



Danmarks olie- og gasproduktion 2005

Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er en styrelse under Transport- og Energi- ministeriet. Energistyrelsen beskæftiger sig med områderne indvinding, forsyning og anvendelse af energi og skal på statens vegne sikre, at energiuudviklingen i Danmark sker på en forsvarlig måde både samfundsmæssigt, miljømæssigt og sikkerheds- mæssigt.

Energistyrelsen forbereder og administrerer den danske energilovgivning og gen- nemfører 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 2006
Oplag: 2.200 eksemplarer

Forsidefoto: Installation af Dan FG platform, udlånt af Mærsk Olie og Gas AS
Øvrige foto: Fotos udlånt af Mærsk Olie og Gas AS og ConocoPhillips
Redaktør: Helle Halberg, Energistyrelsen
Illustrationer
og kort: Jesper Jensen, Energistyrelsen og Schultz Grafisk/Metaform

Tryk: Schultz Grafisk
Trykt på: Omslag: 200g, indhold: 130g
Layout: Schultz Grafisk og Energistyrelsen
ISBN 87 7844-576-0
ISSN 0907-2675



Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. ISBN 87 7844-577-9 www

FORORD

Energibranchen har været i fokus på verdensplan i 2005. En gennemsnitlig oliepris på over 54 dollar per tønde, et uroligt energimarked og FN's Klimakonference i Montréal var med til at sætte energi på dagsordenen.

I Danmark har 2005 budt på en række begivenheder, som forventes at videreføre de seneste mange års positive udvikling indenfor olie-gasområdet. I juni fremlagde den danske regering "Energistrategi 2025", som udgør en sammenhængende formulering af regeringens politik for håndteringen af de langsigtede udfordringer på energiområdet med blandt andet stigende internationale klimakrav og behov for øget konkurrence.

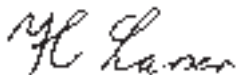
Som en udløber af Energistrategien er der i 2005 igangsat et samarbejde mellem myndigheder, industrien og andre relevante parter om at udarbejde en opdateret strategi for en forsknings-, udviklings- og uddannelsesindsats. Formålet er at sikre øget langsigtet indvinding fra de danske olie- og gasfelter.

I foråret 2005 blev der åbnet for ansøgninger i Danmarks 6. udbudsrunde, og i maj 2006 blev der tildelt 14 nye licenser. Den store interesse fra olieselskaber sikrer den fortsatte efterforskning og styrker forventningen om, at Danmark i en årrække fremover stadig vil være selvforsynende med olie og gas. Samtidig er der stadig forventninger til yderligere udbygninger af de eksisterende felter.

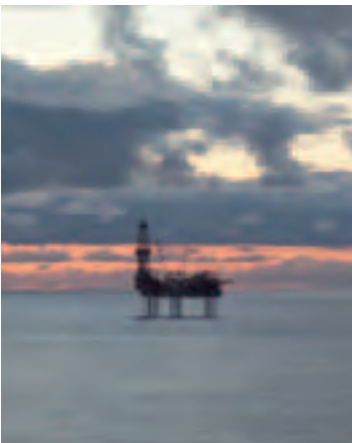
I 2005 påbegyndte Energistyrelsen en revision af lovgrundlaget for olie-gasområdet, og i december blev en ny lov om sikkerhed m.v. på offshoreanlæg vedtaget som afløser for den 25 år gamle havanlægslov. Den nye lov vil skabe grundlaget for et enkelt, gennemskueligt og brugervenligt regelsæt, der omfatter alle dele af sikkerheds- og sundhedsreguleringen offshore.

København, juni 2006

Ib Larsen



Direktør



Udførelsen af Hejre boringen.

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 2005 angivet. Den nedre brændværdi er angivet.

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

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

Nogle enheders forkortelser:

<i>kPa</i>	<i>Kilopascal. Trykenhed, hvor 100 kPa = 1 bar.</i>
<i>Nm³</i>	<i>Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.</i>
<i>m³(st)</i>	<i>Standardkubikmeter. Benyttes om naturgas og råolie ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.</i>
<i>Btu</i>	<i>British Thermal Unit. Er ækvivalent med enhederne J (=Joule) og cal (=kalorie).</i>
<i>bbl</i>	<i>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.</i>
<i>kg-mol</i>	<i>kilogrammøl; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet</i>
<i>γ</i>	<i>gamma; relativ vægtfylde i forhold til vand.</i>
<i>in</i>	<i>inch; engelsk tomme. 1 inch=2,54 cm</i>
<i>ft</i>	<i>feet; engelsk fod. 1fod=12 in</i>
<i>t.o.e.</i>	<i>ton olieækvivalent; enheden er internationalt defineret ved: 1 t.o.e.=10 Gcal.</i>

	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	0,03967
	Nm ³	t.o.e.	947,55 x 10 ⁻⁶
	Nm ³	kg-mol	0,0446158
Rummål	m ³ (st)	scf	35,3014
	m ³ (st)	GJ	0,03761
	m ³ (st)	kg-mol	0,0422932
	m ³	bbl	6,28981
	m ³	ft ³	35,31467
	US gallon	in ³	231*
Energi	bbl	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
Densitet	FRA	TIL	KONVERTERING
	°API	kg/m ³	141364,33 / (°API+131,5)
	°API	γ	141,5 / (°API+131,5)

*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.

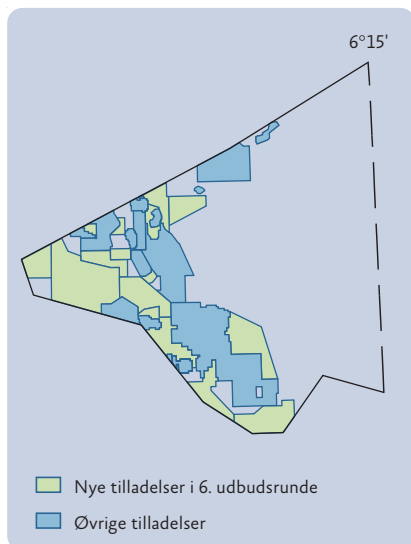


Forord	3
Omregningsfaktorer	4
1. Koncessioner og efterforskning	6
2. Udbygning og produktion	13
3. Miljø	22
4. Sikkerhed og sundhed	27
5. Reserver	38
6. Økonomi	47

Bilag A	Producerede og injicerede mængder	57
Bilag B	Producerende felter	60
Bilag C	Økonomiske nøgletal	91
Koncessionskort		

1. KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

fig. 1.1 Nye tilladelser i 6. udbudsrunde



Med tildelingen af 14 nye tilladelser i 6. udbudsrunde blev der i 2006 skabt grundlag for omfattende efterforskningsaktiviteter i de kommende år.

I 2005 blev der udført to 3D/4D seismiske forundersøgelser samt flere 2D seismiske forundersøgelser på dansk område, og derved blev det arealmæssige niveau for indsamling af seismik det højeste i 5 år.

Den øgede aktivitet for indsamling af seismiske data vidner om fortsat interesse for efterforskning på dansk område, både hvad angår fund af nye kulbrinteforekomster, samt vurdering af kulbrinteforekomstens udbredelse omkring de eksisterende felter.

Efterforskningsaktiviteten forventes at øges markant de kommende år, når de nye licenshavere i 6. udbudsrunde skal gennemføre deres arbejdsprogrammer for områderne.

6. UDBUDSRUNDE

De seneste runde-tilladelser i Central Graven og de tilstødende områder blev givet i 1998, og hovedparten af de efterforskningsforpligtelser, som olieselskaberne påtog i 1998, var i 2005 opfyldt. På den baggrund blev den sjette danske udbudsrunde åbnet for ansøgninger i 2005. Olieselskaberne blev i maj måned bedt om at indgive ansøgninger om nye tilladelser med ansøgningsfrist den 1. november 2005. Ved fristens udløb havde Energistyrelsen modtaget 17 ansøgninger fra i alt 20 olieselskaber. Til sammenligning indkom der i 4. og 5. runde henholdsvis 12 og 19 ansøgninger.

På baggrund af Energistyrelsens vurderinger af ansøgningerne og drøftelser med ansøgerne kunne der gives 14 tilladelser til efterforskning og indvinding af olie og gas i 6. runde, se figur 1.1. De nye tilladelsers placering og selskabssammensætning fremgår af kortet bagerst i rapporten. Her findes ligeledes kort over samtlige tilladelser i Danmark.

Generelt bar ansøgningerne i 6. runde præg af, at der var udført et omfattende forberedelsesarbejde. De tilbudte arbejdsprogrammer var tilfredsstillende, og ansøgningerne vedrørte en række forskellige efterforskningsprospekter, der fordelte sig forholdsvis jævnt over det udbudte område. Det gjorde det muligt at justere de ansøgte områder, således at de fleste ansøgninger kunne imødekommes med ingen eller få justeringer i det ansøgte areal.

De samlede arbejdsprogrammer for tilladelsene i 6. runde omfatter syv ubetingede borer og 12 betingede borer. Udførelsen af ubetingede borer er en fast forpligtelse for rettighedshaveren, mens udførelsen af betingede borer afhænger af nærmere definerede omstændigheder. Herudover kommer forpligtelser til at udføre seismiske og andre undersøgelser af varierende omfang og tæthed over det ansøgte område. Investeringerne i de ubetingede forpligtelser i arbejdsprogrammerne i 6. runde skønnes at ville beløbe sig til ca. 1,3 mia. kr.

Med tilladelsene i 6. runde er der kommet olieselskaber til, som ikke tidligere har haft tilladelser i Danmark. Resultatet af 6. runde indebærer også, at selskaberne Wintershall, Denerco, GeysirPetroleum og Scotsdale, der ikke tidligere har været operatører i Danmark, er godkendt som operatører for de nye tilladelser.

Nordsøfonden har fået tildelt statens andel på 20 pct. i de nye tilladelser. Nordsøfondens udgifter til de ubetingede arbejdsprogrammer antages skønsmæssigt at udgøre i ca. 260 mio. kr.

Nordsøenheden og Nordsøfonden

Nordsøenheden er en ny statslig enhed, der administrerer Nordsøfonden. Fonden er statens deltager i nye tilladelser til efterforskning og produktion af olie og naturgas i Danmark.

Nordsøfonden og Nordsøenheden blev oprettet ved lov i 2005. Fonden er en selvstændig fond, som skal afholde de udgifter og modtage de indtægter, der er forbundet med statens deltagelse i de nye tilladelser. I alle nye tilladelser i Danmark – både Åben Dør tilladelser og tilladelser i forbindelse med udbudsrunder – vil fonden varetage statens deltagelse, der er på 20 pct. Tidligere varetog DONG A/S den statslige deltagelse. Fra den 9. juli 2012 vil fonden desuden skulle varetage statens deltagelse på 20 pct. i DUC, Dansk Undergrunds Consortium.

Nærmere information om den nye statslige enhed kan findes på Nordsøenhedens hjemmeside www.nordsoeen.dk.

TILBAGELEVERINGER I DSO

Eneretsbevillingen omfatter blandt andet Det Sammenhængende Område (DSO) i den sydlige del af Centralgraven. Bevillingen blev tildelt A.P. Møller i 1962. I 1981 blev der indgået en aftale mellem staten og A.P. Møller, som betød, at bevillingshaverne pr. 1. januar 2000 og igen den 1. januar 2005 skulle tilbagelevere 25 pct. af hver af de ni sekstendedelsblokke, som udgør DSO. Arealer, der omfatter producerende felter, og arealer for hvilke, der er indsendt udbygningsplaner til Energistyrelsens godkendelse, friholdes dog for tilbagelevering.

I 2000 blev der for fire af de ni blokkes vedkommende tilbageleveret 25 pct. I de øvrige blokke dækkede de feltafgrænsninger, der blev foretaget i forbindelse med arealafgivelsen, hele blokken. Afgrænsningen af en række felter var dog en maksimumafgrænsning, og bevillingshaverne forpligtigede sig til i perioden 2000 til 2004 at gennemføre omfattende undersøgelser, så en endelig afgrænsning kunne foretages senest første halvår 2004.

Energistyrelsen godkendte den 23. september 2005 efter forhandling med bevillingshaverne i henhold til Eneretsbevillingen af 8. juli 1962 arealtilbageleveringen i DSO pr. 1. januar 2005.

Ved arealtilbageleveringen pr. 1. januar 2005 blev 25 pct. af to blokke tilbageleveret. For et enkelt område (område I) gælder, at det i dag ikke er muligt med tilstrækkelig sikkerhed at foretage en endelig afgrænsning. I dette område har bevillingshaverne forpligtet sig til at gennemføre undersøgelser, så en endelig afgrænsning kan foretages senest 1. juli 2008.

fig. 1.2 Tilbagelevering i DSO

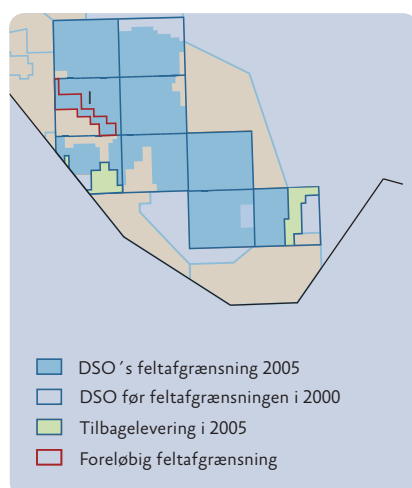
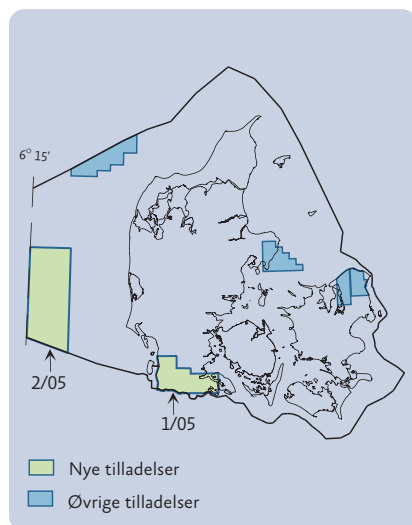


fig. 1.3 Ændringer i Åben Dør området



Den nye udstrækning af DSO og de aftalte feltafgrænsninger fremgår af figur 1.2. På figur 2.1 i afsnittet *Udbygning og produktion* er den nye afgrænsning og feltafgrænsninger vist.

Det tilbageværende areal for Eneretsbevillingen kan beholdes frem til bevillingens udløb i 2042. Hvis produktionen indstilles fra et felt, skal det pågældende område dog tilbageleveres til staten, jf. nordsøaftalen af 29. september 2003 mellem Økonomi- og erhvervsministeren og A.P. Møller.

Åben Dør procedure

I 1997 blev der indført en Åben Dør procedure for alle ikke-koncessionsbelagte områder øst for 6° 15' østlig længde, dvs. hele landområdet samt offshoreområdet med undtagelse af den vestlige del af Nordsøen.

Ordningen omfatter et område, hvor der ikke tidligere er gjort kommercielle fund af olie eller gas. Vilkaerne for at få en Åben Dør koncession er derfor mere lempelige end i området i den vestlige del af Nordsøen, som dækkes af udbudsrunder. Olieselskaberne kan løbende inden for den årlige åbningsperiode fra 2. januar til 30. september (begge inkl.) søge om koncessioner.

Koncessionskort samt invitationskrivelse til Åben Dør kan findes på Energistyrelsens hjemmeside.

NYE TILLADELSER

Transport- og energiministeren gav den 6. oktober 2005 to nye tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter, se figur 1.3. Den nyetablerede Nordsøenhed skal varetage statens andel på 20 pct. i tilladelseerne.

Tilladelse 1/05 omfatter et område i det sydlige Jylland. Tilladelsen er givet til Odin Energi og Wexco ApS, der samtidig er operatør i tilladelsen.

Tilladelse 2/05 er tildelt Elko Energy Inc. og omfatter et område i Nordsøen. Elko Energy Inc er operatør i tilladelsen.

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 2005 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.

tabel 1.1 Forlængelse af tilladelser

Tilladelse	Operator	Indtil
6/95	DONG E&P A/S	15-11-2007
4/98	Phillips Petroleum Int. Corp.	15-06-2008
5/98	Phillips Petroleum Int. Corp.	15-06-2008
11/98	DONG E&P A/S	15-12-2006

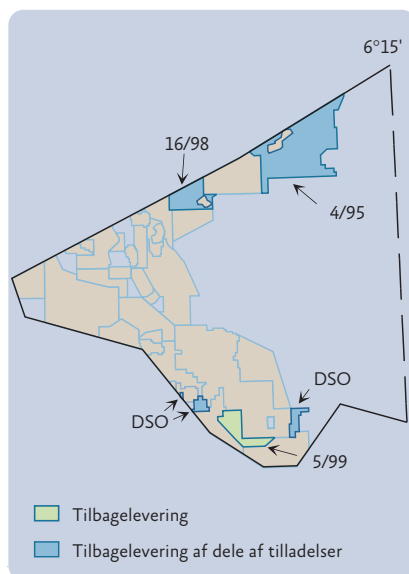
tabel 1.2 Tilbageleveringer af dele af tilladelser

Tilladelse	Operator	Ændret
4/95	DONG E&P A/S	15-05-2005
16/98	DONG E&P A/S	15-06-2005

tabel 1.3 Ophørt tilladelse

Tilladelse	Operator	Ophørt
5/99	Mærsk Oilie og Gas AS	27-11-2005

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



Vilkår for tilladelser

Tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter (koncessioner) gælder initialt for en periode af 6 år. Hver tilladelse indeholder et arbejdsprogram, som nærmere beskriver de efterforskningsarbejder, som rettighedshaveren skal udføre, herunder tidsfrister for hvornår de enkelte seismiske undersøgelser og efterforskningsboringer skal udføres.

Nogle 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.

Godkendte overdragelser

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser af tilladelser og vilkårene herfor.

I tilladelse 11/98 har Energistyrelsen godkendt en overdragelse af 15 pct. i forbindelse med EWE Aktiensgesellschafts indtræden i tilladelsen. Ifølge aftalen nedskrives Wintershall Noordzee B.V.'s, DONG E&P A/S's og Denerco Oil A/S's andele med henholdsvis 7, 5 og 3 pct. Overdragelsen har virkning fra den 1. juli 2005.

Kerr-McGee International ApS har overdraget sin andel i tilladelse 1/04 til Kerr-McGee Denmark ApS. Overdragelsen har virkning fra den 1. april 2005.

Tilbageleveringer af dele af tilladelser

I tilladelse 16/98 blev hovedparten af området tilbageleveret den 15. juni 2005, da den tidligere forlængede efterforskningsperiode udløb. Fra denne dato består tilladelse 16/98 kun af feltafgrænsningen for Cecilie feltet.

Den 15. maj 2005 udløb den forlængede efterforskningsperiode for tilladelse 4/95, og hovedparten af området blev tilbageleveret. Tilladelse 4/95 omfatter herefter alene en feltafgrænsningen for Nini feltet. I det tilbageleverede område borede selskaberne i gruppen Nolde-1 (1997) og Vivi-1 (2004).

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

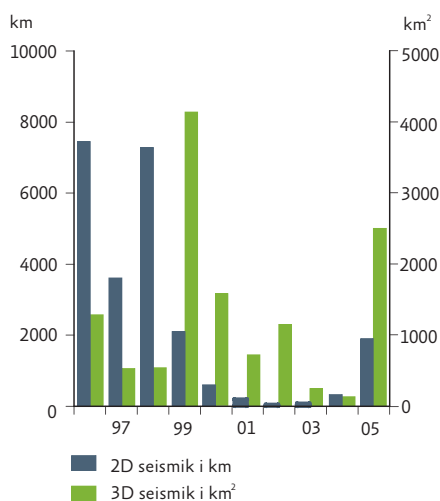
OPHØRTE TILLADELSER

I 2005 blev en tilladelse fra Central Graven tilbageleveret, mens der ingen ændringer var for Åben Dør området. Den tilbageleverede tilladelse 5/99 fremgår af tabel 1.3 og af figur 1.4.

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

Andre olieselskaber får hermed mulighed for at skaffe sig data fra de efterforskningsboringer og 3D seismiske undersøgelser, som er gennemført i de tilbageleverede områder. Hermed kan selskaberne forbedre deres kortlægning af undergrunden og deres vurderinger af de fortsatte muligheder for olieefterforskningen i områderne.

fig. 1.5 Årlig seismik



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

FORUNDERSØGELSER

Omfanget af seismiske undersøgelser var i 2005 på det højeste niveau i mere end 5 år. Aktivitetsniveauet og placeringen af de seismiske undersøgelser er vist i figur 1.5 og 1.7.

DONG E&P A/S udførte en 2D seismisk forundersøgelse syd for Cecilie feltet. Indsamlingen blev foretaget af PGS Geophysical AS.

Der blev fra juli-august udført 2D seismiske forundersøgelser i det Norsk-Danske Bassin. DONG E&P A/S stod for indsamlingen på vegne af øvrige rettighedshavere i tilladelse 1/04. Området for forundersøgelsen er omfattet af Åben Dør proceduren.

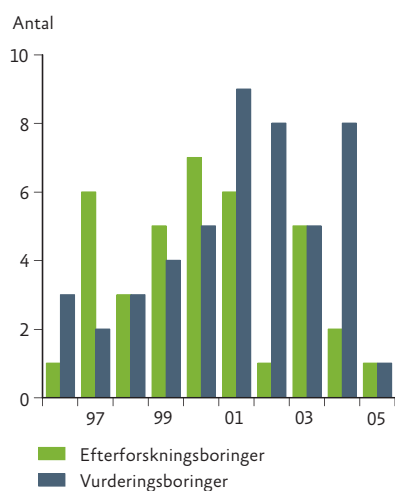
TGS Nopec udførte i 2005 en 2D seismisk undersøgelse i Nordsøen. Hovedparten af undersøgelsen foregik på norsk og engelsk område, men flere linier blev forlænget ind på dansk område.

Der blev i perioden fra marts-september udført 3D seismisk og 4D seismiske undersøgelser omfattende DSO samt åbne områder beliggende i den sydvestligste del af dansk sokkelområde. Undersøgelserprogrammet blev udført af Mærsk Olie og Gas AS med WesternGeco som indsamlingsentreprenør.

3D/4D seismik

Store dele af den danske del af Central Graven er dækket af 3D seismik. Disse seismiske data giver mulighed for en detaljerede tre-dimensionel kortlægning af undergrunden. Ved at sammenligne ny og gammel 3D seismik fra samme område fås en 4. dimension; nemlig tiden. 4D seismik kan dermed give indblik i de forandringer, der er sket i et producerende felt over tid. 4D seismik kan blandt andet vise, hvilken vej kulbrinterne er strømmet mod brøndene og hvor der fortsat er kulbrintelommer. Med denne viden kan indvindingen optimeres.

fig. 1.6 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Amerada Hess ApS udførte i august 3D/4D seismik over tilladelse 7/89 og omkringliggende områder med WesternGeco som indsamlingsentreprenør.

WeXco ApS har udført en overfladegeokemisk undersøgelse i tilladelse 1/05. Undersøgelsen blev foretaget i Sønderjylland og blev afsluttet i december 2005.

Også i tilladelse 1/03 er der blevet udført en overfladegeokemisk undersøgelse. Tethys Oil har udført undersøgelsen, og prøvetagningen blev foretaget på den del af tilladelse 1/03, der er på land.

fig. 1.7 Seismiske undersøgelser

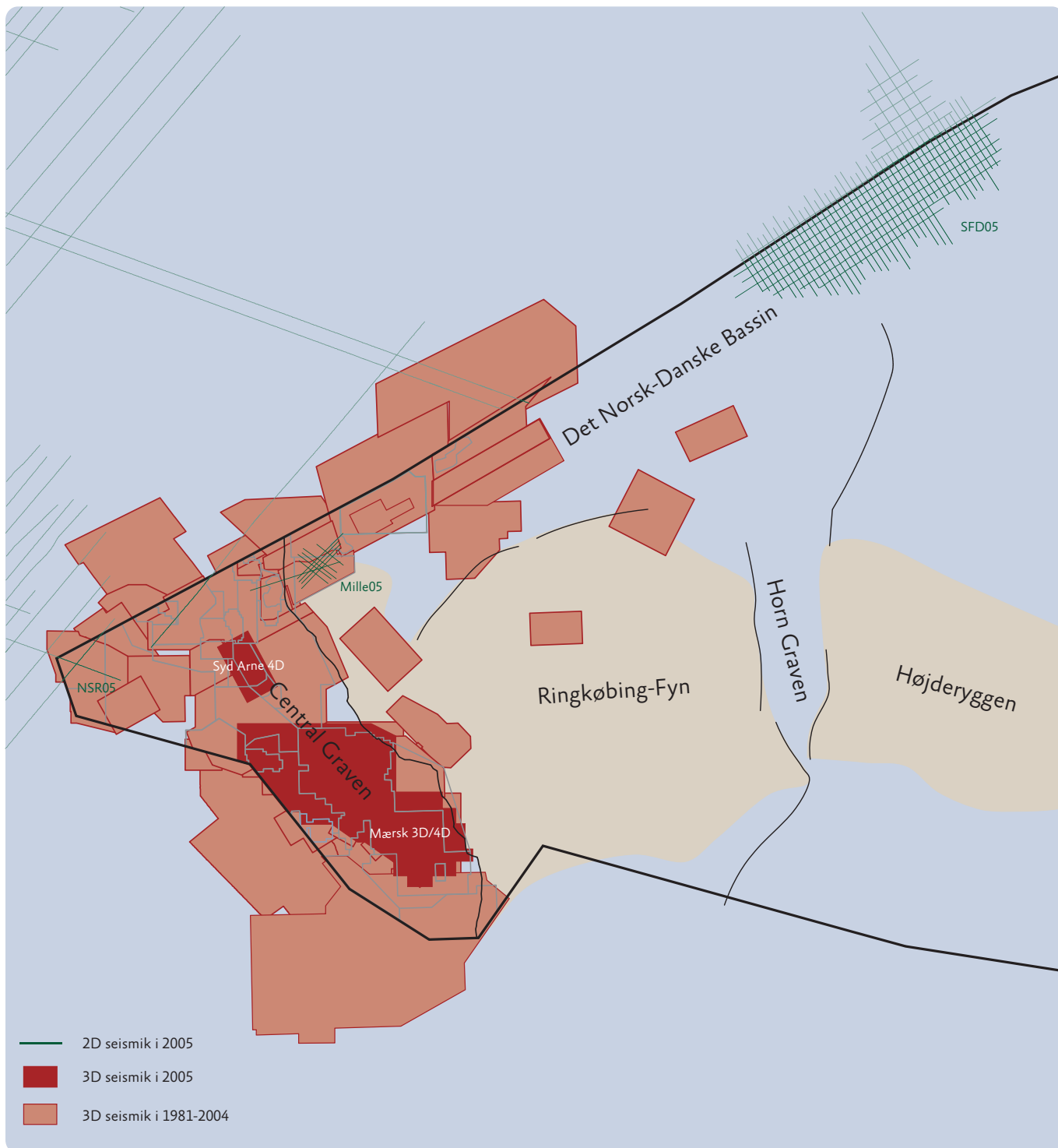
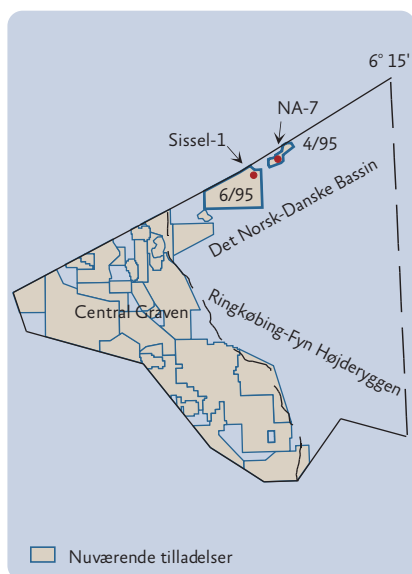


fig. 1.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer



BORINGER

Der blev i 2005 udført en efterforskningsboring og en vurderingsboring. I opgørelsen er medregnet boringer, som er påbegyndt i 2005.

Placeringen af de neden for omtalte boringer fremgår af figur 1.8. Vurderingsboringerne på felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag B.

På Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, findes en oversigt over samtlige danske efterforsknings- og vurderingsboringer.

Efterforskningsboring

Sissel-1 (5605/13-06)

I tilladelse 6/95 borede DONG E&P A/S efterforskningsboringen Sissel-1. Boringen ligger godt 15 km nordøst for Siri produktions platformen og blev afsluttet i marts efter godt 10 dages boring. Sissel-1 blev boret lodret og sluttede i en dybde af 2.057 meter i lag af Danien alder. Et sandstensreservoir af Paleogen alder blev gennemboret, men der blev ikke fundet sikre spor af kulbrinter.

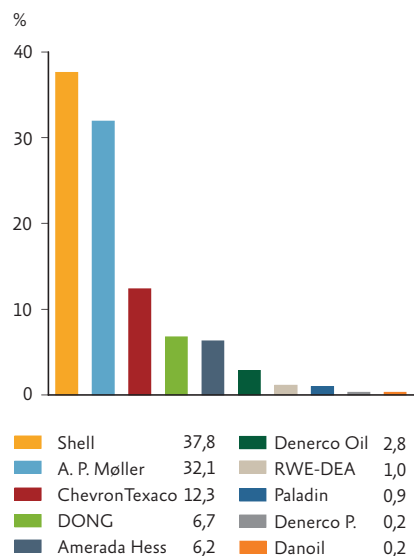
Vurderingsboring

NA-7 (5605/10-7)

I tilladelse 4/95 borede DONG E&P A/S i april-maj vurderingsboringen NA-7. Boringen blev foretaget ved Nini feltet og skulle vurdere udbredelsen af olieforekomsten ved feltet. Boringen nåede i en dybde af godt 1.700 meter til sandsten af Palæogen alder. Der blev efterfølgende udført et vandret sidespor NA-7A med henblik på produktion.

2. UDBYGNING OG PRODUKTION

fig. 2.1 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



Udbygningen af de danske olie- og gasfelter i Nordsøen fortsatte i moderat tempo i 2005. Investeringerne er faldet fra 4,3 mia. kr. i 2004 til 3,9 mia. kr. i 2005.

Der er boret yderligere produktions- og injektionsbrønde på en række af de eksisterende felter i løbet af året. Det samlede antal udførte brønde til produktionsformål i 2005 er ti mod 23 brønde udført i 2004.

I 2005 blev der produceret olie og gas fra i alt 19 felter i den danske del af Nordsøen. Mærsk Olie og Gas AS er operatør på 15 felter, mens DONG E&P A/S er operatør på tre felter og Amerada Hess ApS på ét felt.

I 2005 modtog og solgte 10 selskaber olie fra de danske felter. Fordelingen mellem de enkelte selskaber er vist på figur 2.1. DUC's (Shell, Mærsk Olie og Gas AS og Texaco) andel af den samlede produktion udgør fortsat mere end 80 pct.

I 2005 bidrog i alt 378 brønde til indvindingen, hvoraf 252 var produktionsbrønde og 126 injektionsbrønde. Af de 252 produktionsbrønde er 220 oliebrønde, mens 32 er gasbrønde.

For at øge indvindingen injiceres der vand og gas i reservoirerne. I 2005 blev der injiceret vand i 103 brønde, mens der i 23 brønde injiceredes gas.

Olieproduktionen var 21,9 mio. m³ i 2005, hvilket er på niveau med de sidste fem års olieproduktion. Produktionen i 2005 var dog ca. 3 pct. lavere end produktionsrekorden fra 2004. Det historiske forløb af den danske olieproduktion med produktionsstart i 1972 er vist i figur 2.2.

Af figur 2.2 fremgår det, at der har været en næsten konstant stigning i den årlige olieproduktion frem til år 2000, hvorefter produktionen ser ud til at stagnere. Det kan tyde på, at den danske olieproduktion har nået sit produktionsplateau med de nuværende udbyggede felter.

fig. 2.2 Produktion af olie og gas

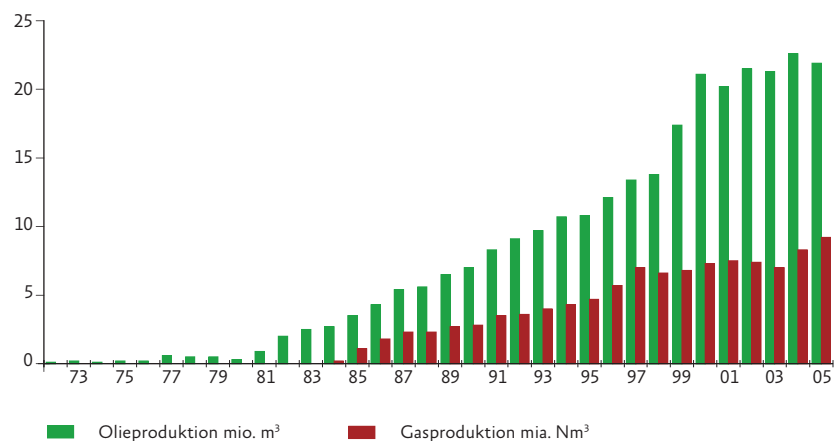
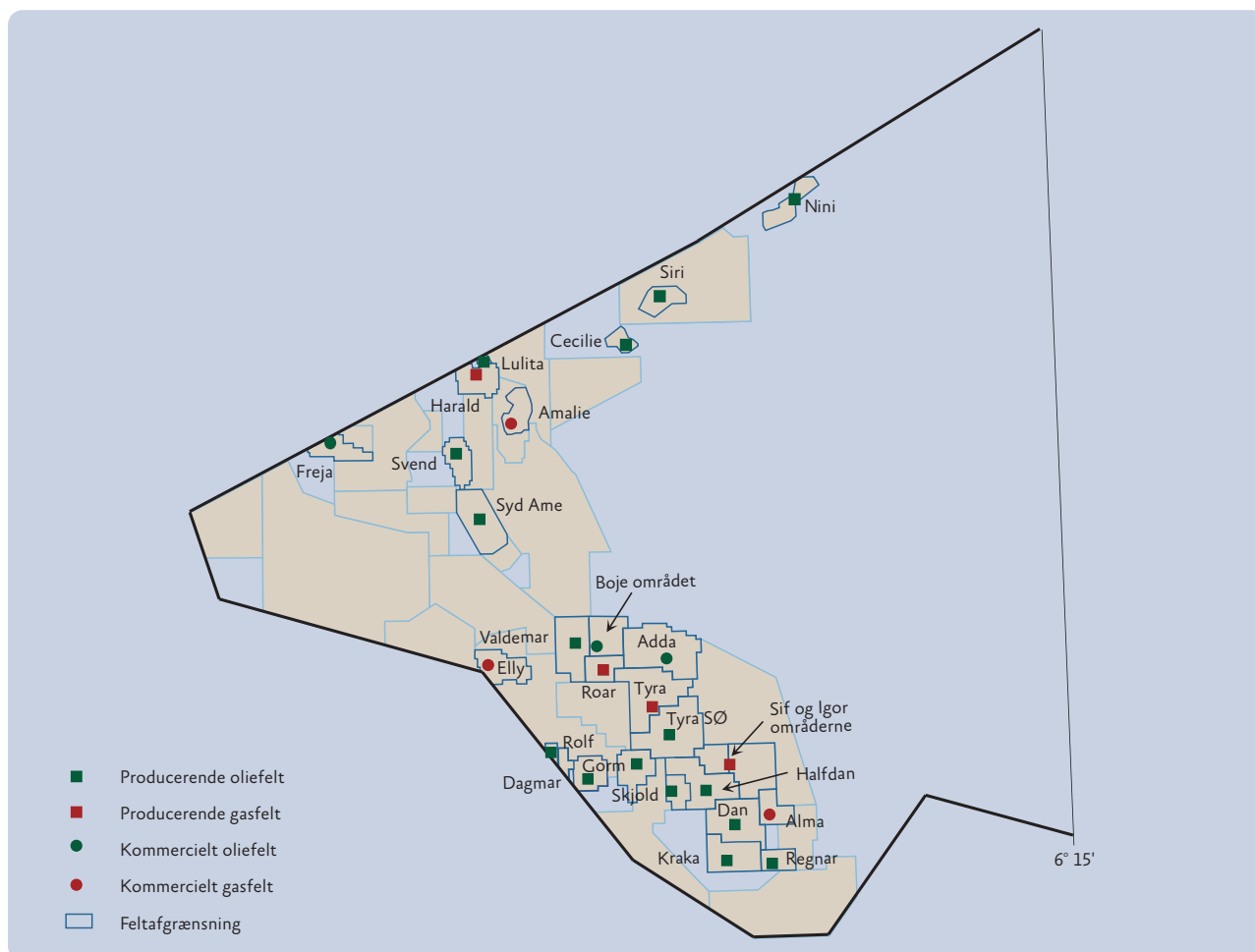


fig. 2.3 Danske olie- og gasfelter



Salgsgasmængden var i 2005 på 9,21 mia. Nm³, hvilket var rekord, idet den hidtidige gassalgsrekord fra 2004 lød på 8,26 mia. Nm³.

Af figur 2.2 ses en væsentlig stigning i salgsgasproduktionen i 2004 og 2005 i forhold til de foregående år. Stigningen i gasproduktionen skyldes nye aftaler om eksport af gas gennem den nye eksportledning, som går fra Tyra Vest til platformen F/3 på den hollandske NOGAT ledning. Rørledningen blev taget i brug 18. juli 2004 og har derfor i 2005 været i brug i et fuldt år.

En del af den producerede gas injiceres i visse felter til forbedring af indvindingen eller anvendes som brændstof på platformene. Desuden afbrændes en mindre del af gassen af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager.

Blandt andet som følge af den store eksport af gas faldt mængden af injiceret gas for andet år i træk. I 2005 blev der således kun injiceret 1,43 mia. Nm³, hvor især injektionen i Tyra feltet er reduceret.

I 2005 var brændstofforbruget i forbindelse med olie- og gasproduktionen på 0,69 mia. Nm³. Derudover blev der af tekniske- og sikkerhedsmæssige grunde afbrændt 0,18 mia. Nm³ gas. Oversigt over forbruget og afbrændingen af gas fremgår af afsnittet *Miljø*.

fig. 2.4 Produktionsanlæg i Nordsøen 2005

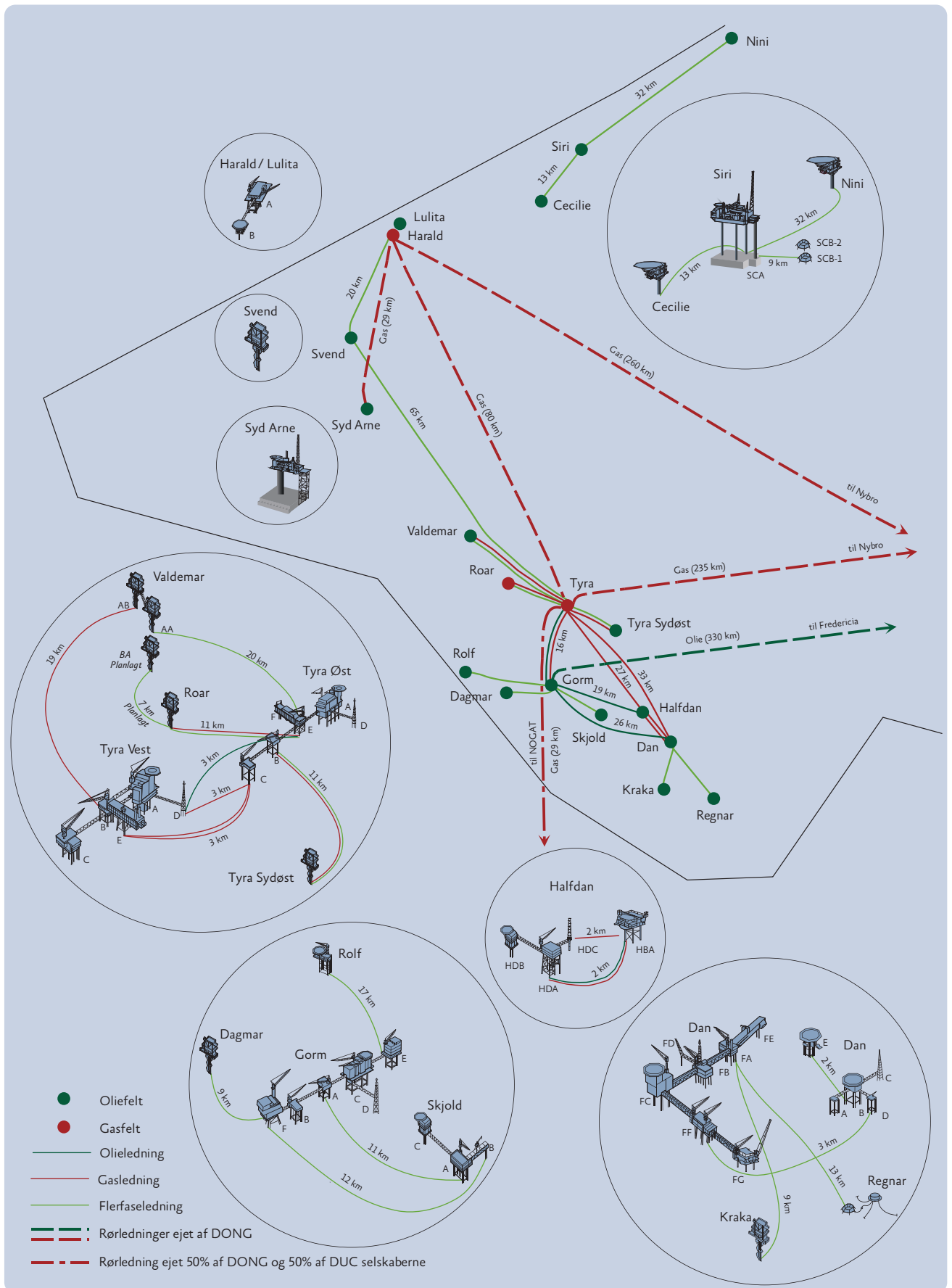
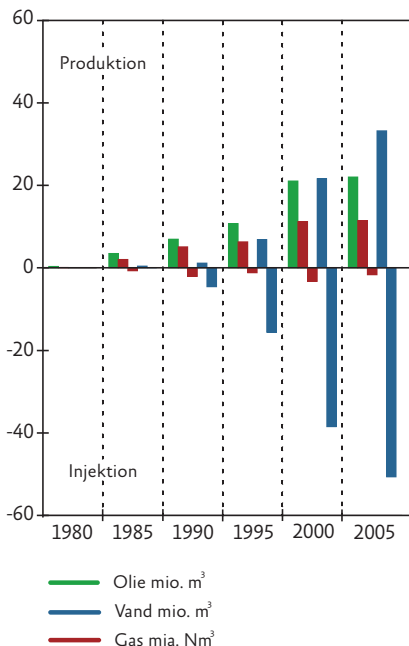


fig. 2.5 Produktion og injektion



Tal for produktion af olie og gas fra de enkelte felter er angivet i bilag A. Gasproduktionen er opdelt i salgsgas, injektionsgas, gas til brændstof samt afbrændt gas. Ligeledes er angivet tal for produktion og injektion af vand samt CO₂-udledning. På Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, findes produktionstal fordelt på de enkelte år siden produktionsstart i 1972.

På figur 2.3 er vist et kort med placering af de producerende felter. Figur 2.4 viser de eksisterende produktionsanlæg i den danske del af Nordsøen ved indgangen til 2006.

I bilag B findes en oversigt over samtlige producerende felter. Oversigten indeholder en række faktuelle oplysninger om felterne samt kort. De borer, som er udført i 2005, er på kortene markeret med lys farve.

ØGET INDVINDING

Den danske olieproduktion har været på et højt niveau i de seneste fem år. Opretholdelse af dette høje niveau vil blandt andet afhænge af, hvor effektivt en faldende produktionsrate fra de eksisterende felter kan erstattes af anden produktion. Denne anden produktion kan opnås ved til stadighed at optimere og forbedre indvindingen fra de eksisterende felter samt ved at finde og udbygge nye forekomster på dansk område.

Indvindingen kan forbedres og øges ved at benytte indvindingsforbedrende metoder. I en del af de danske felter anvendes injektion af vand eller gas til forbedring af indvindingen, idet injektion kan medvirke til at opretholde trykket i et felt. Samtidig kan det injicerede vand presse olien hen mod produktionsbrønde. Figur 2.5 viser udviklingen af forholdet mellem producerede og injicerede mængder på de danske felter. Heraf ses det, at der i de seneste ti år er sket en væsentlig stigning i anvendelse af vandinjektion i de danske felter.

Ligeledes har anvendelse af vandrette brønde med skiftevis produktions- og injektionsbrønde i parallelle brøndmønstre gjort fortrængningen af olie meget effektiv. Brugen af FAST princippet (Fracture Aligned Sweep Technology) er en optimering af metoden. I injektionsbrøndene injiceres først vand ved lavt tryk, hvor bjergartens spændingsfelt rettes ind parallelt med brønden. Herefter øges vandinjektionstrykket, hvorved bjergarten revner langs med brønden. Herved skabes der en sammenhængende vandfront i hele brøndens længde, som kan presse olien hen mod produktionsbrøndene.

I den danske del af Nordsøen har det primært været brugen af vandrette brønde samt vandinjektion, som har bevirket at indvindingsgraden er steget markant op gennem 1990'erne. Disse metoder har vist sig effektive til at få olie ud af de tætte kalkstenslag, som indeholder størstedelen af de danske oliereserver.

Derudover findes en række andre metoder til at øge olieindvindingen. Metoderne anvendes typisk efter at feltet er blevet produceret i en periode, og produktionen er begyndt at falde. Disse metoder benævnes ofte EOR-metoder (Enhanced Oil Recovery), se boks 2.1. De geologiske og tekniske forhold omkring det enkelte felt er bestemmende for hvilke metoder, som kan anvendes.

boks 2.1 EOR metoder

EOR står for "Enhanced Oil Recovery", hvilket kan oversættes med tiltag, som skal forbedre indvindingen af olie.

Indvindingsmetoder opdeles i primære, sekundære og tertiære metoder, hvor de tertiære metoder benævnes med EOR. Der er dog ikke fastlagt en fuldstændig entydig definition af, hvilke teknikker som falder ind under benævnelsen EOR.

Primære metoder benytter den naturlige energi, som oftest findes i et felt. Normalt er der tale om det overtryk, som er opbygget i forbindelse med, at feltet er blevet fyldt med olie og/eller gas. Det kan også være en underliggende akvifer (vandzone), som kan erstatte det volumen, der bliver produceret.

Sekundære metoder er teknikker, hvor der injiceres vand eller gas for at opretholde trykket i feltet og/eller gennemskyllende reservoiret og derved fortrænge olien.

Tertiære metoder eller EOR-metoder dækker over en bred vifte af indvindingsfremmende metoder, der i visse tilfælde kan anvendes efter injektion af vand eller gas. Der findes i dag en række EOR-metoder, der anvendes rundt omkring i verden, hvor forholdene er til det. Dertil kommer, at der foregår et omfattende forsknings- og udviklingsarbejde for at finde nye EOR-metoder, så yderligere oliemængder kan indvindes fra eksisterende felter.

Ved nogle EOR-metoder udnyttes kendskabet til de kapillære og viskøse kræfter, som er styrende for væskestrømningen i et felt. Dette gøres ved at tilsætte kemikalier til injektionsvandet. En anden metode er injektion af CO₂, som er blandbar med olien. CO₂ opløst i olien får trykket til at stige, og samtidig gør CO₂ olien mere tyndtflydende, så olien flyder lettere til produktionsbrønde.

Af andre EOR-metoder kan nævnes "in-situ combustion", hvor olien antændes kontrolleret nede i feltet ved tilsætning af ilt, hvorved trykket stiger.

Den fortsatte udnyttelse af de modne felter fordrer, at det løbende vurderes, om EOR-metoder kan forbedre indvindingen. Samtidig skal det kortlægges, hvor der er områder med endnu ikke producerede oliemængder, for eksempel på felternes flanker. På dansk område er også kortlægning af og indvinding fra felter med komplicerede og dynamiske fældetyper for olie og gas kommet i fokus. Halvdan feltet er et eksempel på dette.

Samtidig udbygges der fortsat nye fund på dansk område, hvor en stigende del af disse fund er af marginal størrelse. Dette medfører udfordringer i forhold til brug af eksisterende infrastruktur. Udbygningen af Nini og Cecilie felterne med tilkobling til Siri feltet er eksempler herpå.

Den gennemsnitlige forventede indvindingsgrad for de danske felter er nu omkring 20 - 25 pct. Dette er en klar forbedring i forhold til de forventede 5 pct., som var udgangspunktet i opstartsfasen af den danske olieproduktion.

Der sker til stadighed en indsats for at forbedre indvindingsgraden, og for nogle af de større danske felter er den forventede indvindingsgrad nu oppe omkring 35 pct.



Installation af Dan FG.

En øget olieindvinding giver en betydelig samfundsøkonomisk gevinst. Potentialet for øget indvinding er helt klart tilstede, men det fordrer en betydelig forsknings-, udviklings- og uddannelsesindsats, hvis der skal sikres øget og langsigtet indvinding fra de danske olie- og gasfelter. Samspil mellem universiteter, forskningsinstitutioner og industrien er her en essentiel faktor, hvilket også er formuleret i regeringens "Energistrategi 2025", som blev fremlagt i juni 2005, se boks 2.2.

DE PRODUCERENDE FELTER

Udviklingen i produktionen og væsentlige udbygningsaktiviteter i 2005 for en række felter er beskrevet nedenfor.

Dan feltet

Dan feltet har været i produktion siden 1972. På feltet blev der i 2005 installeret en ny platform, Dan FG, med udstyr til separation, gaskomprimering og vandinjektion. Udstyret på Dan FG platformen er ved indgangen til 2006 under indkøring.

Borearbejdet på feltet fortsatte med udførelse af en injektions- og en produktionsboring (MFA-13B og MFA-7A) på den sydlige del af vestflanken. Midt i 2005 fremsendte operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, desuden en plan indeholdende udførelse af yderligere boreriger som udvidelse til det eksisterende brøndmønster på vestflanken af Dan feltet.

Der blev samtidig ansøgt om en udvidelse af Dan FF platformen med yderligere en brøndcaisson. Dan FF platformen kan herefter rumme i alt 40 brønde. Energistyrelsen har i begyndelsen af 2006 godkendt planen og det nødvendige antal boreriger til optimal udnyttelse af vestflanken.

På nordøst flanken af Dan feltet er den første af yderligere seks boreriger (MFA-5A) udført efter en udbygningsplan for området godkendt i begyndelsen af 2005. Her er der tale om supplerende boreriger mellem de allerede udførte brønde. I området har der gennem en længere periode været injiceret vand for at øge indvindingen, og området indeholder derfor vandgennemskyllede områder. Tilstedeværelsen af disse områder stiller store krav til planlægningen af de nye brønde.

Olieproduktionen fra Dan feltet har været stabil gennem hele 2005, men samlet set har der været et fald i produktionen på ca. 5 pct. i forhold til 2004. Vandproduktionen fra feltet følger udviklingen fra de foregående år, som har betydet en stigning i vandandelen fra 56 til 62 pct.

Gorm feltet

I begyndelsen af 2005 godkendtes en plan for yderligere udbygning af feltet. Gorm feltet har produceret siden 1981, men ved hjælp af tekniske studier har operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, identificeret områder i feltet, der ikke drænes optimalt. Den godkendte plan omfatter udførelse af fire nye brønde, og planen skitserer desuden muligheden for yderligere at bore op til fem brønde baseret på erfaringerne fra de første brønde. Planen indebærer desuden en udvidelse af behandlingsanlægget for produktionsvand.

I løbet af 2005 blev den første boring udført (N-58A) og den anden påbegyndt. Fire ældre brønde, som har været ude af drift i en længere periode, er blevet lukket, og de ledige brøndslidser er blevet genbrugt til de nye boreriger.

Regeringen har som opfølgning på Energistrategi 2025 igangsat et arbejde med en opdateret strategi for en sammenhængende forsknings-, udviklings- og uddannelsesindsats på olieindustriens område. Formålet er at sikre en øget langsigtet indvinding i de danske olie- og gasfelter ved blandt andet at få uddannet flere specialister og forskere. Gennem et dybtgående kendskab til de særlige forhold i den danske del af Nordsøen skal de bidrage til, at det danske samfund kan optimere udnyttelsen af de meget store værdier i form af olie- og gasressourcer i Nordsøen.

Strategien, som udvikles med bistand fra internationalt anerkendte eksperter i olieindustriens uddannelses- og forskningsbehov, bygger på de store perspektiver, der tegner sig for den danske olie- og gasproduktion i de næste årtier. I en situation med vedvarende høje oliepriser vil der globalt være en voksende efterspørgsel efter knowhow og teknologi i vanskeligt tilgængelige oliefelter.

Produktionen fra Gorm feltet er faldet med ca. 15 pct. i forhold til 2004. Effekten af den igangværende udbygning er endnu ikke slået igennem på produktionen.

Halfdan feltet

Udbygningen af Halfdan feltet er sket i faser og er stadig i gang. Halfdan feltet omfatter forekomsterne i Halfdan, Sif og Igor områderne, og der er tale om en stor sammenhængende kulbrinteforekomst på flere niveauer. Feltets sydvestlige del, Halfdan, indeholder primært olie beliggende på Maastrichtien niveau, mens der mod nord og øst i Sif og Igor områderne, primært er tale om gas på Danien niveau.

Der er i løbet af 2005 udført tre gasbrønde (HBA-18, HBA-19 og HBA-20) fra HBA platformen til Sif området. To af borerne er udført med to separate spor i reservoirret for at forbedre dræningen af den udstrakte men relativt tynde gaszone i Danien, se figur 2.6.

I olieforekomsten på Halfdan feltet er der i 2005 udført to nye borer (HBA-8 og HBA-21) ud af fire planlagte. I januar 2006 har Mærsk Olie og Gas AS ansøgt om udførelse af op til fire yderligere borer som udvidelse af det eksisterende brøndmønster.

Olieproduktionen fra Halfdan feltet har været stigende siden produktionsstarten i 1999, og i 2005 oversteg produktionen fra Halfdan feltet for første gang olieproduktionen fra Dan feltet, som hidtil har haft den største produktion på dansk område. Gasproduktionsraterne fra Sif og Igor forekomsterne er steget i forhold til opstartsåret i 2004.

I efteråret 2005 har operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, ansøgt om tilladelse til videre udbygning af den nordøstlige del af Halfdan feltet (Igor). Der planlægges etableret en ny ubemandet brøndhovedplatform, Halfdan HCA, med plads til ti borer placeret ca. 7 km nordøst for den eksisterende Halfdan HBA platform.

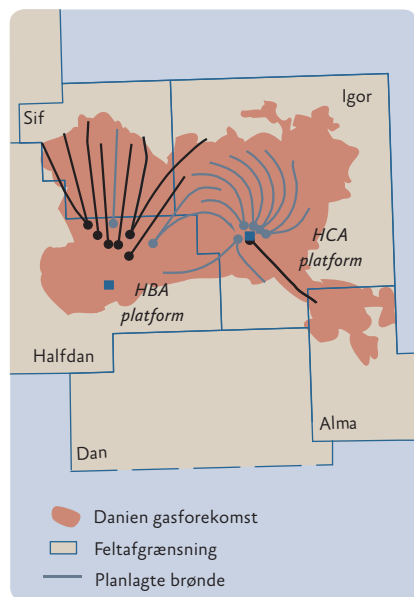
Det er planen, at produktionen efter separation i en væske og en gasfase på Halfdan HCA platformen skal føres gennem to nye rørledninger til Halfdan HBA platformen. De nye rørledninger tilsluttes en ny ubemandet stigrørsplatform, Halfdan HBB, som planlægges placeret på nordøstsiden af Halfdan HBA platform.

For at øge behandlings- og transportkapaciteten for produktionen fra Halfdan feltet planlægges det at etablere en ny 20" rørledning for transport af olie og produceret vand mellem Halfdan HBB/HBA og Dan FG platformen på Dan feltet.

Planen indebærer desuden, at der etableres en ny beboelsesplatform, Halfdan HBC, med indkvartering for 80 personer. Platformen placeres på en position ca. 150 meter nordøst for den eksisterende platform, Halfdan HBA. De tre platforme Halfdan HBA, HBB og HBC planlægges forbundet med en bro.

Det planlagte udbygningskoncept er udtryk for en nyskabelse på dansk område, idet den indebærer, at en beboelsesplatform broforbindes med platforme, som planlægges designet og drevet efter Energistyrelsens regler for ubemandede platforme. Disse regler forudsætter sjældent forekommende bemanning. Beboelsesplatformen er således fortrinsvis planlagt til indkvartering af mandskab, som arbejder på selskabets øvrige platforme.

fig. 2.6 Udbygning i Halfdan området



Gasbrøndene på Halfdan er ved årsskiftet 2005/2006 blevet tilsluttet lavtryks-kompressionsanlægget på Tyra Vest. Udbygningsplanen fra efteråret 2005 omfatter desuden en udbygning af kapaciteten af lavtrykskompression på Tyra Vest. Kapacitetsudvidelsen muliggør tilslutning af alle de planlagte gasbrønde på Halfdan feltet til lavtrykskompressionsanlæggene samtidig med at tilslutningen af oliebrøndene på Tyra feltet samt brøndene på Harald, Roar, Tyra Sydøst og Valdemar felterne bibeholdes.

Den fremsendte plan medfører udførelse af syv nye borer, som primært vil producere gas fra Igor delen af Halfdan feltet. For at få længere brøndspor i reservoiret og ens afstand mellem brøndsporene er der planlagt et spiralføret brøndmønster, se figur 2.6. De samlede investeringer i forbindelse med udbygningen af gasforekomsten i Igor delen af Halfdan feltet er anslået til i alt ca. 3,7 mia. kr. i 2005 priser.

Harald og Lulita felterne

Et anlæg til behandling af vandproduktionen blev taget i brug i september 2005 på Harald platformen, hvorfra også Lulita feltet produceres.

Olieproduktionen fra Lulita feltet kunne derved øges fra ca. 300 tønder pr. dag til ca. 1.300 tønder pr. dag, idet produktionen fra feltet indtil da var begrænset af behandlingseffektiviteten.

Den øgede olieproduktion har medført en stigning i forholdet mellem de producerede mængder af gas og olie (gas/olie-forholdet) på omkring 50 pct., og en stigning i vandandelen af produktionen fra 46 til ca. 55 pct.

Nini feltet

Nini feltet blev fundet i 2000, og produktion fra feltet startede i 2003 fra en ubemandet satellit platform til Siri feltet. DONG E&P A/S er operatør på feltet.

Nini feltet er et sandstensfelt beliggende i Siri kanalen. Nini feltet har vist sig være opbygget af en række tilsyneladende adskilte sandlegemer. På basis af oplysninger fra de udførte borer er der identificeret potentiale for olieproduktion fra Ty formationen, som er beliggende lige over Kalken. En udbygningsplan for denne del af Nini feltet blev godkendt i starten af 2006.

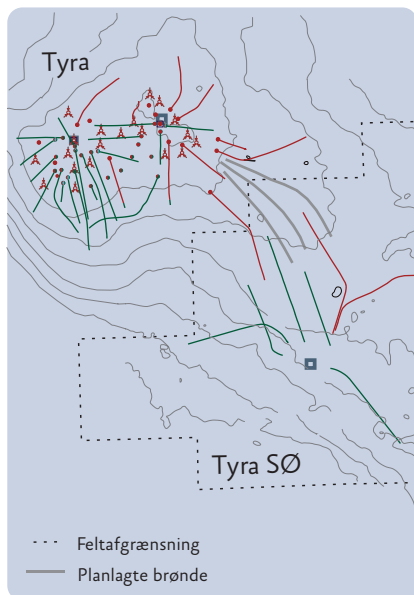
Olieproduktionen fra Nini feltet var i 2005 væsentligt lavere end forventet, hvilket overvejende skyldes en kraftigt stigende vandproduktion og mangel på trykstøtte. Operatøren har planlagt en række tiltag for at forbedre forholdene, og i begyndelse af 2006 er en brønd blevet konverteret til vandinjektion.

Tyra feltet

En udbygningsplan godkendt i 1999 indeholdt udførelsen af en række gasbrønde til Danien reservoiret. Brøndene skulle udføres efterhånden, som der opstod behov, og antal og placering skulle løbende optimeres på basis af indhentede erfaringer fra feltet.

I 2005 er planer for udførelse af yderligere fire borer i området mellem Tyra og Tyra Sydøst blevet modnet, og en boring, TEB-24, er blevet udført. Den udførte og de tre planlagte brønde er vist på figur 2.7.

fig. 2.7 Tyra- og Tyra SØ felterne



Oliebrøndene på Tyra feltet samt brøndene på Harald, Roar, Tyra Sydøst, Valdemar og gasbrøndene på Halfdan (Sif og Igor) er koblet til lavtryksskumpressoren på Tyra Vest. Dette sker for at muliggøre produktion med så lavt brøndhovedtryk som muligt. Senest er brøndene på Halfdan feltet blevet tilkoblet i begyndelsen af 2006.

Den ansøgte udvidelse af gasproduktionen fra Halfdan feltet (Igor) øger behovet for kapaciteten af lavtryksskumpression på Tyra feltet. Den ene kompressor på Tyra Vest planlægges derfor ombygget, idet anlæggets gasinjektionskompressor udskiftes med en lavtryksskumpressor.

I forbindelse med den videre udbygning af Valdemar feltet pågår en række tilslutningsarbejder på både Tyra Øst og Vest. På Tyra Øst vil kapaciteten af behandlingsanlægget for produktionsvand blive udvidet.

Valdemar feltet

I den nordlige del af Valdemar feltet, kaldet Nord Jens området, er der i 2005 installeret en ny ubemandet platform Valdemar AB med plads til ti brønde. Platformen er broforbundet til den eksisterende ubemandede platform Valdemar AA. En ny gasrørledning til Tyra Vest samt højspændingskablet mellem Tyra Vest og Valdemar AB er desuden blevet etableret i 2005.

Den første brønd ud af otte planlagte til Nedre Kridt reservoirer er påbegyndt i slutningen af 2005. Der er blevet produceret fra dette område siden 1993.

I den sydlige del af Valdemar feltet, kaldet Bo området, er der i 2005 godkendt etablering af en ny platform. Platformen, Valdemar BA, er en ubemandet platform af A typen med plads til ti brønde. Produktionen fra Valdemar BA vil blive ført til Roar feltet i en ny 16" flerfaserørledning. På havbunden ved Roar feltet vil rørledningen fra Valdemar BA blive tilsluttet gasrørledningen mellem Roar og Tyra Øst.

I første omgang planlægges der udført seks produktionsbrønde. Borearbejdet forventes at starte i slutningen af 2006, og produktion fra området forventes at starte i 2007.

Ny VVM for Mærsk Olie og Gas AS' aktiviteter

Mærsk Olie og Gas AS udarbejdede i 2005 en ny VVM redegørelse (Vurdering af Virkninger på Miljøet) dækkende DUC's aktivitetsområde i Nordsøen, se afsnittet *Miljø*.

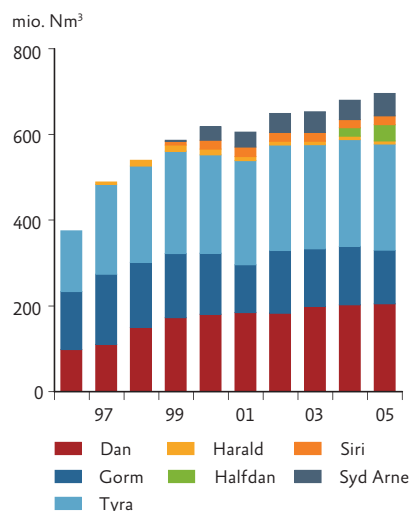
KOMMENDE FELTER

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

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

3. MILJØ

fig. 3.1 Brændstofforbrug



Indvinding af olie og gas fra danske havanlæg medfører en række udledninger til det omgivende miljø. Udledningerne består blandt andet af gasserne CO₂ og NO_x, der udledes til luften, og kemikalier og olierester, som udledes til havet.

UDLEDNINGER TIL LUFTEN

Udledninger af CO₂ og NO_x til luften kommer fra afbrænding af gas og olie. 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.

De afbrændte mængder reguleres via undergrundsloven. Udledningen af CO₂ reguleres i henhold til loven om CO₂-kvoter.

Gasafbrænding

Størrelsen af udledningen fra det enkelte anlæg eller felt afhænger af produktionens størrelse samt anlægstekniske og naturgivne forhold.

Forbruget af gas til brændstof på procesanlæggene og mængden af gas afbrændt uden nyttiggørelse gennem de seneste 10 år er vist på figurene 3.1 og 3.2. Afbrænding med nyttiggørelse, dvs. som brændstof, udgør omkring 3/4 af den totale afbrænding offshore.

Af figur 3.1 fremgår det, at der i perioden er sket en betydelig stigning i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg. Årsagen til dette er stigende produktion af olie og gas samt stadig ældre felter. Vandandelen i brøndenes produktion stiger efterhånden, som feltet ældes. Dette nødvendiggør et stigende behov for vandinjektion til trykvedligeholdelse samt løftegas, som injiceres i brøndene for at øge produktiviteten.

Forbruget af gas til brændstof forventes fortsat at stige som følge af det øgede kapacitetsbehov til vandinjektion og gaskompression.

Som det fremgår af figur 3.2, varierer afbrændingen uden nyttiggørelse fra år til år, blandt andet som følge af indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. I 2005 var afbrændingen uden nyttiggørelse 185 mio. Nm³, hvilket er betydeligt lavere end i de nærmeste foregående år og den laveste mængde siden 1998.

Fra 2004 til 2005 er den samlede mængde af afbrændt gas faldet med ca. 77 mio. Nm³ svarende til et fald på ca. 29 pct.

Den væsentligste del af faldet fra 2004 til 2005 skyldes et fald i gasafbrændingen på Siri platformen, hvor afbrændingen uden nyttiggørelse er faldet fra 65 mio. Nm³ i 2004 til 15 mio. Nm³ i 2005. Den store afbrænding i 2003 og 2004 på Siri platformen skyldes en forsinkelse af en ombygning af procesanlægget i forbindelse med indfasning af de nye felter Nini og Cecilie. Afbrændingen i 2005 på Siri er af samme størrelse som i årene før indfasning af disse felter.

På DUC's anlæg har der i 2005 været en mindre stigning i brændstofforbruget på ca. 7 mio. Nm³ i forhold til 2004. Afbrændingen uden nyttiggørelse i 2005 på DUC's felter var 156 mio. Nm³, som er det laveste niveau for afbrændingen siden 1995. I

fig. 3.2 Gasafbrænding uden nyttiggørelse

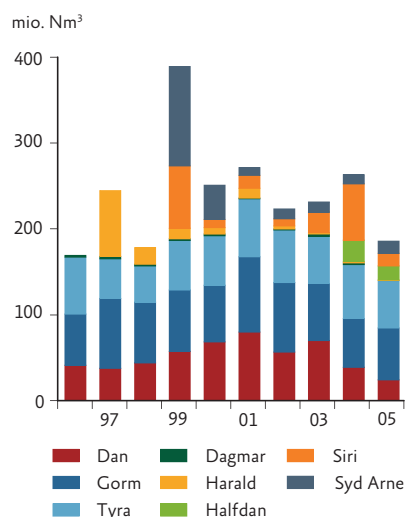
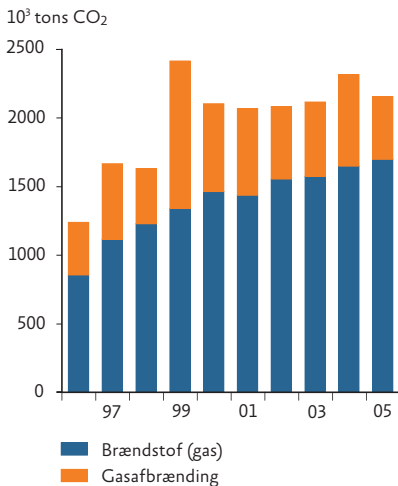


fig. 3.3 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



forhold til 2004 er afbrændingen i 2005 reduceret med 30 mio. Nm³ svarende til et fald på ca. 16 pct.

På Syd Arne platformen er brændstofforbruget steget fra 45 mio. Nm³ i 2004 til 52 mio. Nm³ i 2005, mens afbrændingen uden nyttiggørelse er steget fra 11 mio. Nm³ i 2004 til 14 mio. Nm³ i 2005. Tallene for 2005 udviser ikke nogen signifikant stigning i forhold til tidligere år.

CO₂-udledning

Afbrænding af gas på offshoreanlæg medfører CO₂-udledning til atmosfæren. Størrelsen af udledningen er primært afhængig af gasmængdens energiindhold, men ikke af måden afbrændingen finder sted (med eller uden nyttiggørelse).

Udviklingen i CO₂-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1996 er vist på figur 3.3. Det ses, at den samlede udledning i 2005 udgjorde ca. 2,1 mio. tons CO₂. Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med ca. 4 pct. af den samlede CO₂-udledning i Danmark.

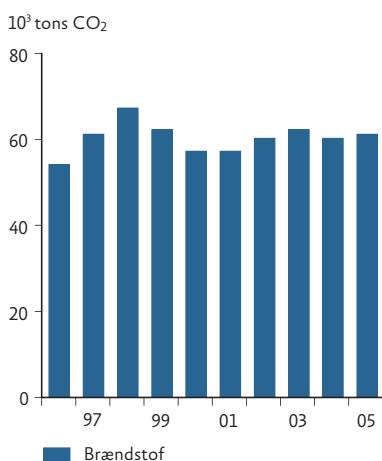
På figur 3.4 ses de sidste 10 års CO₂-udledning fra afbrænding af gas til brændstof i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse.

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.

Den generelle stigning skyldes blandt andet, at felternes gennemsnitlige alder er steget. Naturgivne forhold medfører, at energiforbruget pr. produceret t.o.e. stiger gennem et felts levetid. Blandt andet stiger vandproduktionen gennem et felts levetid. Dette medfører et stigende behov for vandinjektion til trykvedligeholdelse samt injektion af løftegas. Begge dele er energikrævende.

På figur 3.5 ses det, at udviklingen i CO₂-udledning fra gasafbrænding uden nyttiggørelse i forhold til produktionens størrelse har udvist en generelt faldende tendens siden begyndelsen af 1990'erne. Der har været flere undtagelser, blandt andet årene 1997, 1999 og 2004, hvor opstart af nye felter og af nye behandlingsanlæg har medført ekstraordinært store afbrændinger. Afbrændingen er faldet markant fra 2004 til 2005.

fig. 3.4 CO₂-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



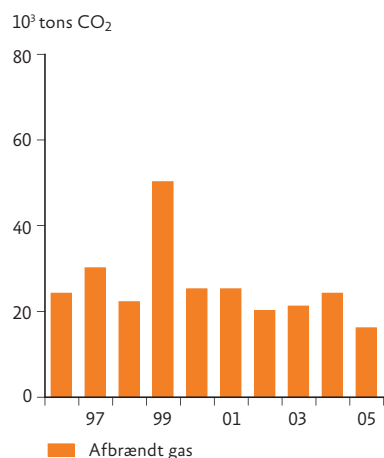
I bilag A findes en opgørelse over det årlige gasforbrug til brændstof på de enkelte produktionscentre, den årlige gasafbrænding uden nyttiggørelse samt den beregnede CO₂-udledning.

Den europæiske CO₂-kvoteordning

Pr. 1. januar 2005 var 377 produktionsenheder i Danmark omfattet af CO₂-kvoteordningen, heraf var syv i offshoresektoren, se boks 3.1.

I 2005 har produktionsenheder haft pligt til blandt andet at overvåge og måle CO₂-udledningen fra produktionsenheden. Overvågning og måling beskrives i en overvågningsplan, som produktionsenheden har fået godkendt sammen med udledningstilladelsen.

fig. 3.5 CO₂-udledning fra gasafbrænding pr. mio. t.o.e.



Senest 31. marts 2006 skal CO₂-udledningen fra hver produktionsenhed opgøres for 2005 og indberettes til Energistyrelsen og til Kvoteregisteret. Senest 30. april 2006 skal hver produktionsenhed aflevere kvoter svarende til CO₂-udledningen i 2005.

Hver produktionsenhed fik i oktober 2004 udmeldt, hvor mange gratis kvoter der kunne forventes tildelt. For blandt andet offshoreanlæg tildeles der kvoter svarende til den gennemsnitlige udledning i perioden 1998 - 2002 eller svarende til udledningen i 2002, hvis den er højere. I 2002 udledte offshoresektoren 2,1 mio. ton CO₂, og for perioden 2005 - 2007 har offshoresektoren fået tildelt gennemsnitligt 2,2 mio. kvoter per år.

Kapacitet til energiproduktion, som er installeret senere, kan gives yderligere kvoter. Der er blandt andet givet kvoter til nye anlæg på Dan FG. Kvoterne er omsættelige og kan handles på det europæiske kvotemarked.

I CO₂-kvoteloven er tildelingskriterierne for gratis kvoter for første periode, 2005 - 2007, fastlagt. For den efterfølgende periode, 2008 - 2012, skal regeringen den 30. juni 2006 indsende en allokeringsplan til EU-Kommissionen, som beskriver tildelingens størrelse og kriterierne for tildelingen af gratis kvoter.

Yderligere materiale om kvoteordningen findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

boks 3.1 Kvoteordning for CO₂-udledning

Fra 1. januar 2005 er den energitunge industri, inklusive offshore sektoren, sammen med en betydelig del af energisektoren omfattet af en kvoteordning for CO₂-udledning. Ordningen omfatter alle 25 medlemslande i EU med samlet flere end 10.000 produktionsenheder.

CO₂-kvoteordningen er hovedhjørnestenen i den danske klimastrategi for at indfri Danmarks internationale forpligtelser under Kyoto Protokollen.

Pr. 1. januar 2005 var 377 produktionsenheder i Danmark omfattet, heraf var syv i offshoresektoren. En produktionsenhed er en teknisk enhed, der består af et eller flere anlæg, beliggende på samme lokalitet.

Produktionsenheder til indvinding af olie og gas er omfattet, hvis den samlede indfyrede effekt på anlæg til energiproduktion er på 20 MW eller derover. Såvel produktion af energi til brug ved indvindingen af olie og gas, som afbrænding af kulbrinter (flaring) uden nyttiggørelse er omfattet på sådanne produktionsenheder.

HANDLINGSPLAN FOR BESKYTTELSE AF HAVMILJØ

I december 2005 offentliggjorde miljøministeren en handlingsplan for beskyttelse af miljøet i forbindelse med olie- og gasoperatørernes aktiviteter i den danske del af Nordsøen. Formålet med handlingsplanen er, at miljøpåvirkningerne fra produktion og den forudgående efterforskning efter olie og naturgas fortsat holdes inden for de grænser, der er afstukket gennem den internationale og den nationale regulering. Fakta om handlingsplanen findes på Miljøministeriets hjemmeside, www.mim.dk.

I OSPAR inddeles kemikalier i fire grupper: sorte, røde, gule og grønne. Farvekoderne på kemikalierne fortæller om deres miljøfarlighed. Sorte er de værste, mens grønne er de bedste, idet de kun udgør en lille eller ingen risiko for miljøet.

Handlingsplanen skal i øvrigt medvirke til, at de i OSPAR¹ og andre internationale organer vedtagne målsætninger og beslutninger føres ud i livet hurtigst muligt inden for de vedtagne tidsfrister. Offshore handlingsplanen vil blive evalueret i foråret 2007.

Handlingsplanen omfatter følgende elementer og krav:

Kemikalier

Operatørerne på olie-gasanlæg skal senest med udgangen af 2005 have stoppet udledning af alle sorte kemikalier, se boks 3.2. Operatørerne skal desuden løbende udskifte kemikalier med henblik på at udledning af såkaldte røde kemikalier ophører senest med udgangen af 2008, hvor det er realistisk muligt, og hvor anvendelsen af alternative kemikalier vil være en miljømæssig fordel samlet set.

Olieudledninger

Operatørerne skal fra 1. januar 2006 overholde en grænseværdi for olie i udledt produktionsvand på 30 mg pr. liter.

Operatørerne skal løbende arbejde på, at nedbringe koncentrationen af olie i udledt produktionsvand mest muligt. Myndigheder og operatørerne skal sammen udarbejde en redegørelse om mulighederne for yderligere injektion af produktionsvand i undergrunden og andre muligheder for reduktion af udledningerne af olie med produktionsvand.

Luftemissioner

Ud over den danske kvoteordning for CO₂-udledning er Miljøstyrelsen ved at forberede en rapport om NO_x-reduktioner og omkostninger herved. Rapporten vil omhandle alle sektorer og forventes offentliggjort i foråret 2006.

Baggrunden er et EU direktiv om nationale emissionslofter for visse luftforurenende stoffer (NEC direktiv 2001/81/EC). For offshoresektoren er der nedsat en arbejdsgruppe bestående af Miljøstyrelsen, Energistyrelsen og den danske operatørforening, NSOC-D.

Miljøledelse og miljørapportering

Operatørerne indfører i 2006 miljøledelse med et certificerbart system eller anden lignende ordning. Operatørerne skal fra året 2006 udarbejde en årlig miljørapport, som gøres offentlig tilgængelig. Rapporten redegør for miljøpåvirkninger som følge af olie- og gasproduktionen, herunder udledning af stoffer til hav og atmosfære.

Tilsyn og beredskab

Operatørerne gennemfører med start i 2006 en årlig certificering af offshore laboratorier til vandprøveanalyser m.v. Miljøstyrelsens tilsyn med operatørernes påvirkning af havmiljøet vil blive synliggjort gennem en årlig tilsynsrapport, der offentliggøres på Miljøstyrelsens hjemmeside.

NY VVM FOR MÆRSK OLIE OG GAS AS' AKTIVITETER

Mærsk Olie og Gas AS udarbejdede i 2005 en ny VVM redegørelse (Vurdering af Virkninger på Miljøet) dækkende DUC's aktivitetsområde i Nordsøen. VVM'en dækker udbygninger med op til 151 nye brønde i perioden 2006 til 2010 i de områder vest for 6° 15' i Nordsøen, hvor Mærsk Olie og Gas AS er operatør. VVM'en var i offentlig høring i perioden 19. august til 17. oktober 2005 og vil danne grundlag for kommende

1) OSPAR: Oslo-Paris havmiljøkonventionen for Nordøstatlantens inkl. Nordsøen

godkendelser af udbygninger. VVM redegørelsen findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

AFTALE OM NATURMONITERINGSPROGRAM

I februar 2005 blev der indgået en aftale mellem Skov- og Naturstyrelsen og Mærsk Olie og Gas AS vedrørende et miljømonitoringsprogram for DUC's aktivitetsområde i Nordsøen. Formålet med monitoringsprogrammet er at forbedre datagrundlag om de biologiske forhold i Nordsøen. Programmet omfatter blandt andet kortlægning af fugle og havpattedyr i et repræsentativt område omkring de faste anlæg, vurdering af støjpåvirkninger på marsvin i forbindelse med boreaktiviteter og dokumentation af havbundsforhold i forbindelse med udbygning af faciliteter eller placering af rørledninger.

4. SIKKERHED OG SUNDHED



Selskaber, som efterforsker og indvinder olie og gas i Nordsøen, har ansvaret for, at sikkerheds- og sundhedsrisici ved aktiviteterne er nedbragt så meget som praktisk muligt (ALARP).

Energistyrelsen er tilsynsmyndighed for sikkerhed og sundhed i forbindelse med efterforskning, produktion og transport af kulbrinter i den danske del af Nordsøen.

NY OFFSHORESikkerhedslov

En ny lov om sikkerhed m.v. på offshoreanlæg blev vedtaget den 15. december 2005 og afløser havanlægsloven fra 1981. Offshoresikkerhedsloven træder i kraft den 1. juli 2006.

Behovet for en ny lov blev klart i 2003-2004 i forbindelse med en gennemgang af den eksisterende lovgivning med henblik på en regelforenklning i overensstemmelse med regeringens handlingsplan.

Forholdene i offshoresektoren i dag er karakteriseret ved en veletableret erhvervssektor, en udbygget infrastruktur og mere end 20 års erfaring. Den nye lov indeholder rammer for reguleringen af en offshoresektor, hvor der fortsat må forventes en udbygning af infrastrukturen, men hvor automatisering, effektivisering og vedligeholdelse samt levetidsforlængelse og demontering af anlæg samtidig vil komme mere i fokus.

Loven regulerer som hidtil sikkerhed og sundhed offshore, hvilket omfatter anlæggenes sikkerhed og stabilitet samt de ansattes arbejdsmiljø og sikkerhed.

Reguleringen omfatter projektering, bygning, installation, drift, vedligeholdelse, større ændringer samt demontering af offshoreanlæg. På Energistyrelsen hjemmeside, www.ens.dk, findes blandt andet en gennemgang af principperne, som lovgivningen er baseret på.

Væsentlige ændringer i den nye offshoresikkerhedslov

I den ny offshoresikkerhedslov er der sket en række ændringer i forhold til havanlægsloven fra 1981. Nedenfor er de væsentligste angivet.

Offshoresikkerhedsloven omfatter ikke længere beskyttelse af havmiljøet. Beskyttelse af havmiljøet reguleres nu alene i havmiljøloven, der hører under Miljøministeriets ressort. Via et samarbejde mellem Energistyrelsen og Miljøstyrelsen sikres fortsat, at hensyn til sikkerhed, sundhed og beskyttelse af havmiljøet varetages ud fra en helhedsbetragtning.

Virksomhederne skal etablere et ledelsessystem for sikkerhed og sundhed både i forbindelse med projektering og drift samt ved demontering af offshoreanlæg. Lovens bestemmelser om dette er mere præcise end de tilsvarende bestemmelser om kontrolordninger i den eksisterende lovgivning. Der stilles krav om, at ledelsessystemet skal følge internationale standarder eller andre lignende ordninger. Disse krav understreger den øgede vægt på virksomhedernes egen kontrol med, at lovgivningen overholdes, som er et af lovens fundament.

Med offshoresikkerhedsloven lægges der ikke op til, at der for eksisterende offshoreanlæg skal ansøges om nye driftstilladelser. Eksisterende anlæg vil dog være underlagt

lovens generelle bestemmelser, herunder bestemmelserne om risikovurdering og risikonedbringelse.

I den nye lov er de gældende beredskabsbestemmelser præciseret. Beredskabsforpligtelsen omfatter som hidtil beredskabet til imødegåelse af brand og eksplosion, rednings-, evakuerings- og terrorberedskab samt et beredskab til at sikre forsyningen til samfundet med olie og naturgas i nødsituationer. Disse præciserede bestemmelser er en følge af ændringerne i beredskabsloven og den nationale beredskabsplan og bringer offshorevirksomhedernes forpligtelser i forhold til det civile beredskab på linie med forpligtelserne i naturgas- og elsektoren.

Endvidere opretholdes den nuværende Aktionskomite under et nyt navn, Beredskabskomiteen. Aktionskomiteen og den kommende Beredskabskomite bistår myndighederne med at samordne rednings- og bekæmpelsesforanstaltninger i tilfælde af større ulykker eller oliespild fra offshoreanlæg eller væsentlig fare herfor.

Bemandings- og organisationsplaner vil efter den nye lovgivning ikke længere være enkeltstående planer, der kræver særskilt godkendelse, men vil indgå som en del af sikkerheds- og sundhedsredegørelsen for det enkelte offshoreanlæg. Som konsekvens heraf indeholder loven ikke, som havanlægsloven, bestemmelser om et bemandingsnævn til behandling af klager over administrative afgørelser i bemandingssager. Efter offshoresikkerhedsloven kan afgørelser truffet af transport- og energiministeren eller af den myndighed, ministeren delegerer visse af sine beføjelser til, påklages til Energiklagenævnet.

Koordinationsudvalget vedrørende Havanlæg har udviklet sig til at være et tre-parts forum for myndighederne og arbejdsmarkedets parter i lighed med Arbejds miljørådet på land. Navnet er derfor i den nye lov ændret til Offshoresikkerhedsrådet, som bedre afspejler udvalgets primære opgaver i forbindelse med regeludstedelse. Opgaverne som Koordinationsudvalget har varetaget ændres i øvrigt ikke som følge af navneændringen.

FOKUSOMRÅDER I 2005

Energistyrelsens tilsynsindsats har også i 2005 været rettet mod en styrkelse af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på offshoreanlæggene.

Ved tilsynsbesøg har Energistyrelsen fokuseret på arbejdsmiljøforhold, herunder arbejdsskader og nærved hændelser for blandt andet at forebygge arbejdsulykker.

Energistyrelsen har ved tilsynsbesøg på anlæggene endvidere undersøgt om operatørerne følger sine planer for vedligehold af anlæg og udstyr. Styrelsen har især fokuseret på, om vedligehold af det sikkerhedskritiske udstyr gennemføres rettidigt. Sikkerhedskritisk udstyr er udstyr, der ved fejl kan medføre en alvorlig risiko for ulykke og indgår blandt andet i systemer til brand- og gasdetektion, til nedlukning og trykaflastning af procesanlæg samt til brandbekæmpelse, evakuering og sikkerhedsudstyr generelt.

Energistyrelsen har gennemgået samtlige registrerede gaslækager fra 2004 og 2005 ved tilsynsbesøg på anlæggene. Formålet har været, at operatøren rettede fokus på årsagerne til gaslækager for at forebygge disse.

Endvidere har tilsynet i 2005 fokuseret på håndtering af brøndkontrol og boringsrelateret sikkerhedsudstyr på boreplatforme, se boks 4.1.

Et væsentligt led i varetagelsen af tilsynet med boringsrelateret sikkerhed er det såkaldte "Well Control" udstyr. Dette udstyr bruges til at hindre, at tryk eller væskestrømme undslipper på ukontrolleret måde. Well Control udstyret på en boreplatform omfatter såvel højtryksventiler som det hjælpeudstyr, der skal anvendes for at betjene ventilerne samt andet udstyr, som under kritiske situationer er nødvendigt for at kunne styre tryk og væskestrømninger i boreriger. Well Control udstyret er underlagt et certificerings- og vedligeholdelsessystem.

Energistyrelsen har i 2004/2005 gennemført et målrettet tilsynsprojekt vedrørende Well Control udstyr. Formålet med projektet var at kontrollere Well Control udstyrets sikkerhedstilstand for alle boreplatforme i dansk sektor.

Energistyrelsen vurderede forholdene på baggrund af dokumentationsmateriale vedrørende certificerings- og vedligeholdelsesforhold for hver enkelt boreplatform. Der blev således i 2004 - 2005 gennemført Well Control tilsynsbesøg på borerigerne ENSCO 101, Mærsk Endeavour og Noble Byron Welliver.

Generelt kan det konkluderes, at virksomhederne efterlever de fastlagte systemer og procedurer. Observationer er blevet drøftet med virksomhederne, som er vendt tilbage med ændringer i deres procedurer.

Projektet blev afsluttet i 2005 med en rapport, som kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Tilsynsbesøg på anlæg

Der er i 2005 gennemført 29 tilsynsbesøg offshore, en række tilsynsbesøg og audits på land samt besøg på boreplatforme i udlandet. Tilsynsbesøg på faste produktionsanlæg, indkvarteringsenheder og boreplatforme foretages med jævne intervaller og når det i øvrigt skønnes nødvendigt.

På Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, findes en oversigt over samtlige tilsynsbesøg i 2005. På hjemmesiden er der desuden oplysninger om de faste anlæg i den danske del af Nordsøen og en oversigt over flytbare anlæg på dansk område i 2005.

Opfølgning på brugerundersøgelse

I 2004 gennemførte Energistyrelsen en undersøgelse af brugernes oplevelse af Energistyrelsens tilsyn og informationsformidling. På baggrund af denne undersøgelse har Energistyrelsen iværksat nogle konkrete tiltag til forbedring af styrelsens dialog med brugerne offshore.

Det drejer sig om øget information om nye regler ved styrelsens tilsynsbesøg offshore. Informationen gives gennem trykte eksemplarer af regler, vejledninger m.v. og ved, at operatørerne sørger for, at de ansatte gives elektronisk adgang til styrelsens bekendtgørelser, vejledninger, årsrapport m.v. Samtidig bliver der i forbindelse med orientingsmøder for anlæggets ansatte ved styrelsens tilsynsbesøg offshore informeret om nye regler og vejledninger.

Energistyrelsen har endvidere tilbudt, at tilsynsbesøgenes afsluttende møde, hvor resultatet af tilsynsbesøget fremlægges, kan gøres åbent for alle anlæggets ansatte.

Derudover vil Energistyrelsen udarbejde en informationsfolder, der beskriver styrelsens tilsyn med offshore området samt gældende regler. Folderen vil blive udarbejdet, når den nye offshoresikkerhedslov er trådt i kraft, da denne lov medfører ændringer i såvel regelgrundlaget som tilsynsmåden.

Støj og vibrationer

Der har i 2005 været fokus på støj og vibrationer, både offshore og på land.

Støj er skadeligt, og der er en voksende erkendelse af skadevirkningernes betydning. Der er derfor gennemført støjkampagner både i dansk og i europæisk sammenhæng i 2005.

På offshore anlæggene er der mange støjkilder, og det er vanskeligt helt at fjerne disse støjkilder. Derfor har Energistyrelsen i sit tilsyn med offshoreanlæggene undersøgt, hvorledes støjforhold indgår i for eksempel arbejdspladsvurderingen (APV).

Der er fastsat nye fælles europæiske regler om støj på arbejdspladsen. Der fastsættes grænseværdier samt øvre og nedre aktionsværdier for den daglige støjbelastning og for impulsstøj, se boks 4.2.

Reglerne findes i en ny støjbekendtgørelse med tilhørende vejledning, som er tilgængelig på Energistyrelsens hjemmeside.

Der har ikke tidligere været selvstændige regler for vibrationer, men i 2005 blev der indført fælles europæiske regler på dette område. Bekendtgørelsen kan ligeledes findes på Energistyrelsens hjemmeside.

boks 4.2 Grænseværdier og aktionsværdier for støj

Grænseværdier

Bekendtgørelsen angiver grænseværdier for den ansattes støjbelastning. De fastsatte grænseværdier må ikke overskrides. Der er fastsat en grænseværdi for den øjeblikkelige støjbelastning (impulsstøj) og en grænseværdi for den samlede støjbelastning over en 12 timers arbejdsdag. Ved vurdering af, om grænseværdierne er overskredet, tages der hensyn til den beskyttende effekt ved eventuel anvendelse af høreværn.

Aktionsværdier

Bekendtgørelsen har konkrete krav om, at støjen i et område skal søges reduceret, hvis støjniveauet er så højt (aktionsværdi), at ansatte risikerer høreskader eller andre lidelser, som kan fremkaldes af støjen. I forbindelse med aktionsværdierne tages der ikke hensyn til eventuel anvendelse af høreværn.

Hvis en øvre aktionsværdi overskrides, skal arbejdsgiveren blandt andet undersøge årsagen samt planlægge og træffe foranstaltninger til at fjerne støjbelastningen på de ansatte eller begrænse støjbelastningen mest muligt. Hvis en nedre aktionsværdi overskrides, skal arbejdsgiveren blandt andet oplyse de ansatte om risikoen for mulige høreskader og give instruktion i brug af høreværn.

tabel 4.1 Anmeldte ulykker opdelt på kategorier i 2005

Kategorier	Faste	Flytbare
Fald/snublen	9	6
Stoffer og materialer	1	0
Brug af teknisk hjælpemidler	10	1
El-ulykker	1	0
Håndtering af gods	3	1
Kran/løfteoperationer	1	2
Øvrige	2	0
I alt	27	10

tabel 4.2 Anmeldelser med forventet* fravær i 2005

Varighed	Faste	Flytbare
1-3 dage	0	2
4-14 dage	9	2
2-5 uger	14	5
Mere end 5 uger	3	1
Ikke oplyst	1	0
I alt	27	10

*) Fra 2006 indrapporteres også det faktiske fravær.

Reglerne i støj- og vibrationsbekendtgørelserne svarer til Arbejdstilsynets bestemmelser for virksomheder på land.

AUDIT AF KLASSIFIKATIONSSKABER

I efteråret 2005 igangsatte Energistyrelsen et projekt for at vurdere operatørernes brug af klassifikationselskaber.

Baggrunden for projektet var, at Energistyrelsen i 2003 gennemførte en audit af operatørselskabernes kontrolordninger for drift med det formål at vurdere, om selskaberne overholdt regler vedrørende egenkontrol. Certifikater fra klassifikationselskaber kan delvist erstatte egenkontrollen, og Energistyrelsen har derfor gennemført en audit for at vurdere, om de udstedte certifikater og den hertil hørende verifikation sikrer og dokumenterer, at anlæggene lever op til gældende love og forskrifter. Projektet blev afsluttet i begyndelsen af 2006. Resultatet af auditten har været, at for de gennemgåede projekter har brugen af klassifikationselskab været tilfredsstillende. Certifikaterne fra klassifikationselskabet har således fungeret som erstatning for dele af operatørernes egenkontrol efter hensigten med lovgivningen.

ARBEJDSKADER

Arbejdsskader er en samlet betegnelse for arbejdsulykker og arbejdsbetingede lidelser. Arbejdsskader, der sker offshore, skal anmeldes til Energistyrelsen. De nærvæd hændelser, som er nævnt i anmeldevejledningen, se afsnittet nedenfor om nærvæd hændelser, skal anmeldes til Energistyrelsen. På Energistyrelsens hjemmeside er der et link til anmeldevejledningen.

Arbejdsulykker

Forebyggelse af arbejdsulykker

For at forebygge arbejdsulykker er det vigtigt at forstå de bagvedliggende årsager til, at arbejdsulykkerne sker. Formålet med Energistyrelsens fokusering på anmeldte arbejdsulykker er blandt andet at fastholde sikkerhedsorganisationens indsats med til stadighed at søge disse årsager belyst. Energistyrelsen behandler og vurderer samtlige anmeldte arbejdsulykker på de berørte offshoreanlæg.

Anmeldte arbejdsulykker

Arbejdsulykker, der fører til uarbejdsdygtighed i mindst én dag udover tilskadekomstdagen, skal anmeldes. Anmeldelsen kan ske via blanket eller i det elektroniske anmeldesystem, EASY. Arbejdsgiveren har pligt til at anmelde ulykker, mens alle har ret til at indgive en anmeldelse.

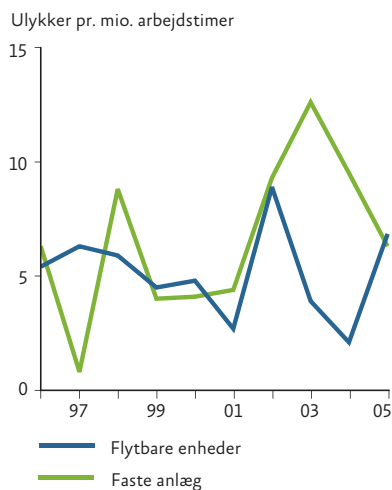
Energistyrelsen har i 2005 i alt modtaget 38 anmeldelser af arbejdsulykker. En af de anmeldte skader hører ind under Fødevaredirektoratets ressort. Der indgår således i alt 37 anmeldelser i nedenstående beregning af ulykkesfrekvensen, 27 på faste anlæg inkl. indkvarteringsenheder og ti på flytbare enheder.

Ulykkerne opdeles i kategorier, som angivet i tabel 4.1. Det forventede fravær fordelt på de anmeldte arbejdsulykker for både faste- og flytbare offshoreanlæg er angivet i tabel 4.2.

Ulykkesfrekvenser

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

fig. 4.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg



For de flytbare offshoreanlæg, herunder borerigge, rørledningsfartøjer og kranfartøjer er der i 2005 anmeldt ti arbejdsulykker, og der er leveret i alt 1,46 mio. arbejdstimer. Den beregnede ulykkesfrekvens i 2005 for flytbare offshoreanlæg er derved 6,9 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Antallet af anmeldte arbejdsulykker på faste offshoreanlæg og indkvarteringsenheder er 27 for 2005. Selskaber, som har opereret på dansk sektor i 2005, har oplyst, at der er leveret i alt 4,28 mio. arbejdstimer på de faste offshoreanlæg og de tilknyttede indkvarteringsenheder. Den beregnede ulykkesfrekvens for 2005 for de faste offshoreanlæg og indkvarteringsenheder er 6,3 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Ulykkesfrekvensen for såvel de faste som de flytbare anlæg ligger på niveau med de seneste 10 år, se figur 4.1.

Den samlede ulykkesfrekvens for flytbare og faste offshoreanlæg samt indkvarteringsenheder var 6,4 i 2005.

Ulykkesfrekvens i andre brancher

Reglerne for anmeldelse af arbejdsulykker er de samme på offshoreanlæg som for landvirksomheder. Ulykken skal anmeldes til Arbejdstilsynet, hvis den er sket på land, og til Energistyrelsen, hvis den er sket på et offshoreanlæg.

Petroleumstilsynet i Norge og Health and Safety Executive i Storbritannien beregner, ligesom Energistyrelsen, ulykkesfrekvenser offshore. Men på grund af forskellige anmeldelsesregler er det ikke muligt direkte at sammenligne ulykkesfrekvenserne.

For brancher på land i Danmark opgør Arbejdstilsynet anmeldte arbejdsulykker som antal ulykkesanmeldelser i forhold til arbejdsstyrken, dvs. antal beskæftigede.

Arbejdsulykke i boretårnet på Mærsk Endeavour

Den 26. marts 2005 skete der i boretårnet på boreriggen Mærsk Endeavour en arbejdsulykke, der var potentielt alvorlig.

Ulykken ramte den medarbejder, der håndterer borerørene under boreoperationer. Den ansatte arbejdede på en platform i ca. 30 meters højde over bore-dækket.

For at sikre medarbejderen mod nedstyrtning anvendes flere sikkerhedsliner. Under arbejdet blev én af disse liner fanget af nedadkørende, meget tungt, udstyr i boretårnet. Medarbejderen var meget tæt på at blive revet ned fra arbejdsområdet. Han fik skader forårsaget af det kraftige træk i sikkerhedslinen.

Undersøgelser af de bagvedliggende årsager til ulykken fik Energistyrelsen til at kræve øjeblikkelige forbedringer af sikkerhedsforholdene i boretårnet på Mærsk Endeavour.

For de øvrige borerigge på dansk område, hvor der kunne være tilsvarende forhold, har Energistyrelsen krævet reviderede sikkerhedsvurderinger og relevante ændringer.

tabel 4.3 Ulykkesfrekvens offshore og i andre
brancher 2004

Branche	Frekvens
Offshoreanlæg i 2004*	7,1
Offshoreanlæg i 2005*	6,4
Samtlige brancher på land i alt i 2004	9,8
Skibsværfter	35,7
Jord, beton og belægning	20,1
Murer-, snedker- og tømmerforretninger	14,2
Isolation og installation	15,2
Kemisk industri	12,0
Tunge råmaterialer og halvfabrikata**	12,6

*) Samlet ulykkesfrekvens for faste offshoreanlæg, indkvarteringsenheder og flytbare offshoreanlæg.

**) Tunge råmaterialer og halvfabrikata, dækker over mange brancher, men f. eks. udvinding af råolie og naturgas samt teknisk servicevirksomhed i forbindelse med olie- og gasudvinding er blot nogle få undergrupper indenfor branchen.

Arbejdstilsynet anvender en arbejdsstyrkestatistik, som er en opgørelse af antallet af personer, der har deres primære beskæftigelse i pågældende brancher i november måned i det pågældende år. Energistyrelsen anvender operatørernes og rig-ejernes indberettede opgørelse af arbejdstimer.

I tabel 4.3 er Energistyrelsens ulykkesfrekvenser og tal fra Arbejdstilsynets årsopgørelse 2004 angivet. I beregningen antages det, at der er 222 arbejdsdage om året, og der er 7,12 arbejdstimer pr. dag på land. Baseret på disse antagelser er der beregnet en ulykkesfrekvens på 9,8 for samtlige 50 branchekategorier på land.

Energistyrelsen har desuden foretaget en beregning af ulykkesfrekvensen for de brancher, der til dels ligner offshorebranchens arbejdspladser. De beregnede ulykkesfrekvenser for offshoreanlæg og for en række sammenlignelige brancher på land fremgår også af tabel 4.3.

Arbejdsbetingede lidelser

Ved en arbejdsbetinget lidelse forstås en sygdom eller lidelse, der er opstået efter længere tids påvirkning fra arbejdet eller de forhold, arbejdet foregår under, og som er anerkendt som sådan af Arbejdsskadestyrelsen. Energistyrelsen har i 2005 modtaget to anmeldelser af formodede arbejdsbetingede lidelser.

Den ene formodede arbejdsbetingede lidelse opstod i 2004 på et fast offshoreanlæg, men blev først anmeldt i 2005. En ansat fik efter længere tids arbejde med et teknisk hjælpemiddel skuldersmerter. Den anden formodede arbejdsbetingede lidelse kan henføres til arbejde med tunge løft og skub på et flytbart offshoreanlæg. Efter flere års arbejde med rørhåndtering, herunder tunge løft og skub med rør, fik en ansat tiltagende smerter fortrinsvis i skulderen.

Fejlmærkning af rør førte til arbejdsulykke

Den 6. december 2005 indtraf en hændelse på Dan FG, som medførte bevidstløshed hos en medarbejder.

Inden påbegyndelse af et sandblæsningsarbejde påførte medarbejderen sig friskluftudstyr men faldt straks bevidstløs om. En kollega i nærheden opdagede det og fjernede friskluftudstyret fra skadelidte, som trak vejret, men var bevidstløs 2 til 3 minutter. Skadelidte blev overført med helikopter til Esbjerg sygehus.

Undersøgelserne på stedet viste, at afmærkningen af nitrogen- og luftrørene lokalt var byttet om. Da friskluftudstyret blev tilsluttet det fejlmærkede rørsystem, fik skadelidte derfor nitrogen i stedet for luft.

Energistyrelsen har behandlet sagen, og selskabet har med baggrund i ulykken foretaget ændringer i procedurene for egenkontrol.

Nærved hændelser

Ved en nærved hændelse forstås en hændelse som umiddelbart kunne have ført til en ulykke med personskade eller en skade på offshoreanlægget. De hændelser, der skal anmeldes til Energistyrelsen, er nævnt i anmeldevejledningen, se nedenfor under Nye og ændrede regler. Anmeldevejledningen vil blive justeret i 2006 på baggrund af erfaringerne i 2005.

boks 4.3 Kategorier for gaslækager

Klasse I:
> 10 kg/sek. eller totalt mere end 100 kg

Klasse II:
1-10 kg/sek. eller totalt mere end 10 kg

Klasse III:
0,1-1 kg/sek. eller totalt mere end 1 kg

Energistyrelsen har i 2005 modtaget seks indberetninger om nærvæd hændelser.

To af nærvæd hændelserne skete på flytbare offshoreanlæg. I begge tilfælde faldt en del fra riggens top drive knap 30 meter ned på boregulvet. Der var ingen personskade. Operatørerne har gennemført undersøgelser af hændelserne.

I forbindelse med den tredje nærvæd hændelse løftede en kran en tung byrde på et flytbart offshoreanlæg. Kranen kunne ikke løfte byrden korrekt, og løfteoperationen blev stoppet. Kranen blev inspiceret, og operatøren udførte en undersøgelse af hændelsen.

De tre øvrige anmeldte nærvæd hændelser omhandler gaslækager, se nedenfor. For disse tre hændelser gennemførte operatøren en undersøgelse, og rapporterne er sendt til Energistyrelsen, som har vurderet rapporterne og ikke fundet anledning til yderligere opfølgning.

GASLÆKAGER

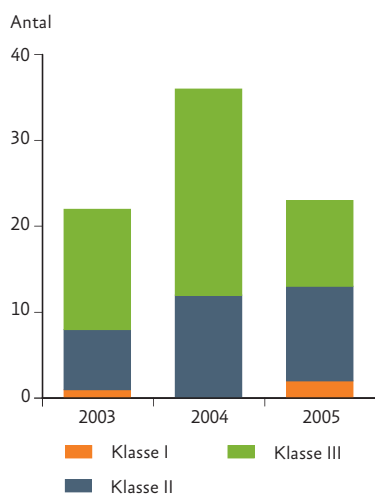
Gaslækager, også kaldet utilsigtede kulbrinteudslip, har været fokusområde for Energistyrelsens tilsyn både i 2004 og 2005. Afhængig af type og størrelse er gaslækager nu en anmeldningspligtig nærvæd hændelse for klasse I og II, se boks 4.3. Operatørerne har i 2005 på frivillig basis indberettet gaslækager for klasse III.

Udslippene er indberettet med angivelse af dato, type og størrelse af udslip og fordeles på de tre kategorier, se figur 4.2. Der er i 2005 indberettet i alt 23 gaslækager. Energistyrelsen har overfor operatørerne fulgt op på samtlige gaslækager i klasse I og klasse II.

Siri gasudslip

I forbindelse med en gaslækage på Siri platformen den 10. februar 2005 udstedte Energistyrelsen fem påbud til operatøren, DONG E&P A/S. Operatøren har efterfølgende fulgt op på påbudene og i den forbindelse er der blandt andet foretaget en revision af de interne procedurer. De fem påbud blev endelig afsluttet i forbindelse med et tilfredsstillende tilsynsbesøg på Siri feltet i juli 2005.

fig. 4.2 Utilsigtede kulbrintelækager



BEMANDING AF PLATFORME UDEN HELIKOPTERDÆK

I slutningen af 80'erne udvikledes konceptet med ubemandede platforme til udnyttelse af marginale felter. Platformene benævnes type A uden helikopterdæk og type B med helikopterdæk.

Kravene til sikkerhedssystemerne for type A platforme forudsætter, at bemanning forventes at være sjældent forekommende, samt at bemanningen kun vil finde sted i dagslys og under vejrforhold, der tillader sikker adgang til platformen med båd.

Ved valg af et type A koncept har operatøren således valgt en platform, hvor der må forventes at være vejrforhold, hvor det ikke er muligt at komme ombord på platformen via båd. Dette kan for eksempel medføre situationer, hvor det ikke er muligt at genopstarte efter en nedlukning med tab af produktion til følge. Med en type B platform med helikopterdæk er operatøren derimod stort set uafhængig af vejret i forbindelse med bemanningen.



STAR platform på Roar feltet

Idet bemanning af platformene forventedes at være sjældent forekommende, meddelte Energistyrelsen i 2002, at operatøren af et ubemandet anlæg skal begrænse antallet af besøg via båd til type A platforme mest muligt, og disse højst må besøges 30 gange pr. år under hensyntagen til bølgehøjden.

Denne ordning har med visse modifikationer været gældende i en periode frem til juni 2004. Med henblik på at overholde begrænsningerne i frekvens har det imidlertid vist sig, at hver tur til en ubemandet platform nødvendigvis må være effektiv med hensyn til afvikling af planlagte opgaver. Men dette har også medført, at der også under dårlige vejrforhold sendes så mange som muligt med på besøget, samt at turen forlænges så meget som muligt.

Med henblik på blandt andet at reducere antallet af personer ved hvert besøg til de ubemandede anlæg er Energistyrelsen og offshoreindustriens parter gennem Koordinationsudvalget for Havanlæg den 1. december 2005 blevet enige om en anden ordning for bådbemanning af ubemandede platforme. Baseret på erfaringerne i en forsøgsperiode fra juni 2004 til november 2005 indebærer den nye ordning et maksimalt antal besøg på 15 pr. år ved bølgehøjder over 1½ meter. I forbindelse med ordningen skal der blandt andet registreres antal besøg, antal personer og bølgehøjde.

Energistyrelsen vil ved tilsynsbesøg på offshoreanlæggene føre tilsyn med den nye ordning.

DEN EUROPÆISKE ARBEJDSMILJØUGE I 2005

Hvert år afholdes en Europæisk Arbejds miljøuge. Den arrangeres af Det Europæiske Arbejds miljøagentur og støttes af Europa-Kommissionen, Europa-Parlamentet, fagforeninger og arbejdsgiverforeninger. Arbejds miljøugen er en oplysningskampagne, som har til formål at skærpe bevidstheden om arbejdsmiljøproblemer og fremme aktiviteter, der gør Europa til et mere sikkert og sundt sted at arbejde.

Emnet for den Europæiske Arbejds miljøuge i 2005 var støj. Ifølge WHO er høretab forårsaget af støj "den mest almindelige, uhelbredelige erhvervs sygdom". Udover at kunne forårsage høretab, kan støj også være medvirkende årsag til ulykker, bidrage til arbejdsbetinget stress og i samspil med andre risikofaktorer på arbejdspladsen medføre andre lidelser.

Fra Danmark deltog Arbejdstilsynet, Energistyrelsen, Søfartsstyrelsen, Statens Luftfartsvæsen og arbejdsmarkedets parter.

INTERNATIONALT ARBEJDE

Energistyrelsen samarbejder med de andre Nordsølandes myndigheder på sikkerheds- og sundhedsområdet.

Samarbejdet sker dels multilateralt gennem NSOAF (North Sea Offshore Authorities Forum) og dels bilateralt med de enkelte myndigheder. Herudover samarbejdes med de vigtigste organisationer indenfor olie- og gasindustrien. Der kan findes yderligere information om det internationale arbejde på Energistyrelsens hjemmeside.

Samarbejdet i NSOAF, som blev dannet i 1992, har som formål at sikre løbende forbedring af sikkerhed og sundhed i offshoreaktiviteter i Nordsøen.

I 2005 tog NSOAF initiativ til et møde mellem myndighederne og offshoreindustrien om sikkerhed og sundhed. Mødet blev afholdt i november 2005 med stor deltagelse fra industrien. På mødet blev drøftet en række temaer, der var udvalgt som særligt vigtige, blandt andet integritet af offshoreanlæg, løfteudstyr, brøndkontrol, sikkerhedsuddannelser samt aldrende arbejdsstyrke.

På vej mod fælles standard for offshore uddannelser

NSOAF forventes i april 2006 at tiltræde et forslag udarbejdet af IADC (International Association of Drilling Contractors) vedrørende en fælles standard for det grundlæggende sikkerhedskursus, som kræves for at arbejde på en borerig. IADC's BOSIET kursus (Basic Offshore Safety and Introduction to Emergency Response Training) vil derefter være gyldigt i alle Nordsølandene, og derved gøre det lettere for borerigge og ansatte at krydse landegrænserne.

NSOAF har ligeledes et internationalt samarbejde med operatørerne med henblik på at opnå, at sikkerhedskurserne for de ansatte på faste installationer også opnår gensidig international anerkendelse.

NYE OG ÆNDRERE REGLER I 2005

En oversigt over samtlige gældende bekendtgørelser kan ses på Energistyrelsens hjemmeside.

Registrering og anmeldelse af arbejdsskader m.v.

Bekendtgørelse om registrering og anmeldelse af arbejdsskader m.v. på havanlæg trådte i kraft den 1. februar 2005.

Til bekendtgørelsen er udarbejdet en vejledning (anmeldevejledningen), som blandt andet indeholder en beskrivelse af, hvilke nærved hændelser der er anmeldeligt samt en beskrivelse af, hvilke oplysninger der skal opgives i forbindelse med anmeldelse af arbejdsskader.

Stoffer og materialer

Bekendtgørelse om leverandørers pligter i forbindelse med stoffer og materialer på havanlæg og bekendtgørelse om arbejde med stoffer og materialer trådte i kraft den 17. januar 2005.

De nye regler består primært af gennemførelsen af et EU direktiv om en grænseværdi for indhold af chromat i cement. Reglerne på land gælder nu også for leverandører af stoffer og materialer til brug på offshoreanlæg. På dette område føres tilsynet af Arbejdstilsynet. Energistyrelsen fører dog tilsynet, hvis der importeres kemikalier til brug på anlæggene udenom en dansk leverandør.

Inddragelse af sygefravær i vurderingen af sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold

Den 1. februar 2005 trådte nye regler i kraft for offshoreanlæg om inddragelse af sygefravær i arbejdspladsvurderingen (APV) samt i sikkerhedsorganisationens vurdering af arbejdsmiljøet. Tilsvarende regler for land trådte i kraft den 1. januar 2005.

Retssikkerhed ved anvendelse af tvangsindgreb og oplysningspligt

Lov om retssikkerhed ved forvaltningens anvendelse af tvangsindgreb og oplysningspligt trådte i kraft den 1. januar 2005 og indeholder en fastsættelse af en del principper, som var fastslået i praksis.

Loven opstiller konkrete regler, som forvaltningen er underlagt ved foretagelse af for eksempel tilsynsbesøg og regler om oplysningspligt.

Beskyttelse mod udsættelse for vibrationer

Der er 6. juli 2005 trådt regler i kraft til gennemførelse af et EU-direktiv. I reglerne fastsættes grænseværdier for hånd-arm vibrationer og helkropsvibrationer samt en såkaldt aktionsværdi. Reglerne svarer til reglerne på land.

Beskyttelse mod udsættelse for støj

I 2005 blev arbejdet igangsat med at erstatte støjreglerne fra 1999 med nye som følge af et EU-direktiv. Reglerne trådte i kraft 15. februar 2006 og indeholder, som reglerne om vibrationer, en grænseværdi og aktionsværdier samt bestemmelser om særlige forhold, man skal være opmærksom på ved risikovurderingen.

Lovbekendtgørelse om kontinentalsoklen

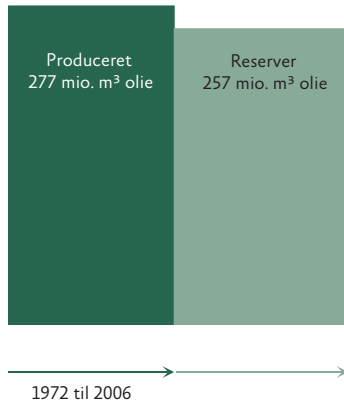
I 2005 blev lovbekendtgørelsen fra 1979 om kontinentalsoklen med senere ændringer samlet i en ny lovbekendtgørelse.

Design af faste havanlæg

I 2005 blev udsendt et nyt sæt retningslinier til erstatning af de hidtidige fra 1992. De er primært en opdatering som følge af ændringer i lovgivningen og internationale standarder. Retningslinierne er udarbejdet i samarbejde med operatørselskaber og arbejdstagerorganisationer i offshoreindustrien gennem Koordinationsudvalget vedrørende Havanlæg.

5. RESERVER

fig. 5.1 Producerede mængder og reserver



Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse af de danske olie- og gasreserver. Reserverne er pr. 1. januar 2006 opgjort til henholdsvis 257 mio. m³ olie og 122 mia. Nm³ gas.

Energistyrelsens nye opgørelse viser et fald i olie- og gasreserverne på henholdsvis 4 og 8 pct. i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 2005. Reduktionen af reserverne skyldes hovedsagelig produktionen i 2005, men faldet afspejler også den beskedne efterforskningsindsats i 2005.

Den forventede samlede indvinding af olie er i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med 11 mio. m³. Olieproduktionen i 2005 udgjorde 22 mio. m³, hvorfor faldet i oliereserverne er 11 mio. m³.

Der er pr. 1. januar 2006 produceret 277 mio. m³ olie, mens reserverne udgør 257 m³. Produktionen i perioden 1972- 2005 udgør således 52 pct. af den samlede forventede indvinding, se figur 5.1. Den danske olieproduktion har således netop passeret "halvejsmærket".

Den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne blandt andet som følge af 6. udbudsrunde forventes at tilføje opgørelsen yderligere reserver i fremtiden.

Udviklingen i oliereserverne for de sidste 10 år er vist på figur 5.2, og de aktuelle reserver er af samme størrelse som gennemsnittet for den viste periode. Det fremgår dog af figuren, at oliereserverne er faldet i de sidste 4 år.

Felternes gennemsnitlige forventede indvindingsgrad for olie er 24 pct., og dermed er forventningen steget 1 pct. point i forhold til sidste års opgørelse, se figur 5.2. Den gennemsnitlige indvindingsgrad er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder. Stigningen på 1 pct. point skyldes hovedsagelig en øget forventning til indvindingsgraden på felterne Halfdan og Tyra Sydøst.

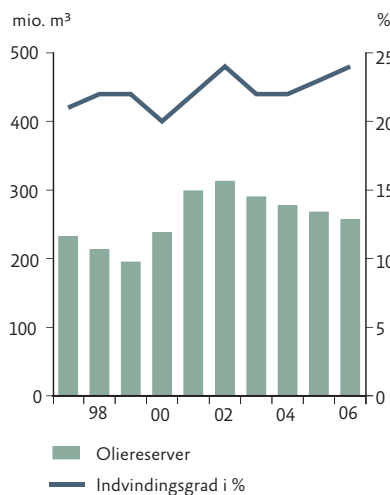
R/P-FORHOLD OG PRODUKTION

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

R/P-forholdet er 12 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse. Dette betyder, at en olieproduktion på 2005-niveau beregningsmæssigt vil kunne opretholdes i de næste 12 år. R/P-forholdet i den forrige opgørelse pr. 1. januar 2005 var også 12.

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 5.7 samt den tilhørende tekst om 20 års prognosen.

fig. 5.2 Oliereserver og indvindingsgrad



RESERVEOPGØRELSE

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

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

En beskrivelse af den systematik, som Energistyrelsen anvender ved udarbejdelse af reserveopgørelsen og produktionsprognoserne, er anført i boks 5.1.

boks 5.1 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 anlæg.

Planlagt indvinding

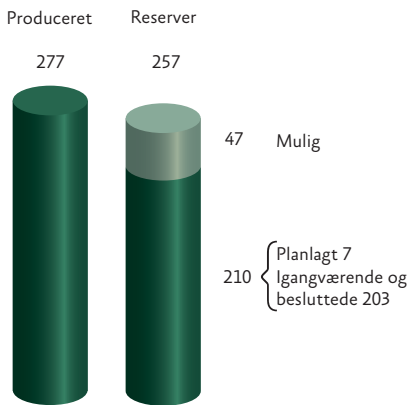
Planlagt indvinding omfatter projekter, som er beskrevet i en indvindingsplan, der er under behandling hos myndighederne. For fund, hvor der er afgivet en positiv kommercialitetserklæring, klassificeres de pågældende reserver ligeledes som planlagt indvinding.

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.

fig. 5.3 Olieindvinding, mio. m³



Få store bidragydere

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 62 pct. 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 75 pct. af de samlede danske oliereserver. De resterende 25 pct. af reserverne er opgjort for mere end 30 felter og fund.

I gennemsnit for samtlige danske felter og fund udgør den forventede indvindingsgrad ca. 24 pct. På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes opnået en gennemsnitlig indvindingsgrad på ca. 38 pct. med anvendelse af blandt andet injektion af vand og gas. I opgørelsen indgår imidlertid også bidrag fra de relativt store olieforekomster i Tyra og Tyra Sydøst felterne, som grundet særligt vanskelige indvindingsforhold har relativt lave indvindingsgrader.

Tabel 5.1 viser Energistyrelsens 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 reserveskøn for at illustrere den usikkerhed, som er forbundet med opgørelsen. Ved en vurdering af Danmarks samlede reserver er det ikke realistisk at forudsætte, at det lave eller det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det samlede reservepotentiale for et stort antal felter bør derfor baseres på de forventede skøn.

Det fremgår af figur 5.3, at de forventede oliereserver udgør mellem 210 og 257 mio. m³. Forskellen på de to tal svarer til de mulige reserver på 47 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 5.4, at de forventede gasreserver udgør mellem 93 og 122 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 pct., som forbruges eller afbrændes på platformene i forbindelse med produktionen.

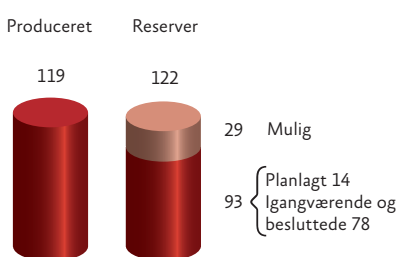
I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse fra januar 2005 er der foretaget en række ændringer. Disse ændringer skyldes yderligere produktionserfaringer samt nye modeller af visse af felterne som følge af ny viden.

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

Igangværende og besluttet indvinding

I reserveopgørelsen for januar 2005 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget bidrag for videre udbygning af Dagmar feltet og udbygning af Bo området på Valdemar feltet. Udbygningsplanerne for Dagmar og Valdemar blev godkendt i

fig. 5.4 Gasindvinding, mia. Nm³



Note: Tal afrundet

tabel 5.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 2006

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					Igangværende og besluttet				
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	1	0	0	0	Cecilie	0	-	-	-
Dagmar	1	0	0	1	Dagmar	0	0	0	0
Dan	81	34	64	109	Dan	21	3	7	14
Elly	-	1	1	1	Elly	-	4	4	4
Gorm	53	7	15	26	Gorm	7	1	1	2
Halfdan	24	32	75	137	Halfdan	7	5	13	22
Harald	7	1	1	1	Harald	18	3	5	7
Kraka	4	1	2	3	Kraka	1	1	1	2
Lulita	1	0	0	1	Lulita	0	0	0	1
Nini	2	0	1	2	Nini	0	-	-	-
Regnar	1	0	0	0	Regnar	0	0	0	0
Roar	2	0	0	1	Roar	13	1	4	6
Rolf	4	0	0	1	Rolf	0	0	0	0
Siri	9	1	2	5	Siri	0	-	-	-
Skjold	38	4	8	11	Skjold	3	0	1	1
Svend	6	1	1	2	Svend	1	0	0	0
Syd Arne	15	*	15	*	Syd Arne	4	*	6	*
Tyra	23	1	4	7	Tyra	40	17	21	24
Tyra Sydøst	2	1	1	2	Tyra Sydøst	3	3	7	11
Valdemar	3	6	9	13	Valdemar	1	4	7	11
Sub total	277	203			Sub total	119	78		
Planlagt					Planlagt				
Amalie	-	*	2	3	Amalie	-	*	3	5
Freja	-	1	1	2	Freja	-	0	0	0
Halfdan	-	2	4	6	Halfdan	-	6	11	17
Sub total		7			Sub total		14		
Mulig					Mulig				
Prod. felter	-	10	21	34	Prod. felter	-	7	12	21
Øvr. felter	-	0	1	2	Øvr. felter	-	0	0	0
Fund	-	16	26	38	Fund	-	8	17	31
Sub total		47			Sub total		29		
Total	277	257			Total	119	122		
Januar 2005	255	268			Januar 2005	109	132		

* ikke beregnet
Note: Tal afrundet

tabel 5.2 Olieproduktion, mio. m³

	2006	2007	2008	2009	2010
Igangværende og besluttet					
Adda	-	-	-	-	0,5
Alma	-	-	-	0,2	0,1
Boje området	-	-	-	-	-
Cecilie	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Dagmar	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Dan	6,0	5,3	4,8	4,4	3,9
Elly	-	-	-	0,1	0,1
Gorm	2,1	1,9	1,5	1,3	1,0
Halfdan	6,3	6,0	5,8	5,4	4,8
Harald	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Kraka	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Lulita	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Nini	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1
Regnar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Roar	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Rolf	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Siri	0,7	0,7	0,4	0,3	0,2
Skjold	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6
Svend	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Syd Arne	2,0	1,9	1,7	1,3	1,1
Tyra	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3
Tyra Sydøst	0,4	0,2	0,2	0,1	0,1
Valdemar	0,6	1,0	1,4	1,1	0,8
I alt	21,1	19,7	17,8	15,8	14,1
Planlagt	0,0	0,6	0,6	0,6	0,5
Planlagt forløb	21,2	20,4	18,4	16,4	14,6
Mulig	-	0,4	0,8	2,4	4,3
Muligt forløb	21,2	20,8	19,3	18,8	18,9

Note: Tal afrundet

henholdsvis august og september 2005, og indvindingen for disse udbygninger er derfor medtaget som igangværende og besluttet.

Indvindingen på Dan er opskrevet som følge af produktionserfaringer og yderligere udbygning af vestflanken af feltet ifølge en plan, der blev godkendt i marts 2006.

Planen er nærmere beskrevet i afsnittet *Udbygning og produktion*.

Indvindingen på Skjold feltet og Halfdan feltets sydlige del er opskrevet på grund af positive produktionserfaringer.

Reserverne på Syd Arne er justeret i henhold til de seneste planer for videre udbygning af feltet.

Planlagt indvinding

I september 2005 blev der indsendt en plan for indvinding af gas fra den nordøstlige del af Halfdan feltet (Igor). Planen er nærmere beskrevet i afsnittet *Udbygning og produktion*.

I januar 2006 blev der indsendt en plan for den sydvestlige del af Halfdan feltet omfattende yderligere borer til udvidelse af det eksisterende brøndmønster.

Ved redaktionens afslutning er planerne under behandling i styrelsen, og de tilhørende reserver er derfor medtaget under planlagt indvinding.

Mulig indvinding

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

På grundlag af reservoirberegninger og overordnede skøn for investeringer, driftsomkostninger og udvikling i olieprisen vurderes det, at der vil kunne indvindes yderligere oliemængder under anvendelse af vandinjektion i felterne Dan, Gorm, Halfdan, Syd Arne og Tyra Sydøst.

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale fra Bo området i Valdemar feltet.

Endelig er der medtaget fund, som er under vurdering.

PRODUKTIONSPROGNOSE

Energistyrelsen udarbejder på grundlag af reserveopgørelsen prognoser for produktion af olie og naturgas i de kommende 5 og 20 år. Prognoserne er baseret på samme systematik som reserveopgørelsen, og der medregnes projekter til og med kategorien mulig indvinding.

Prognosen inklusive planlagt indvinding betegnes det planlagte forløb, mens prognosen inklusive mulig indvinding benævnes det mulige forløb. Sammenhængen mellem reserveopgørelsen og prognoserne er illustreret ved figur 5.5a og 5.5b.

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

fig. 5.5a Reserveopgørelse for olie opdelt i planlagt og muligt forløb

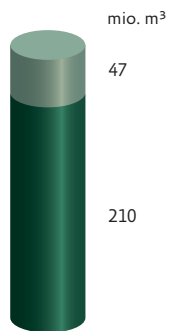
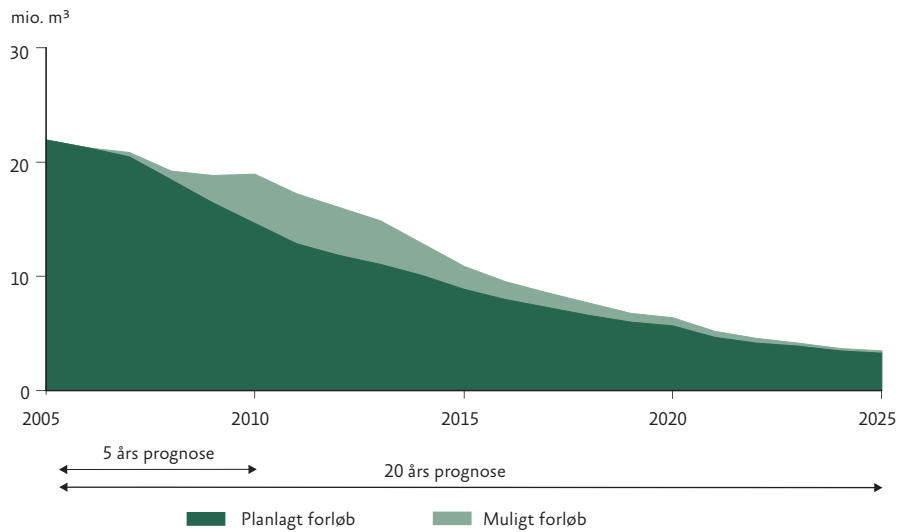


fig. 5.5b Produktionsprognoser for olie i perioden 2006-2025



5 års prognose

Den forventede olieproduktion for 5 års prognosen fremgår af tabel 5.2 og er illustreret på figur 5.5b.

For 2006 forventes olieproduktionen at blive 21,2 mio. m³ svarende til ca. 366.000 tønder olie pr. dag. I forhold til sidste års prognose for 2006 er det en opskrivning på 7 pct., som hovedsagelig skyldes en øget forventning til produktionen fra felterne Dan, Halfdan og Syd Arne.

Det planlagte forløb

I forhold til det planlagte forløb, som blev bragt sidste år, er den forventede produktion opskrevet i de fem år, som prognoseperioden dækker. Væsentlige ændringer af produktionsforventningerne omtales i det følgende.

På Halfdan er produktionen opskrevet i henhold til de seneste produktionserfaringer.

Den forventede produktion fra Siri og Syd Arne er justeret i henhold til produktionserfaringer og de seneste planer for videre udbygning af felterne.

Som følge af godkendelse af planen for Bo området på Valdemar feltet er den forventede produktion for udbygningen medtaget.

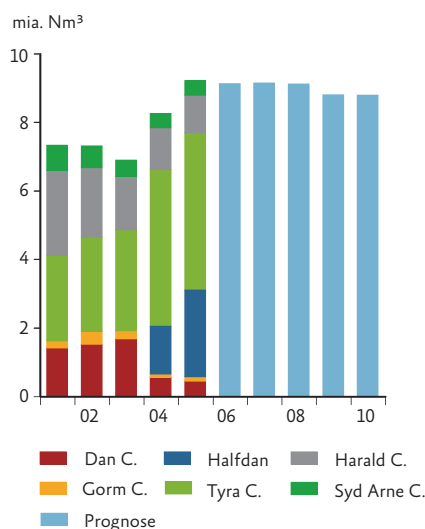
Forventningen til de øvrige felters produktion er stort set uændret i forhold til forrige år. Kategorien planlagt indvinding omfatter fremtidig udbygning af Freja og Halfdan.

Det mulige forløb

I tabel 5.2 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. 5.6 Produktion af naturgas fordelt på behandlingscentre og skønnet fremtidigt salg af naturgas



Prognosen for det mulige forløb har en aftagende tendens med en gennemsnitlig årlig olieproduktion i prognoseperioden på 19,8 mio. m³ svarende til ca. 341.000 tønder olie pr. dag.

Kategorien mulig indvinding omfatter fremtidig yderligere udbygning af felterne Dan, Gorm, Halfdan, Syd Arne, Tyra Sydøst og Valdemar samt udbygning af Hejre fundet.

I forhold til det mulige forløb, som blev bragt sidste år, er den forventede produktion opskrevet med i gennemsnit 3 pct. i prognoseperioden. Dette skyldes hovedsagelig en opskrivning af den forventede produktion på Dan, Halfdan og Syd Arne, samt at Hejre fundet er inkluderet i prognosen.

Forventningen til produktion af naturgas er vist på figur 5.6. I prognosen er medregnet naturgasproduktion som følge af nye eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra Vest via NOGAT ledningen til Holland. Yderligere kondensatproduktion som følge af den øgede gasproduktion til de nye kontrakter er medtaget i produktionsprognosen i tabel 5.2.

20 års prognose

En prognose, som dækker en periode på 20 år, er mest pålidelig først i perioden, og det ligger i prognosens metodik, at produktionen falder efter en kort årrække.

Det planlagte og mulige forløb

Prognosen for både det planlagte og mulige forløb er aftagende, se figur 5.5b. Produktionen for det mulige forløb forventes omkring 2015 at udgøre ca. 50 pct. af produktionen i 2005. Der forventes således et markant fald i olieproduktionen. Faldet i produktionen er ikke jævnt fordelt, idet der for perioden 2005 til 2010 forventes et fald i produktionen på ca. 3 mio. m³ olie, mens der for perioden 2010 til 2015 forventes et fald på ca. 8 mio. m³.

For perioden 2005 til 2010 forventes således et moderat fald i produktionsprognosen som følge af investeringer i videre udbygning af eksisterende felter samt udbygning af nye felter. I prognosen er ikke forudsat større udbygninger efter 2010, og derfor forventes et markant fald i olieproduktionen efter 2010.

Produktionsfaldet kan forventes opbremses af den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne blandt andet som følge af 6. runde.

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 Vest via NOGAT ledningen til Holland.

Energistyrelsens prognose for det mulige forløb er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC omfatter en samlet mængde på omkring 170 mia. Nm³ naturgas frem til år 2020. Desuden indgår der omkring 10 mia. Nm³ i det mulige forløb fra Syd Arne.

Selvforsyning

Energistyrelsen udarbejder prognoser for forbruget af olie og naturgas i Danmark, og baseret på styrelsens seneste prognose vil den samlede produktion af olie og naturgas i Danmark overstige forbruget til og med 2015.

Der er markant forskel på forløbet af prognoserne for forbrug og produktion omkring 2015. Forbrugsprognoserne har et svagt stigende forløb, mens produktionsprognoserne er stærkt aftagende, da der ikke på det tidspunkt er forudsat yderligere udbygning af kendte felter eller udbygning af nye fund.

Dog forventes den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne, se nedenfor om Ressourcer, at bidrage med yderligere produktion og dermed forlænge Danmark's selvforsyning med olie og naturgas.

I forhold til prognoserne i Energistrategi 2025, er der generelt foretaget mindre opskrivninger af produktionsprognoserne for olie og naturgas samt en mindre nedskrivning af forbrugsprognosen for olie, se boks 5.2. Forbrugsprognosen for naturgas er nedskrevet efter 2010 i forhold til prognosen i Energistrategi 2025 som følge af energispareaftalen af 10. juni 2005.

RESSOURCER

I styrelsens reserveopgørelse forudsættes det, at de opgjorte reserver kan indvindes med kendt teknologi. Endvidere medregnes kun reserver i ancorede strukturer, hvor der er påvist kulbrinter.

Som supplement til reserveopgørelsen er der i tidligere rapporter foretaget et skøn over de mængder, der vil kunne indvindes ved anvendelse af ny teknologi samt indvindingspotentialer i ikke-ancorede strukturer. Disse mængder benævnes i det følgende *ressourcer*. Det skal understreges, at et skøn over ressourcernes størrelse er behæftet med stor usikkerhed.

I rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2004" blev der estimeret et teknologibidrag for olie, som svarer til en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad med omkring 5 pct. point svarende til godt 100 mio. m³ olie.

Det skal understreges, at en antagelse om en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie med omkring 5 pct. point er baseret på en vurdering af den historiske udvikling, idet det ikke er muligt at forudse, hvilke nye teknikker der vil bidrage til yderligere produktion eller at estimere, hvor meget disse teknikker vil bidrage til produktionen.

Produktionsprognoser

Grundlaget for produktionsprognoserne for olie og naturgas i Energistrategi 2025 er reserveopgørelsen i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2004" suppleret med opgørelser over potentialet for teknologisk udvikling og efterforskning.

Forbrugsprognoser

Forbrugsprognoserne for olie og naturgas i Energistrategi 2025 er det såkaldte "basis scenarie", hvor der ikke er indregnet effekten af nye initiativer.

Selvforsyning med olie

Baseret på reserveopgørelsens prognose forventes Danmark at være selvforsynende med olie frem til 2015. Suppleret med potentialet for teknologisk udvikling og efterforskning vurderes selvforsyningen med olie at vare til efter 2025, hvis hele det estimerede potentiale realiseres.

Selvforsyning med naturgas

På grundlag af reserveopgørelsens prognose forventes Danmark at være selvforsynende med naturgas frem mod 2015. Teknologibidraget vurderes at være betydeligt mindre for naturgas end for olie, men afhængig af resultaterne fra efterforskningsaktiviteterne kan perioden med selvforsyning vise sig at blive forlænget.

Som supplement til sidste års reserveopgørelse blev der for gasfelter estimeret et teknologibidrag på omkring 10 mia. Nm³ gas.

Øget indvinding ved nye teknikker er nærmere beskrevet i afsnittet *Udbygning og produktion*.

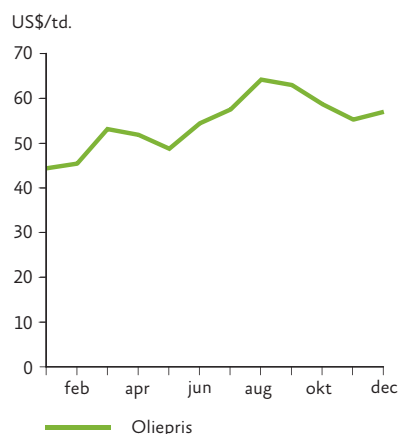
Det skal pointeres, at nye teknikker skal implementeres, mens felterne producerer, idet det som oftest ikke vil være økonomisk rentabelt at indføre ny teknologi, når et felt først er lukket. Dette indebærer, at der er et begrænset tidsrum til at indføre nye teknikker i, se boks 2.1.

I forbindelse med 6. udbudsrunde lavede Energistyrelsen en opgørelse over kulbrinte-ressourcerne i endnu ikke-anborede strukturer, det såkaldte efterforskningspotentiale.

Efterforskningspotentialet blev medio 2003 vurderet til 205 mio. m³ olie og 152 mia. Nm³ gas. Rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2003" indeholder en beskrivelse af opgørelsen og af den systematik, der er anvendt. Selve opgørelsen findes desuden på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

6. ØKONOMI

fig. 6.1 Olieprisens udvikling i 2005



Olie- og gasproduktionen har på mange måder afgørende betydning for den danske økonomi. Blandt andet har indvindingen af kulbrinter siden 1997 gjort Danmark selvforsynende med energi.

Produktionen har desuden en positiv effekt på samfundsøkonomien via statens skatteindtægter, på handels- og betalingsbalancen og på overskuddet fra olie- og gassektorens aktører.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Værdien af olie- og gasproduktionen bestemmes af tre faktorer; udviklingen i produktionen, den internationale råoliepris samt dollarkursen. Såvel olieprisen som dollarkursen er fastsat af udefra kommende faktorer.

Den gennemsnitlige oliepris i 2005 ved Brent-noteringen var 54,4 US\$ pr. tønde. Dette er en stigning på 42 pct. i forhold til 2004. Den gennemsnitlige dollarkurs var i 2005 på 6 kr. pr. US\$, hvilket svarer til niveauet fra 2004. Udviklingen i olieprisen i 2005 ses af figur 6.1. I boks 6.1. er olieprisens udvikling nærmere belyst.

Den højere oliepris har bevirket, at værdien af den danske olie- og gasproduktion i 2005 har fortsat stigningen fra de foregående år. Værdien af den danske olie- og gasproduktion kan i 2005 opgøres til 53,5 mia. kr., hvilket er en stigning på 37 pct. i forhold til året før. Værdistigningen er sket selvom produktionen af olie i 2005 faldt i forhold til 2004, og dollarkursen var uændret.

Ifølge de foreløbige skøn for 2005 fordeler produktionsværdien sig med ca. 44,9 mia. kr. på olieproduktion og 8,6 mia. kr. fra gasproduktion. I figur 2.1 i afsnittet *Udbygning og produktion* ses hvordan produktionen i 2005 fordeler sig på de ti producerende selskaber i Danmark.

Energistyrelsen udarbejder på baggrund af reserveopgørelsen en produktionsprognose for den fremtidige udvikling i produktionen, se *Udbygning og produktion*.

I bilag C findes en detaljeret oversigt over økonomiske nøgletal fra 1972 til 2005.

SELVFORSYNINGSGRADER

Den samlede produktion af olie, gas og vedvarende energi var i 2005 58 pct. større end det samlede energiforbrug. Dette er en stigning i forhold til året før, hvor produktionen oversteg forbruget med 53 pct. Hermed fortsætter den udvikling, hvor Danmark siden 1997 har været selvforsynende med energi.

Olie- og gasproduktionen var i 2005 41 pct. større end det samlede energiforbrug, hvilket er samme niveau som året før. Olie- og gasproduktionen var i 2005 122 pct. større end det samlede forbrug af olie og naturgas.

Tabel 6.1 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 det samlede danske forbrug af olie og gas og henholdsvis 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.

Olieprisens historiske udvikling

På baggrund af de seneste års stigninger kan olieprisen set med dagens øjne virke høj. Figur 6.2 viser den nominelle og den reale udvikling i olieprisen. I 2005 var den gennemsnitlige oliepris 327 kr. pr. tønde. Som det ses af figuren skal olieprisen i dag stige til over 574 kr. pr. tønde for at nå samme niveau som ved oliekrisen i 1981.

Spotmarkedet og futuremarkedet

Spotprisen er prisen for levering af olie i dag. Olie handles ikke kun fra dag til dag, men kan også købes på kontrakt til levering i fremtiden. Dette kaldes en future. Olieselskaberne har et ønske om at prissikre salget af deres olie, og en betydelig del af deres olie handles derfor på markedet for futures.

Den pris, som køber og sælger aftaler, at olien skal handles til i kontrakten, kaldes aftaleprisen, og prisen afspejler således købers og sælgers forventninger til prisen i fremtiden. Ligesom spotprisen bestemmes prisen på oliefutures også hovedsageligt af udbud og efterspørgsel.

Figur 6.3 viser udviklingen i spotprisen og prisen på forskellige futures på et givent tidspunkt i perioden 1996 til 2005. Figuren afspejler således markedets forventninger til olieprisen på forskellige tidspunkter i perioden 1996 til 2005.

Som det fremgår af figur 6.3, har der ved køb og salg af olie på futurekontrakter overvejende været forventninger til en aftagende oliepris, når spotprisen har været stigende over en længere periode. Omvendt fremgår det af figuren, at når spotprisen har været aftagende i en periode, forventer markedet en stigende oliepris.

fig. 6.2 Nominel og real udvikling i olieprisen 1972-2005

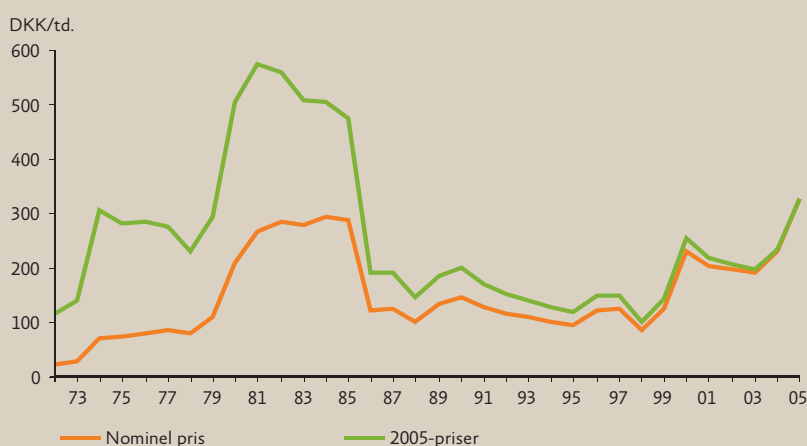
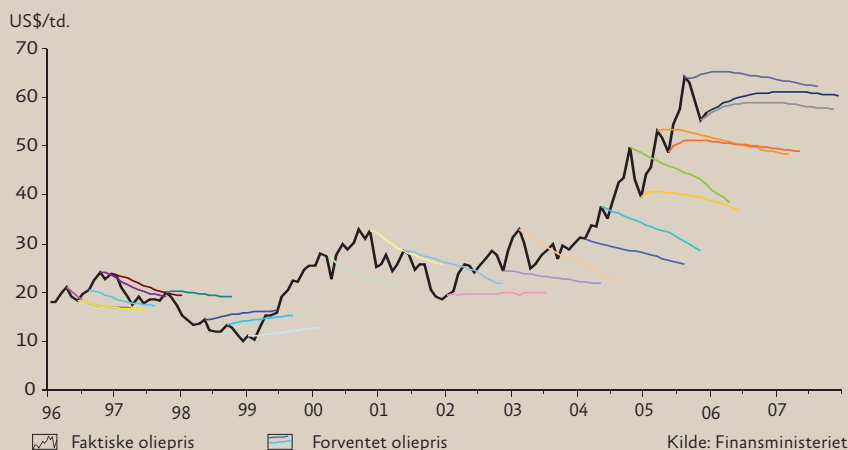


fig. 6.3 Faktisk og forventet oliepris 1996-2007



Kilde: Finansministeriet

Tabellen viser en stigning i forhold til de tilsvarende forløb opgjort i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2004". Stigningen skyldes primært, at forventningerne til energiforbruget er nedskrevet i forbindelse med udarbejdelse af Energistrategi 2025 i juni 2005. Produktionen af olie og gas forventes at aftage i perioden, se afsnittet *Udbygning og produktion*.

Som det fremgår af tabel 6.1 forventer Energistyrelsen, at Danmark også i de kommende 5 år vil være selvforsynende med energi. En nærmere vurdering af den fremtidige selvforsyningsgrad i forhold til olie og gas kan ses i afsnittet *Reserver*.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasproduktionen bidrager til, at Danmark er selvforsynende med energi samtidig med, at der er mulighed for eksport. Olie- og gasaktiviteterne har således en gavnlig effekt på handelsbalancen og på betalingsbalancens løbende poster.

Handelsbalancen for olie og naturgas

Med et overskud på handelsbalancen for olie og naturgas på 24,8 mia. kr. fortsætter Danmark i 2005 den uafbrudte udvikling fra 1995, hvor der for første gang var overskud på handlen med olie og gas. Overskuddet er i 2005 steget med 26 pct. fra 2004. Stigningen skyldes primært det relativt høje niveau for olieprisen.

Betalingsbalanceeffekten

Den overskydende produktion af olie og gas eksporteres og bidrager dermed positivt til betalingsbalancen.

Energistyrelsen udarbejder et skøn for olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster i de kommende 5 år på baggrund af egne prognoser for produktion, investeringer, drifts- og transportomkostninger. Dertil gøres en række antagelser om importindholdet, renteudgifter samt selskabernes overskud for kulbrinteaktiviteterne.

tabel 6.1 Selvforsyningsgrader

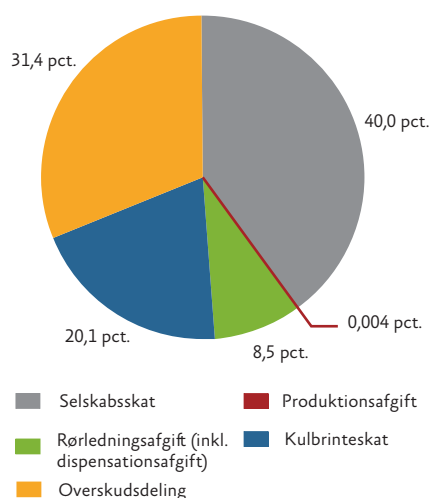
	2006	2007	2008	2009	2010
Produktion i PJ					
Råolie	768	755	700	681	685
Gas	390	399	409	403	411
Vedv. energi	140	140	144	137	139
Energiforbrug i PJ					
I alt	834	834	843	842	858
Selvforsyningsgrader i pct.					
A	216	214	201	187	186
B	139	138	132	129	128
C	156	155	149	145	144

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

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

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

fig. 6.4 Fordeling af statens indtægter i 2005



Beregninger udføres i år for fire olieprisforløb henholdsvis 35, 45, 60 og 80 US\$ pr. tønde og med en dollarkurs på 6,32 kr. pr. US\$. Formålet med at udføre beregninger for disse forskellige prisforløb er illustration af, hvor følsomme effekterne er overfor ændringer i olieprisen. En pris på 35 US\$ pr. tønde er tæt på det Internationale Energi Agenturs langsigtede forventning til olieprisen.

Værdien af de forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt for prisforløbet på 45 US\$ er vist i tabel 6.2. Nederst i tabellen vises endvidere den beregnede effekt på betalingsbalancens løbende poster for prisforløb på henholdsvis 35, 60 US\$ samt det høje prisforløb på 80 US\$.

Ved en oliepris på 45 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på 32 til 33 mia. kr. pr. år.

Statens indtægter

Staten modtager udbytte fra indvindingen af olie og naturgas i Nordsøen via direkte indtægter fra forskellige skatter og afgifter: *selskabsskat, kulbrinteskatt, produktionsafgift, olierørledningsafgift, dispensationsafgift og overskudsdeling.*

Derudover deltager DONG E&P A/S i dele af olie- og gasaktiviteterne, og herigennem opnår staten indirekte en indtægt. DONG E&P A/S er et datterselskab af Dong Energy, hvor staten ejer 73 pct. I 2005 blev der etableret en ny statslig enhed, Nordsøenheden, der administrerer Nordsøfonden. Nordsøfonden er statens deltager i nye tilladelser til efterforskning og produktion af olie og naturgas i Danmark, se faktaboks i afsnittet *Efterforskning.*

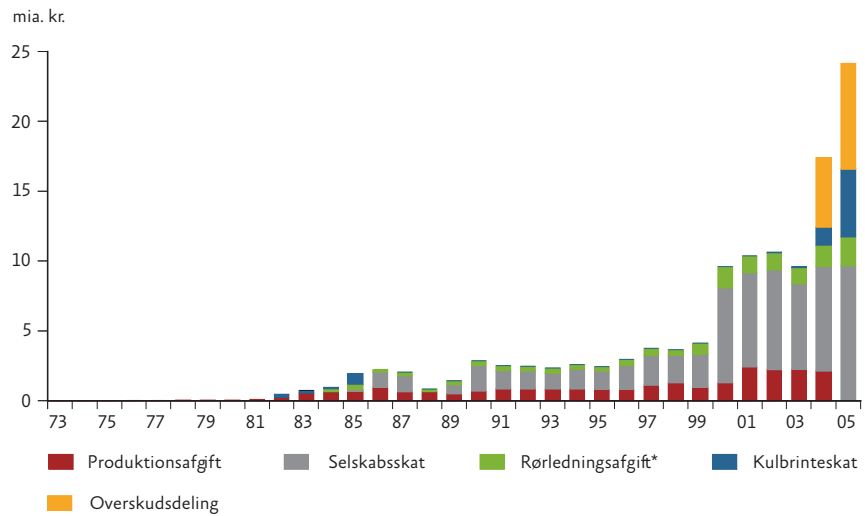
Størstedelen af statens indtægter kommer fra selskabsskatten. Figur 6.4 viser fordelingen af statens skatteindtægter i 2005. Statens samlede indtægter fra kulbrinteindvindingen i Nordsøen i perioden 1963 – 2005 beløber sig til 122,5 mia. kr. i 2005-priser. Til sammenligning var den akkumulerede produktionsværdi i perioden 410,5 mia. kr., mens den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 198,7 mia. kr.

Boks 6.2 indeholder en uddybning af grundlaget for statens indtægter fra skatter og afgifter på indvindingen af olie og gas. Desuden findes en oversigt over de økonomiske vilkår på www.ens.dk.

tabel 6.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr. 2005-priser, prisforløb 45 US\$/td.

	2006	2007	2008	2009	2010
Produktionsværdi	46	45	43	42	42
Importindhold	4	4	4	3	3
Vare- og tjenestebalancen	42	41	39	39	39
Renter og Udbytter	8	8	7	7	6
Betalingsbal. løbende poster	33	33	32	32	33
Betalingsbal. løbende poster, prisforløb 35US\$/td.	25	25	24	25	28
Betalingsbal. løbende poster, prisforløb 60US\$/td.	43	43	41	41	43
Betalingsbal. løbende poster, prisforløb 80US\$/td.	57	56	53	53	55

fig. 6.5 Udviklingen i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2005, mia. kr., 2005-priser



* Inkl. dispensationsafgift

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Figur 6.5 viser udviklingen siden 1972 i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter. Tabel 6.3 viser udviklingen i statens indtægter de seneste 5 år.

Med omlægningen af skattesystemet i forbindelse med indgåelse af aftalen af den 29. september 2003 mellem regeringen og A.P. Møller-Mærsk (Nordsøaftalen) blev fradragmulighederne ændret, således at indbetalingen af kulbrinteskatt øges, og progressiviteten skærpes. Det vil sige, at jo større overskud selskaberne skaber, jo større andel betales i skat. En højere oliepris medfører således øgede indtægter til staten.

Skatteministeriet skønner for de kommende fem år og med et olieprisforløb på 35 US\$ pr. tønde, at statens samlede indtægter vil være omkring 16 mia. kr. pr. år fra 2006 til 2010. Et olieprisforløb på 80 US\$ skønnes at medføre indtægter til staten på ca. 47 mia. kr. pr. år, jf. tabel 6.4. Grunden til at indtægterne ventes at stabilisere sig i de forskellige forløb er, at reduktionen i de oparbejdede muligheder for kulbrintefradrag ventes modsvaret af et fald i produktionen.

tabel 6.3 Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

	2001	2002	2003	2004	2005
Kulbrinteskatt	0	65	64	1.251	4.854
Selskabsskat	6.273	6.794	5.943	7.351	9.661
Produktionsafgift	2.247	2.110	2.181	2.104	1
Olierørledningsafgift*	1.114	1.169	1.144	1.496	2.053
Overskudsdeling	-	-	-	4.890	7.595
I alt	9.634	10.138	9.331	17.092	24.163

* Inkl. dispensationsafgift

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

Skatter og afgifter sikrer staten en indtægt fra produktionen af olie og gas. SKAT administrerer opkrævningen af selskabs- og kulbrinteskatten, mens Energistyrelsen varetager produktions-, olierørlednings- og dispensationsafgiften samt overskudsdeling. 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 2005. Regelgrundlaget findes på Energistyrelsens hjemmeside.

Selskabsskat

Selskabsskatten er statens vigtigste indtægtskilde på olie- og gasområdet. Selskabsskatten blev med virkning fra den 1. januar 2005 sænket fra 30 til 28 pct.

Kulbrinteskatt

Kulbrinteskatten blev indført i 1982 med det formål at beskatte ekstraordinært høje fortjenester, for eksempel som følge af høje oliepriser.

Produktionsafgift

I ældre tilladelser indgår et vilkår om betaling af produktionsafgift eller royalty, som beregnes på grundlag af værdien af de producerede kulbrinter fratrukket transportomkostninger. Nye tilladelser indeholder ikke krav om betaling af produktionsafgift.

Overskudsdeling

Fra 1. januar 2004 og frem til 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnere i Eneretsbevillingen 20 pct. af overskuddet før skat og før nettorent-udgifter.

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 pct. af værdien af den transporterede råolie. DONG betaler 95 pct. 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 pct. af råolie- og kondensatværdien.

DONG E&P A/S

Under tildeling af tilladelser i 4. og 5. runde og i åben dør området har DONG E&P A/S en betalende andel på 20 pct. I visse tilfælde har DONG E&P A/S suppleret denne andel ved på kommercielle vilkår at købe yderligere andele i tilladelsen. DONG E&P A/S indgår på lige fod med de andre selskaber i de enkelte tilladelser, og derfor betaler selskabet skatter og afgifter til staten.

Nordsøfonden

Staten vil fremover deltage med 20 pct. af alle nye tilladelser.

Det skal bemærkes, at de fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskatten indeholder en usikkerhed omkring blandt andet olieprisen og dollarkursen. Hertil kommer en usikkerhed knyttet til beregningernes stiliserede forudsætninger med hensyn til blandt andet selskabernes finansieringsudgifter.

RETTIGHEDSHAVERNES ØKONOMISKE FORHOLD

Udbygning og investering i nye felter udgør over halvdelen af rettighedshavernes samlede udgifter. I perioden 1963 til 2005 kan rettighedshavernes samlede udgifter opgøres til 198,7 mia. kr. Figur 6.6 viser fordelingen af rettighedshavernes udgifter. Udgifterne til efterforskning, udbygning og drift (inkl. administration og transport) udgør henholdsvis 13, 55 og 32 pct. af de samlede udgifter.

Efterforskningsudgifter

For 2005 vurderes de samlede efterforskningsudgifter foreløbigt til 0,5 mia. kr. De samlede udgifter til efterforskning efter nye fund er således steget lidt i forhold til 2004, hvor efterforskningsudgifterne blev opgjort til 0,3 mia. kr. De seneste 2 år har udgifterne til efterforskning ligget lidt under gennemsnittet for de sidste 10 år på 0,6 mia. kr. i årets priser.

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

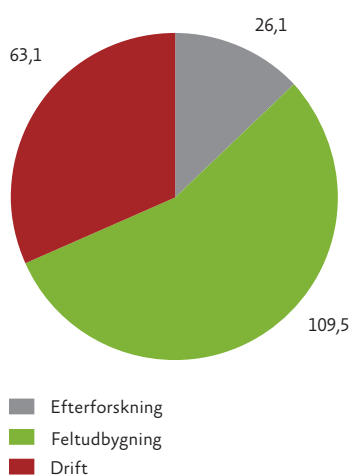
		2006	2007	2008	2009	2010
Selskabsskat	80 \$/td.	16,9	16,8	16,1	15,9	16,1
	60 \$/td.	12,1	11,9	11,5	11,4	11,3
	45 \$/td.	8,5	8,3	8,0	8,0	7,9
	35 \$/td.	6,1	5,9	5,7	5,7	5,5
Kulbrinteskat	80 \$/td.	14,4	14,3	14,3	14,8	14,7
	60 \$/td.	9,5	9,5	9,6	9,7	9,6
	45 \$/td.	5,9	5,9	6,1	6,2	6,1
	35 \$/td.	3,5	3,5	3,7	3,9	3,8
Overskudsdeling	80 \$/td.	13,5	13,3	13,0	13,0	12,8
	60 \$/td.	9,8	9,6	9,4	9,4	9,3
	45 \$/td.	7,0	6,8	6,7	6,7	6,6
	35 \$/td.	5,2	4,9	4,9	4,9	4,8
Produktionsafgift	80 \$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	60 \$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	45 \$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	35 \$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olierørledningsafgift**	80 \$/td.	3,1	3,1	2,9	2,9	3,0
	60 \$/td.	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2
	45 \$/td.	1,7	1,7	1,6	1,6	1,7
	35 \$/td.	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
I alt	80 \$/td.	48,0	47,5	46,4	46,6	46,6
	60 \$/td.	33,8	33,3	32,7	32,7	32,4
	45 \$/td.	23,2	22,7	22,4	22,6	22,3
	35 \$/td.	16,1	15,6	15,6	15,8	15,5

* Der er forudsat 1,8 pct. årlig inflation

** Inkl. dispensationsafgift

Kilde: Skatteministeriet

fig. 6.6 Rettighedshavernes udgifter i perioden 1963-2005, mia. kr., 2005-priser



Tildelingen af nye licenser i 6. runde i 2006 vil få en positiv betydning på efterforskningsaktiviteterne de kommende år. I 2006 og 2007 forventes udgifter til efterforskning at stige til henholdsvis 0,6 mia. kr. og 0,7 mia. kr. i 2005-priser. De efterfølgende år er forventningerne til efterforskningsaktiviteterne lidt lavere, og i perioden 2008 til 2010 forventes udgifterne at ligge på 0,4 mia. kr.

Udbygningsinvesteringer

Blandt rettighedshavernes økonomiske forhold er investeringerne i udbygning af eksisterende felter og nye felter den mest udgiftskrævende post. Udbygningsaktiviteterne i 2005 er vurderet til 4 mia. kr. Udbygningsaktiviteterne er således aftaget lidt i forhold til 2004, hvor de samlede investeringer er opgjort til 5,1 mia. kr. Til sammenligning har de årlige gennemsnitlige investeringer til udbygning i perioden 1996 til 2005 været 4,6 mia. kr.

I 2005 har størstedelen af udbygningsaktiviteterne fundet sted på felterne Dan, Halfdan, Tyra og Valdemar. Udgifter til udbygning på disse felter udgør 75 pct. af de samlede investeringer i 2005. De seneste 5 år har den samlede investeringsaktivitet også været domineret af felterne Dan, Halfdan, Tyra samt felterne Syd Arne og Nini. I perioden 2001-2005 kunne disse felter således tilskrives 70 pct. af de samlede udgifter til udbygning.

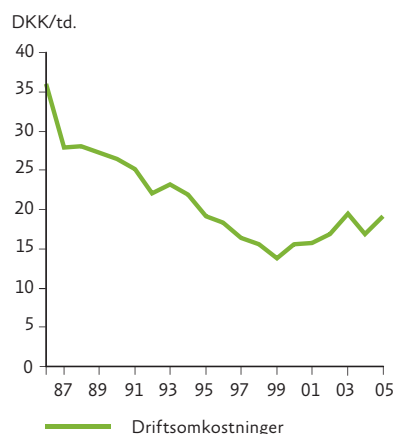
Tabel 6.6 viser Energistyrelsens forventninger til udbygningsaktiviteten i perioden 2006 til 2010. Forventningerne bygger på igangværende, besluttede, planlagte samt mulige investeringer. Prognosen for de mulige udbygningsaktiviteter er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion udover den produktion, der allerede er fremlagt udbygningsplaner for, se afsnittet *Reserver*.

tabel 6.5 Investeringer i feltudbygninger i perioden 2001-2005, mio. kr., løbende priser

	2001	2002	2003	2004	2005*
Cecilie		223	660	309	5
Dan	367	437	943	750	749
Gorm	240	242	107	108	291
Halfdan	1.518	2.412	1.779	1.124	683
Harald	(1)	0	4	22	53
Kraka	61	3	-	2	-
Nini		285	1.288	319	190
Roar	-	-	-	-	-
Rolf	-	-	37	4	-
Siri	176	111	406	425	79
Skjold	89	5	77	8	11
Svend	115	223	-	-	-
Syd Arne	578	849	764	764	286
Tyra	198	85	305	459	1.065
Tyra Sydøst	357	569	82	96	-
Valdemar	316	(1)	200	52	554
NOGAT Pipeline	-	-	766	664	12
Diverse	12	31	(31)	2	5
I alt	4.025	5.475	7.386	5.107	3.983

* Skøn

fig. 6.7 Driftsomkostninger pr. tønde 1986-2005, løbende priser DKK



Energistyrelsens forventninger til de kommende investeringer i perioden 2006-2010 er opjusteret i forhold til årsrapporten for 2004. Dette skyldes forventninger om en større aktivitet på en del af felterne, især felterne Syd Arne, Tyra og Valdemar.

Udgifter til drift, administration og transport

For 2005 har Energistyrelsen opgjort udgifterne til drift, administration og transport til 3,8 mia. kr. Dette er et højere beløb end i 2004, hvilket blandt andet skyldes en stigning i transportudgifterne som følge af en højere oliepris.

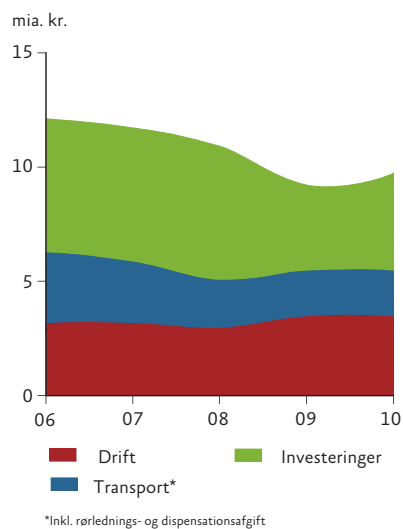
Figur 6.7 viser udviklingen i driftsomkostningerne pr. tønde olie i perioden 1986 til 2005. Som det fremgår af figuren falder omkostningerne fra 36 kr. pr. tønde til omkring 20 kr. pr. tønde i 2005. Faldet i driftsomkostninger kan primært forklares med stordriftsfordele som følge af en voksende produktion.

Generelt påvirkes selskabernes indvindingsomkostninger også af stigninger i olieprisen blandt andet på grund af stigende efterspørgsel. Stigningen i driftsomkostningerne siden 1998 kan derfor blandt andet tilskrives de stigende oliepriser, jf. boks 6.1.

tabel 6.6 Forventede investeringer i feltudbygning i perioden 2006-2010, mia. kr., 2005-priser

	2006	2007	2008	2009	2010
Igangværende og besluttet					
Adda	-	-	0,4	0,1	-
Alma	-	0,4	0,1	-	-
Cecilie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dagmar	0,1	-	-	-	-
Dan	0,8	0,2	0,3	-	-
Elly	0,0	0,4	0,2	-	-
Gorm	0,2	0,0	-	-	-
Halfdan	0,3	-	-	-	-
Harald	0,0	0,1	-	-	-
Kraka	-	-	-	-	-
Lulita	-	-	-	-	-
Nini	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0
Regnar	-	-	-	-	-
Roar	-	-	-	-	-
Rolf	-	-	-	-	-
Siri	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0
Skjold	-	-	-	-	-
Svend	-	-	-	-	-
Syd Arne	0,4	0,6	0,1	0,0	0,0
Tyra	1,4	0,9	0,3	-	1,4
Tyra Sydøst	-	-	-	-	-
Valdemar	1,0	1,0	0,1	-	-
I alt	4,9	3,9	1,5	0,2	1,4
Planlagt	0,9	1,7	0,5	0,2	0,1
Mulig	0,2	0,3	3,8	3,4	2,8
Forventet	5,9	5,9	5,9	3,8	4,3

fig. 6.8 Investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, 2005-priser



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

Figur 6.8 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i drifts- og transportudgifterne i de kommende år. De forventede udgifter til transport er væsentlig højere end tilsvarende tal i rapporten for 2004 på grund af den højere oliepris og forventningerne til en højere oliepris. Hertil kommer forventninger om en højere dollarkurs i 2006 end 2005.

PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

Produktion og salg

OLIE tusinde kubikmeter

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Dan	25.575	3.799	3.858	4.767	5.745	6.599	6.879	6.326	5.929	6.139	5.712	81.328
Gorm	24.805	2.941	3.045	2.865	3.384	3.110	2.180	2.887	2.838	2.469	1.978	52.503
Skjold	21.271	2.065	2.011	1.896	1.825	1.975	1.354	1.659	1.532	1.443	1.310	38.342
Tyra	12.987	1.446	1.263	931	892	1.000	872	801	918	723	773	22.606
Rolf	3.166	113	96	92	77	83	51	51	104	107	79	4.020
Kraka	1.699	340	315	314	404	350	253	157	139	199	211	4.380
Dagmar	916	23	17	13	10	8	4	6	7	2	0	1.005
Regnar	660	41	27	43	29	14	33	18	19	19	16	920
Valdemar	522	161	159	95	86	77	181	353	435	491	423	2.984
Roar	-	320	427	327	259	285	317	175	121	98	94	2.424
Svend	-	836	1.356	635	521	576	397	457	280	326	324	5.706
Harald	-	-	794	1.690	1.332	1.081	866	578	425	314	237	7.318
Lulita	-	-	-	143	224	179	66	24	20	19	35	710
Halfdan	-	-	-	-	222	1.120	2.965	3.718	4.352	4.946	6.200	23.523
Siri	-	-	-	-	1.593	2.118	1.761	1.487	925	693	703	9.280
Syd Arne	-	-	-	-	757	2.558	2.031	2.313	2.383	2.257	2.371	14.670
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	493	343	580	614	2.029
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	-	166	310	183	659
Nini	-	-	-	-	-	-	-	-	391	1.477	623	2.492
I alt	91.601	12.087	13.367	13.810	17.362	21.134	20.207	21.505	21.327	22.612	21.886	276.897

Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Dan	10.013	1.249	1.116	1.343	1.410	1.186	1.049	945	786	764	651	20.514
Gorm	10.409	677	609	633	537	426	306	480	339	216	218	14.849
Skjold	1.901	161	189	146	154	158	104	123	92	77	93	3.197
Tyra	34.793	3.838	4.229	3.638	3.878	3.826	3.749	3.948	3.994	4.120	3.745	73.760
Rolf	134	5	4	4	3	4	2	2	4	5	3	169
Kraka	516	95	85	106	148	119	100	52	25	23	24	1.292
Dagmar	137	4	3	2	2	2	1	1	3	2	0	158
Regnar	40	4	2	4	2	1	3	1	2	2	1	62
Valdemar	177	57	89	54	49	55	78	109	151	218	208	1.245
Roar	-	1.332	1.964	1.458	1.249	1.407	1.702	1.052	915	894	860	12.833
Svend	-	85	152	84	65	75	48	61	43	38	34	684
Harald	-	-	1.092	2.741	2.876	2.811	2.475	2.019	1.563	1.232	1.091	17.900
Lulita	-	-	-	69	181	160	27	6	5	5	13	466
Halfdan	-	-	-	-	37	178	522	759	1.142	1.449	2.582	6.669
Siri	-	-	-	-	142	197	176	157	110	63	115	959
Syd Arne	-	-	-	-	167	713	774	681	544	461	484	3.824
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	447	452	1.233	1.337	3.469
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	-	14	24	15	53
Nini	-	-	-	-	-	-	-	-	29	107	49	186
I alt	58.119	7.506	9.534	10.281	10.901	11.316	11.116	10.844	10.213	10.934	11.523	162.287

De månedlige produktionstal for 2005 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Brændstof*

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Dan	520	97	109	148	172	179	184	182	198	201	205	2.194
Gorm	1.009	135	164	152	149	142	111	146	135	137	124	2.405
Tyra	1.063	142	210	224	239	229	243	245	242	249	247	3.334
Dagmar	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Harald	-	-	5	14	14	13	10	9	8	8	7	88
Siri	-	-	-	-	8	21	22	21	20	19	21	133
Syd Arne	-	-	-	-	3	32	34	45	49	45	52	260
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	39	59
I alt	2.613	375	488	539	585	618	604	648	652	679	694	8.494

Afbrænding*

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Dan	1.458	40	36	43	56	67	79	55	71	37	23	1.964
Gorm	946	60	81	71	71	66	88	81	66	57	61	1.647
Tyra	467	67	46	42	58	58	68	61	54	63	55	1.038
Dagmar	116	2	3	2	2	2	1	1	3	2	-	135
Harald	-	-	77	19	12	7	11	3	1	1	1	133
Siri	-	-	-	-	73	9	15	9	23	65	15	208
Syd Arne	-	-	-	-	114	41	9	11	12	11	14	212
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	4	25	16	45
I alt	2.986	168	243	177	386	250	270	222	234	262	185	5.382

Injektion

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Gorm	7.951	26	62	24	25	45	4	14	6	4	3	8.164
Tyra	11.301	1.225	1.778	2.908	3.074	3.104	2.773	2.535	2.312	1.612	1.285	33.906
Siri**	-	-	-	-	61	167	139	126	109	111	143	856
I alt	19.252	1.251	1.840	2.933	3.160	3.316	2.916	2.675	2.428	1.727	1.431	42.926

Salg*

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Dan	8.591	1.211	1.058	1.261	1.371	1.238	1.412	1.521	1.682	551	448	20.344
Gorm	2.538	622	495	535	448	334	209	364	228	99	126	5.998
Tyra	22.140	3.878	4.400	2.060	1.870	1.971	2.493	2.776	2.948	4.580	4.598	53.712
Harald	-	-	1.010	2.777	3.032	2.950	2.482	2.013	1.558	1.228	1.096	18.145
Syd Arne	-	-	-	-	50	640	730	625	483	406	418	3.353
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.403	2.528	3.931
I alt	33.269	5.712	6.963	6.633	6.770	7.133	7.326	7.299	6.900	8.267	9.214	105.483

* De anvendte navne henviser til behandlingscentre.

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

Produktion

CO₂-UDLEDNING tusinde tons

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Brændstof	5.946	853	1.110	1.226	1.343	1.476	1.459	1.577	1.591	1.642	1.690	19.912
Afbrænding	6.797	382	553	402	1.126	645	646	535	564	664	456	12.771
I alt	12.744	1.235	1.664	1.628	2.469	2.122	2.104	2.112	2.154	2.306	2.146	32.683

CO₂-udledning fra anvendelse af dieselolie er ikke medtaget

CO₂-udledningen er beregnet under anvendelse af parametre, som er specifikke for de enkelte år og for de enkelte anlæg

Produktion

VAND tusinde kubikmeter

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Dan	4.682	1.543	1.845	2.976	4.220	5.277	6.599	6.348	7.183	8.053	9.527	58.254
Gorm	7.283	1.964	2.906	3.177	3.468	3.980	3.353	4.017	4.420	5.173	5.252	44.993
Skjold	3.436	2.738	3.635	3.938	3.748	4.333	2.872	3.007	3.525	3.688	4.270	39.190
Tyra	5.887	2.162	2.215	2.020	2.033	3.046	2.545	2.261	3.039	2.977	3.482	31.667
Rolf	2.022	380	390	411	366	358	181	168	270	308	290	5.145
Kraka	810	272	287	347	329	256	352	306	208	426	320	3.912
Dagmar	1.443	507	408	338	246	241	102	160	375	90	3	3.914
Regnar	640	299	164	407	363	139	475	257	316	396	352	3.808
Valdemar	45	34	61	52	55	48	150	272	310	325	792	2.142
Roar	-	14	96	146	199	317	386	301	476	653	662	3.250
Svend	-	2	64	272	582	1.355	954	1.051	1.330	1.031	1.309	7.951
Harald	-	-	-	5	15	39	98	78	43	15	12	306
Lulita	-	-	-	3	5	11	23	14	14	15	38	123
Halfdan	-	-	-	-	56	237	493	367	612	2.099	2.825	6.689
Siri	-	-	-	-	319	1.868	2.753	3.041	2.891	1.648	1.692	14.212
Syd Arne	-	-	-	-	15	60	119	390	751	1.124	800	3.258
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	-	250	596	466	437	1.748
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	-	25	331	637	993
Nini	-	-	-	-	-	-	-	-	3	63	729	796
I alt	26.247	9.916	12.072	14.093	16.019	21.566	21.456	22.287	26.386	28.879	33.429	232.350

Injektion

	1972-95	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	I alt
Dan	12.530	8.245	8.654	11.817	14.964	17.464	18.176	16.123	18.063	20.042	20.281	166.358
Gorm	16.367	8.112	8.642	8.376	8.736	10.641	6.549	8.167	7.066	7.551	7.251	97.460
Skjold	25.690	5.712	6.320	6.291	5.866	6.520	4.805	6.411	6.386	6.451	6.045	86.497
Halfdan	-	-	-	-	82	13	620	2.532	5.162	5.759	9.710	23.879
Siri	-	-	-	-	1.236	3.778	4.549	4.507	3.383	1.681	1.347	20.481
Syd Arne	-	-	-	-	-	52	1.991	4.397	5.316	4.947	5.608	22.310
Nini	-	-	-	-	-	-	-	-	71	916	502	1.489
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87	194	281
I alt	54.588	22.069	23.616	26.484	30.884	38.469	36.689	42.138	45.446	47.435	50.937	418.755

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

PRODUCERENDE FELTER

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:	3
Vandinjek. brønde:	1
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	22,6 km ²
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	0,4 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	0,66 mio. m ³
Gas:	0,05 mia. Nm ^{3*}
Vand:	0,99 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2006:	
Vand:	0,28 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,18 mio. m ³
Gas:	0,02 mia. Nm ^{3*}
Vand:	0,64 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Vand:	0,19 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	1,2 mia. kr.

* Gassen injiceres i Siri feltet

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

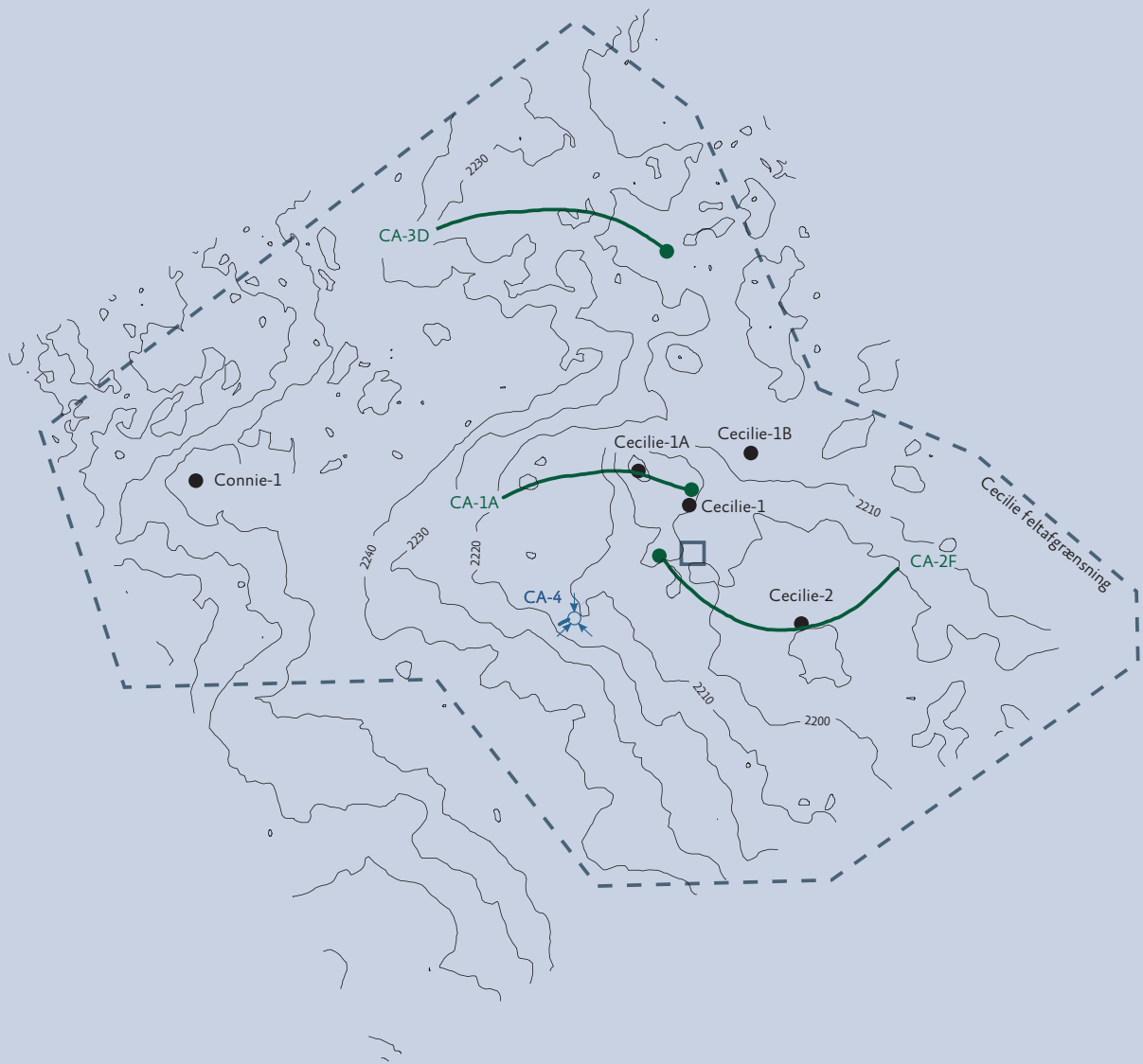
Cecilie forekomsten er en kombination af en strukturel og en stratigrafisk fælde. Opskydning af lagene over en salthorst samt forkastninger og omløjring af sandet danner forekomstens grænser. Cecilie feltet omfatter også Connie forekomsten.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. Produktionsbrøndene er placeret på toppen af strukturen, mens vandinjektion er placeret på flanken af feltet.

ANLÆG

Cecilie feltet er udbygget som satellit til Siri feltet med en ubemandet indvindingsplatform. Platformen er forsynet med helikopterlandingsplads. Produktionen sendes ubehandlet til Siri platformen gennem en 12" flerfaserørledning. 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.

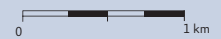


-  Platform
-  Oliebrønd
-  Vandinjektor
-  Lukket brønd
-  Brøndspor

Cecilie feltet

Top palæocen

Dybdekort i m



DAGMAR FELTET	
Tidligere navn:	Øst Rosa
Beliggenhed:	Blok 5504/15
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1983
I drift år:	1991
Produktionsbrønde:	2
Vanddybde:	34 m
Areal:	9 km ²
Reservoirdybde:	1.400 m
Reservoirbjergart:	Kalksten og Dolomit
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	0,4 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	1,01 mio. m ³
Gas:	0,16 mia. Nm ³
Vand:	3,91 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,00 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,00 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	0,5 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

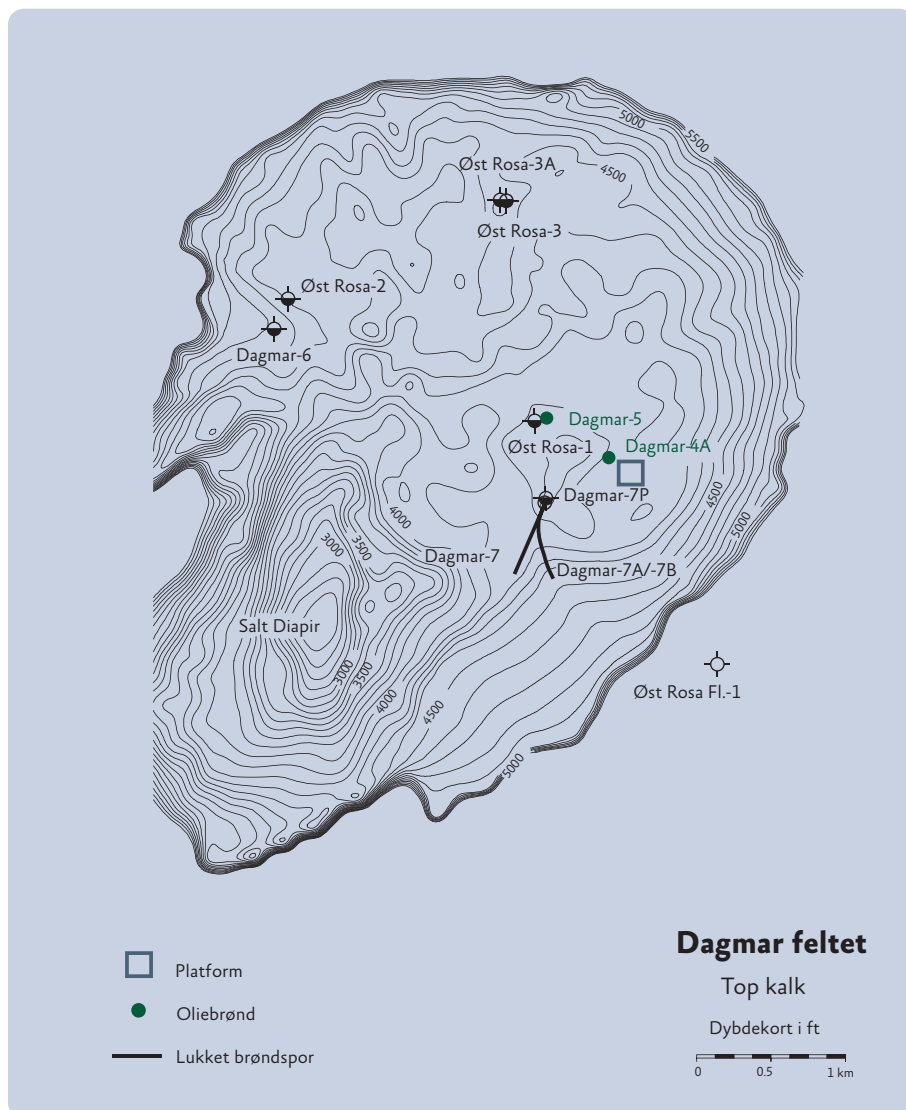
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, der ligger tættest på havbunden. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Produktionsstrategien for Dagmar feltet er at producere brøndene med den størst mulige rate. Feltet 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 uden helidæk STAR typen. Produktionen sendes ubehandlet til Gorm F platformen, hvor der er installeret særlige behandlingsfaciliteter for Dagmars svovlbrinteholdige produktion. Den forholdsvis ringe gasproduktion 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:	59
Vandinjek. brønde:	47
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	121 km ²
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	64,0 mio. m ³
Gas:	7,3 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	81,36 mio. m ³
Gas:	20,52 mia. Nm ³
Vand:	58,24 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2006:	
Vand:	166,38 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	5,74 mio. m ³
Gas:	0,66 mia. Nm ³
Vand:	9,51 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Vand:	20,30 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	25,2 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 reservoirs 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 her ved at lange vandrette brønde ligger parallelt som skiftevis produktions- og injektionsbrønde, hvorved olien presses hen mod produktionsbrøndene.

ANLÆG

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

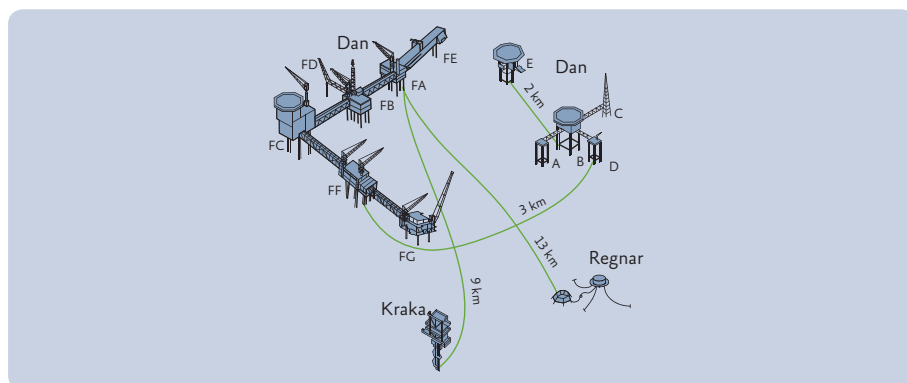
Dan DA, DB, DC og DD platformskomplekset er placeret ca. 3 km fra Dan F platformene, mens Dan DE er en ubemandet satellitplatform med helikopterlandingsplads.

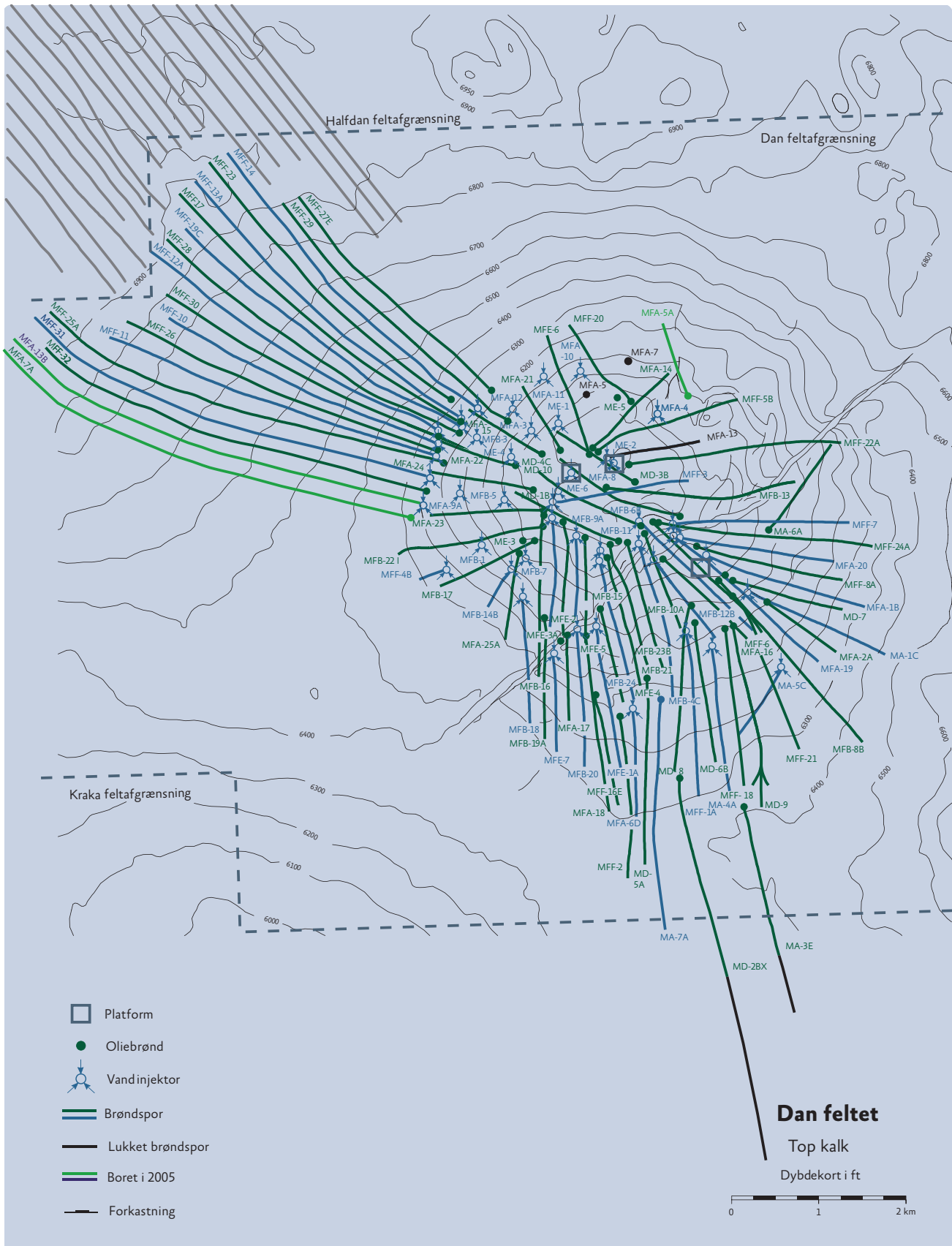
De syv platforme på Dan F komplekset er indbyrdes forbundet med broer. Den nyeste platform, behandlingsplatformen DFG blev installeret i 2005. Udstyret på platformen er stadig ved indgangen til 2006 under indkøring.

På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar samt gasproduktionen fra Halfdan. Anlæggene på Dan forsyner 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. Produktionsvandet fra Dan og satellitfelter udledes til havet efter rensning.

På Dan feltet er der i 2006 blevet taget en udvidelse af indkvarteringen på DFC platformen til 97 personer i brug. På DB platformen er der indkvartering til 5 personer.





GORM FELTET	
Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15 og 16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Oilie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1981
Produktionsbrønde:	33
Gasinjek. brønde:	2
Vandinjek. brønde:	14
Vanddybde:	39 m
Feltafgrænsning:	33 km ²
Reservoirdybde:	2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	15,0 mio. m ³
Gas:	1,4 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	52,51 mio. m ³
Nettogas:	6,69 mia. Nm ³
Vand:	44,99 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2006:	
Gas:	8,16 mia. Nm ³
Vand:	97,46 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	1,99 mio. m ³
Nettogas:	0,22 mia. Nm ³
Vand:	5,24 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	7,25 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	12,1 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 reservoirret. Produktionsstrategien på Gorm feltet er at opretholde reservoirtrykket. Trykket opretholdes ved hjælp af vandinjektion, der sammen med effekten af vandindtrængning fra vandzonen og kompaktion i reservoirret balancerer produktionen målt i reservoirvolumen. Vandinjektionen på feltet sker både på flanken og fra bunden af reservoirret.

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

ANLÆG

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

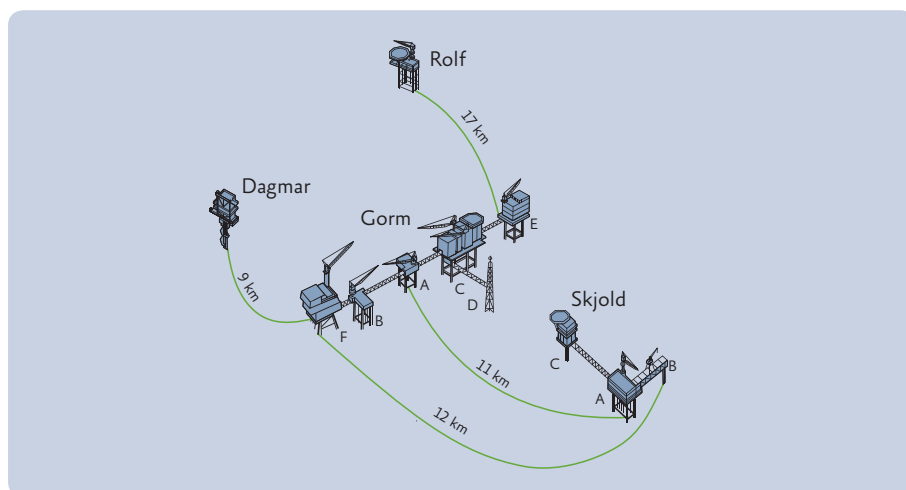
På Gorm modtages produktionen fra satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Den producerede gas sendes til Tyra Øst. Den stabiliserede olie fra behandlingsanlæggene på samtlige af DUC's anlæg bliver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

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

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.



HALFDAN FELTET INKL. SIF OG IGOR	
Tidligere navn:	Nana (Halfdan)
Beliggenhed:	Blok 5505/13 og 5504/16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1999 (Halfdan og Sif) 1968 (Igor)
I drift år:	1999 (Halfdan) 2004 (Sif og Igor)
Olieprod. brønde:	23 (Halfdan)
Vandinjek. brønde:	22 (Halfdan)
Gasprod. brønde:	6 (Sif)
Vanddybde:	43 m
Feltafgrænsning:	107 km ² (Halfdan) 109 km ² (Igor) 40 km ² (Sif)
Reservoirdybde:	2.050-2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	74,7 mio. m ³
Gas:	13,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	23,52 mio. m ³
Gas:	6,66 mia. Nm ³
Vand:	6,70 mio. m ³
Akk. injektion pr 1.1.2006:	
Vand:	23,83 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	6,17 mio. m ³
Gas:	2,58 mia. Nm ³
Vand:	2,84 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Vand:	9,66 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	9,0 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Halfdan feltet omfatter forekomsterne i Halfdan, Sit og Igor områderne, og der er tale om en stor sammenhængende kulbrinteforekomst på flere niveauer. Feltets sydvestlige del indeholder primært olie beliggende på Maastrichtien niveau, mens der mod nord og øst primært er tale om gas på Danien niveau.

Forekomsten findes i et afgrænset område af 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.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen foregår her ved hjælp af FAST teknikken (Fracture Aligned Sweep Technology), hvor lange vandrette brønde ligger parallelt som skiftevis produktions- og injektionsbrønde. I injektionsbrøndene injiceres først vand ved lavt tryk, hvor bjergartens spændingsfelt rettes ind parallelt med brønden. Herefter øges vandinjektionstrykket efterfølgende, hvorved bjergarten opsprækkes langs med brønden, herved skabes en sammenhængende vandfront i hele brøndens længde, som kan presse olien hen mod produktionsbrøndene. Injektionsbrøndene produceres i en periode inden konvertering til vandinjektion. Injektionsbrøndene stimuleres med syre, hvorved meget store mængder vand kan injiceres.

Produktionen af gas på Danien niveau foregår ved trykaflastning.

ANLÆG

Halfdan feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform HDA, en indkvarteringsplatform HDB, en afbrændingsplatform HDC og en ubemandet satellit indvindingsplatform HBA uden helikopterlandingsplads. Satellitplatformen HBA er placeret ca. 2 km fra de øvrige Halfdan platforme og forsynes herfra med el, injektionsvand og løftegas.

Produktionen fra oliebrøndene føres gennem en flerfaserørledning til behandling på HDA platformen, mens produktionen fra Sif/Igor gasbrøndene og fra to oliebrønde adskilles i en to-fase separator i en væske- og gasstrøm. Væsken føres gennem flerfaserørledningen til HDA platformen for behandling. Efter separation på HDA platformen sendes olie/kondensat til Gorm E for behandling på Gorm feltet og videre til land.

Mellem Halfdan HDC og Tyra Vest er installeret en gasrørledning, som ved Halfdan HBA gennem et stigrør er tilsluttet platformens gasinstallationer. Halfdan HDA og Dan er ligeledes forbundet med gasrørledninger.

Gassen fra HBA platformen føres til Tyra Vest, mens gassen fra Halfdan HDA sendes til Dan for ilandføring via Tyra Øst eller til Tyra Vest via Halfdan HBA for eksport til Holland via NOGAT ledningen.

Anlæggene på Dan forsyner Halfdan feltet med injektionsvand. Produktionsvandet fra Halfdan udledes til havet efter rensning.

På Halfdan HDB platformen er der indkvartering til 32 personer.

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
Gasprod. brønde:	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. 1.1.2006:	
Olie og kondensat:	0,9 mio. m ³
Gas:	4,8 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie og kondensat:	7,32 mio. m ³
Gas:	17,90 mia. Nm ³
Vand:	0,31 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie og kondensat:	0,24 mio. m ³
Gas:	1,09 mia. Nm ³
Vand:	0,01 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	3,5 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.

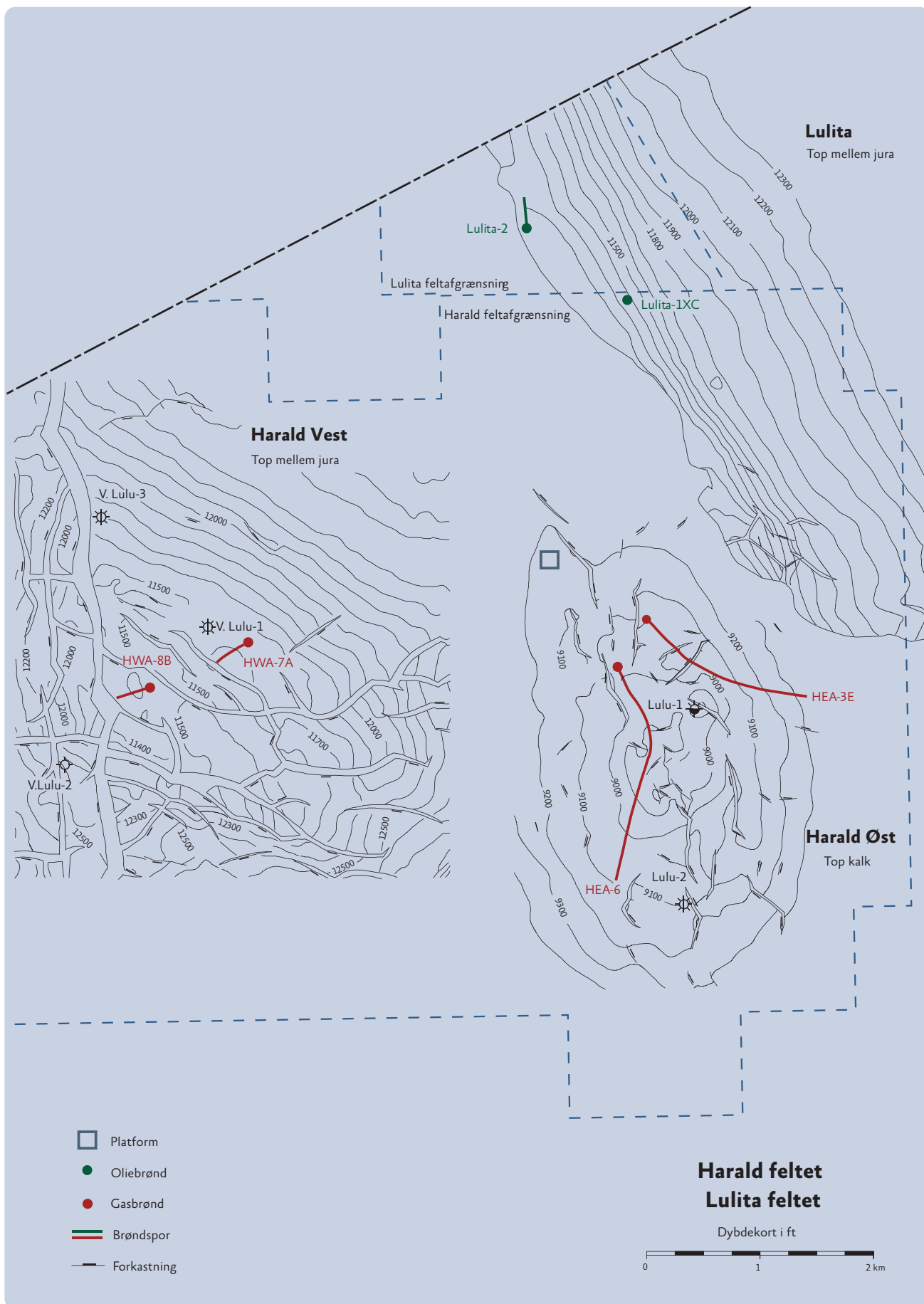
Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen.

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

Der er i 2005 taget et anlæg i brug for behandling af produktionsvand fra Harald og Lulita. Produktionsvandet udledes til havet efter rensning.

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. 1.1.2006:	
Olie:	1,9 mio. m ³
Gas:	1,2 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	4,39 mio. m ³
Gas:	1,29 mia. Nm ³
Vand:	3,92 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,22 mio. m ³
Gas:	0,02 mia. Nm ³
Vand:	0,33 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	1,5 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

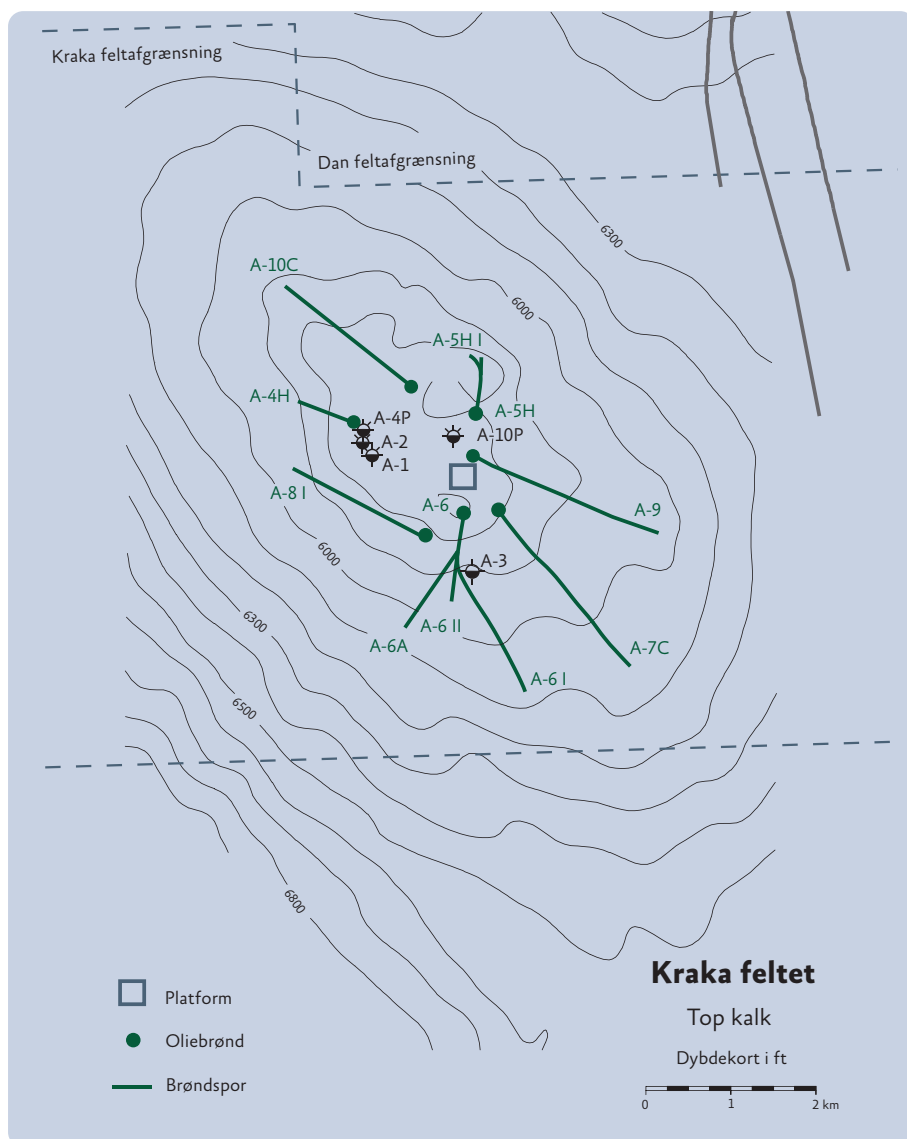
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezone er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Kraka produceres ved naturlig ekspansion af gaskappen samt ved støtte fra akviferen. De enkelte brønde produceres med det lavest mulige bundhulstryk under hensyn hertil. Feltets olieproduktion maksimeres ved at prioritere gasløft i brønde med lavt vandindhold og lavt gas/olie-forhold.

ANLÆG

Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk 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 pct.), 7/86 (34,5 pct.) og 1/90 (15,5 pct.)
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. 1.1.2006:	
Olie:	0,4 mio. m ³
Gas:	0,4 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	0,71 mio. m ³
Gas:	0,47 mia. Nm ³
Vand:	0,12 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,04 mio. m ³
Gas:	0,01 mia. Nm ³
Vand:	0,04 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-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. Der er i 2005 taget et behandlingsanlæg for produceret vand i brug på Harald feltet.

Olien fra Lulita føres sammen med Harald feltets kondensat via en 16" rørledning til Tyra Øst og videre til land. Gassen fra Lulita sendes til Tyra via 24" rørledningen mellem Harald og Tyra Øst og videre til land. Produktionsvandet fra Lulita behandles på Harald feltets udstyr og udledes til havet efter rensning.

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:	5
Vandinjek. brønde:	2
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	48,8 km ²
Reservoirdybde:	1.700 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Palæogen
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	1,1 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	2,49 mio. m ³
Gas:	0,19 mia. Nm ^{3*}
Vand:	0,80 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2006:	
Vand:	1,49 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,62 mio. m ³
Gas:	0,05 mia. Nm ^{3*}
Vand:	0,73 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Vand:	0,50 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	1,9 mia. kr.

* Gassen er injiceret i Siri feltet

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 med helidæk. Produktionen sendes ubehandlet gennem en 14" flerfase-rørledning 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.



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. 1.1.2006:	
Olie:	0,1 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	0,92 mio. m ³
Gas:	0,06 mia. Nm ³
Vand:	3,81 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,02 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,36 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-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.

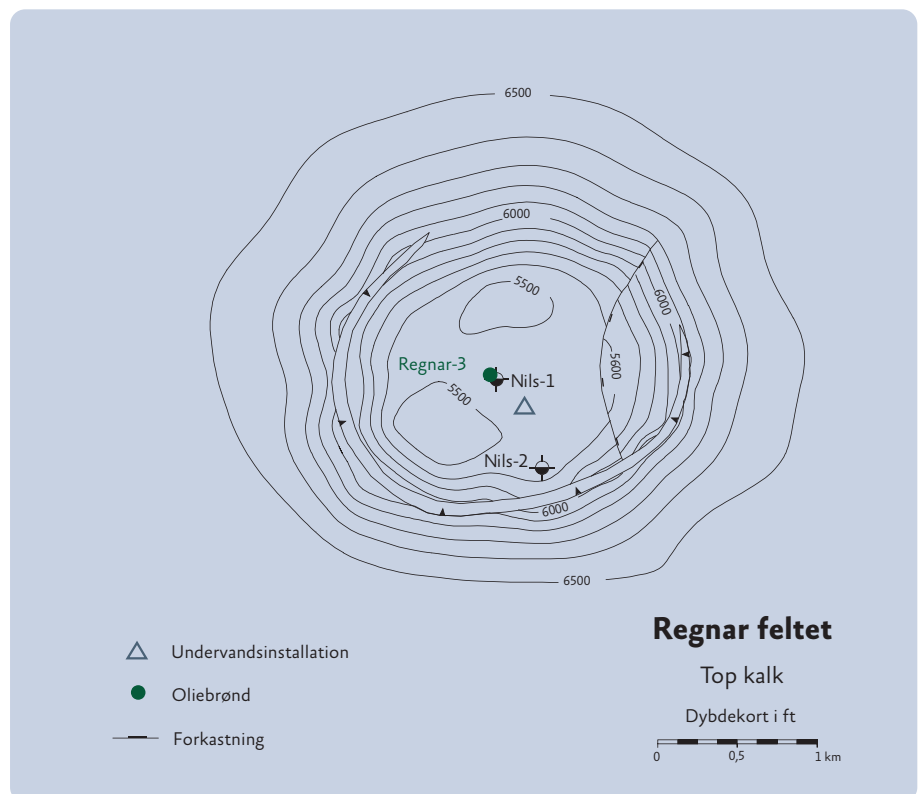
PRODUKTIONSSTRATEGI

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 flerfaserledning til Dan FC for behandling og videretransport.

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
Gasprod. brønde:	4
Vanddybde:	46 m
Feltafgrænsning:	41 km ²
Reservoirdybde:	2.025 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie og kondensat:	0,4 mio. m ³
Gas:	3,5 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie og kondensat:	2,42 mio. m ³
Gas:	12,83 mia. Nm ³
Vand:	3,25 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie og kondensat:	0,09 mio. m ³
Gas:	0,86 mia. Nm ³
Vand:	0,66 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	0,6 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

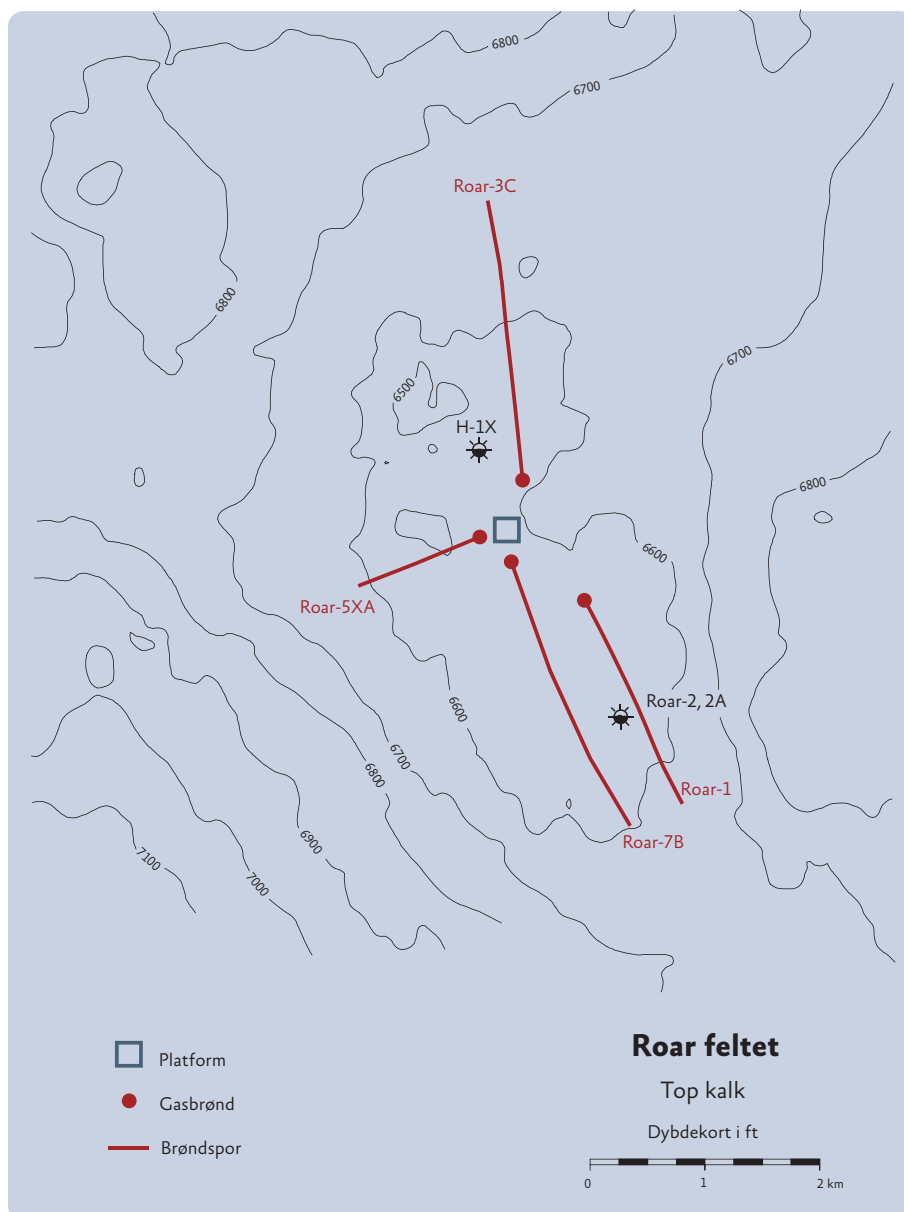
Strukturen er fremkommet ved en svag ophvelvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. Reservoiret er kun opsprækket i mindre grad.

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 uden helidæk af STAR typen. Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase i to rørledninger til Tyra Øst for behandling og ilandføring. Roar platformen forsynes med kemikalier gennem en rørledning fra Tyra Øst.



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. 1.1.2006:	
Olie:	0,4 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	4,02 mio. m ³
Gas:	0,17 mia. Nm ³
Vand:	5,15 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,08 mio. m ³
Gas:	0,00 mia. Nm ³
Vand:	0,29 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	1,0 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

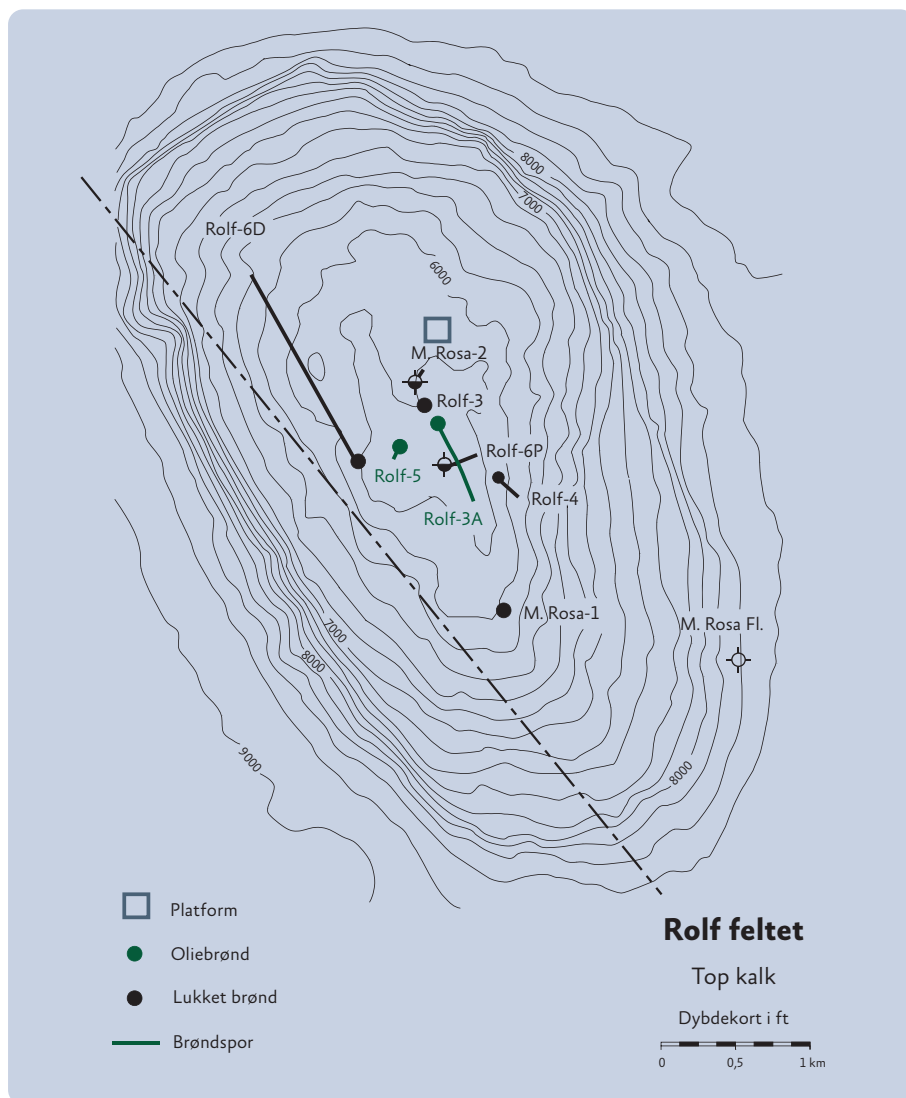
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er i lighed med felterne Skjold, Dagmar, Regnar og Svend stærkt opsprækket.

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 svarer volumenmæssigt til dét, som 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. Platformen er forsynet med en helikopter landingsplads. Produktionen føres ubehandlet til Gorm C platformen på Gorm feltet, hvor behandling finder sted. Rolf feltet forsynes endvidere med el og løftegas fra Gorm.



SIRI FELTET	
Beliggenhed:	Blok 5604/20
Tilladelse:	6/95
Operatør:	DONG E&P A/S
Fundet år:	1995
I drift år:	1999
Produktionsbrønde:	5 (Siri Central) 1 (Stine segment 1) 2 (Stine segment 2)
Vand/gas injek.brønde:	2 (Siri Central)
Vand injek.brønde:	1 (Stine segment 1)
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	42 km ²
Reservoirdybde:	2.060 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	2,2 mio. m ³
Gas:	0,0 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	9,28 mio. m ³
Nettogas:	0,10 mia. Nm ³
Vand:	14,21 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2006:	
Gas	0,86 mia. Nm ^{3*}
Vand:	20,48 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,70 mio. m ³
Gas:	0,03 mia. Nm ³
Vand:	1,69 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Gas:	0,14 mia. Nm ^{3*}
Vand:	1,35 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	4,8 mia. kr.

* Gassen fra felterne Cecilie og Nini injiceres i Siri feltet

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 de nærliggende forekomster, Stine segment 1 og 2.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen fra Siri Central er baseret på produktion af olie under 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.

Indvinding fra Stine segment 1 foregår ved trykvedligeholdelse ved vandinjektion. Indvinding fra Stine segment 2 er hidtil foregået ved naturlig dræning, men i 2006 påbegyndes vandinjektion i SCA-7.

ANLÆG

Siri Central og Stine segment 2 er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Behandlingsanlægget består af separationsanlæg for produktionen fra Siri/Stine og fra Nini og Cecilie. Produktionsvandet fra Siri og satellitfelterne behandles på Siri. Produktionsvandet injiceres normalt i Siri og de tilsluttede felter. Der er desuden udstyr til injektion af gas og vand.

Stine segment 1 udbygningen består af en undervandsinstallation samt en 6" flerfase-rørledning til Siri platformen til produktionen fra området. Løftegas samt injektionsvand leveres 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.



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:	19
Vandinjek.brønde:	9
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	33 km ²
Reservoirdybde:	1.600 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Zechstein
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	7,8 mio. m ³
Gas:	0,6 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	38,33 mio. m ³
Gas:	3,20 mia. Nm ³
Vand:	39,16 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2006:	
Vand:	86,36 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	1,30 mio. m ³
Gas:	0,09 mia. Nm ³
Vand:	4,24 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Vand:	5,90 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	5,3 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.

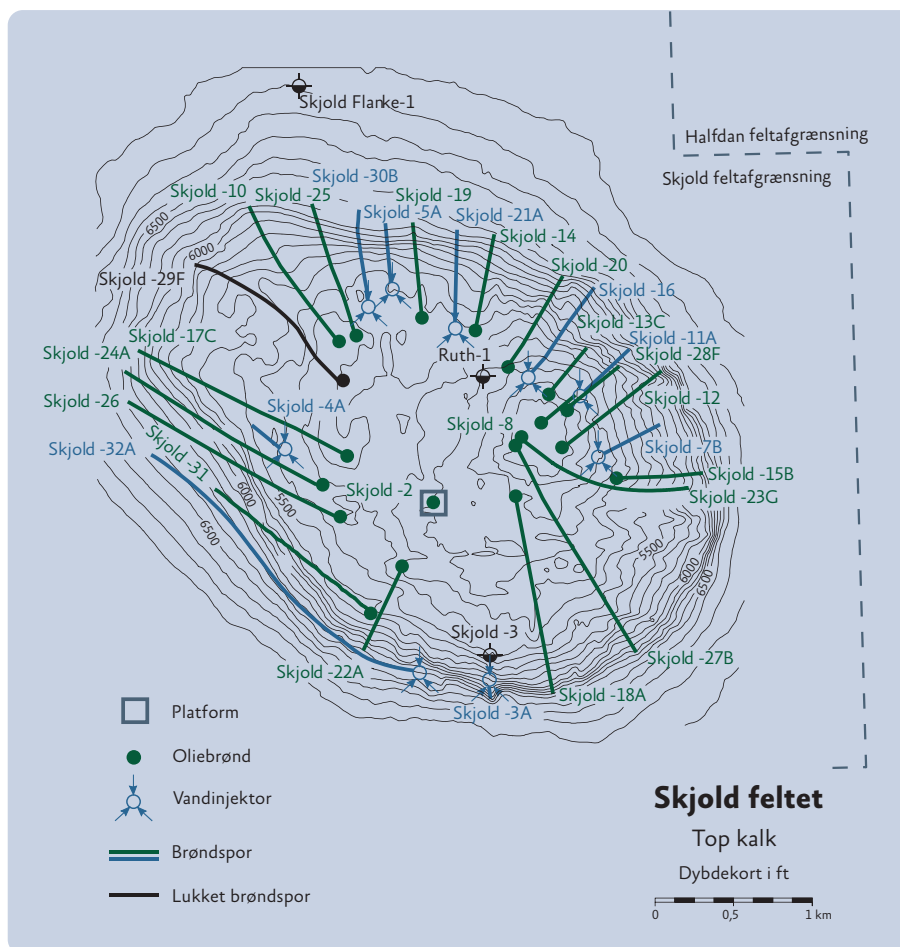
PRODUKTIONSSTRATEGI

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 reservoirets flanker. Produktions- og injektionsbrønde er beliggende skiftevis i et radiale mønster. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle størst mulige dele af reservoiret med mest muligt vand. Injektion af vand har ført til, at reservoirtrykket er stabiliseret over oliens boblepunkt.

ANLÆG

Skjold feltet er som satellit til Gorm feltet udstyret med to indvindingsplatforme Skjold A og B samt en beboelsesplatform Skjold C. Der er intet behandlingsanlæg på Skjold feltet. Produktionen sendes til Gorm F platformen på Gorm feltet for behandling. Gorm anlæggene forsyner Skjold med injektionsvand og løftegas.

På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.



SVEND FELTET	
Tidligere navn:	Nord Arne/Otto
Beliggenhed:	Blok 5604/25
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1975 (Nord Arne) 1982 (Otto)
I drift år:	1996
Produktionsbrønde:	4
Vanddybde:	65 m
Feltafgrænsning:	48 km ²
Reservoirdybde:	2.500 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	1,0 mio. m ³
Gas:	0,1 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	5,71 mio. m ³
Gas:	0,68 mia. Nm ³
Vand:	7,96 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,32 mio. m ³
Gas:	0,03 mia. Nm ³
Vand:	1,32 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	1,2 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

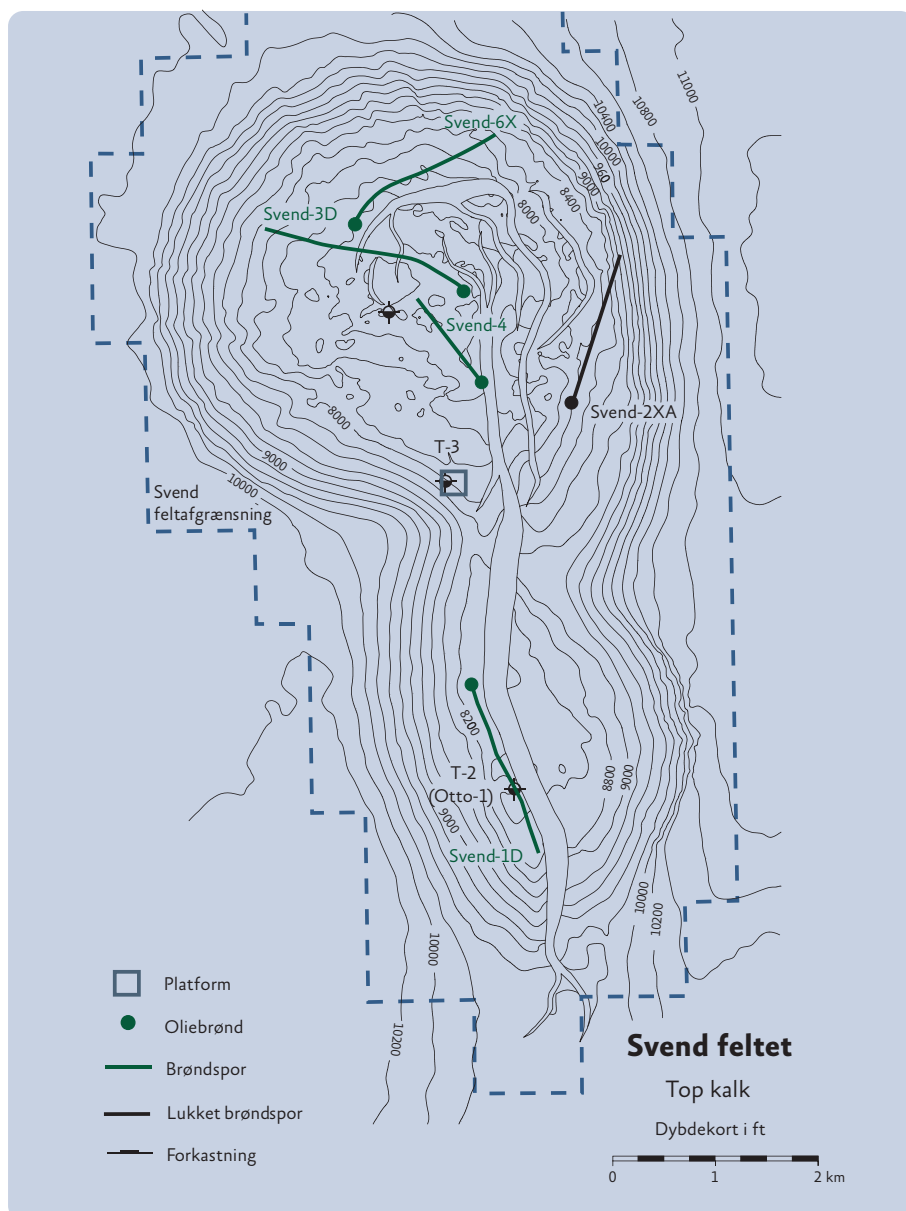
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en todelt salthorst. Dette har forårsaget opsprækning af reservoirkalken og en opdeling af feltet i en vestlig og en østlig del adskilt af en større forkastning. Den nordlige del af Svend feltet er beliggende ca. 250 meter højere end den sydlige.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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af kulbrinter foregår på Svend ved naturlig indvinding over oliens boblepunkt.

ANLÆG

Svend feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk 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:	11
Vandinjek.brønde:	6
Vanddybde:	60 m
Feltafgrænsning:	93 km ²
Reservoirdybde:	2.800 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre Kridt og Nedre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	14,8 mio. m ³
Gas:	5,9 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	14,67 mio. m ³
Gas:	3,82 mia. Nm ³
Vand:	3,26 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2006:	
Vand:	22,31 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	2,37 mio. m ³
Gas:	0,48 mia. Nm ³
Vand:	0,80 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Vand:	5,61 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	8,9 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Syd Arne strukturen er fremkommet ved en kraftig ophvælvning af kalklagene, hvilket har forårsaget opsprækning af kalken. Strukturen indeholder olie med et forholdsvist højt indhold af gas. Feltet er det dybest liggende kalkfelt i Danmark.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af kulbrinter foregår med trykstøtte ved injektion af vand.

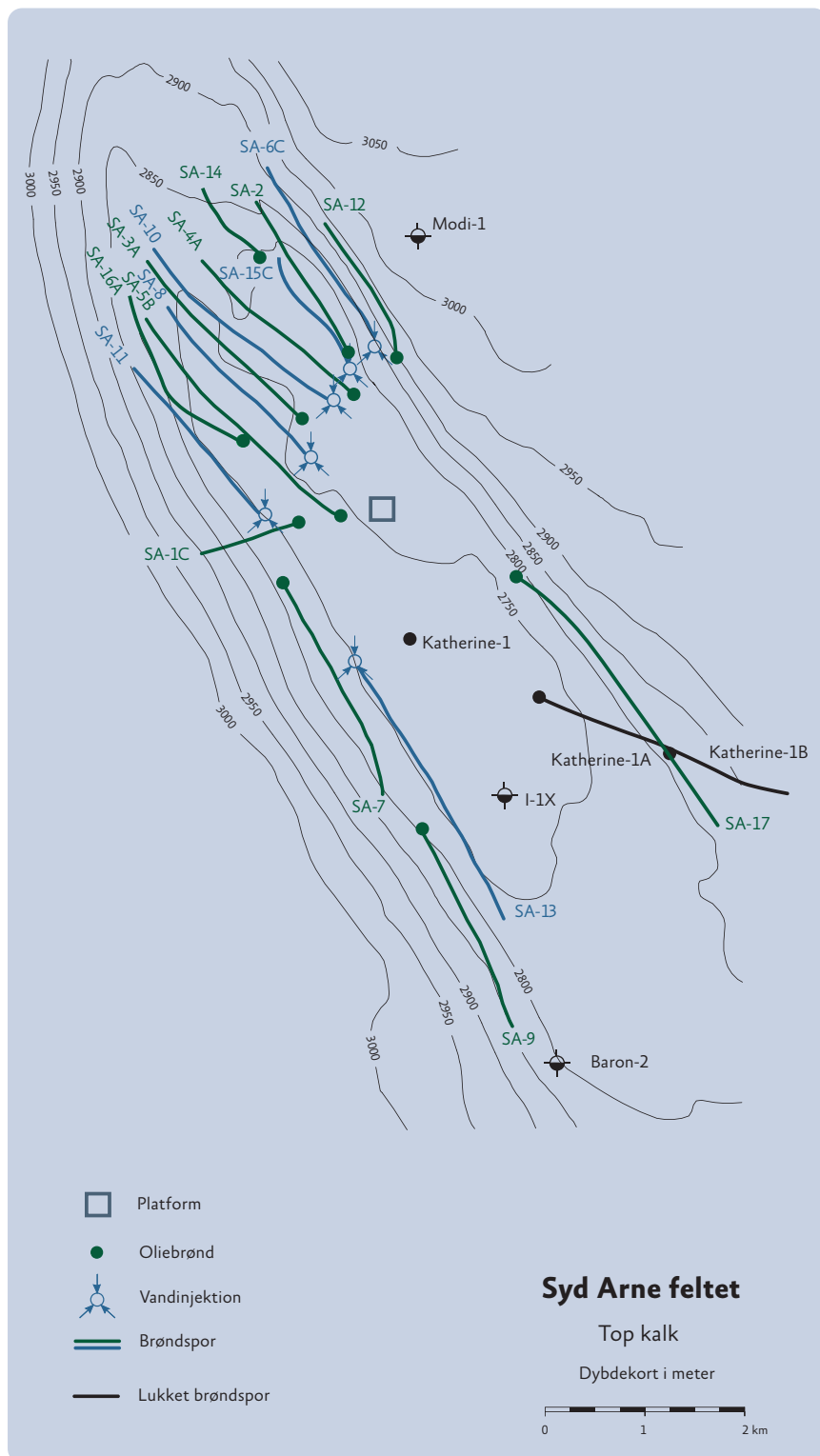
ANLÆG

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

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 installeret et behandlingsanlæg for injektionsvandet, hvor sulfat-ioner fjernes fra havvandet, inden det injiceres. En del af produktionsvandet injiceres, mens resten udledes til havet efter rensning.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000 m³. Herefter 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
Gasprod. brønde:	16
Olie/Gasprod. brønde:	28
Prod./Injek. brønde:	20
Vanddybde:	37-40 m
Areal:	90 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie og kondensat:	4,0 mio. m ³
Gas:	20,5 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie og kondensat:	22,61 mio. m ³
Nettogas:	39,85 mia. Nm ³
Vand:	31,67 mio. m ³
Akk. injektion pr. 1.1.2006:	
Gas:	33,91 mia. Nm ³
Produktion i 2005:	
Olie og kondensat:	0,77 mio. m ³
Nettogas:	2,46 mia. Nm ³
Vand:	3,48 mio. m ³
Injektion i 2005:	
Gas:	1,29 mia. Nm ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	26,2 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 indkvarterings-platform TWA, en afbrændingsplatform TWD samt et bromodul placeret ved TWB og understøttet af et firebenet understel TWE.

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

På Tyra Vest er installeret lavtrykskompression, som oliebrøndene på Tyra og brøndene på satellit-felterne Roar, Tyra Sydøst, Valdemar, Harald samt fra 2006 gasbrøndene på Halfdan er tilsluttet. På Tyra Vest modtages gasproduktionen fra Halfdan og Valdemar.

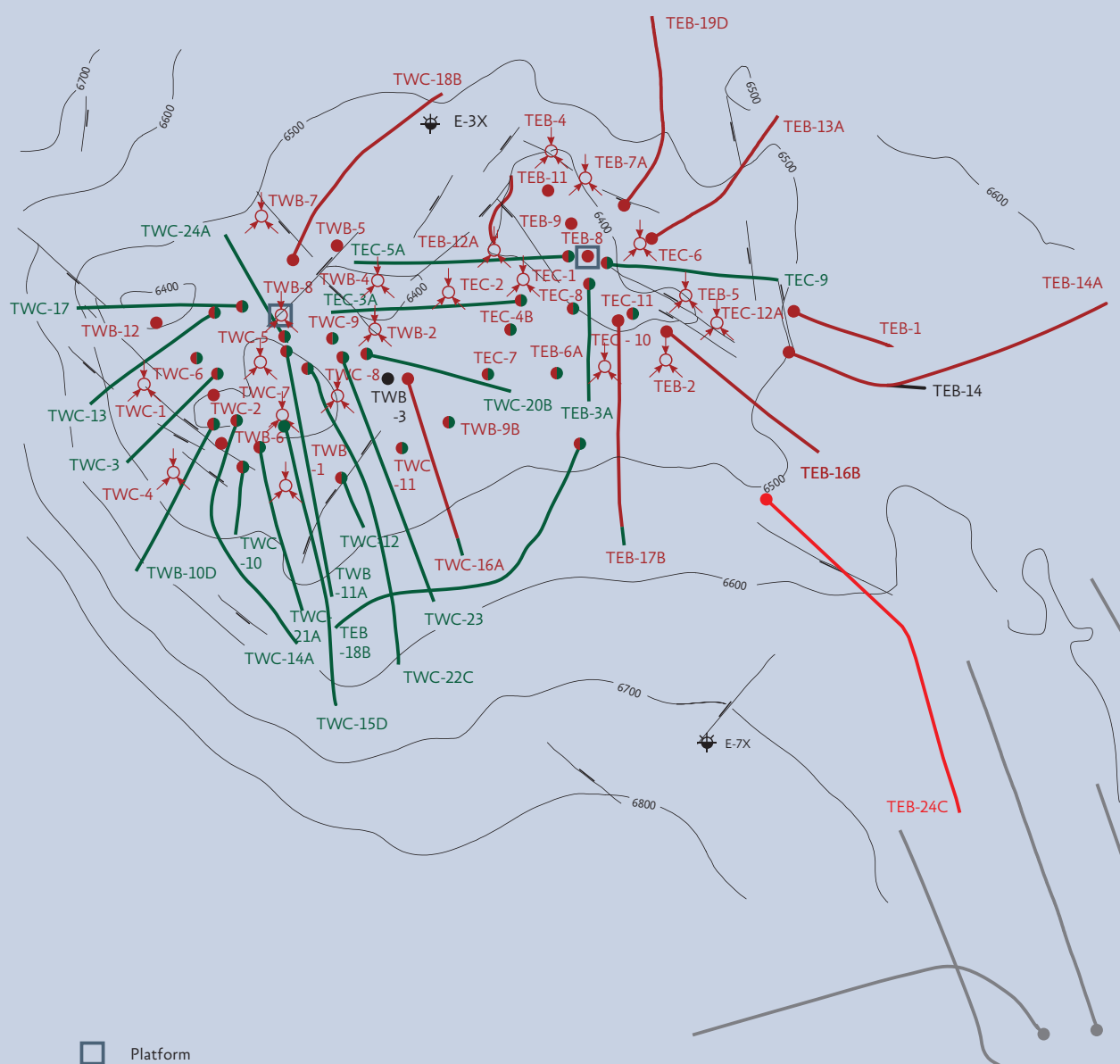
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarterings-platform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR søjlekonstruktion TEF.

På Tyra Øst modtages produktionen fra satellitfelterne Valdemar, Roar, Svend, Tyra Sydøst og Harald/Lulita, gasproduktionen fra Gorm og Dan samt olie- og gasproduktionen fra Valdemar. Tyra Øst procesanlægget omfatter anlæg til færdigbehandling af såvel gas, olie/kondensat og vand.

De to platformskomplekser på Tyra feltet er indbyrdes forbundet med rørledninger med henblik på at skabe den højest mulige fleksibilitet og forsyningsikkerhed. Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra feltet og dets satellitfelter ilandføres via Gorm E, mens størstedelen af gasproduktionen ilandføres fra TEE på Tyra Øst og resten eksporteres fra TWE på Tyra Vest til NOGAT ledningen for ilandføring i Holland.

Produktionsvandet fra Tyra feltet med satellitter udledes til havet efter rensning.

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



- Platform
- Gasbrønd
- Oliebrønd med gas
- Gasinjektor
- Brøndsør
- Boret i 2005
- Forkastning

Tyra feltet
 Top kalk
 Dybdekort i ft
 0 1 2 km

TYRA SYDØST FELTET	
Beliggenhed:	Blok 5504/12
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk olie og Gas AS
Fundet år:	1991
I drift år:	2003
Olieprod. brønde:	5
Gasprod. brønde:	2
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	113 km ²
Reservoirdybde:	2.050 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	1,2 mio. m ³
Gas:	7,1 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	2,03 mio. m ³
Gas:	3,47 mia. Nm ³
Vand:	1,75 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,61 mio. m ³
Gas:	1,34 mia. Nm ³
Vand:	0,44 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	1,2 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 dele af Halfdan feltet.

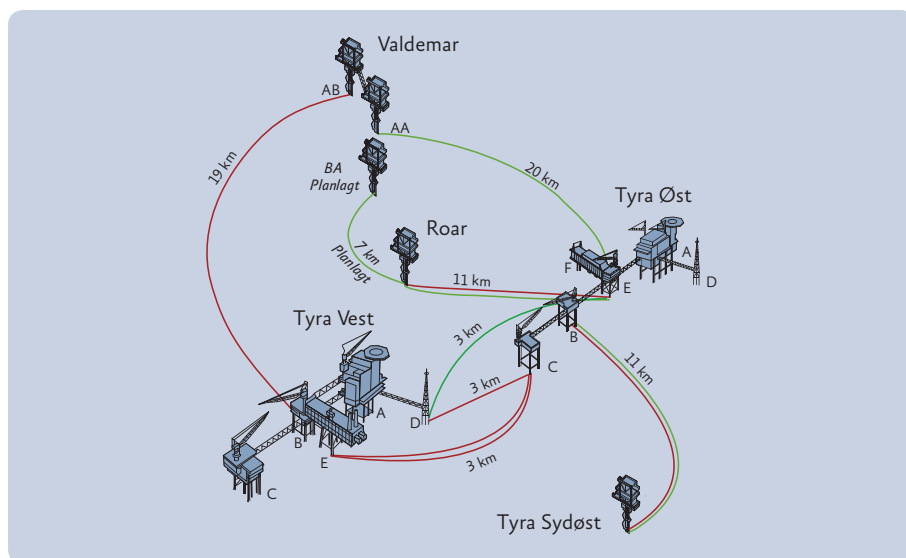
Tyra Sydøst feltet indeholder fri gas med en underliggende oliezone i den sydøstlige del.

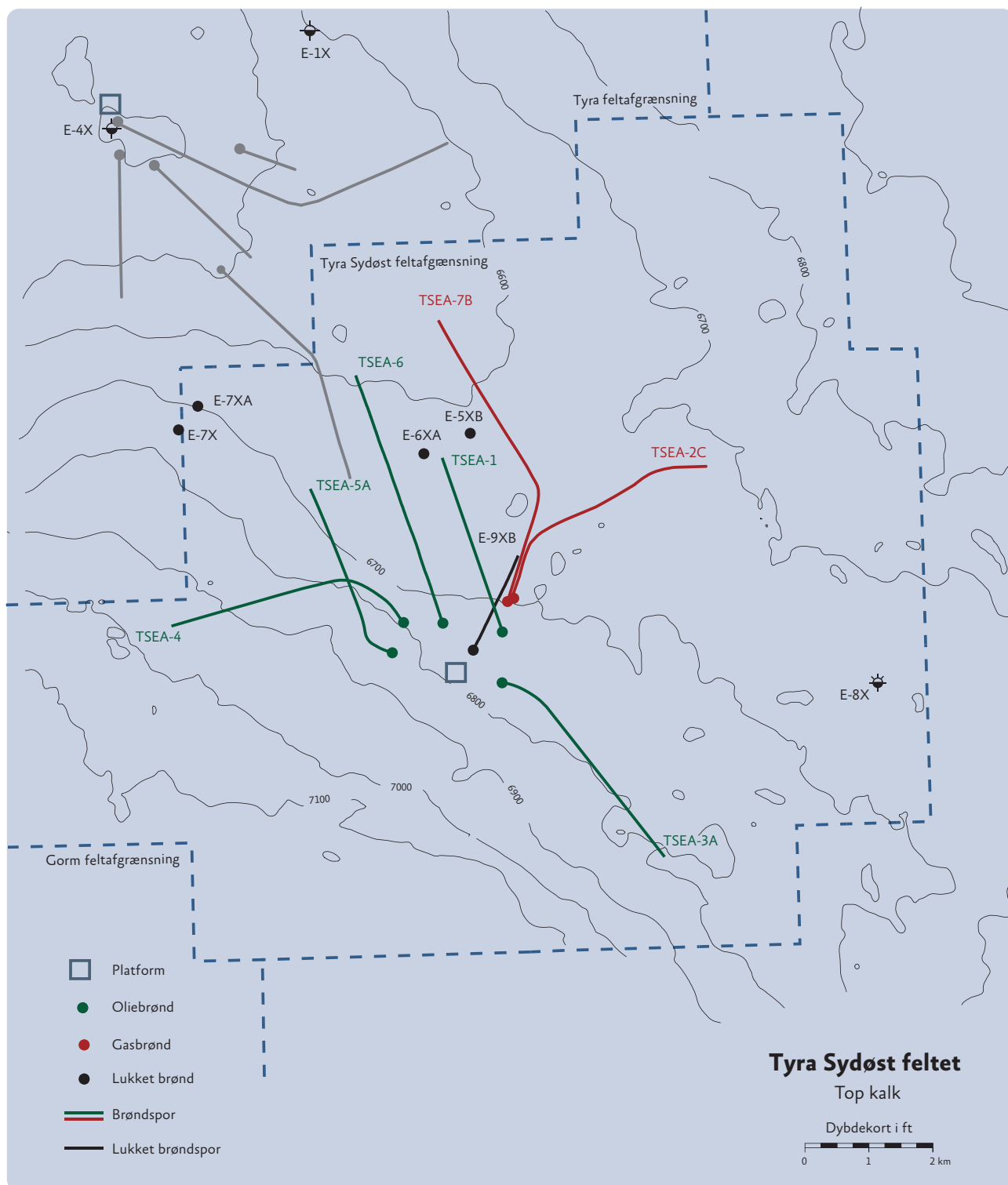
PRODUKTIONSSTRATEGI

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)
I drift år:	1985 (Nord Jens)
	1993 (Nord Jens)
Produktionsbrønde:	8
Vanddybde:	38 m
Feltafgrænsning:	96 km ²
Reservoirdybde:	2.000 m (Øvre Kridt)
	2.600 m (Nedre Kridt)
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien, Øvre og Nedre Kridt
Reserver pr. 1.1.2006:	
Olie:	9,3 mio. m ³
Gas:	6,6 mia. Nm ³
Akk. produktion pr. 1.1.2006:	
Olie:	2,98 mio. m ³
Gas:	1,25 mia. Nm ³
Vand:	2,14 mio. m ³
Produktion i 2005:	
Olie:	0,42 mio. m ³
Gas:	0,21 mia. Nm ³
Vand:	0,79 mio. m ³
Akk. investeringer pr. 1.1.2006:	
2005-priser	2,5 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 ophæveling 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.

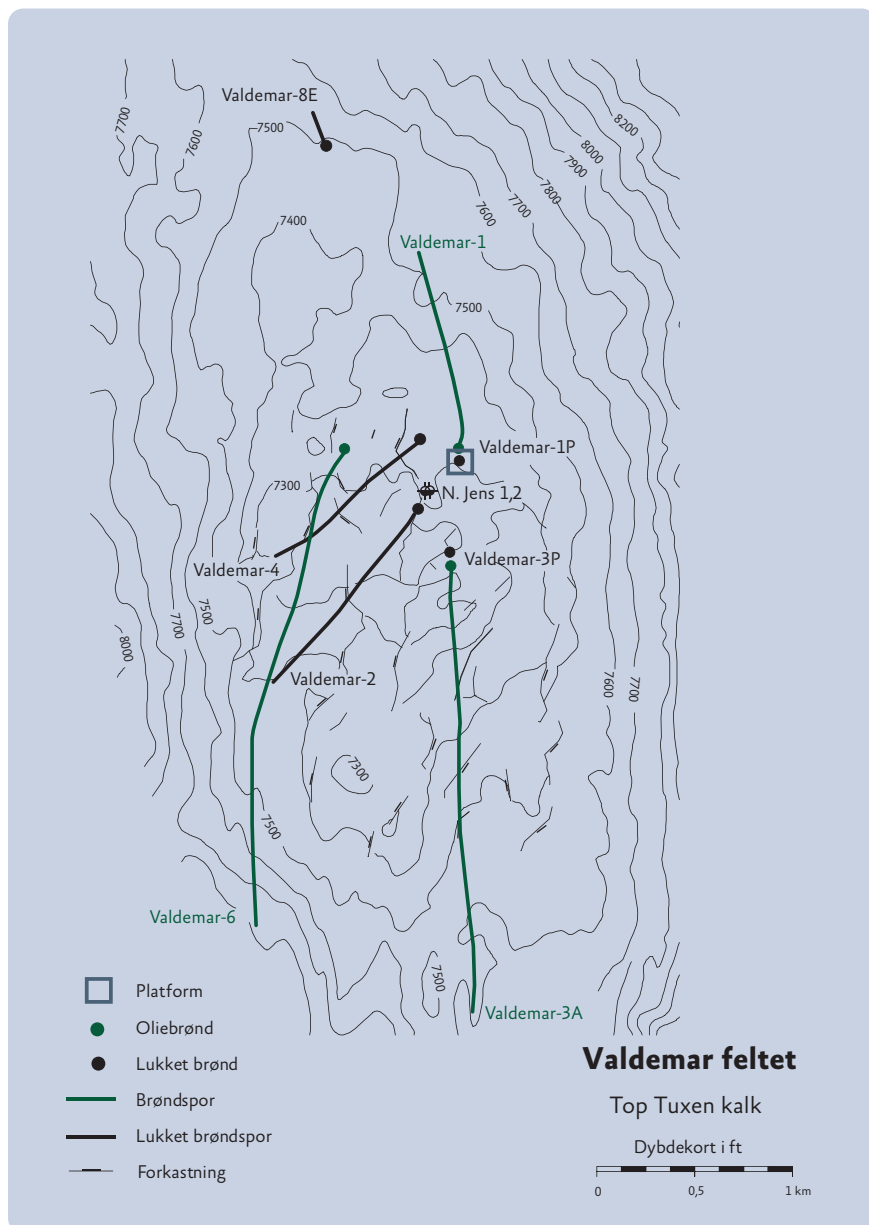
PRODUKTIONSSTRATEGI

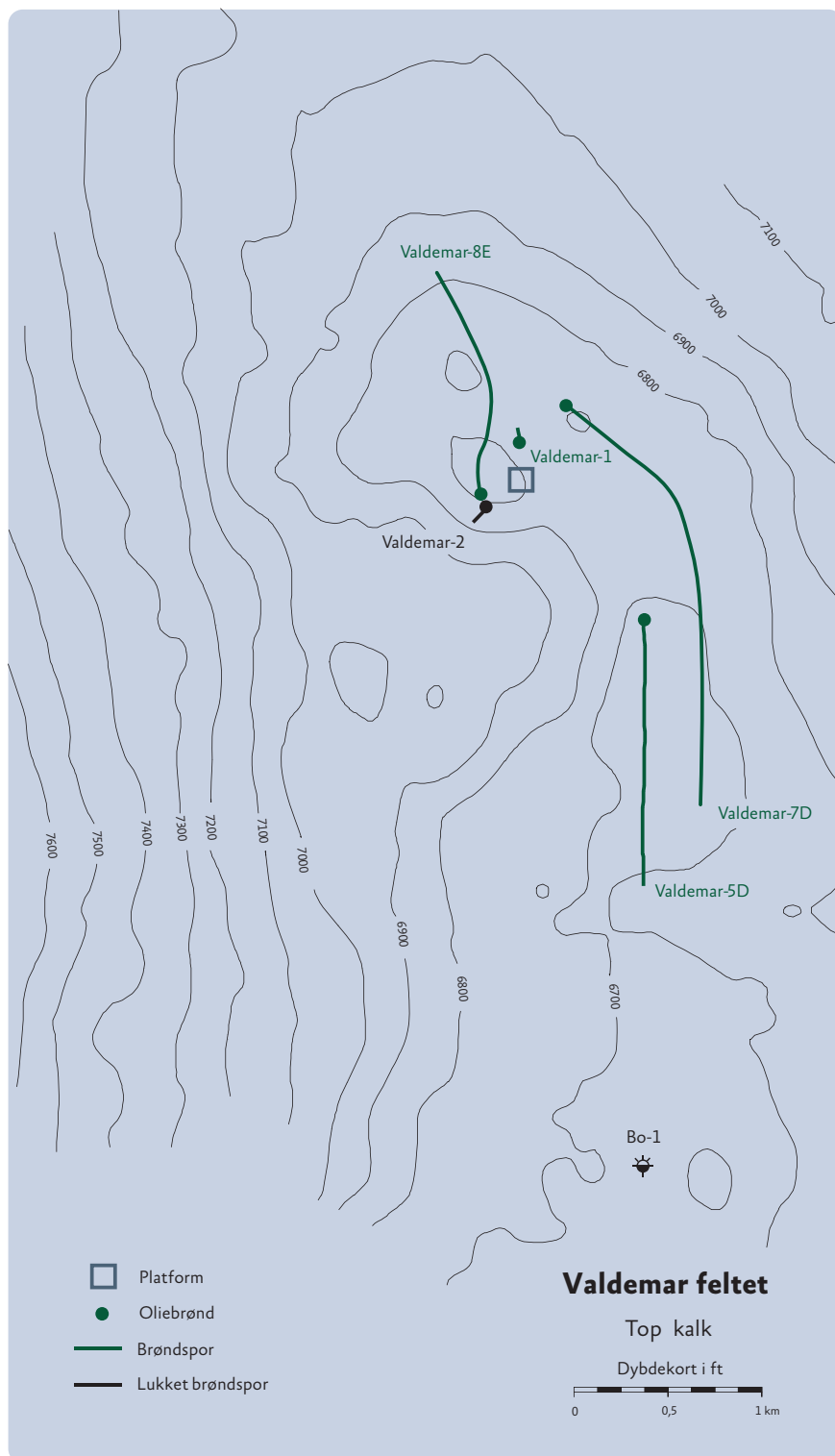
Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding. Udviklingen af indvindings-teknikken med lange vandrette brønde med sandfyldte, kunstige sprækker har gjort det muligt at indvinde olie kommercielt fra Nedre Kridt. Desuden foregår der indvinding fra Danien/Øvre Kridt.

ANLÆG

Nord Jens området i Valdemar feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med to broforbundne ubemandede indvindingsplatforme, Valdemar AA og AB, begge af STAR typen uden helidæk. På Valdemar AB platformen, som blev taget i brug i 2005, separeres produktionen fra begge platforme i en væske og en gasstrøm. Væskeproduktionen bestående af olie og vand sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring af olien, mens gasstrømmen føres til Tyra Vest for behandling og videre-transport. Valdemar AA/AB komplekset forsynes med kemikalier fra Tyra Øst, og med el fra Tyra Vest.

Indvinding fra Bo området i Valdemar feltet forventes påbegyndt i 2007.





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 pct. ³	Nettovaluta værdi mia.kr ⁴	Statens indtægter mio.kr.
1972	105	29	30	3,0	7,0	6,7	-3,2	-
1973	9	31	28	4,6	6,1	9,3	-4,0	1
1974	38	57	83	11,6	6,1	15,3	-9,2	1
1975	139	62	76	12,3	5,8	9,6	-8,5	2
1976	372	70	118	12,9	6,1	9,0	-9,5	4
1977	64	85	114	14,0	6,0	11,1	-10,4	5
1978	71	120	176	14,1	5,5	10,0	-9,5	21
1979	387	143	55	20,4	5,3	9,6	-13,7	19
1980	956	163	78	37,5	5,6	12,3	-18,6	29
1981	1.651	320	201	37,4	7,1	11,7	-20,1	36
1982	3.884	534	257	34,0	8,4	10,1	-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	748	14,9	8,1	3,7	-7,3	1.400
1987	930	1.380	665	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	928	1.413	424	14,8	6,7	4,5	-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	986	20,0	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.335	1.806	983	19,3	6,0	2,1	-0,4	1.911
1993	3.307	2.047	442	16,8	6,5	1,2	-1,7	1.811
1994	3.084	2.113	151	15,6	6,4	2,0	-0,5	2.053
1995	4.164	1.905	272	17,0	5,6	2,1	0,3	1.980
1996	4.260	2.094	470	21,1	5,8	2,1	0,4	2.465
1997	3.760	2.140	515	18,9	6,6	2,2	1,4	3.171
1998	5.382	2.037	406	12,8	6,7	1,8	0,9	3.125
1999	3.531	2.118	656	17,9	7,0	2,5	3,5	3.630
2000	3.113	2.813	672	28,5	8,1	2,9	14,9	8.695
2001	4.025	2.756	973	24,4	8,3	2,4	12,6	9.634
2002	4.703	3.102	1.036	24,9	7,9	2,4	14,5	10.137
2003	6.619	3.522	789	28,8	6,6	2,1	15,3	9.255
2004	4.457	3.349	340	38,2	6,0	1,2	19,7	17.092
2005*	3.922	3.760	538	54,4	6,0	1,8	24,8	24.163

Årets priser

1) Inkl. Transportomkostninger

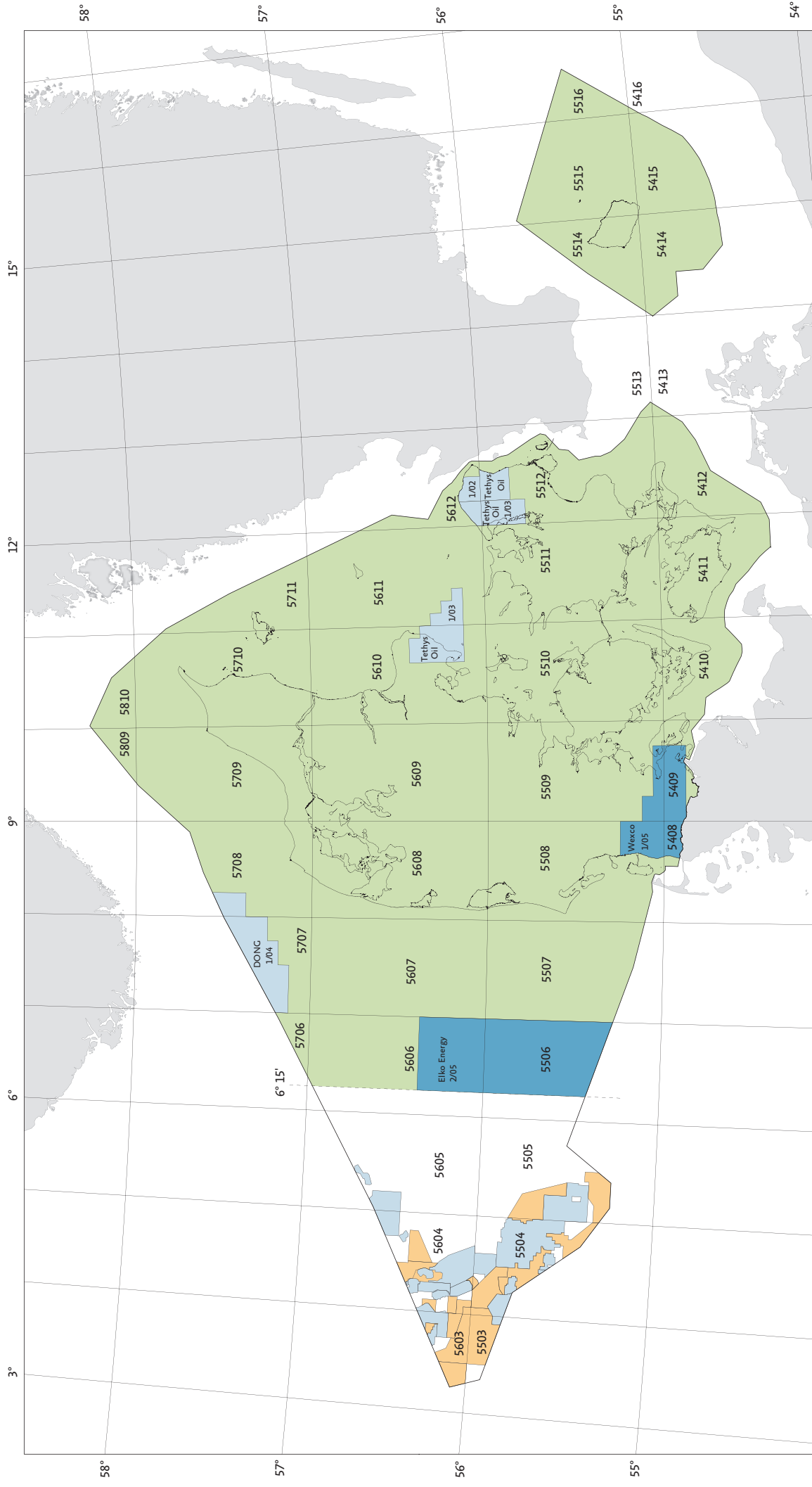
2) Brent råolie

3) Forbrugerpriser

4) Olieprodukter og naturgas, Udenrigshandels Statistik, Danmarks Statistik

*) Skøn

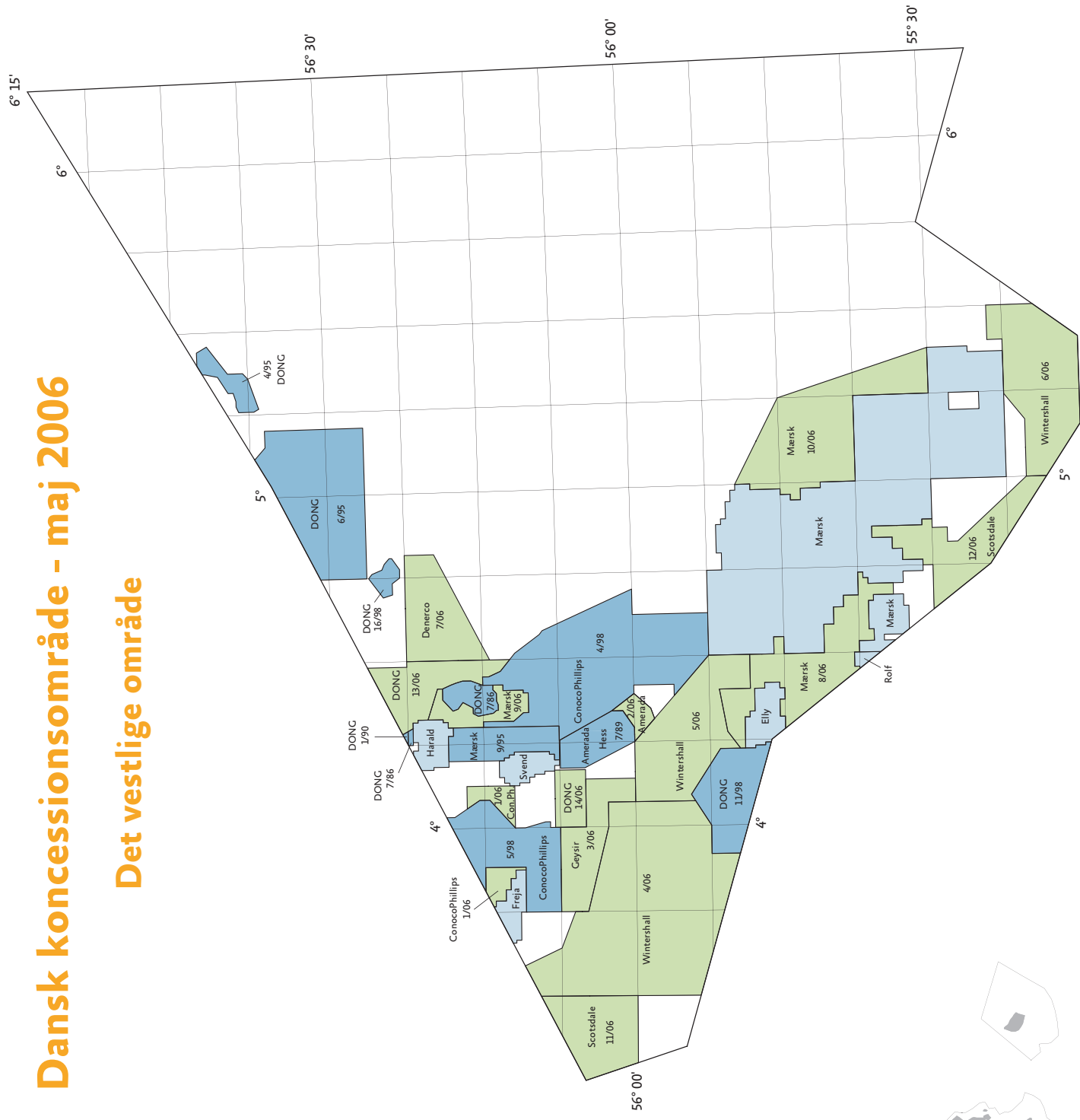
Dansk koncessionsområde - maj 2006



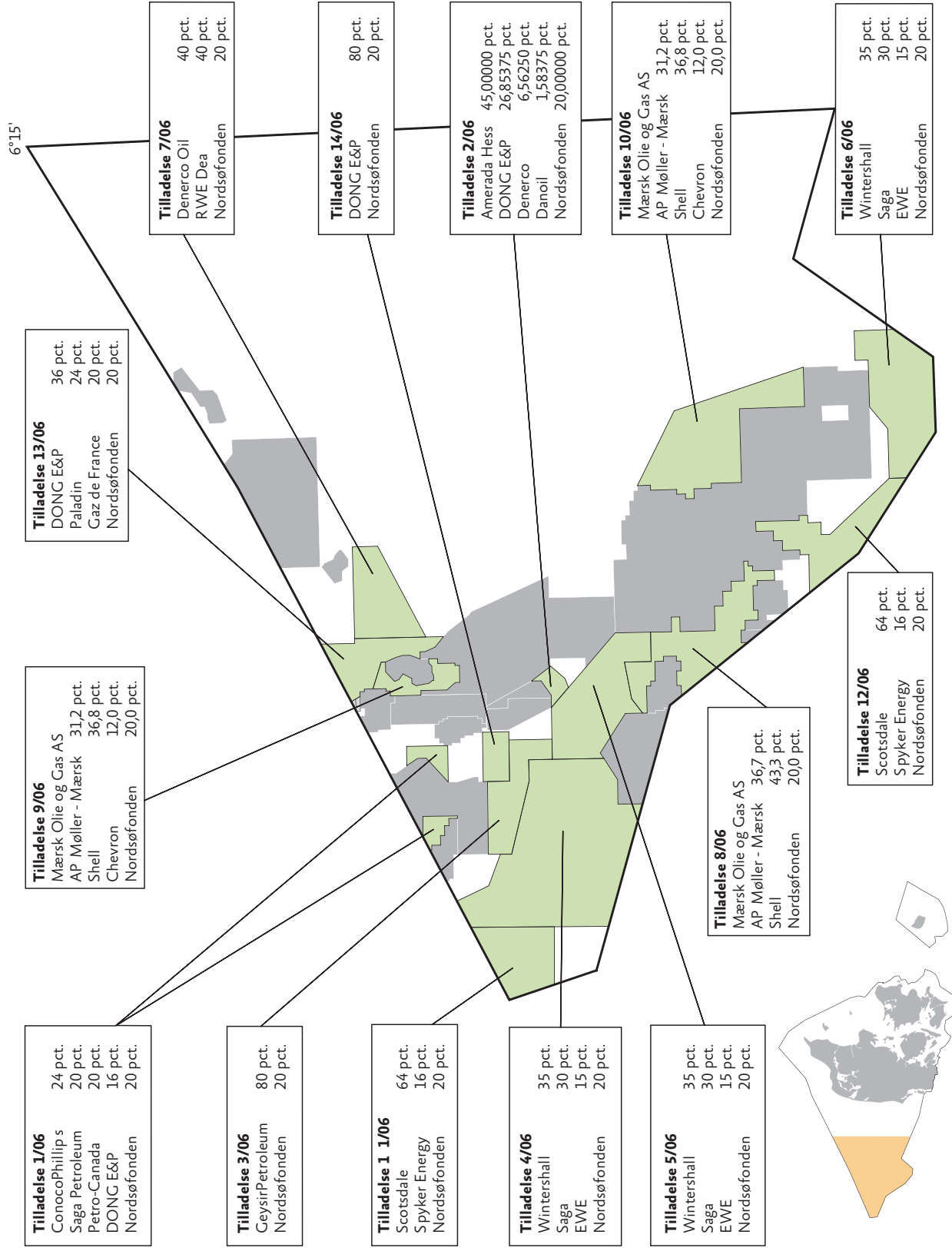
Dansk koncessionsområde - maj 2006

Det vestlige område

- 6. runde koncessioner i 2006
- Koncessioner tildelt 1986-1998
- A.P. Møller, 1962 bevilling



Koncessionstildeling 6. runde - maj 2006



Operatørselskaberne er nævnt først i hver tilladelse. Eksisterende koncessioner er vist med lysegrå.

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Tlf 33 92 67 00
Fax 33 11 47 43

CVR-nr: 59 77 87 14

ens@ens.dk
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 2005 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.

Rapporten kan rekvireres via Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk/publikationer eller ringe til DBK Logistik Service på tlf. 32 69 77 89.