlednings- eller dispensationsafgift*. Derudover får staten en indirekte indtægt via DONG E&P A/S' deltagelse i aktiviteterne. Ved udgangen af 2003 var statens akkumulerede indtægter fra olie- og gasindvinding 78,6 mia. kr. i 2003-priser, mens den akkumulerede produktionsværdi var 314,3 mia. kr. Den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 175,8 mia. kr.

Som følge af regeringens aftale af 29. september 2003 med A.P. Møller-Mærsk er der gennemført en række ændringer i skattelovgivningen gældende fra den 1. januar 2004. Disse ændringer får betydning for statens fremtidige indtægter fra olie- og gasindvindingen. Hovedelementerne i aftalen er beskrevet i afsnittet *Koncessioner og efterforskning*.

I boks 8.1 og bilag D er der en uddybende beskrivelse af statens indtægtsgrundlag i form af skatter og afgifter fra kulbrinteindvindingen.

tabel 8.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 2003-priser, mellem prisforløb (25 US\$/td.)

	2004	2005	2006	2007	2008
Samf. økonomisk produktionsværdi	29	31	30	30	30
Importindhold	3	3	4	3	3
Vare- og tjenestebalancen	26	29	26	27	27
Renter og udbytter	6	7	6	7	7
Betalingsbal. løbende poster	19	21	20	20	20
Betalingsbal. løbende poster, lavt prisforløb (20 US\$/td)	15	17	16	15	15
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (30 US\$/td)	24	26	25	24	24

Boks 8.1 Statens indtægtskilder fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen

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

I det følgende gennemgås statens indtægtskilder med udgangspunkt i gældende regler for 2003. Pr. 1. januar 2004 er der sket ændringer i regelgrundlaget. Disse ændringer kan ses i bilag D og afsnittet *Koncessioner og efterforskning*.

Selskabsskat

Selskabsskatten er statens største indtægtskilde på olie- og gasområdet. Til trods for, at produktionen startede i 1972, kom de første indtægter fra selskabsskatten først i begyndelsen af 1980'erne. Dette skyldes, at olie- og gasaktiviteter kræver forholdsvis store investeringer, som kan fratrækkes i form af afskrivninger over en lang årrække.

Kulbrinteskatt

Kulbrinteskatten blev indført i 1982 med det formål at beskatte ekstraordinært høje fortjenester, for eksempel som følge af høje oliepriser. Desuden blev loven udformet, så den tilskynder selskaberne til at investere i yderligere efterforskning og udbygning for dermed at sikre en større og bedre udnyttelse af undergrundens ressourcer. Hidtil er der betalt kulbrinteskatt i nogle få år i første halvdel af 1980'erne samt i 2002 og 2003. I alt er der betalt ca. 1039 mio. kr. i 2003-priser.

Produktionsafgift

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

Olierørledningsafgift

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

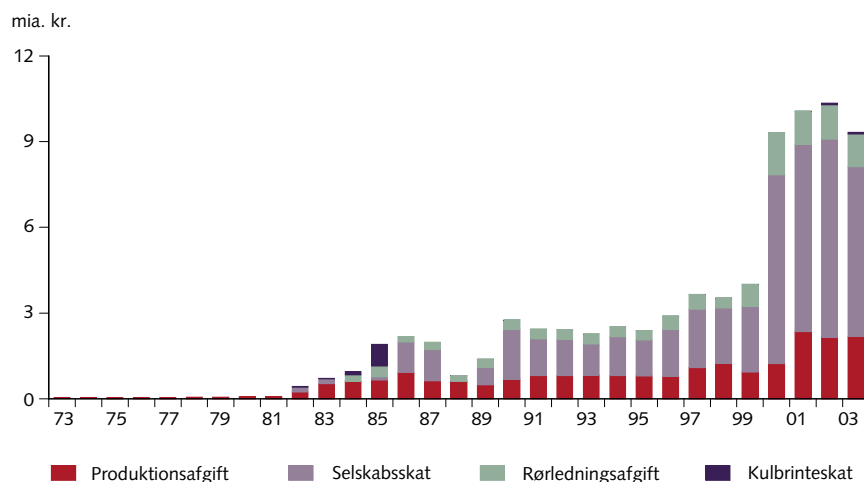
Dispensationsafgift

Ved en undtagelse fra pligten til at tilslutte sig og transportere olie i rørledningen fastsættes vilkår om, at der skal betales en afgift til staten på 5% af olie- og kondensatværdien. På nuværende tidspunkt betales der dispensationsafgift fra felterne Syd Arne, Siri, Nini og Cecilie.

DONG E&P A/S

Ved tildeling af tilladelser i 4. og 5. runde og i Åben dør proceduren har DONG E&P A/S haft en fast 20% betalende andel. I visse tilfælde har DONG E&P A/S suppleret denne andel ved på kommercielle vilkår at købe yderligere andele i tilladelsen. Idet DONG E&P A/S indgår på lige fod med de andre selskaber i de enkelte tilladelser, betaler selskabet gældende skatter og afgifter til staten. Derudover er DONG E&P A/S 100% statsejet, og selskabets økonomiske resultat afspejler derfor værdien af denne statsejendel. DONG E&P A/S' overskud efter skat i 2003 beløber sig til 201 mio. kr. Statens fortjeneste på ejerskabet af DONG E&P A/S består dels af udbetaling af udbytte, dels af stigende værdi på selskabets aktier.

fig. 8.4 Udviklingen i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2003, mia. kr., 2003 -priser



Statens indtægter kommer især fra selskabsskatten. Staten har samlet haft indtægter fra kulbrinteindvindingen i Nordsøen på knap 80 mia. kr. (2003-priser) i perioden 1962 – 2003. Heraf kommer 58% fra selskabsskat, 28% fra produktionsafgift, 13% fra rørledningsafgift og 1% fra kulbrinteskatt.

Figur 8.4 viser udviklingen i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter. Det ses, at der fra 2000 er sket en væsentlig forøgelse af statens indtægter fra kulbrinteindvindingen i Nordsøen. Det skyldes især den positive udvikling i produktionen kombineret med høje oliepriser. De sidste tre år har indtægterne været på ca. 10 mia. kr. årligt. jf. tabel 8.3.

De seneste fem år har staten modtaget indtægter fra andre selskaber end selskaberne i DUC. Det drejer sig om de selskaber, som har andel i Siri feltet, Syd Arne feltet samt en andel af Lulita feltet. På Energistyrelsens hjemmeside findes en oversigt over de selskaber, der indgår i de enkelte tilladelser.

Skatteministeriet skønner for de kommende fem år og med et olieprisforløb på 25 US\$, at statens samlede indtægter vil være ca. 12 mia. kr. i 2004 for derefter at ligge på omkring 11,5 mia. kr. frem til 2008. Et olieprisforløb på 30 US\$ skønnes at medføre indtægter til staten på ca. 15 mia. kr. i 2004 stigende til knap 16 mia. kr. i 2008.

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

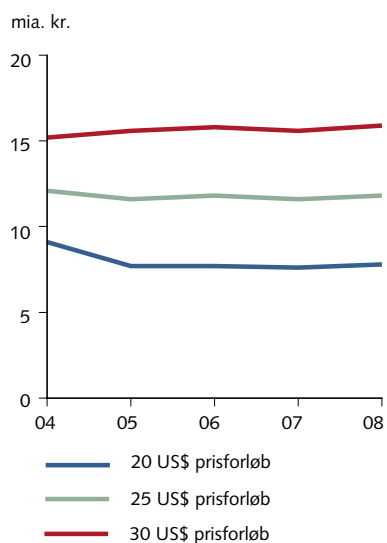
	1999	2000	2001	2002	2003*
Kulbrinteskatt	-	-	-	65	64
Selskabsskat	2.082	6.170	6.273	6.794	5.943
Produktionsafgift	854	1.153	2.247	2.109	2.180
Olierørledningsafgift**	694	1.372	1.114	1.169	1.143
I alt	3.630	8.695	9.634	10.137	9.331

* Skøn

** Inkl. 5% dispensationsafgift

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalt i året)

fig. 8.5 Skatter og afgifter 2004-2008, 2003-priser



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

RETTIGHEDSHAVERNES ØKONOMISKE FORHOLD

Den akkumulerede produktionsværdi i perioden 1963 til 2003 beløber sig til ca. 314 mia. kr. i 2003-priser. I samme periode er rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift (inkl. transport) af producerende felter opgjort til henholdsvis ca. 24,5 mia. kr., 97,6 mia. kr. og 53,7 mia. kr. i 2003-priser.

Efterforskningsomkostninger

Energistyrelsen har foreløbigt opgjort de samlede efterforskningsudgifter i 2003 til ca. 0,8 mia. kr. Dette er lidt lavere end i 2002, hvor efterforskningsaktiviteten beløb sig til godt 1 mia. kr.

For 2004 forventer Energistyrelsen, at aktivitets- og udgiftsniveauet for 2003 fortsætter. Herefter er det Energistyrelsens vurdering, at aktiviteten vil aftage, efterhånden som olieselskaberne opfylder de sidste forpligtigelser i 5. runde tilladelserne.

Den 6. udbudsrunde, som ventes åbnet i løbet af 2004, vil formentlig modvirke denne nedadgående tendens i efterforskningsaktiviteten. De endelige betingelser for en 6. udbudsrunde er under udarbejdelse, og det er derfor ikke muligt på nuværende tidspunkt at vurdere omfanget og tidspunkterne for aktiviteterne i de tilladelser, der forventes meddelt i den kommende 6. udbudsrunde.

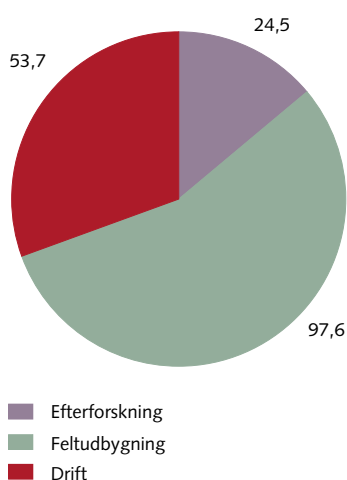
tabel 8.4 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding 2004-08, mia. kr., 2003-priser*

		2004	2005	2006	2007	2008
Selskabsskat	30 US\$/td.	6,0	6,7	6,4	6,2	6,2
	25 US\$/td.	4,6	5,2	5,0	4,8	4,8
	20 US\$/td.	3,2	3,7	3,5	3,3	3,4
Kulbrinteskate	30 US\$/td.	1,6	2,7	3,3	3,3	3,6
	25 US\$/td.	1,0	1,4	2,0	2,0	2,2
	20 US\$/td.	0,6	0,3	0,6	0,7	0,8
Overskudsdeling	30 US\$/td.	4,3	4,8	4,7	4,6	4,7
	25 US\$/td.	3,4	3,8	3,7	3,6	3,7
	20 US\$/td.	2,5	2,8	2,7	2,6	2,7
Produktionsafgift	30 US\$/td.	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	25 US\$/td.	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	20 US\$/td.	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olierørledningsafgift**	30 US\$/td.	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3
	25 US\$/td.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	20 US\$/td.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
Total	30 US\$/td.	15,2	15,6	15,8	15,5	15,8
	25 US\$/td.	12,1	11,6	11,8	11,5	11,7
	20 US\$/td.	9,1	7,7	7,7	7,5	7,8

*Finanslovens periodisering (indbetalt i året)

**Inkl. 5% dispensationsafgift

fig. 8.6 Rettighedshavernes udgifter i perioden 1963-2003, mia. kr., 2003-priser



Udbygningsinvesteringer

I 2003 har der været stor udbygningsaktivitet. De samlede investeringer i feltudbygninger i 2003 er foreløbigt opgjort til 7,6 mia. kr., hvilket er en stigning på godt 2,2 mia. kr. i forhold til året før.

I 2003 tegnede DUC-selskaberne sig for ca. 60% af de samlede investeringer i feltudbygninger og for ca. 80% af den samlede produktion.

Cecilie, Dan, Halfdan og Nini felterne står sammen med NOGAT rørledning for mere end 75% af de samlede investeringer i 2003. Installation af en ubemandet platform samt boring af fem brønde på Nini feltet samt den fortsatte udbygning af Halfdan feltet er de to største investeringer i 2003. Hertil kommer udbygning af Cecilie feltet med en ubemandet platform og boring af en brønd samt den fortsatte udbygning af Dan feltet, se afsnittet *Udbygning*.

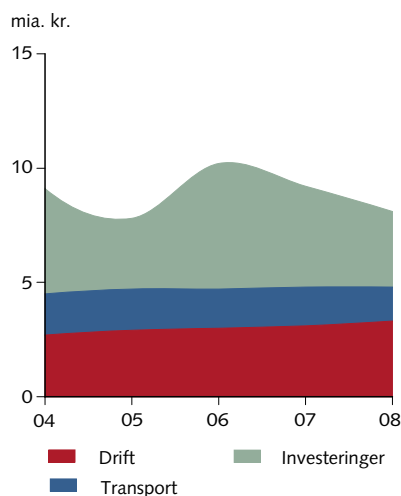
Energistyrelsens skøn for de kommende års investeringer i feltudbygninger er opskrevet en del i forhold til skønnet pr. 1. januar 2003. Dette skyldes, at investeringsprognosen i år inkluderer mulige feltudbygninger, mens prognosen pr. 1. januar 2003 alene omfattede igangværende, besluttede og planlagte feltudbygninger. Skønnet for mulige investeringer i feltudbygninger er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion udover den produktion, der allerede er fremlagt udbygningsplaner for, se afsnittet *Reserver*.

tabel 8.5 Investeringer, mio. kr., årets priser

	1999	2000	2001	2002	2003*
Cecilie				200	661
Dan	273	403	367	437	956
Gorm	26	12	240	242	105
Halfdan	204	886	1.518	2.412	1.684
Harald	32	175	-	0	4
Kraka	0	0	61	3	-
Lulita	-	-	-	-	7
Nini	-	-	-	285	1.697
Roar	80	17	-	-	37
Rolf	1	0	-	-	37
Sif / Igor	-	-	-	-	95
Siri	848	53	175	19	314
Skjold	399	404	89	5	91
Svend	189	-	115	223	-
Syd Arne	1.371	761	543	948	462
Tyra	152	330	198	-	414
Tyra SØ	-	-	357	654	-
Valdemar	-	60	316	-1	230
NOGAT rørledning	-	-	-	-	766
Diverse	-48	10	12	-	19
I alt	3.528	3.111	3.991	5.427	7.579

*Skøn

fig. 8.7 Investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, 2003-priser



Udgifter til drift, administration og transport

Udgifterne til drift og administration er i 2003 foreløbig opgjort til 2,5 mia. kr., hvilket er højere end tallene for drift og administration i 2002.

De samlede transportomkostninger for olien omfatter drifts- og kapitalomkostninger i forbindelse med brug af olierørledningen fra Gorm feltet til land. Hertil kommer fortjenestelement på 5% af værdien af den transporterede olie. Siri, Syd Arne, Nini og Cecilie felterne er fritaget for brug af olierørledningen, men skal i stedet betale dispensationsafgift på 5% af produktionsværdien af olien. Olien transporteres i land med tankskib.

Figur 8.7 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i drifts- og transportudgifterne i de kommende år.

Tabel 8.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 2003-priser

	2004	2005	2006	2007	2008
Igangværende og besluttet					
Adda	-	-	0,4	0,1	-
Alma	-	-	0,4	0,1	-
Cecilie	0,2	-	-	-	-
Dan	1,1	0,4	-	-	0,1
Elly	-	0,0	0,4	0,2	-
Gorm	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Halfdan	1,4	-	-	-	-
Sif / Igor	-	0,1	-	-	-
Nini	0,1	-	-	-	-
Rolf	-	-	-	-	-
Siri	0,2	-	-	-	-
Skjold	-	-	-	-	-
Svend	-	-	-	-	-
Syd Arne	0,7	0,4	-	-	-
Tyra	0,1	0,1	0,1	0,0	-
Tyra SØ	0,2	0,0	-	-	-
Valdemar	-	-	-	-	-
NOGAT rørledning	0,1	-	-	-	-
I alt	4,2	1,1	1,3	0,5	0,2
Planlagt	0,4	0,8	0,5	0,4	0,3
Muligt	-	1,2	3,8	3,5	2,9
Forventet	4,6	3,1	5,5	4,4	3,3



PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

OLIE tusinde kubikmeter

Produktion og salg

	1972-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Dan	18.366	3.496	3.713	3.799	3.858	4.767	5.745	6.599	6.879	6.326	5.929	69.477
Gorm	19.847	2.421	2.494	2.879	3.045	2.865	3.384	3.110	2.180	2.887	2.838	47.950
Skjold	17.542	1.715	1.979	2.023	2.011	1.896	1.825	1.975	1.354	1.659	1.529	35.509
Tyra	9.609	1.748	1.631	1.447	1.263	931	892	1.000	872	801	918	21.111
Rolf	2.936	92	216	218	96	92	77	83	51	51	104	4.016
Kraka	739	490	469	340	315	314	404	350	253	157	139	3.970
Dagmar	848	33	35	23	17	13	10	8	4	6	7	1.003
Regnar	145	429	86	41	27	43	29	14	33	18	19	885
Valdemar	53	304	165	161	159	95	86	77	181	353	435	2.070
Roar	-	-	-	319	427	327	259	285	317	175	121	2.231
Svend	-	-	-	836	1.356	635	521	576	397	457	279	5.056
Harald	-	-	-	-	794	1.690	1.332	1.081	866	581	425	6.768
Lulita	-	-	-	-	-	143	224	179	66	22	20	654
Halfdan	-	-	-	-	-	-	222	1.120	2.965	3.718	4.355	12.380
Siri	-	-	-	-	-	-	1.593	2.118	1.761	1.487	925	7.884
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	757	2.558	2.031	2.313	2.383	10.042
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	493	343	835
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	166	166
Nini	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	391	391
Sif	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
I alt	70.085	10.727	10.788	12.087	13.367	13.810	17.362	21.134	20.207	21.505	21.327	232.399

Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Dan	7.419	1.263	1.331	1.249	1.116	1.343	1.410	1.186	1.049	945	786	19.099
Gorm	8.723	922	761	674	609	633	537	426	306	479	339	14.408
Skjold	1.528	185	188	160	189	146	154	158	104	124	92	3.026
Tyra	27.307	3.646	3.839	3.843	4.229	3.638	3.878	3.826	3.749	3.948	3.993	65.898
Rolf	124	4	9	9	4	4	3	4	2	2	4	169
Kraka	269	119	128	95	85	106	148	119	100	52	25	1.245
Dagmar	124	8	5	4	3	2	2	2	1	1	3	155
Regnar	8	25	7	4	2	4	2	1	3	1	2	59
Valdemar	29	96	52	57	89	54	49	55	78	109	151	819
Roar	-	-	0	1.327	1.964	1.458	1.249	1.407	1.702	1.052	917	11.076
Svend	-	-	0	85	152	84	65	75	48	61	43	612
Harald	-	-	-	0	1.092	2.741	2.876	2.811	2.475	2.020	1.563	15.577
Lulita	-	-	-	-	-	69	181	160	27	5	5	448
Halfdan	-	-	-	-	-	-	37	178	522	759	1.139	2.634
Siri	-	-	-	-	-	-	142	197	176	157	110	781
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	167	713	774	681	544	2.879
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	447	452	898
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	14
Nini	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29	29
Sif	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
I alt	45.530	6.269	6.321	7.506	9.534	10.281	10.901	11.316	11.116	10.844	10.213	139.829

GAS millioner Normalkubikmeter

Brændstof*

	1972-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Dan	342	85	93	97	109	148	172	179	184	182	198	1.789
Gorm	795	104	111	135	164	152	149	142	111	146	135	2.144
Tyra	842	110	111	142	210	224	239	229	243	245	242	2.838
Dagmar	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21
Harald	-	-	-	-	5	14	14	13	10	9	8	72
Siri	-	-	-	-	-	-	8	21	22	21	20	93
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	3	32	34	45	49	163
I alt	1.999	299	314	375	488	539	585	618	604	648	652	7.121

Afbrending*

	1972-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Dan	1.356	66	36	40	36	43	56	67	79	55	74	1.907
Gorm	802	75	69	60	81	71	71	66	88	81	66	1.530
Tyra	377	48	42	67	46	42	58	58	68	61	54	920
Dagmar	103	8	5	2	3	2	2	2	1	1	3	133
Harald	-	-	-	-	77	19	12	7	11	3	1	131
Siri	-	-	-	-	-	-	73	9	15	9	23	129
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	114	41	9	11	12	187
I alt	2.638	196	152	168	243	177	386	250	270	222	234	4.936

Injektion

	1972-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Gorm	7.853	70	28	26	62	24	25	45	4	14	6	8.157
Tyra	8.798	1.371	1.132	1.225	1.778	2.908	3.074	3.104	2.773	2.535	2.312	31.009
Siri**	-	-	-	-	-	-	61	167	139	126	109	602
I alt	16.651	1.441	1.160	1.251	1.840	2.933	3.160	3.316	2.916	2.675	2.428	39.769

Salg*

	1984-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Dan	5.998	1.256	1.338	1.211	1.058	1.261	1.371	1.238	1.412	1.521	1.683	19.345
Gorm	925	863	750	622	495	535	448	334	209	364	228	5.773
Tyra	17.319	2.214	2.607	3.878	4.400	2.060	1.870	1.971	2.493	2.776	2.948	44.534
Harald	-	-	-	-	1.010	2.777	3.032	2.950	2.482	2.013	1.558	15.821
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	50	640	730	625	483	2.529
I alt	24.242	4.332	4.695	5.710	6.963	6.633	6.770	7.133	7.326	7.299	6.900	88.003

* De anvendte navne henviser til behandlingscentre.

** Gas fra felterne Cecilie og Nini injiceres i Siri.

CO₂-UDLEDNING tusinde tons

	1972-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Brændstof	4.550	681	715	853	1.110	1.226	1.337	1.460	1.442	1.562	1.576	16.512
Afbrænding	6.005	448	345	382	553	402	1.074	641	637	531	549	11.567
I alt	10.555	1.130	1.061	1.235	1.664	1.628	2.410	2.101	2.079	2.092	2.125	28.079

Brændværdi for gas (Syd Arne): 70 MJ/Nm³

Brændværdi for gas (alle øvrige anlæg): 40 MJ/Nm³

Emissionsfaktor:

For 2000 56,9 kg CO₂/GJ 2002 57,28 kg CO₂/GJ

2001 57,25 kg CO₂/GJ 2003 57,19 kg CO₂/GJ

Produktion

VAND tusinde kubikmeter

	1972-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Dan	2.290	1.117	1.275	1.543	1.845	2.976	4.220	5.277	6.599	6.348	7.182	40.673
Gorm	5.495	824	948	1.921	2.906	3.177	3.468	3.980	3.353	4.017	4.420	34.510
Skjold	1.186	889	1.337	2.679	3.635	3.938	3.748	4.333	2.872	3.007	3.523	31.147
Tyra	2.847	1.290	1.749	2.161	2.215	2.020	2.033	3.046	2.545	2.261	3.038	25.205
Rolf	1.468	161	443	490	390	411	366	358	181	168	270	4.706
Kraka	371	188	251	272	287	347	329	256	352	306	208	3.166
Dagmar	623	367	464	507	408	338	246	241	102	160	375	3.831
Regnar	0	244	396	299	164	407	363	139	475	257	316	3.060
Valdemar	1	24	20	34	61	52	55	48	150	272	310	1.026
Roar	-	-	-	14	96	146	199	317	386	301	477	1.937
Svend	-	-	-	2	64	272	582	1.355	954	1.051	1.330	5.611
Harald	-	-	-	-	-	5	15	39	98	78	43	279
Lulita	-	-	-	-	-	3	5	11	23	15	16	74
Halfdan	-	-	-	-	-	-	56	237	493	367	500	1.653
Siri	-	-	-	-	-	-	319	1.868	2.753	3.041	2.891	10.872
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	15	60	119	390	751	1.334
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250	596	846
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25	25
Nini	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
Sif	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
I alt	14.281	5.103	6.882	9.922	12.072	14.093	16.020	21.566	21.456	22.289	26.274	169.958

Injektion

	1972-93	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I alt
Dan	2.838	3.808	5.884	8.245	8.654	11.817	14.964	17.464	18.176	16.123	18.063	126.035
Gorm	6.007	4.612	5.749	8.112	8.642	8.376	8.736	10.641	6.549	8.167	7.066	82.657
Skjold	18.194	3.511	3.985	5.712	6.320	6.291	5.866	6.520	4.805	6.411	6.115	73.730
Halfdan	-	-	-	-	-	-	82	13	620	2.532	5.162	8.410
Siri	-	-	-	-	-	-	1.236	3.778	4.549	4.507	3.383	17.453
Syd Arne	-	-	-	-	-	-	-	52	1.991	4.397	5.316	11.755
Nini	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71	71
I alt	27.038	11.931	15.618	22.069	23.616	26.484	30.884	38.469	36.689	42.138	45.175	320.112

PRODUCERENDE FELTER

CECILIE FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/19 og 20
Tilladelse:	16/98
Operatør:	DONG E&P A/S
Fundet år:	2000
I drift år:	2003

Produktionsbrønde:	1
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	13,4 km ²
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn

Reserver

pr. 1.1.2004:

Olie:	1,7 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2004:

Olie:	0,17 mio. m ³
Gas:	0,01 mia. Nm ³ *
Vand:	0,03 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie:	0,17 mio. m ³
Gas:	0,01 mia. Nm ³ *
Vand:	0,03 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2004:

2003-priser	0,9 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

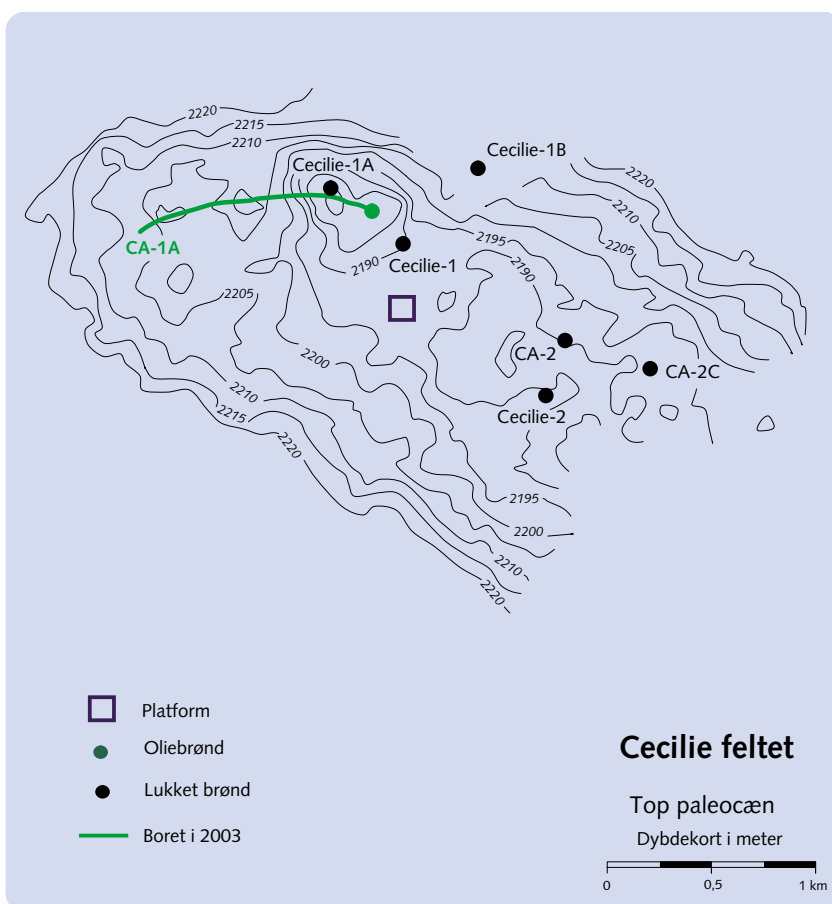
Cecilie forekomsten er fremkommet ved en opskydning af lagene over en salthorst. Forkastninger og omlejring af sandet danner forekomstens grænser, og forekomsten er således en kombination af en strukturel og en stratigrafisk fælde.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. Produktionsbrønde vil blive placeret i toppen af strukturen, mens vandinjektion vil blive foretaget på flanken af feltet.

ANLÆG

Cecilie feltet er udbygget som satellit til Siri feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Produktionen sendes ubehandlet til Siri platformen gennem en 12" flersfaserledning. Olien færdigbehandles på Siri platformen og eksporteres via tankskib. Gassen fra Cecilie feltet injiceres i Siri feltet. Injektionsvand føres til Cecilie feltet gennem en 10" rørledning.



*Gassen er injiceret i Siri feltet.

DAGMAR FELTET

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

Produktionsbrønde: 2
 Vanddybde: 34 m
 Areal: 9 km²
 Reservoirdybde: 1.400 m
 Reservoirbjergart: Kalksten og Dolomit
 Geologisk alder: Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver

pr. 1.1.2004:

Olie: 0,1 mio. m³
 Gas: 0,0 mia. Nm³

Akk. produktion

pr. 1.1.2004:

Olie: 1,00 mio. m³
 Gas: 0,16 mia. Nm³
 Vand: 3,83 mio. m³

Produktion i 2003:

Olie: 0,01 mio. m³
 Gas: 0,00 mia. Nm³
 Vand: 0,38 mio. m³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2004:

2003-priser 0,4 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

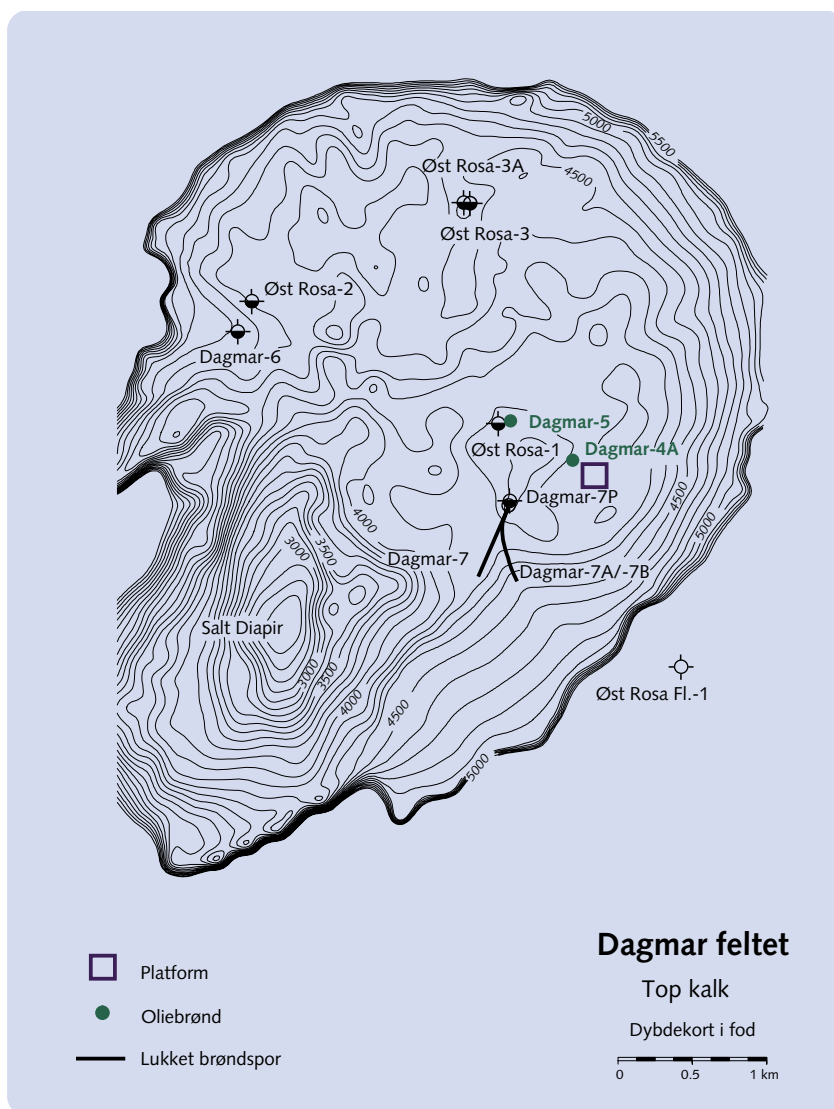
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, der ligger tættest på havbunden. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



DAN FELTET

Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972
Produktionsbrønde:	56
Vandinjek. brønde:	48
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	121 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver	
pr. 1.1.2004:	
Olie:	62,5 mio. m ³
Gas:	8,2 mia. Nm ³
Akk. produktion	
pr. 1.1.2004:	
Olie:	69,48 mio. m ³
Gas:	19,10 mia. Nm ³
Vand:	40,67 mio. m ³
Akk. injektion	
pr. 1.1.2004:	
Vand:	126,04 mio. m ³
Produktion i 2003:	
Olie:	5,93 mio. m ³
Gas:	0,79 mia. Nm ³
Vand:	7,18 mio. m ³
Injektion i 2003:	
Vand:	18,06 mio. m ³
Akk. investeringer	
pr. 1.1.2004:	
2003-priser	22,0 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand. Vandinjektion blev indledt i 1989, og senere er der etableret højrateinjektion i store dele af feltet. Det høje tryk, som anvendes ved injektion, bevirker, at vandet sprækker kalken op og fordeler sig langt ud i reservoiret. Ved de store mængder injiceret vand opnås en hurtig stabilisering og efterfølgende opbygning af reservoirets tryk i oliezone. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle så stor en del som muligt af reservoiret med vand.

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

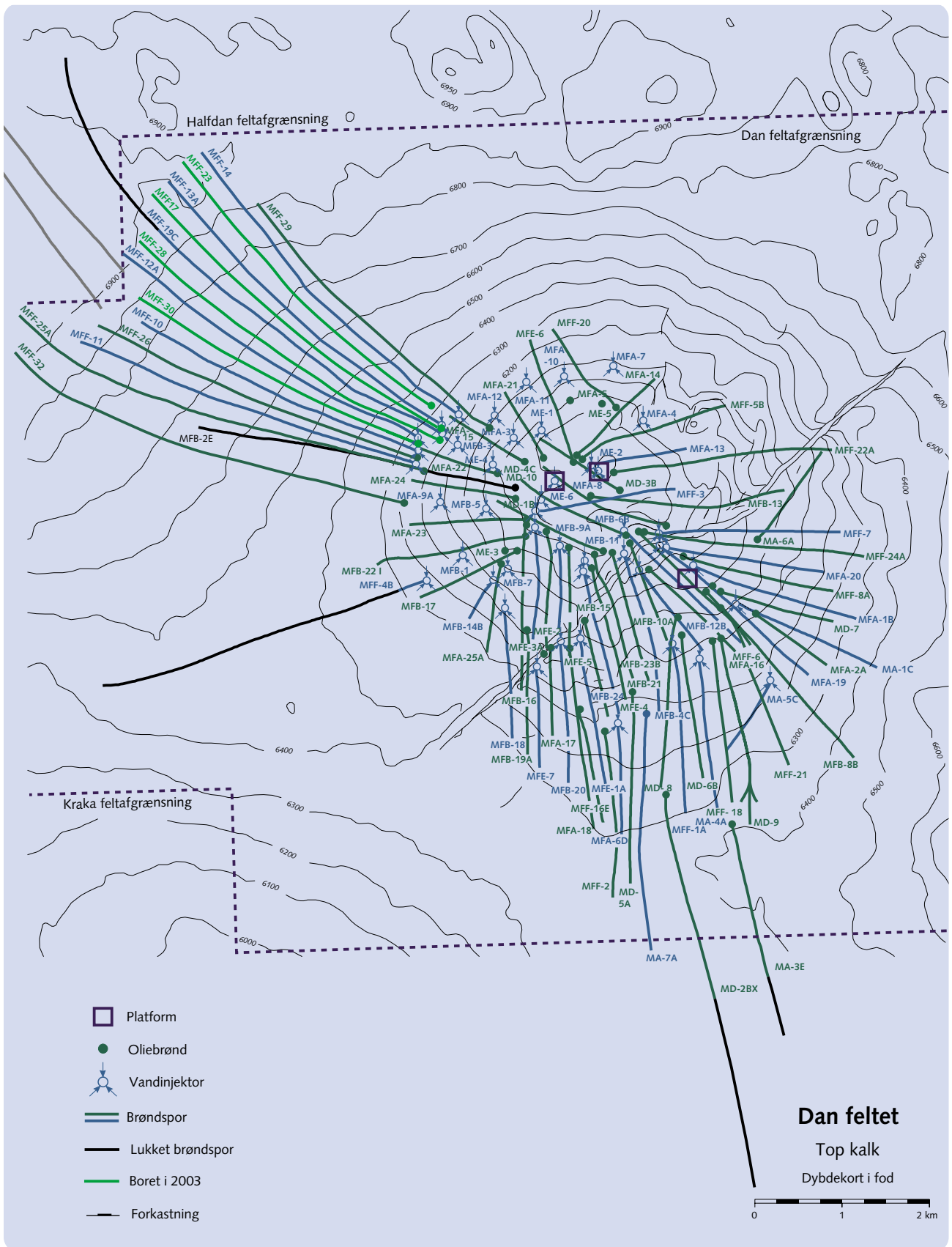
ANLÆG

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

På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar. Desuden modtages gasproduktionen fra Halfdan feltet. Anlæggene på Dan forsyner desuden Halfdan feltet med injektionsvand.

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

På Dan feltet kan der indkvarteres 86 personer på DFC og 5 personer på DB.



GORM FELTET

Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15 og 16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1981
Produktionsbrønde:	35
Gasinjek. brønde:	2
Vandinjek. brønde:	14
Vanddybde:	39 m
Feltafgrænsning:	33 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver	
pr. 1.1.2004:	
Olie:	11,9 mio. m ³
Gas:	1,2 mia. Nm ³
Akk. produktion	
pr. 1.1.2004:	
Olie:	47,95 mio. m ³
Nettogas:	6,25 mia. Nm ³
Vand:	34,51 mio. m ³
Akk. injektion	
pr. 1.1.2004:	
Gas:	8,16 mia. Nm ³
Vand:	82,66 mio. m ³
Produktion i 2003:	
Olie:	2,84 mio. m ³
Nettogas:	0,33 mia. Nm ³
Vand:	4,42 mio. m ³
Injektion i 2003:	
Gas:	0,01 mia. Nm ³
Vand:	7,07 mio. m ³
Akk. investeringer	
pr. 1.1.2004:	
2003-priser	10,9 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

I 1989 indledtes vandinjektion i reservoiret. Olieindvindingen fra feltet er baseret på udbredelse af vandinjektion til hele feltet. Der injiceres vand i vand- og olie-zonerne på feltet.

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

ANLÆG

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

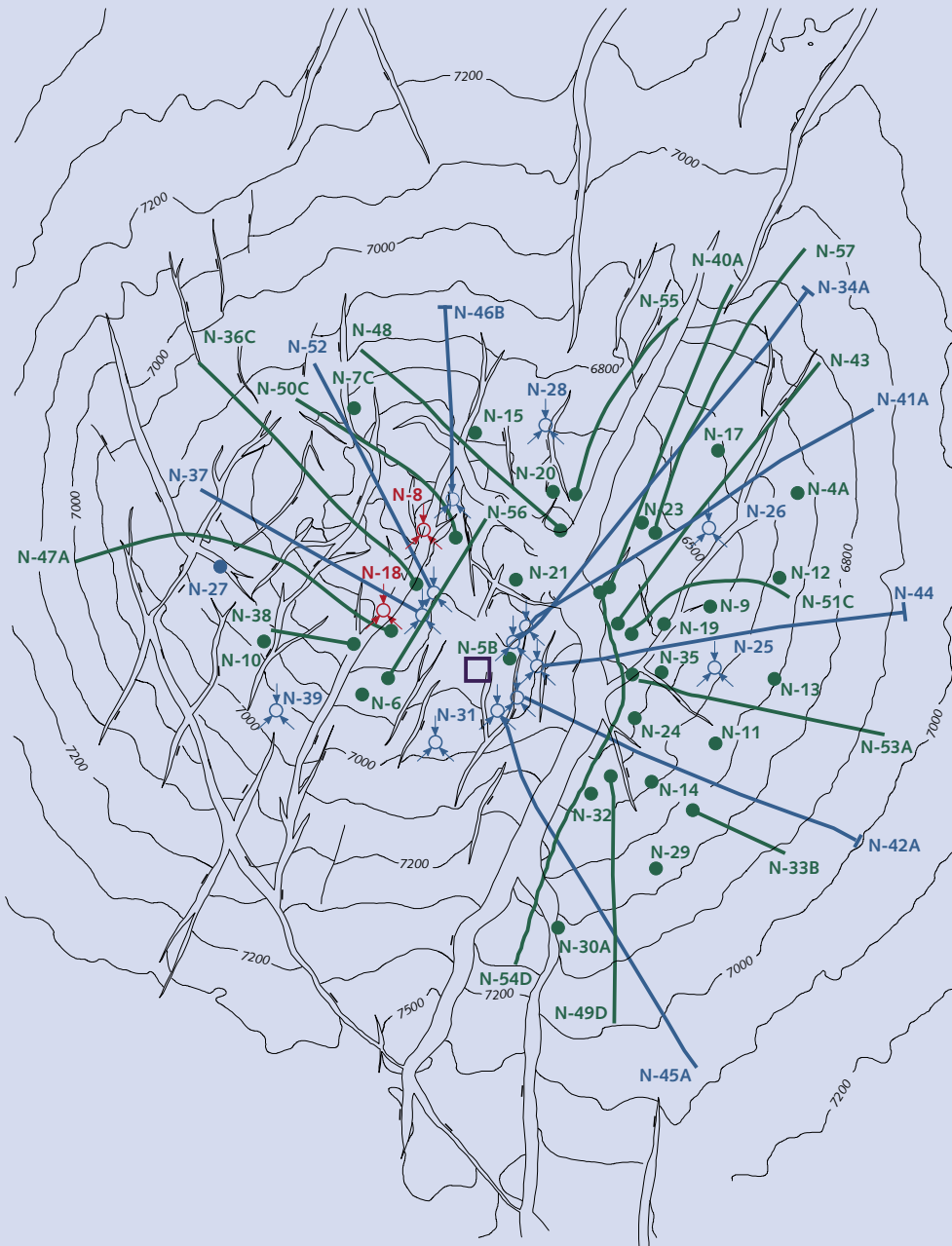
På Gorm modtages produktionen fra satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Desuden modtages væskeproduktionen fra Halfdan feltet. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Den producerede gas sendes til Tyra Øst. Den stabiliserede olie fra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

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

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

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

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

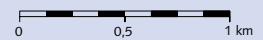


-  Platform
-  Oliebrønd
-  Vandinjektor
-  Gasinjektor
-  Brøndspor
-  Top kalk, anboret nedefra
-  Forkastning

Gorm feltet

Top kalk

Dybdekort i fod



HALFDAN FELTET

Tidligere navn:	Nana
Beliggenhed:	Blok 5505/13 og 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1999
I drift år:	1999

Produktionsbrønde:	26
Vandinjek. brønde:	13
Vanddybde:	43 m
Feltafgrænsning:	107 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver**pr. 1.1.2004:**

Olie:	69,4 mio. m ³
Gas:	9,0 mia. Nm ³

Akk. produktion**pr. 1.1.2004:**

Olie:	12,38 mio. m ³
Gas:	2,63 mia. Nm ³
Vand:	1,65 mio. m ³

Akk. injektion**pr. 1.1.2004:**

Vand:	8,41 mio. m ³
-------	--------------------------

Produktion i 2003:

Olie:	4,36 mio. m ³
Gas:	1,14 mia. Nm ³
Vand:	0,50 mio. m ³

Injektion i 2003:

Vand:	5,16 mio. m ³
-------	--------------------------

Akk. investeringer**pr. 1.1.2004:**

2003-priser	6,7 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Halfdan forekomsten findes i en afgrænset lomme i kalklagene, der tidligere i geologisk tid udgjorde en strukturel fælde. På grund af senere bevægelser af reservoirlagene er strukturen gradvist forsvundet, og olien er begyndt at strømme væk fra området. Dette betyder, at strukturen i dag ikke fremgår af kort over kalkoverfladen, og at olien er i bevægelse. Den lave permeabilitet i reservoiret betyder dog, at forekomsten af olie og gas stadig findes.

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

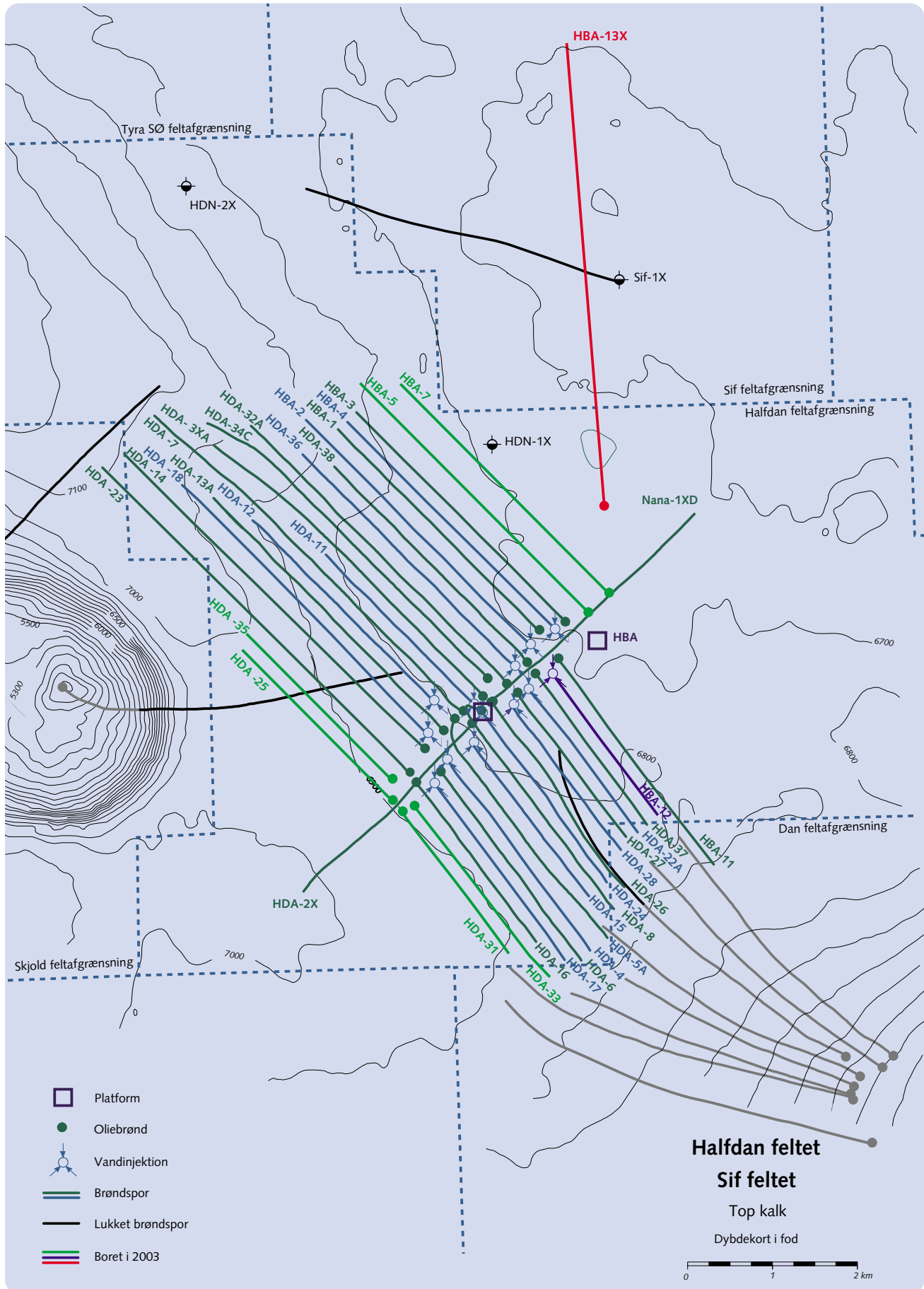
Den meget regelmæssige placering af brøndene optimerer gennemskylningen af reservoiret, hvorved olieindvindingen øges.

ANLÆG

På feltet er der placeret en indvindingsplatform HDA med minimale produktionsfaciliteter. Driften af indvindingsplatformen understøttes af en boreplatform.

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

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



HARALD FELTET

Tidligere navn:	Lulu/Vest Lulu
Beliggenhed:	Blok 5604/21 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1980 (Lulu) 1983 (Vest Lulu)
I drift år:	1997
Produktionsbrønde:	2 (Lulu), 2 (Vest Lulu)
Vanddybde:	64 m
Feltafgrænsning:	56 km 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. 1.1.2004:	
Olie og kondensat:	1,2 mio. m ³
Gas:	5,3 mia. Nm ³
Akk. produktion	
pr. 1.1.2004:	
Olie og kondensat:	6,77 mio. m ³
Gas:	15,58 mia. Nm ³
Vand:	0,28 mio. m ³
Produktion i 2003:	
Olie og kondensat:	0,43 mio. m ³
Gas:	1,56 mia. Nm ³
Vand:	0,04 mio. m ³
Akk. investeringer	
pr. 1.1.2004:	
2003-priser	3,2 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

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

Vest Lulu strukturen er en hældende jurassisk forkastningsblok. Sandstensreservoiret er af Mellem Jura alder. Strukturen hælder og ligger i ca. 3.600 meters dybde. Sandstenen har en effektiv tykkelse på 100 meter.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

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

ANLÆG

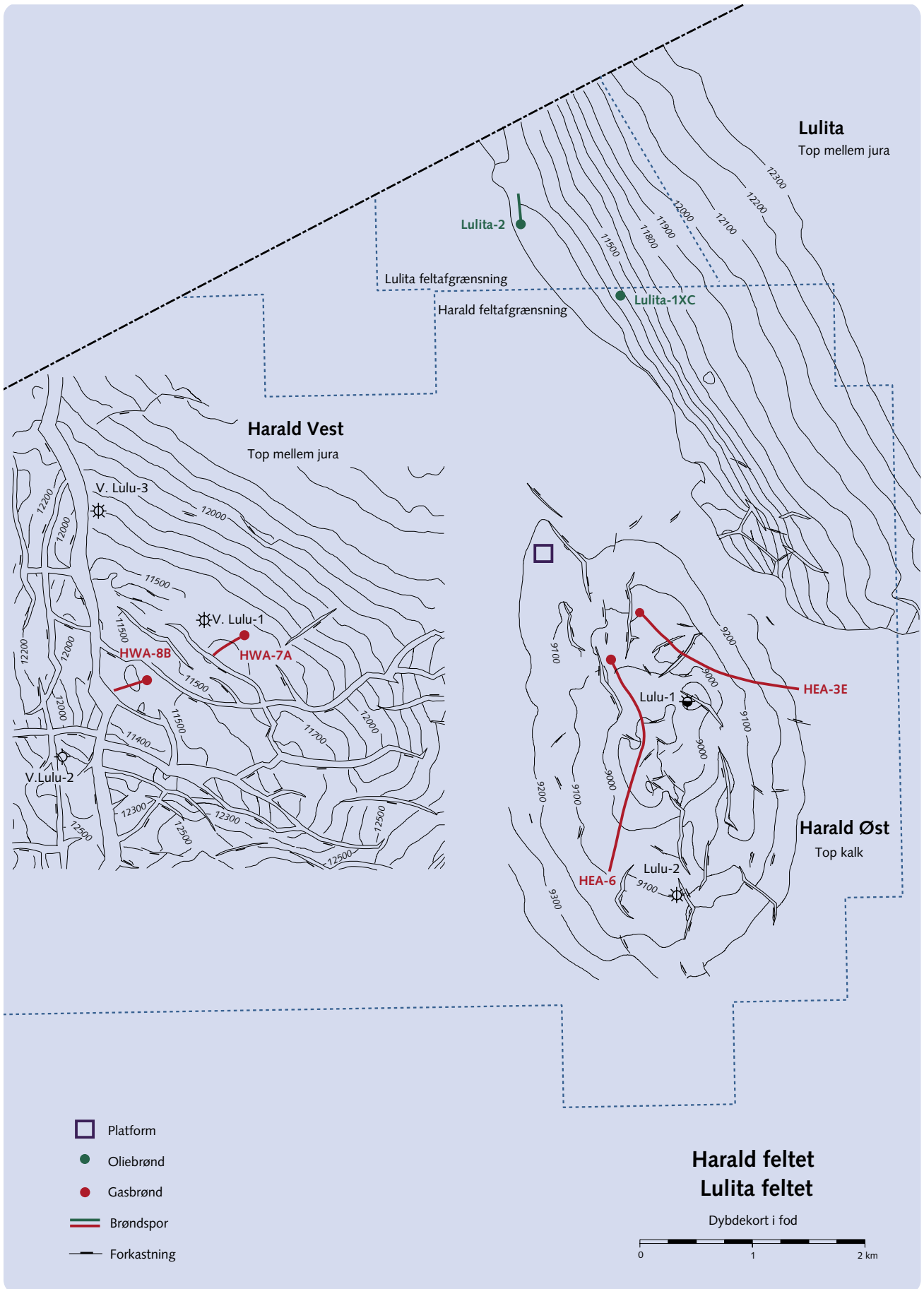
Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B.

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

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

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

På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.



KRAKA FELTET

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

Produktionsbrønde:	7
Vanddybde:	45 m
Feltafgrænsning:	81 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver

pr. 1.1.2004:

Olie:	0,8 mio. m ³
Gas:	0,9 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2004:

Olie:	3,97 mio. m ³
Gas:	1,25 mia. Nm ³
Vand:	3,17 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie:	0,14 mio. m ³
Gas:	0,03 mia. Nm ³
Vand:	0,21 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2004:

2003-priser	1,4 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

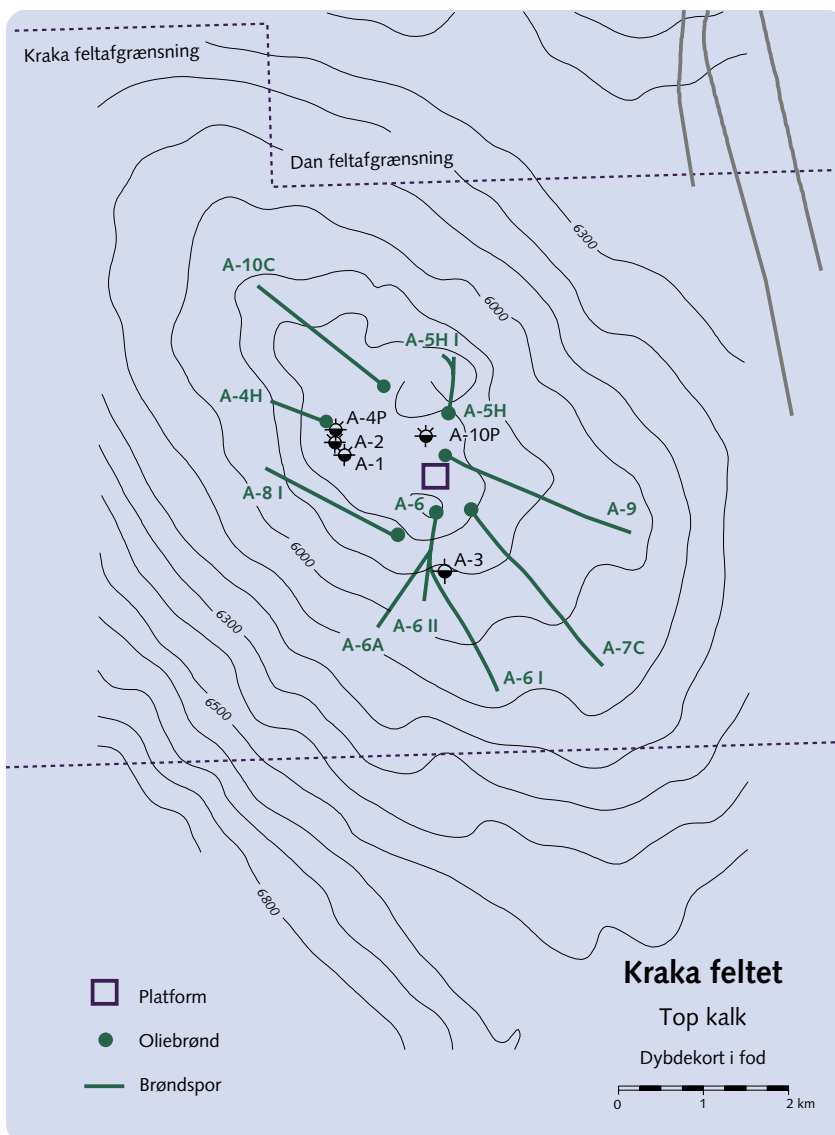
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezonen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



LULITA FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/18 og 22
Tilladelse:	Eneretsbevillingen (50%), 7/86 (34,5%) og 1/90 (15,5%)
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1992
I drift år:	1998
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	65 m
Areal:	3 km ²
Reservoirdybde:	3.525 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Mellem Jura
Reserver	
pr. 1.1.2004:	
Olie:	0,2 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion	
pr. 1.1.2004:	
Olie:	0,65 mio. m ³
Gas:	0,45 mia. Nm ³
Vand:	0,07 mio. m ³
Produktion i 2003:	
Olie:	0,02 mio. m ³
Gas:	0,01 mia. Nm ³
Vand:	0,02 mio. m ³
Akk. investeringer	
pr. 1.1.2004:	
2003-priser	0,1 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår med naturlig dræning.

ANLÆG

Lulita feltet er udbygget fra de faste installationer på Harald feltet. Brøndhovederne til Lulita brøndene er således anbragt på Harald A platformen, hvor udstyret også håndterer produktionen fra Lulita.

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

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

Kort over Lulita feltet findes under Harald feltet.

NINI FELTET

Beliggenhed:	Blok 5605/10 og 14
Tilladelse:	4/95
Operatør:	DONG E&P A/S
Fundet år:	2000
I drift år:	2003

Produktionsbrønde:	2
Vandinjek. brønde:	1
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsing:	48,8 km ²
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Palæogen

Reserver
pr. 1.1.2004:

Olie:	3,9 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2004:

Olie:	0,39 mio. m ³
Gas*:	0,03 mio. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³

Akk. injektion
pr. 1.1.2004:

Vand:	0,07 mio. m ³
-------	--------------------------

Produktion i 2003:

Olie:	0,39 mio. m ³
Gas*:	0,03 mio. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³

Injektion i 2003:

Vand:	0,07 mio. m ³
-------	--------------------------

Akk. investeringer
pr. 1.1.2004:

2003-priser	2,0 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

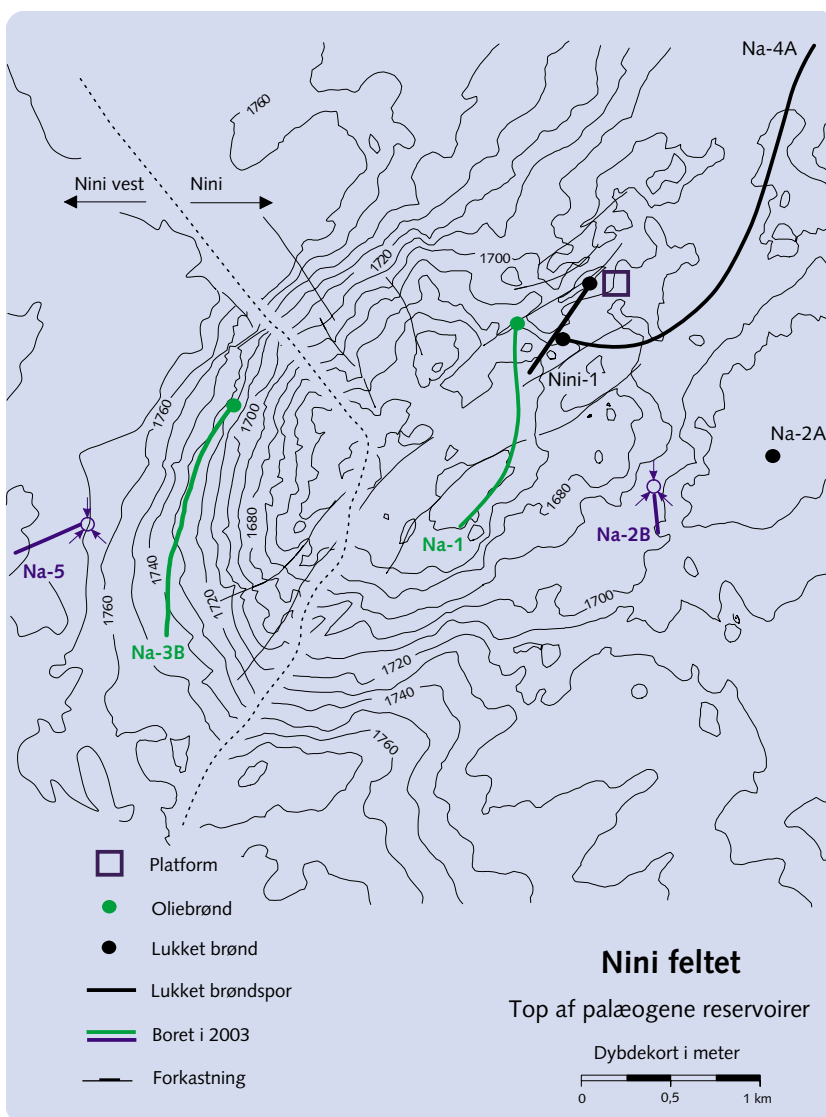
Nini forekomsten er defineret ved en kombination af en strukturel og en stratigrafisk fælde i forbindelse med opskydning af en salthorst. Reservoiret udgøres af kanalsand aflejret i Siri kanalen. Feltet omfatter ligeledes Nini vest området.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Produktionsstrategien er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. Gassen fra Nini feltet injiceres i Siri feltet.

ANLÆG

Nini feltet er udbygget som satellit til Siri feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Produktionen sendes ubehandlet gennem en 14" flerfaserørledning til Siri platformen, hvor produktionen behandles og eksporteres via tankskib. Vand til injektion samt løftegas sendes fra Siri platformen til Nini platformen via henholdsvis en 10" og en 4" rørledning.



*Gassen er injiceret i Siri feltet

REGNAR FELTET

Tidligere navn:	Nils
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1979
I drift år:	1993

Produktionsbrønde:	1
Vanddybde:	45 m
Feltafgrænsning:	20 km ²
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Øvre Kridt og Zechstein

Reserver
pr. 1.1.2004:

Olie:	0,1 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion
pr. 1.1.2004:

Olie:	0,89 mio. m ³
Gas:	0,06 mia. Nm ³
Vand:	3,06 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie:	0,02 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,32 mio. m ³

Akk. investeringer
pr. 1.1.2004:

2003-priser	0,2 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

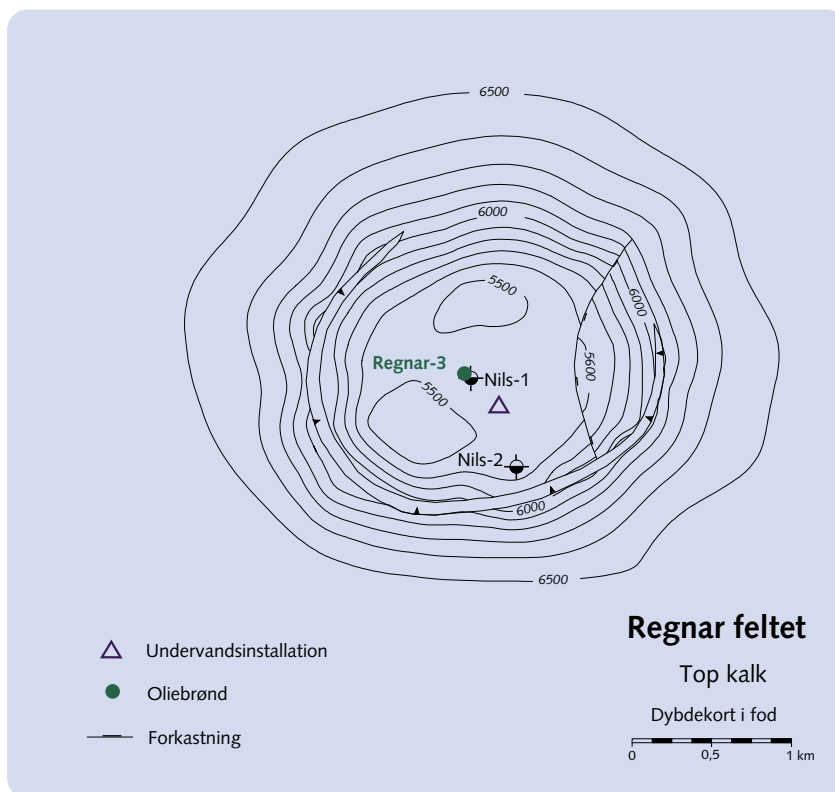
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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

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



ROAR FELTET

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

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

Reserver**pr. 1.1.2004:**

Olie og kondensat:	0,8 mio. m ³
Gas:	5,9 mia. Nm ³

Akk. produktion**pr. 1.1.2004:**

Olie og kondensat:	2,23 mio. m ³
Gas:	11,08 mia. Nm ³
Vand:	1,94 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie og kondensat:	0,12 mio. m ³
Gas:	0,92 mia. Nm ³
Vand:	0,48 mio. m ³

Akk. investeringer**pr. 1.1.2004:**

2003-priser	0,6 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

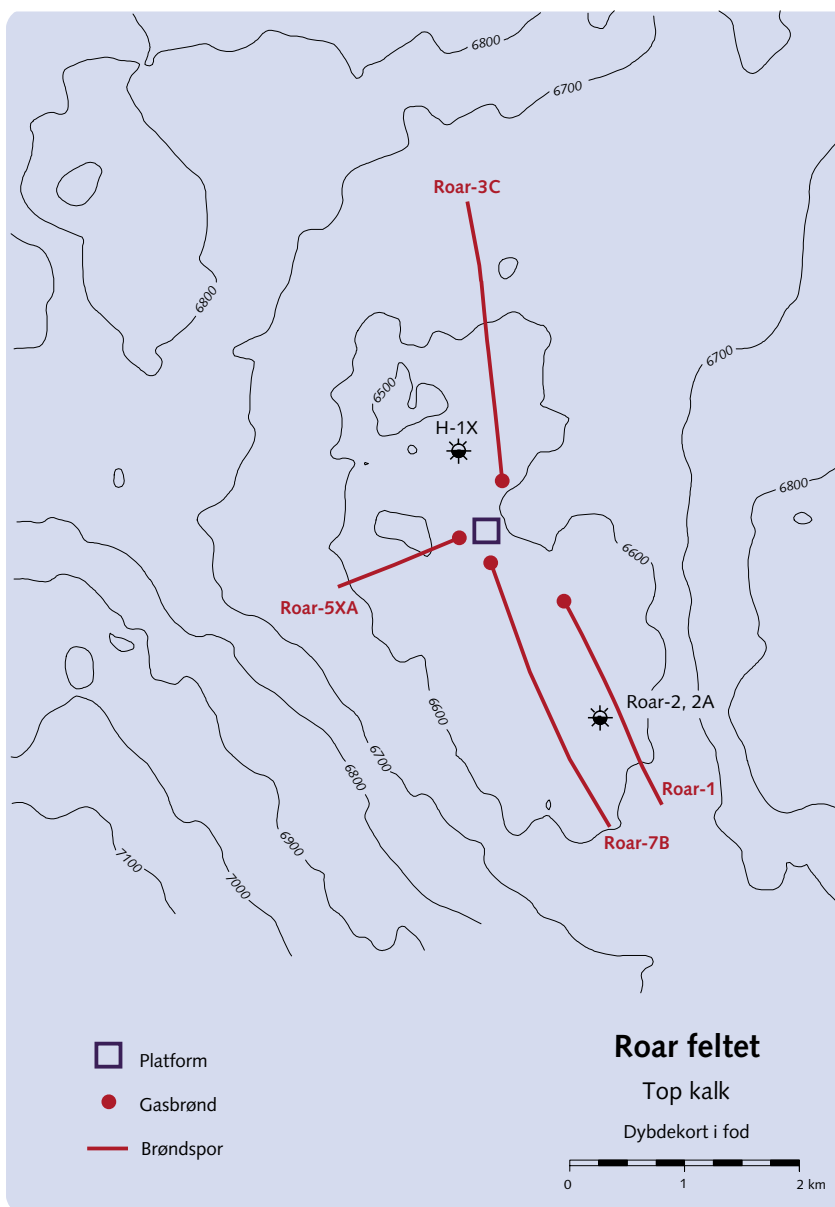
Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. Reservoiret er kun opsprækket i mindre grad.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



ROLF FELTET

Tidligere navn:	Midt Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/14 og 15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1981
I drift år:	1986
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	8 km ²
Reservoirdybde:	1.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver

pr. 1.1.2004:

Olie:	0,6 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2004:

Olie:	4,02 mio. m ³
Gas:	0,17 mia. Nm ³
Vand:	4,71 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie:	0,10 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,27 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2004:

2003-priser	1,0 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

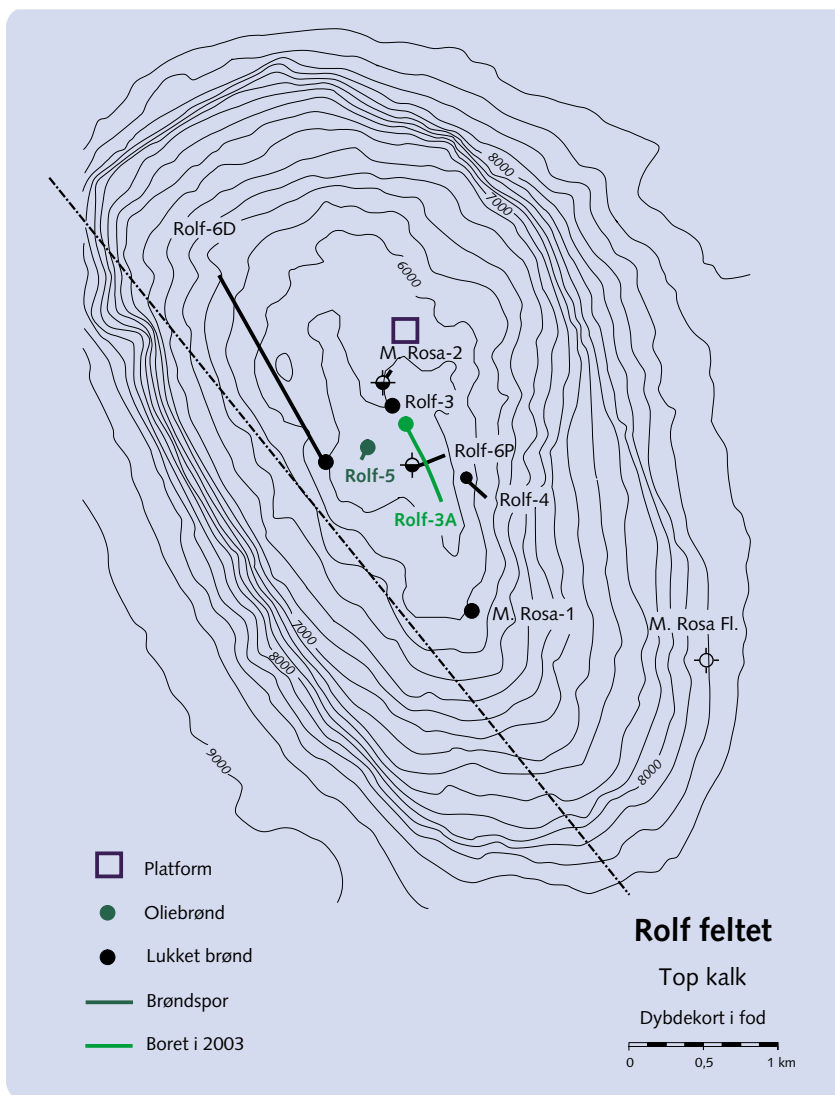
PRODUKTIONSSTRATEGI

Rolf produceres via to brønde placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod de producerende brønde af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Den naturlige vandindstrømning fra vandzonen tilsvare volumennemæssigt dét, der fjernes ved produktionen centralt på strukturen. Der har hidtil ikke været behov for at tilføre energi til reservoiret ved at injicere vand.

ANLÆG

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform.

Produktionen føres ubehandlet til Gorm C platformen på Gorm feltet, hvor behandling finder sted. Rolf feltet forsynes endvidere med el og løftegas fra Gorm.



SIF FELTET

Beliggenhed:	Blok 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1999
I drift år:	permanent i 2004

Produktionsbrønde:	1
Vanddybde:	44 m
Feltafgrænsning:	40 km ²
Reservoirdybde:	2.050 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver**pr. 1.1.2004:**

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

Akk. produktion**pr. 1.1.2004:**

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

Produktion i 2003:

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

Akk. investeringer**pr. 1.1.2004:**

2003-priser	0,1 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Sif feltet er en del af en sammenhængende gasakkumulation i Danien, som strækker sig over Igor, Sif og Halfdan feltafgrænsningerne og er lokaliseret på toppen af samt ned ad den vestlige flanke af Tyra-Igor inversionsryggen. Forekomsten er ikke primært strukturelt defineret, men fordelingen af kulbrinter er hovedsagelig kontrolleret af reservoirparametre.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen foregår ved trykaflastning.

ANLÆG

Forekomsten udnyttes fra de eksisterende anlæg på Halfdan feltet.

Kort over Sif feltet findes under Halfdan feltet.

SIRI FELTET

Beliggenhed:	Blok 5604/20
Tilladelse:	6/95
Operatør:	DONG E&P A/S
Fundet år:	1995
I drift år:	1999

Produktionsbrønde:	5 (Siri Central) 2 (Stine segment 2)
--------------------	---

Injektionsbrønde vand og gas:	2 (Siri Central)
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	42 km ²
Reservoirdybde:	2.060 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn

**Reserver
pr. 1.1.2004:**

Olie:	2,7 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³

**Akk. produktion
pr. 1.1.2004:**

Olie:	7,88 mio. m ³
Nettogas:	0,18 mia. Nm ³
Vand:	10,87 mio. m ³

**Akk. injektion
pr. 1.1.2004:**

Gas*:	0,60 mia. Nm ³
Vand:	17,45 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie:	0,93 mio. m ³
Nettogas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	2,89 mio. m ³

Injektion i 2003:

Gas*:	0,11 mia. Nm ³
Vand:	3,38 mio. m ³

**Akk. investeringer
pr. 1.1.2004:**

2003-priser	4,0 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Siri forekomsten findes i en strukturel fælde, hvor sandsten af Paleocæn alder udgør reservoiret. Forekomsten indeholder olie med et relativt lavt indhold af gas. Der indvindes fra Siri Central samt fra det nærliggende Stine segment 2. I 2004 vil der blive påbegyndt indvinding fra Stine segment 1.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

I Siri feltet injiceres desuden gas fra Cecilie og Nini felterne.

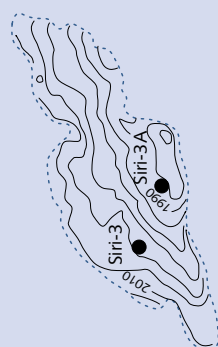
ANLÆG

Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for produktionen. Desuden er der udstyr til samtidig injektion af gas og vand. Den kommende Stine segment 1 udbygning vil bestå af en undervandsinstallation samt en 6" flerfaserørledning til Siri platformen til produktionen fra området. Løftegas samt injektionsvand vil blive leveret fra Siri platformen.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på 50.000 m³. Når tanken er fuld, overføres olien via en lastebøje til et tankskib.

På Siri er der indkvartering for 60 personer.

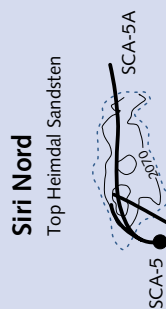
*Gas fra Cecilie og Nini felterne injiceres i Siri feltet



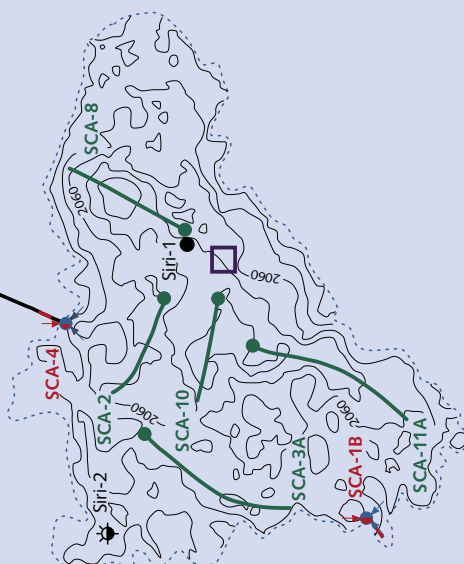
Stine segment 1
Top Hermod Sandsten










Stine segment 2
Top Hermod Sandsten



Siri Nord
Top Heimdal Sandsten



Siri Central
Top Heimdal Sandsten

-  Plattform
-  Oljebørnd
-  Gas- og vandinjektor
-  Lukket børnd
-  Børndspor
-  Lukket børndspor
-  Boret i 2003

Siri feltet

Dybdekort i meter



SKJOLD FELTET

Tidligere navn:	Ruth
Beliggenhed:	Blok 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977
I drift år:	1982
Produktionsbrønde:	21
Vandinjek.brønde:	8
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	33 km ²
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein

Reserver

pr. 1.1.2004:

Olie:	8,6 mio. m ³
Gas:	0,8 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2004:

Olie:	35,51 mio. m ³
Gas:	3,03 mia. Nm ³
Vand:	31,15 mio. m ³

Akk. injektion

pr. 1.1.2004:

Vand:	73,73 mio. m ³
-------	---------------------------

Produktion i 2003:

Olie:	1,53 mio. m ³
Gas:	0,09 mia. Nm ³
Vand:	3,52 mio. m ³

Injektion i 2003:

Vand:	6,12 mio. m ³
-------	--------------------------

Akk. investeringer

pr. 1.1.2004:

2003-priser	4,9 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

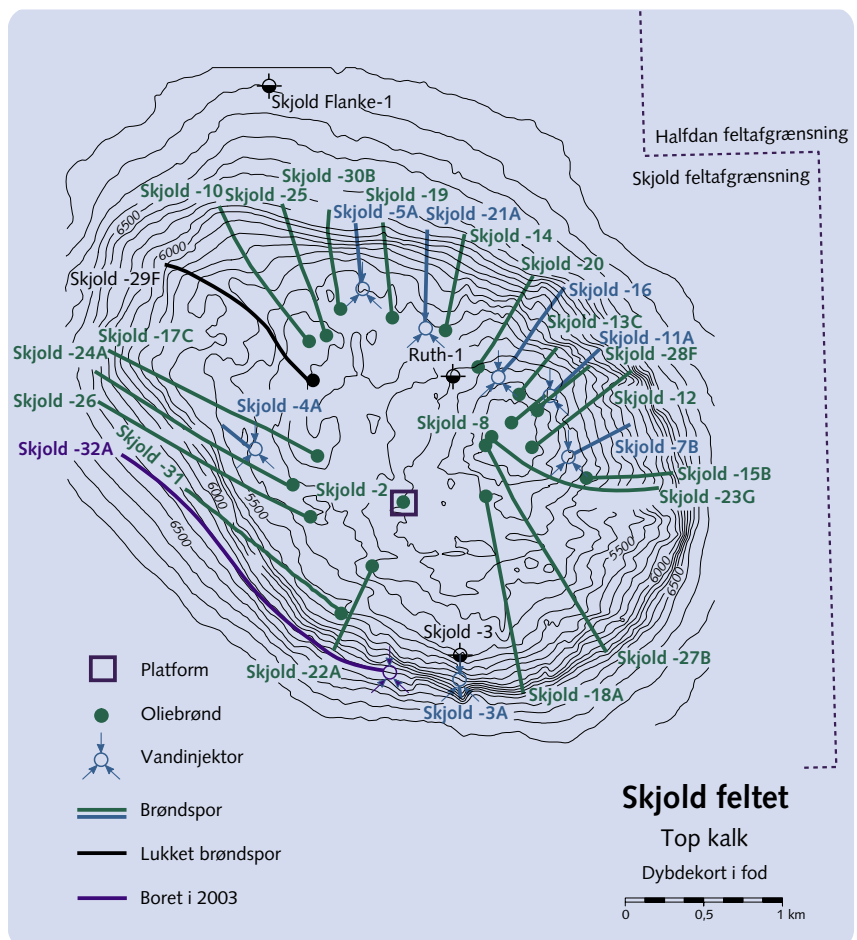
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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

Der er intet behandlingsanlæg på Skjold feltet. Produktionen sendes til Gorm F platformen på Gorm feltet for behandling. Gorm anlæggene forsyner Skjold med injektionsvand og løftegas. På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.



SVEND FELTET

Tidligere navn:	Nord Arne/Otto
Beliggenhed:	Blok 5604/25
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1975 (Nord Arne) 1982 (Otto)
I drift år:	1996

Produktionsbrønde:	4
Vanddybde:	65 m
Feltafgrænsning:	48 km ²
Reservoirdybde:	2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver

pr. 1.1.2004:

Olie:	1,1 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³

Akk. produktion

pr. 1.1.2004:

Olie:	5,06 mio. m ³
Gas:	0,61 mia. Nm ³
Vand:	5,61 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie:	0,28 mio. m ³
Gas:	0,04 mia. Nm ³
Vand:	1,33 mio. m ³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2004:

2003-priser	1,1 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

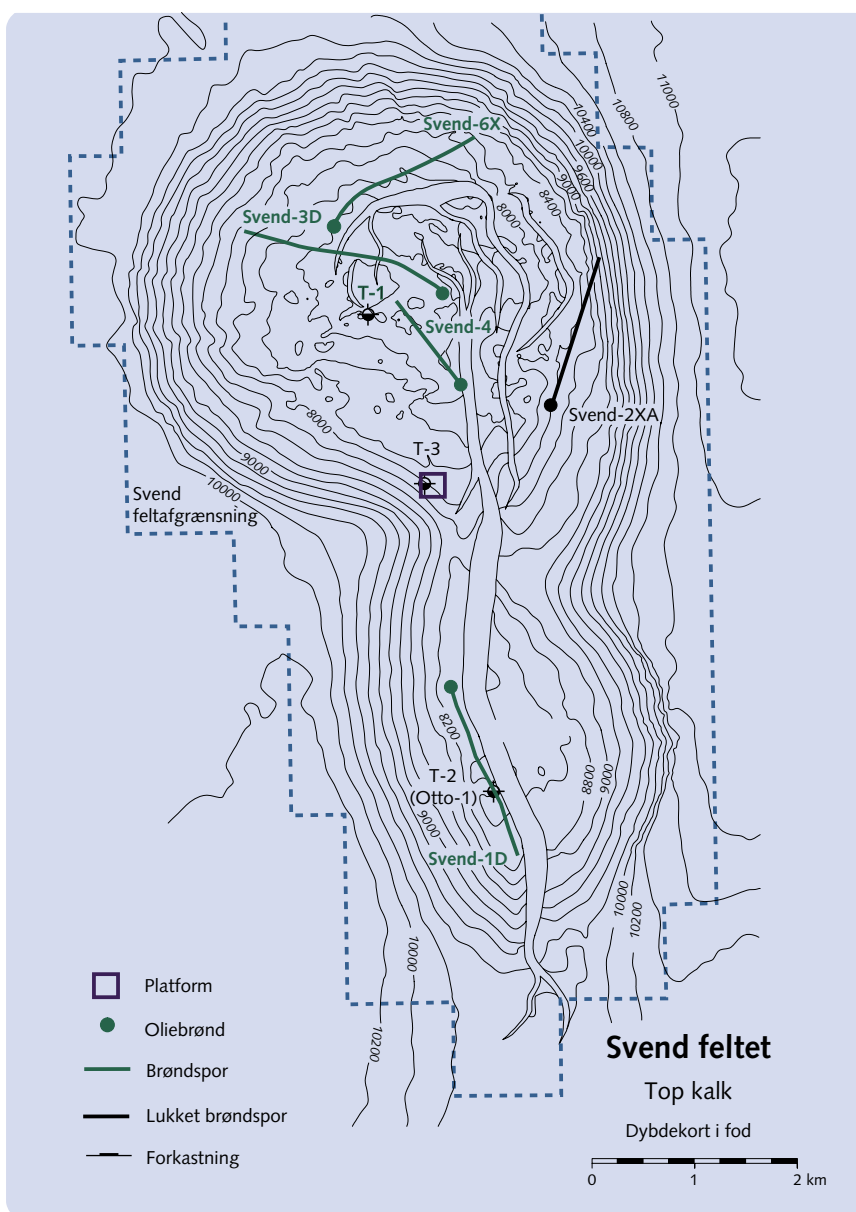
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Dette har forårsaget opsprækning af reservoirkalken og en opdeling af feltet i en vestlig og en østlig del adskilt af en større forkastning. Den nordlige del af Svend feltet er beliggende ca. 250 meter højere end den sydlige. Reservoiret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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



SYD ARNE FELTET

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

Produktionsbrønde:	9
Vandinjek.brønde:	5
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	93 km ²
Reservoirdybde:	2.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Nedre Kridt

Reserver**pr. 1.1.2004:**

Olie:	21,4 mio. m ³
Gas:	7,1 mia. Nm ³

Akk. produktion**pr. 1.1.2004:**

Olie:	10,04 mio. m ³
Gas:	2,88 mia. Nm ³
Vand:	1,33 mio. m ³

Akk. injektion**pr. 1.1.2004:**

Vand:	11,13 mio. m ³
-------	---------------------------

Produktion i 2003:

Olie:	2,38 mio. m ³
Gas:	0,54 mia. Nm ³
Vand:	0,75 mio. m ³

Injektion i 2003:

Vand:	4,82 mio. m ³
-------	--------------------------

Akk. investeringer**pr. 1.1.2004:**

2003-priser	7,1 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

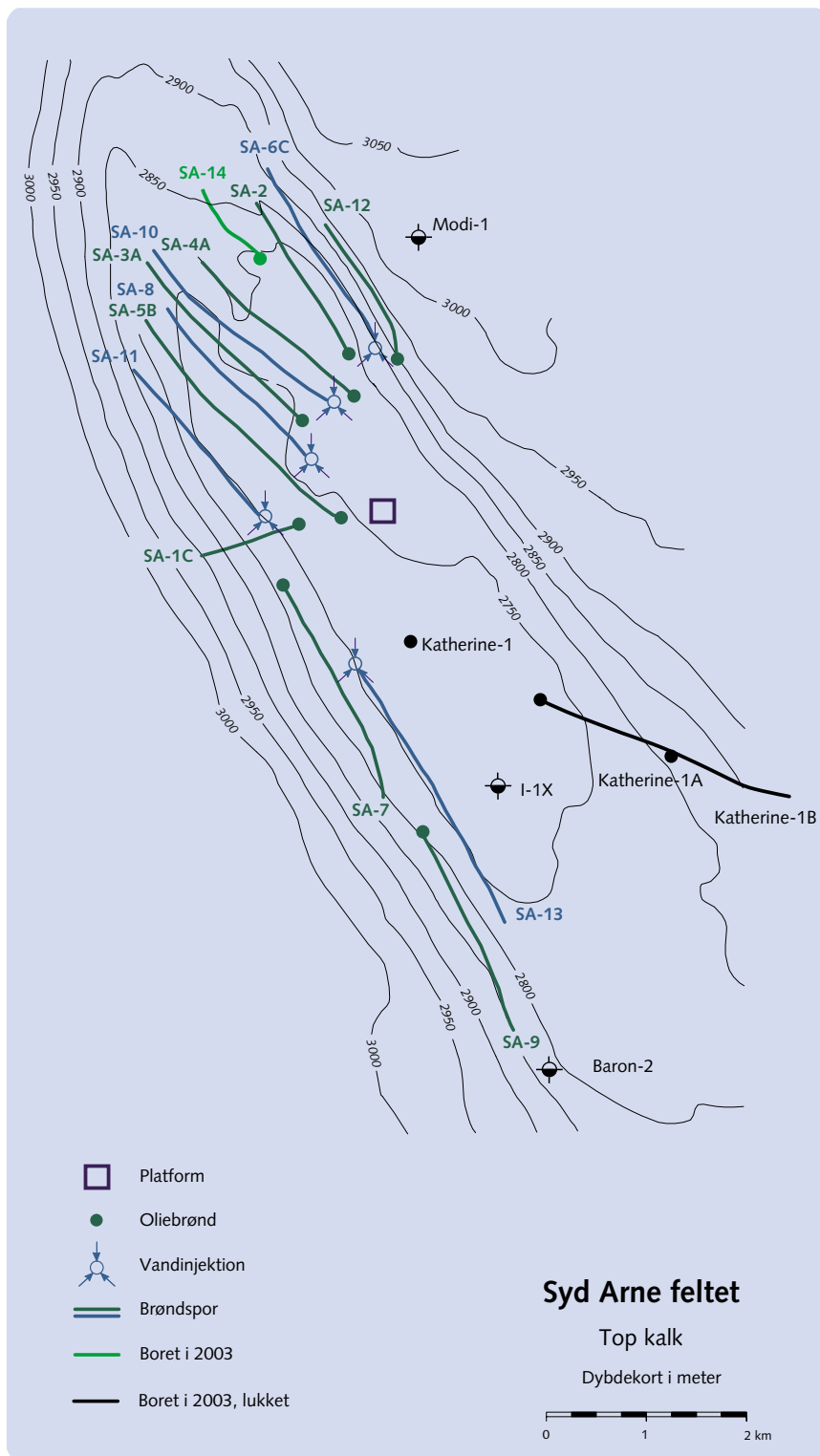
Indvindingen af olie og gas foregik i den første fase af udbygningen ved naturlig indvinding, dvs. uden at der blev tilført reservoiret energi ved injektion af gas eller vand. Brøndene har gode produktionsegenskaber. Efterfølgende er der blevet etableret trykstøtte ved injektion af havvand.

ANLÆG

Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform.

Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen. Desuden er der udstyr til vandinjektion. For at modvirke udfældning af svært opløselige salte i og omkring injektionsbrøndene, er der behandlingsanlæg for injektionsvandet, hvor sulfat-ioner fjernes fra havvandet, inden det injiceres.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000 m³. Når tanken er fuld, overføres olien via en lastebøje til et tankskib. Gassen føres gennem en gasrørledning til Nybro på den jyske vestkyst. På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer.



TYRA FELTET

Tidligere navn:	Cora
Beliggenhed:	Blok 5504/11 og 12
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1968
I drift år:	1984
Produktionsbrønde:	43
Produktions-/ Injektionsbrønde:	20
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver	
pr. 1.1.2004:	
Olie og kondensat:	5,3 mio. m ³
Gas:	25,5 mia. Nm ³
Akk. produktion	
pr. 1.1.2004:	
Olie og kondensat:	21,11 mio. m ³
Nettogas:	34,89 mia. Nm ³
Vand:	25,21 mio. m ³
Akk. injektion	
pr. 1.1.2004:	
Gas:	31,01 mia. Nm ³
Produktion i 2003:	
Olie og kondensat:	0,92 mio. m ³
Nettogas:	1,68 mia. Nm ³
Vand:	3,04 mio. m ³
Injektion i 2003:	
Gas:	2,31 mia. Nm ³
Akk. investeringer	
pr. 1.1.2004:	
2003-priser	23,0 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Det tilstræbes, at forholdene for indvinding af kondensat og olie ikke forringes gennem en for tidlig sænkning af reservoirtrykket. Øget produktion af gas fra DUC's øvrige felter, herunder specielt gasfelterne Harald og Roar, tilgodeser hensynet til optimeret indvinding af flydende kulbrinter på Tyra. Overskydende gasproduktion reinjiceres i Tyra feltet for derved at øge indvindingen af flydende kulbrinter. Tyra feltet anvendes derved som svingproducent.

ANLÆG

Tyra feltet er udbygget med to platformskomplekser, Tyra Vest (TW) og Tyra Øst (TE).

Tyra Vest består af to indvindingsplatforme TWB og TWC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TWA, en afbrændingsplatform TWD samt et bromodul placeret ved TWB og understøttet af en firebenet jacket TWE.

På procesanlægget på Tyra Vest foretages en forbehandling af olie- og kondensatproduktionen fra brøndene på Tyra Vest. Her er der endvidere installeret anlæg til injektion og/eller eksport af gas samt behandlingsanlæg for produceret vand. Olie og kondensat sendes til færdigbehandling på Tyra Øst.

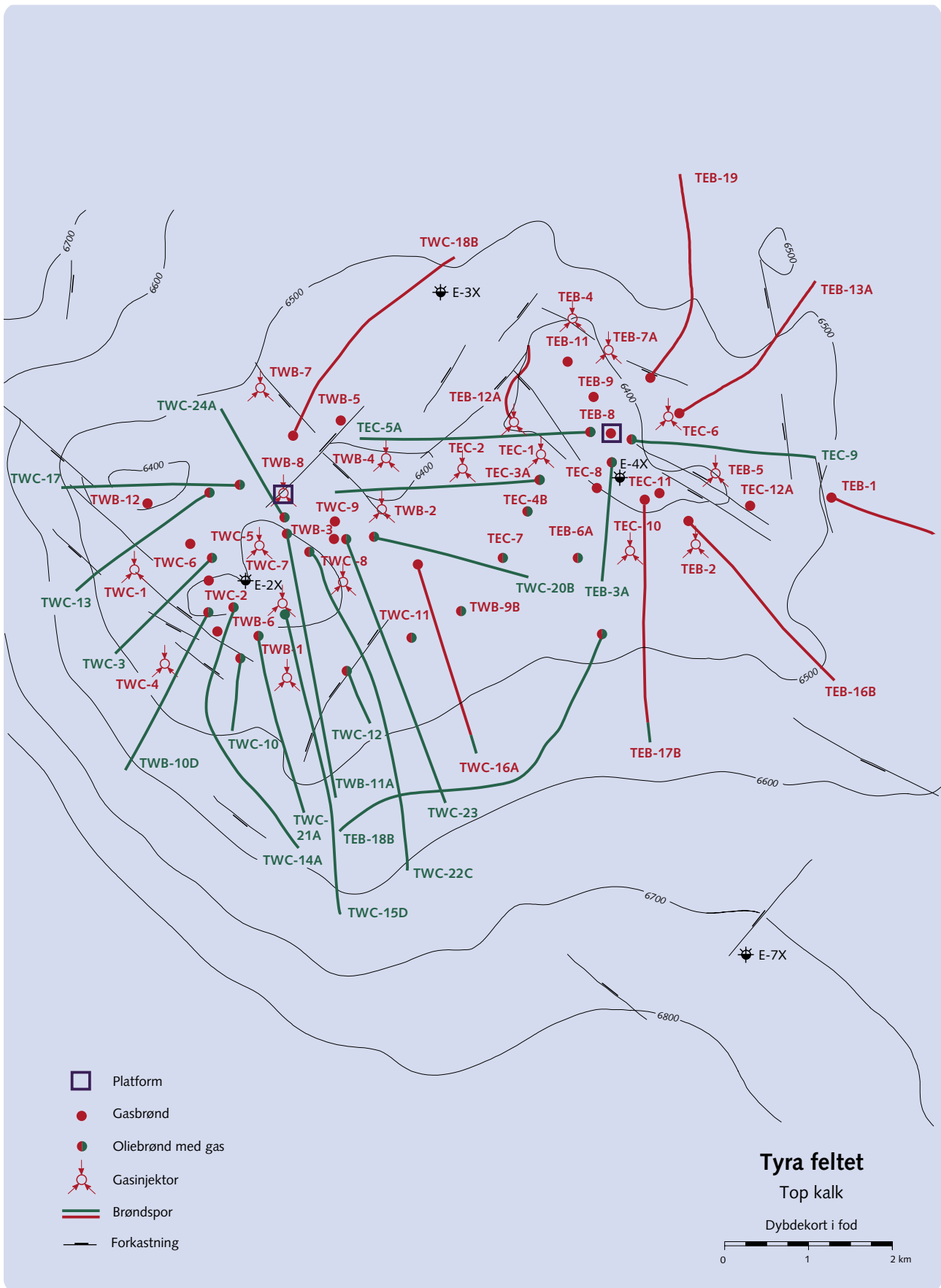
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR jacket TEF.

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

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

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

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



TYRA SYDØST FELTET

Beliggenhed:	Blok 5504/12
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1991
I drift år:	2003

Produktionsbrønde:	6
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	113 km ²
Reservoirdybde:	2050 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

Reserver**pr. 1.1.2004:**

Olie:	3,2 mio. m ³
Gas:	11,2 mia. Nm ³

Akk. produktion**pr. 1.1.2004:**

Olie:	0,84 mio. m ³
Gas:	0,90 mia. Nm ³
Vand:	0,85 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie:	0,34 mio. m ³
Gas:	0,45 mia. Nm ³
Vand:	0,60 mio. m ³

Akk. investeringer**pr. 1.1.2004:**

2003-priser	1,0 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

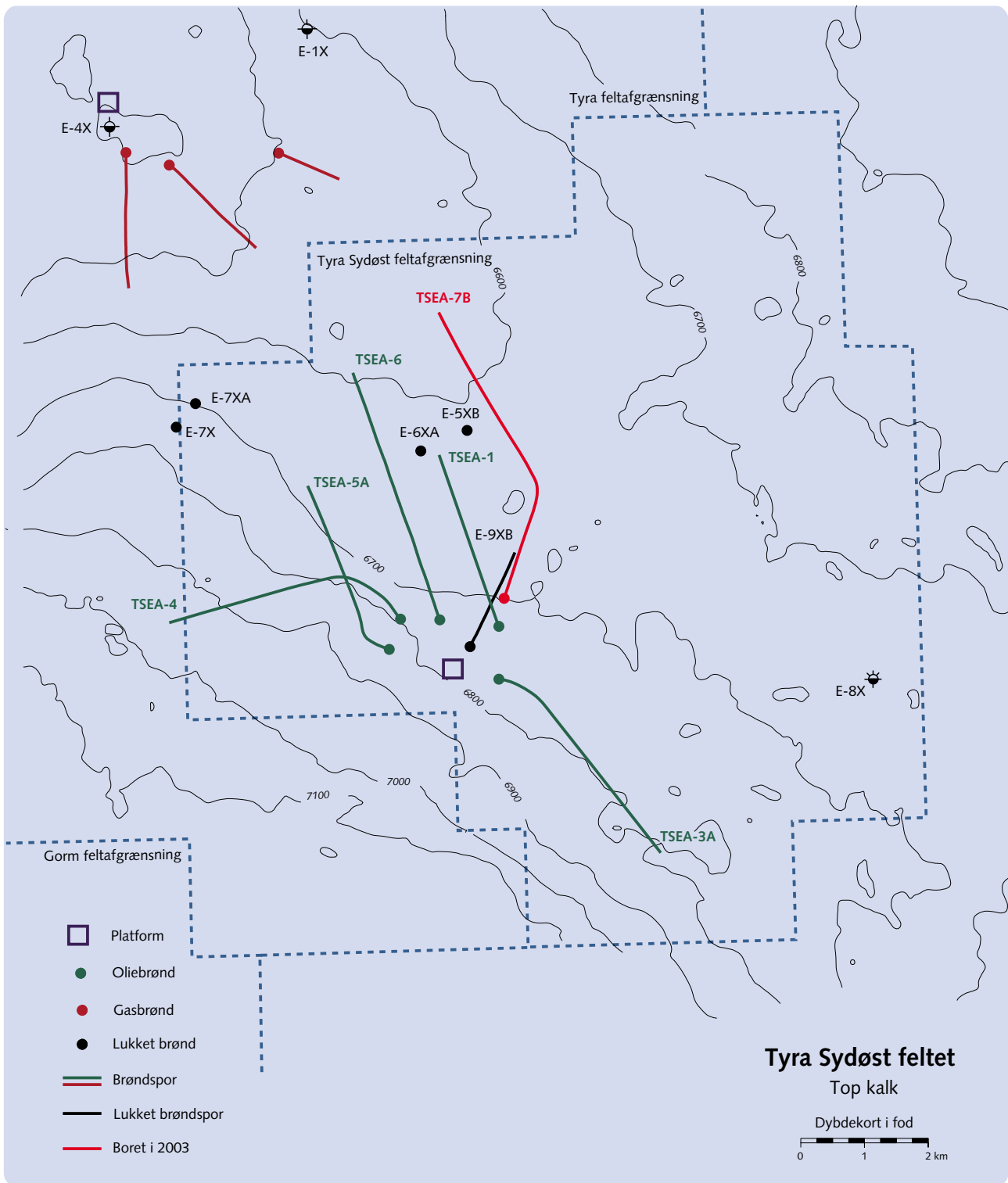
Tyra Sydøst feltet indeholder fri gas med en underliggende oliezone i den sydøstlige del.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



VALDEMAR FELTET

Tidligere navne:	Bo/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo) 1985 (Nord Jens)
I drift år:	1993 (Nord Jens)

Produktionsbrønde:	6
Vandybde:	38 m
Feltafgrænsning:	96 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt

**Reserver
pr. 1.1.2004:**

Olie:	2,2 mio. m ³
Gas:	1,8 mia. Nm ³

**Akk. produktion
pr. 1.1.2004:**

Olie:	2,07 mio. m ³
Gas:	0,82 mia. Nm ³
Vand:	1,03 mio. m ³

Produktion i 2003:

Olie:	0,44 mio. m ³
Gas:	0,15 mia. Nm ³
Vand:	0,31 mio. m ³

**Akk. investeringer
pr. 1.1.2004:**

2003-priser	1,8 mia. kr.
-------------	--------------

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

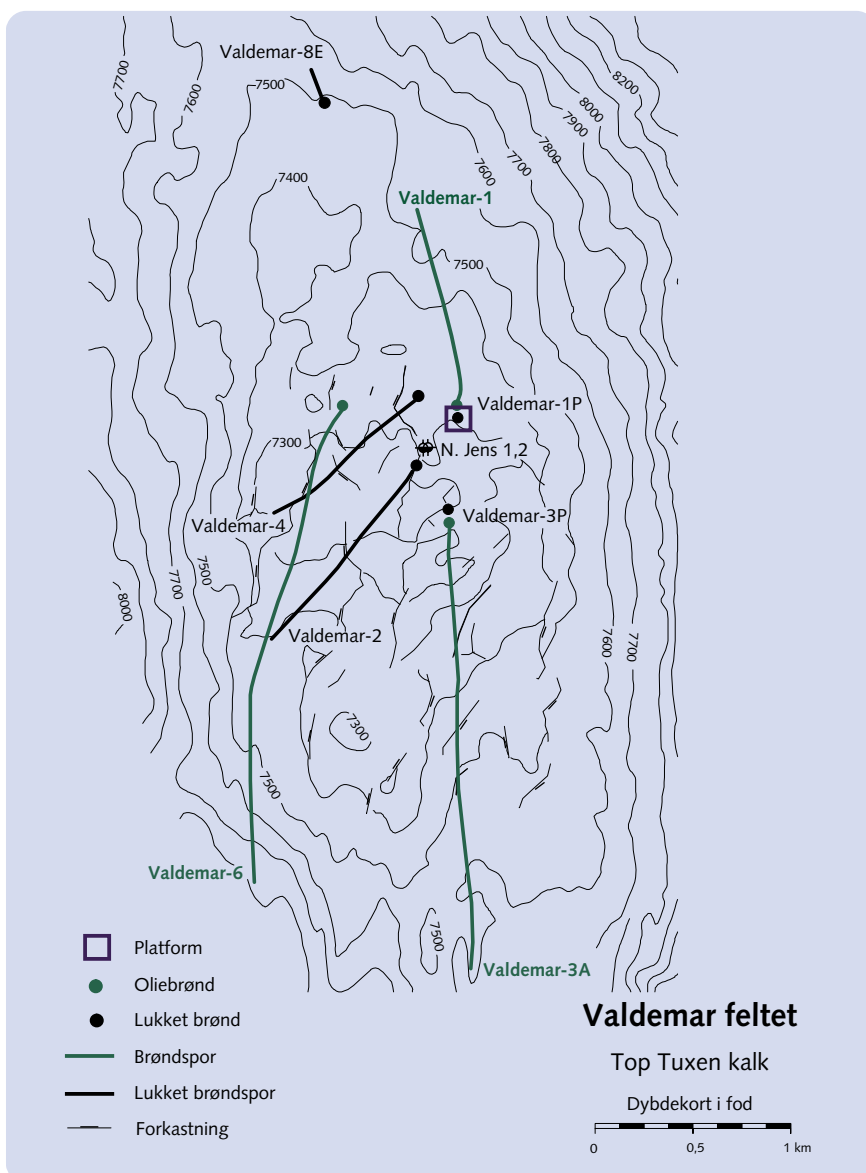
Valdemar feltet består af flere adskilte reservoirer. Der er påvist olie og gas i lag af Danien/Øvre Kridt alder, samt påvist betydelige tilstedeværende oliemængder i kalkstenslag af Nedre Kridt alder. Medens reservoirkvaliteten i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, udviser de meget lavpermeable lag i Nedre Kridt meget vanskelige produktionsegenskaber. Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding.

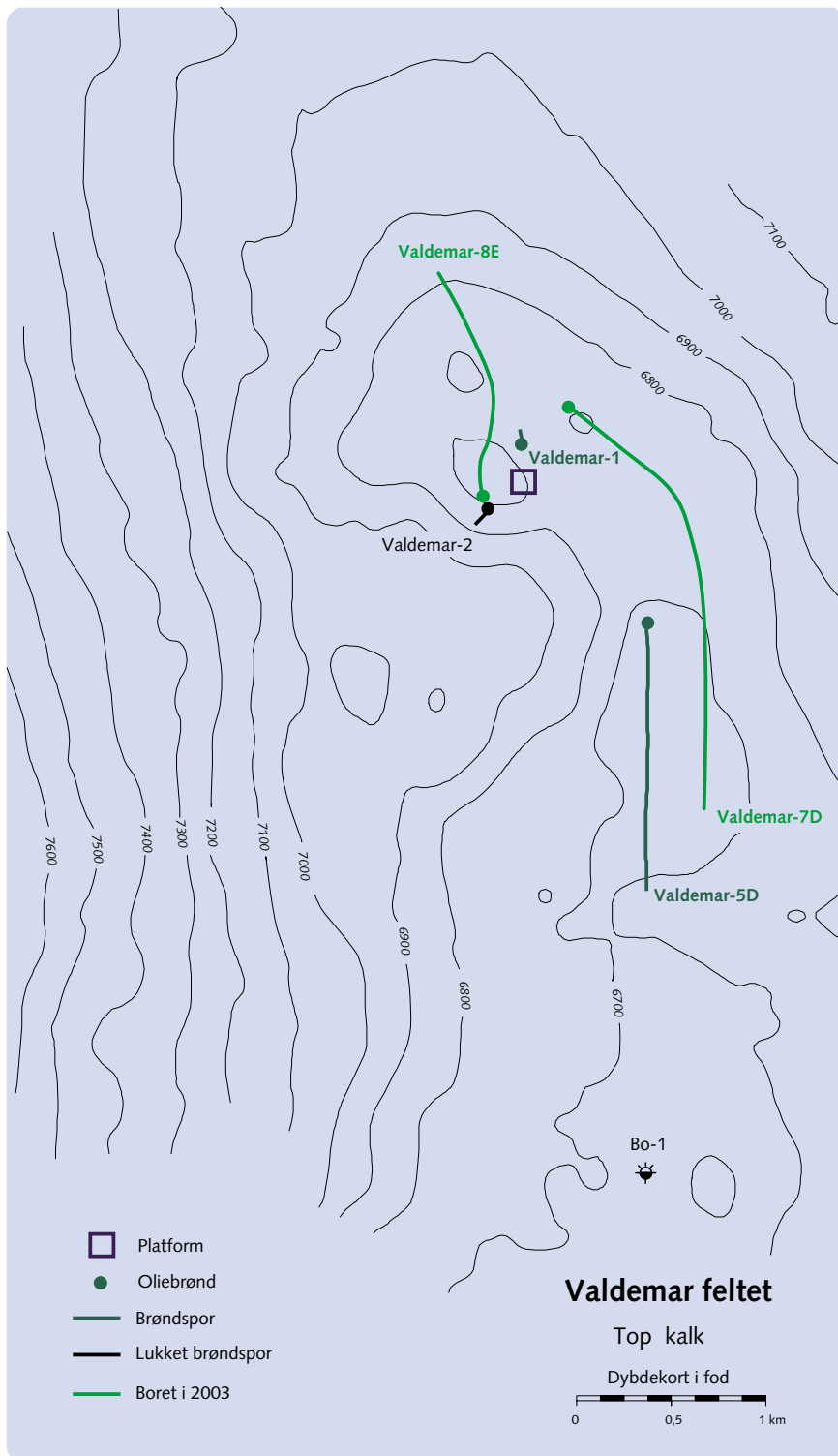
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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





ØKONOMISKE NØGLETAL

	Invest. i feltudbygning mio.kr.	Driftsomk. for felter mio.kr. ¹	Efterforskning omk. mio.kr.	Råoliepris US\$/tønde ²	\$-kurs kr./US\$	Inflation % ³	Nettovaluta værdi mia. kr. ⁴	Statens indtægter mio.kr.
1972	105	29	30	3	7	6,6	-3,2	
1973	9	31	28	4,6	6,1	9,4	-4,0	1
1974	38	57	83	11,6	6,1	15,2	-9,2	1
1975	139	62	76	12,3	5,8	9,7	-8,5	2
1976	372	70	118	12,9	6,1	9,0	-9,5	4
1977	64	85	114	14	6	11,1	-10,4	5
1978	71	120	176	14,1	5,5	10,1	-9,5	21
1979	387	143	55	20,4	5,3	9,6	-13,7	19
1980	956	163	78	37,5	5,6	12,3	-18,6	29
1981	1.651	320	201	37,4	7,1	11,7	-20,1	36
1982	3.884	534	257	34	8,4	10,2	-20,6	231
1983	3.554	544	566	30,5	9,1	6,9	-17,8	401
1984	1.598	1.237	1.211	28,2	10,4	6,3	-18,3	564
1985	1.943	1.424	1.373	27,2	10,6	4,7	-17,6	1.192
1986	1.651	1.409	747	14,9	8,1	3,6	-7,3	1.399
1987	930	1.380	664	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	928	1.413	424	14,8	6,7	4,6	-3,7	568
1989	1.162	1.599	366	18,2	7,3	4,8	-3,2	1.024
1990	1.769	1.654	592	23,6	6,2	2,6	-2,7	2.089
1991	2.302	1.898	985	20	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.335	1.806	983	19,3	6	2,1	-0,4	1.911
1993	3.307	2.047	442	16,8	6,5	1,2	-0,4	1.811
1994	3.084	2.113	151	15,6	6,4	2,0	-0,5	2.053
1995	4.164	1.904	272	17	5,6	2,1	0,3	1.980
1996	4.257	2.094	470	21,1	5,8	2,1	0,4	2.465
1997	3.781	2.140	515	18,9	6,6	2,2	1,4	3.171
1998	5.306	2.037	406	12,8	6,7	1,9	0,9	3.125
1999	3.531	2.157	563	17,9	7	2,5	3,5	3.630
2000	3.100	2.758	627	28,5	8,1	2,9	14,9	8.695
2001	3.991	2.710	1.076	24,4	8,3	2,4	12,5	9.634
2002	5.494	3.252	965	24,9	7,9	2,3	13,2	10.137
2003*	7.579	2.950	840	28,8	6,6	2,1	14,4	9.331

Årets priser

1) Inkl. Transportomkostninger

2) Brent råolie

3) Forbrugerpriser

4) Olieprodukter og naturgas

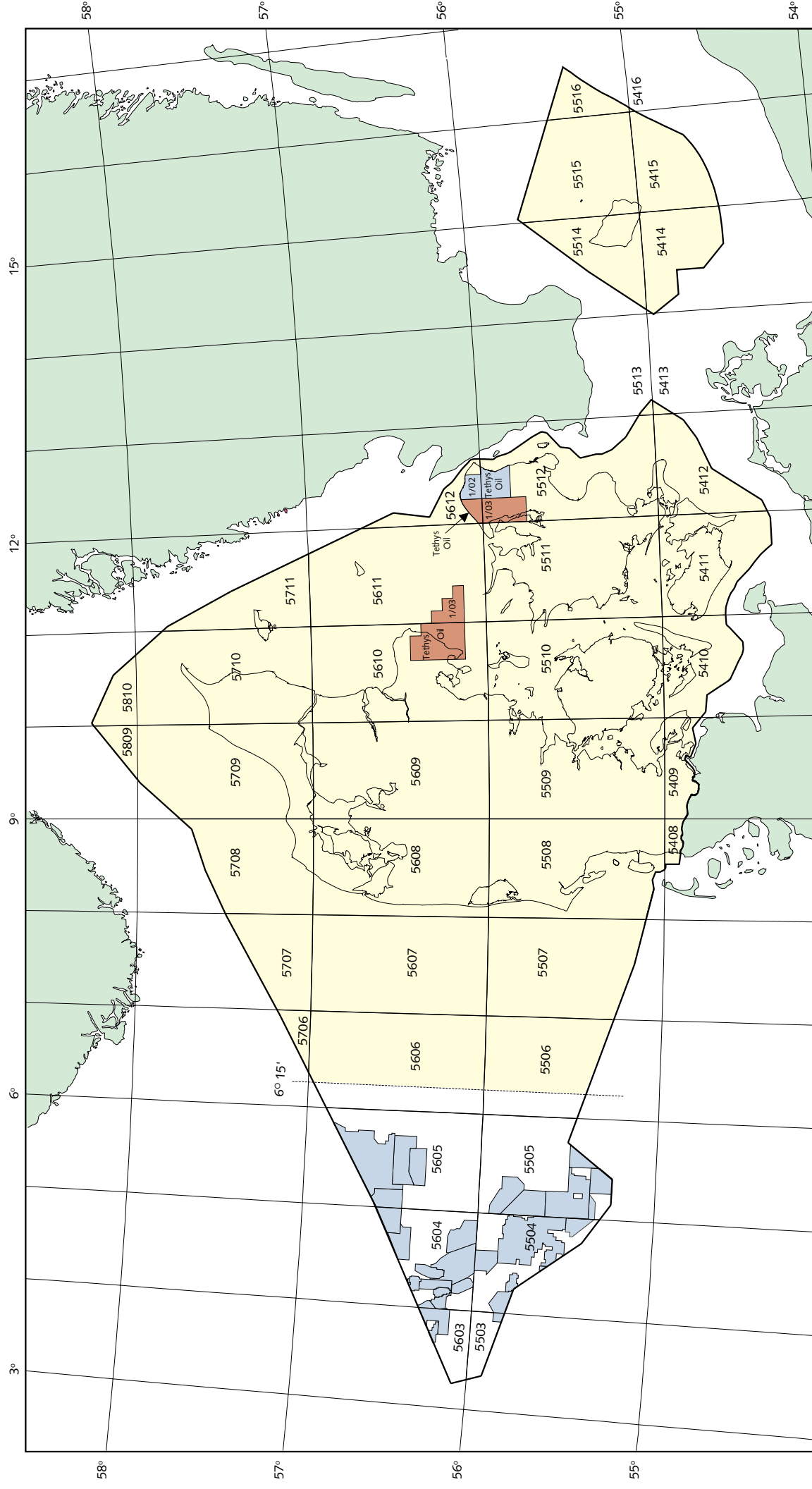
*) Skøn

GÆLDENDE ØKONOMISKE VILKÅR PR. 1. JANUAR 2004

	Eneretsbevillingen før 1. januar 2004	Eneretsbevillingen pr. 1. januar 2004	Tilladelser meddelt før 1. januar 2004*	Tilladelser meddelt efter 1. januar 2004
Selskabsskat	30 % Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	30 % Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	30 % Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	30 % Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.
Kulbrinteskate	70 % Frdrag på 25 % i 10 år (i alt 250 %) for investeringer.	52 % Frdrag på 5 % i 6 år (i alt 30 %) for investeringer. Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2004.	70 % Frdrag på 25 % i 10 år (i alt 250 %) for investeringer.	52 % Frdrag på 5 % i 6 år (i alt 30 %) for investeringer.
Produktionsafgift	8,5 pct. Frdragsberettiget i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget	Nej	2. runde tilladelser, betaler en produktionsafhængig afgift: 1000 td/dag Sats 0 – 5 2% 5 – 20 8% 20 – 16% Frdragsberettiget i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget	Nej
Rørlednings/dispensationsafgift	5 pct. Rørlednings/dispensationsafgiften kan fradrages i grundlaget for produktionsafgift samt selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 % frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften. Rørledningsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten, og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 % Rørlednings/dispensationsafgiften kan fradrages i grundlaget for produktionsafgift samt selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 % frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften. Rørledningsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten, og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.
Statsdeltagelse	Nej	20 % fra 8. juli 2012	20 % 1., 2. og 3. runde: statsdeltagelse "båret" i efterforskningsfasen. I udbygnings- og produktionsfasen er den betalende andel afhængig af produktionens størrelse. 4. og 5. runde samt Åben Dør: fuld betalende andel.	20 %
Overskudsdeling	Nej	Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betales 20 % af den selskabsskattepligtige indkomst før skat og før netto-renteudefgifter.	Nej	Nej

* Tilladelser meddelt før 1. januar 2004 kan efter ønske overgå til beskattning efter de "nye" kulbrinteskatteregler i forbindelse med selvangivelsen for indkomståret 2004.

Dansk koncessionsområde januar 2004



-  Koncessioner tildelt i 1962-2002
-  Koncession tildelt i 2003
-  Åben Dør området

Dansk koncessionsområde januar 2004

Det vestlige område

