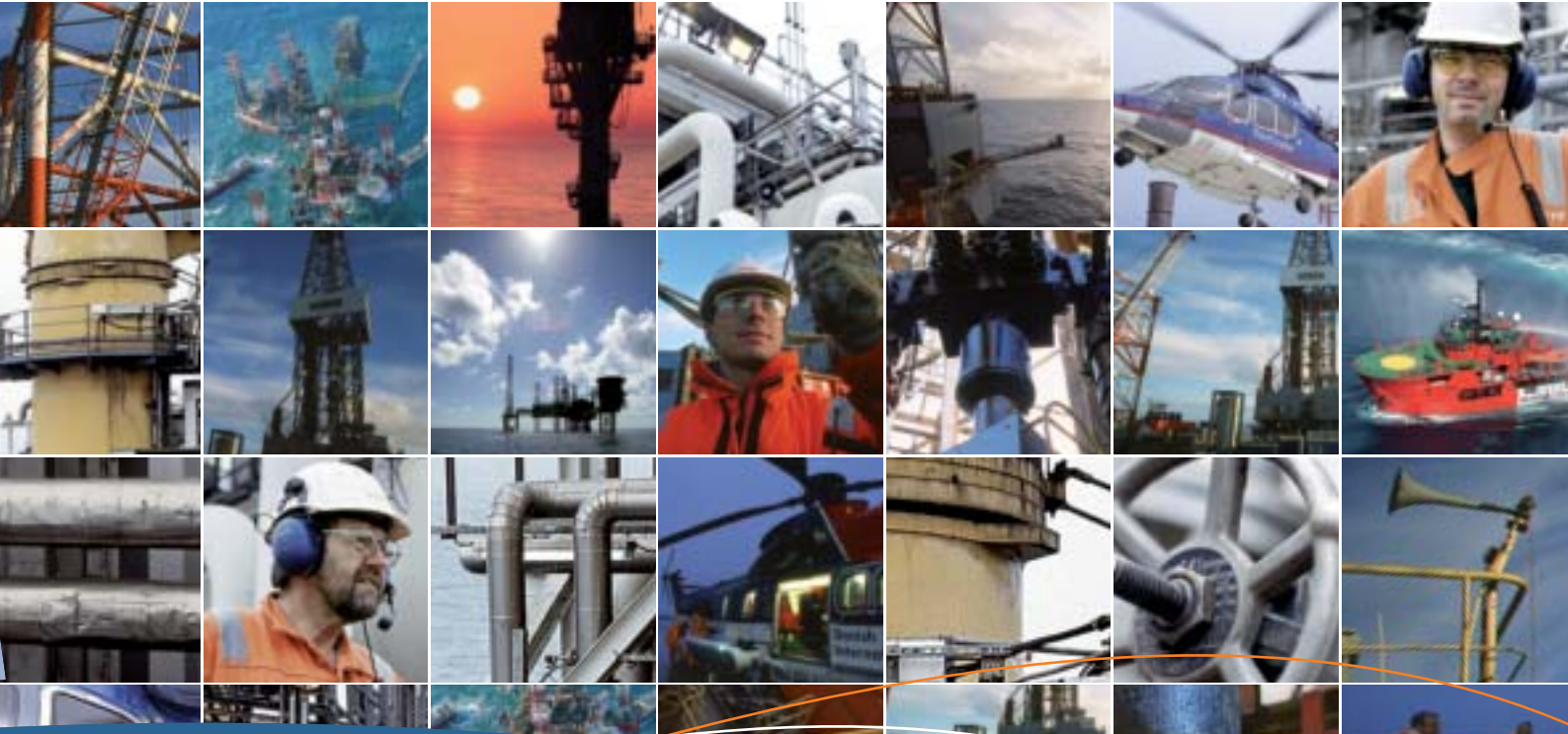


Danmarks olie- og gasproduktion 2006

ENERGI STYRELSEN

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

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

Energistyrelsen har et omfattende samarbejde med blandt andet lokale, regionale og statslige myndigheder, energiforsyningsselskaber 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 2007
Oplag: 2.700 eksemplarer

Foto: Dong Energy A/S, Mærsk Olie og Gas AS, Esvagt A/S, Maersk Contractors og fotograf Niels Åge Skovbo.
Redaktør: Helle Halberg, Energistyrelsen
Illustrationer og kort: Jesper Jensen, Energistyrelsen og Metaform

Tryk: Scanprint AS
Trykt på: Omslag: 200g, indhold: 130g
Layout: Metaform og Energistyrelsen
ISBN 978-87-7844-657-2
ISSN 0903-2819

NORDISK MILJØMÆRKNING
541 006
Tryksag

Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. ISBN 978-87-7844-658-9 www

FORORD

Verdens efterspørgsel på energi er stigende. Udviklingen på verdensplan har betydning for såvel energipriser som forsyningssikkerhed.

I Danmark har vi i de sidste 10 år været selvforsynende med energi. En af hovedårsagerne til dette er den høje danske produktion af olie og gas. Men verdenssituationen vil alligevel påvirke os her i Danmark.

Den fremtidige forsyning af energi er derfor sammen med klima og miljø blevet et væsentligt punkt på den politiske dagsorden, både nationalt og internationalt.

Regeringen fremlagde i februar 2007 en energistrategi med en række meget ambitiøse mål for den danske energipolitik frem til 2025. Med regeringens initiativer vil Danmarks forbrug af fossile brændstoffer som kul, olie og naturgas i 2025 være reduceret med 15 pct., mens det langsigtede mål er, at gøre Danmark uafhængig af fossile brændstoffer. Den langsigtede strategi for at imødegå ustabile energipriser er, at anvende nye, mere effektive teknologier. Samtidig skal der fortsat være fokus på nedsættelse af energiforbruget.

Den danske olie- og gassektor vil imidlertid i mange år fremover have en væsentlig betydning for den danske økonomi og den danske forsyningssikkerhed. Dette gælder især, hvis vi kan opnå en endnu mere effektiv udnyttelse af de danske ressourcer. Det kræver, at der forsat satses på målrettet forskning og uddannelse indenfor området for at give de bedste rammer for teknologiudvikling og efterforskning.

En styrket forsknings- og uddannelsesindsats indgår i bestræbelserne på at fremtidssikre det danske samfund, og Regeringen har i 2006 taget initiativ til et arbejde, som skal sikre denne indsats. Uddannelse, forskning og fremtiden i olie-gassektoren er derfor emnerne i dette års temaafsnit.

København, juni 2007

Ib Larsen

Star platform

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 oprindelig 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 kan presses sammen, 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 2006 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}, 10^3, 10^6, 10^9, 10^{12} og 10^{15}.

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

Nogle enheders forkortelser:

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

	FRA	TIL	GANG MED
Råolie	m^3 (st)	stb	6,293
	m^3 (st)	GJ	36,3
	m^3 (st)	t	0,86[i]
Naturgas	Nm^3	scf	37,2396
	Nm^3	GJ	0,03954
	Nm^3	t.o.e.	$944{,}40 \cdot 10^{-6}$
	Nm^3	kg · mol	0,0446158
	m^3 (st)	scf	35,3014
	m^3 (st)	GJ	0,03748
	m^3 (st)	kg · mol	0,0422932
Rummål	m^3	bbl	6,28981
	m^3	ft^3	35,31467
	US gallon	in^3	231*
	bbl	US gallon	42*
Energi	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
	FRA	**TIL**	**KONVERTERING**
Densitet	°API	kg/m^3	141364,33/(°API+131,5)
	°API	γ	141,5/(°API+131,5)

**) Eksakt værdi.*
i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.

INDHOLD

Forord 3

Omregningsfaktorer 4

1. Koncessioner og efterforskning 6

2. Udbygning og produktion 13

3. Miljø 23

4. Sikkerhed og sundhed 27

5. Reserver 37

6. Uddannelse, forskning og fremtiden 44

7. Økonomi 49

Bilag A Producerede og injicerede mængder 60

Bilag B Producerende felter 63

Bilag C Økonomiske nøgletal 102

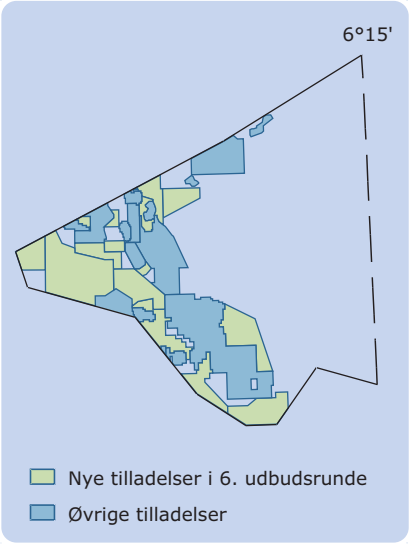
Bilag D1 Dansk koncessionsområde 103

Bilag D2 Dansk koncessionsområde – det vestlige område 104

Bilag D3 Koncessionstildeling 6. runde 105

1. KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

fig. 1.1 Nye tilladelser i 6. udbudsrunde



Med tildelingen af 14 nye tilladelser i 6. udbudsrunde i 2006, kan der forventes omfattende efterforskningsaktiviteter i og omkring Central Graven i de kommende år.

Energistyrelsen modtog i 2006 tre ansøgninger i det øvrige Danmark, hvilket viser fortsat interesse for efterforskning også uden for de traditionelle områder. Denne interesse betød også den første efterforskningsboring på land i mere end 14 år, nemlig Karlebo-boringen i Nordsjælland.

6. UDBUDSRUNDE

Transport- og energiministeren kunne den 22. maj 2006 tildele nye koncessioner til efterforskning og indvinding af kulbrinter. Interessen fra danske og internationale olieselskaber for at søge tilladelser på det udbudte område var stor, da 6. udbudsrunde blev sat i gang i foråret 2005. Resultatet af 6. udbudsrunde kan ses på figur 1.1 og bilag D3.

Runden omfattede alle ledige områder vest for 6°15' østlig længde. Geologisk set var der tale om områder både i Central Graven, hvor hoveddelen af den nuværende danske olie og gas produktion foregår, og om områder længere mod øst i Det Norsk-Danske Bassin og på Ringkøbing-Fyn Højderyggen.

Energistyrelsen modtog 17 ansøgninger om koncessioner, og efter en vurderingen af ansøgningerne og drøftelser med ansøgerne blev der tildelt 14 tilladelser til efterforskning og indvinding af olie og gas. Med de nye tilladelser blev det koncessionsbelagte område i den vestlige del af den danske Nordsø omtrent fordoblet. Tilladelsernes placering og selskabssammensætning fremgår af bilag D3

De samlede arbejdsprogrammer for tilladelserne i 6. runde omfatter syv ubetingede boringer dvs. boringer, hvis udførelse er en fast forpligtelse for olieselskaberne. Derudover er der 12 betingede boringer dvs. boringer, hvis udførelse afhænger af nærmere definerede omstændigheder. Samtidig har olieselskaberne forpligtet sig til at udføre seismiske undersøgelser og en række andre undersøgelser.

Energistyrelsen forventer, at der i de kommende år vil blive udført efterforskningsaktiviteter i de 14 nye tilladelser for ca. 2,5 mia. kr.

Med tilladelserne i 6. runde er der kommet flere olieselskaber til, som ikke tidligere har haft koncessioner i Danmark. Samtidig er selskaberne Wintershall, Altinex,

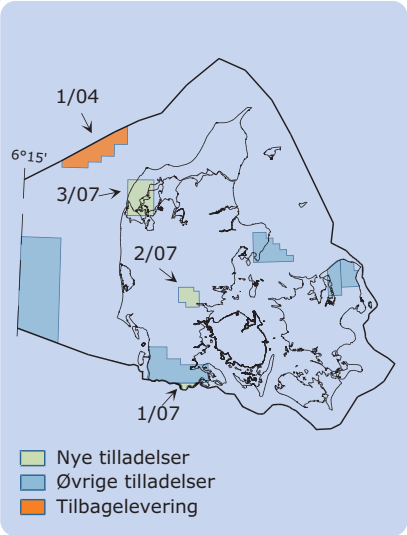
Nordsøenheden og Nordsøfonden

Nordsøenheden er en statslig enhed, der administrerer Nordsøfonden. 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 nye tilladelser.

I alle nye tilladelser - både Åben Dør tilladelser og tilladelser i forbindelse med udbudsrunder - vil fonden varetage statens deltagelse, der er på 20 pct. Tidligere varetog DONG E&P 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.

fig. 1.2 Ændringer i Åben Dør området



GeysirPetroleum og Scotsdale, der ikke tidligere har været operatører i Danmark, blevet godkendt som operatører for nogle af de nye tilladelser.

ÅBEN DØR

Energistyrelsen modtog i 2006 i alt tre ansøgninger i Åben Dør området.

Energistyrelsen modtog den 14. august 2006 en ansøgning vedrørende et område i Sønderjylland og tilstødende farvand. Ansøgeren var Geo-Center-Nord GmbH. Selskabet deltager desuden i en tysk koncession umiddelbart syd for dette område, men har ikke tidligere deltaget i koncessioner på dansk område.

Den 22. september 2006 modtog Energistyrelsen en ansøgning vedrørende et område nordvest for Vejle. Ansøgeren var Jordan Dansk Corporation, et olieselskab registreret i USA. Selskabet deltog i en tilladelse til samme område fra 3. udbudsrunde.

Energistyrelsen modtog den 29. september 2006 en ansøgning vedrørende et område i Nordvestjylland. Ansøgeren var DONG E&P A/S.

Transport- og energiministeren gav den 12. februar 2007 alle tre ansøgere tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i de ansøgte områder, se figur 1.2.

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 området offshore med undtagelse af den vestlige del af Nordsøen.

Ordningen omfatter et område, hvor der ikke tidligere er gjort kommercielle fund af olie eller gas. Vilkårene 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 den 2. januar til den 30. september (begge inkl.) søge om koncessioner.

Koncessionskort samt invitationsskrivelse til Åben Dør Proceduren kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

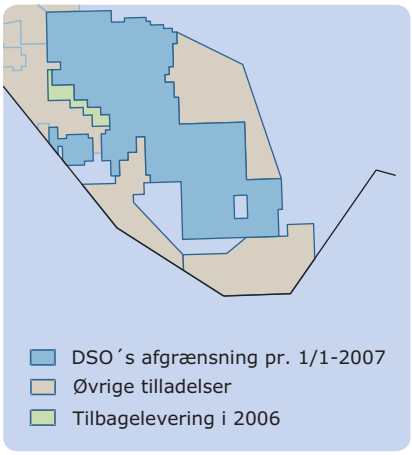
TILBAGELEVERINGER I DET SAMMENHÆNGENDE OMRÅDE

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, som der er indsendt udbygningsplaner for, friholdes for tilbagelevering.

Ved arealtilbageleveringen pr. 1. januar 2005 blev 25 pct. af to blokke tilbageleveret. For et enkelt område (område I) var der betydelige geologiske usikkerheder. Man kunne derfor ikke ved aftalens indgåelse foretage en endelig afgrænsning. Bevillingshaverne besluttede efter yderligere vurderinger at tilbagelevere område I ved udgangen af 2006.

fig. 1.3 Tilbagelevering i DSO



Den nye udstrækning af DSO og det tilbageleverede areal fremgår af figur 1.3. På figur 2.1 i afsnittet *Udbygning og Produktion* ses den nye afgrænsning og de nye feltafgrænsninger for Valdemar, Roar og Tyra.

Den 29. september 2003 blev der indgået en aftale mellem Økonomi- og erhvervsministeren og A.P. Møller, kaldet Nordsøaftalen. Aftalen indebærer, at det tilbageværende areal af Eneretsbevillingen kan beholdes frem til bevillingens udløb i 2042. Dog skal områder, hvor produktionen indstilles, leveres tilbage til staten.

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.

Godkendte overdragelser

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser af tilladelser og vilkårene for overdragelserne.

I tilladelse 2/05 har Energistyrelsen godkendt overdragelse af Elko Energy Inc.´s andel i tilladelse 2/05 til Arkay A/S, som er et dansk datterselskab af Elko Energy Inc. Overdragelsen har virkning fra den 13. marts 2006.

Energistyrelsen har godkendt overdragelse af 5 pct. af ConocoPhillips Petroleum Int. Corp. Denmark's andel i tilladelse 4/98 til Saga Petroleum Danmark AS. Overdragelsen er sket pr. 1. januar 2006.

I tilladelse 1/02 og 1/03 har Energistyrelsen godkendt 20 pct. overdragelse fra Tethys Oil Denmark AB til Star Energy. Overdragelse har virkning fra den 18. august 2006.

Altinex har pr. 5. september 2006 overtaget DENERCO OIL. I den forbindelse blev navnet DENERCO OIL A/S ændret til Altinex Oil Denmark A/S og navnet DENERCO Petroleum A/S ændret til Altinex Petroleum Denmark A/S.

OPHØRTE TILLADELSER

I 2006 blev en tilladelse fra i Åben Dør området tilbageleveret. Den tilbageleverede tilladelse 1/04 fremgår af tabel 1.1 og af figur 1.2.

tabel 1.1 Ophørt tilladelse

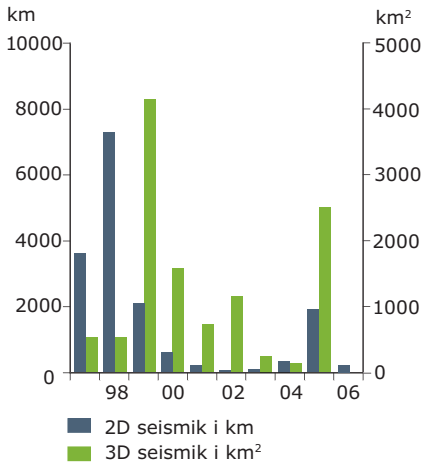
Tilladelse	Operatør	Ophørt
1/04	DONG E&P A/S	3-11-2006

Vilkår for tilladelser

Tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter (koncessioner) gælder 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.

Efter 6 år kan Energistyrelsen forlænge en tilladelse med op til to år ad gangen, hvis rettighedshaveren – efter at have udført det oprindelige arbejdsprogram – vil påtage sig yderligere forpligtelser til at efterforske. Nogle tilladelser kan dog indeholde bestemmelser om, at rettighedshaveren på et nærmere fastsat tidspunkt i løbet af 6-års periode enten skal tilbagelevere tilladelsen eller forpligte sig til at udføre f.eks. en efterforskningsboring.

fig. 1.4 Årlig seismik



Data, som selskaber indhenter i medfør af tilladelser efter undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. Hvis en tilladelse ophører, begrænses fortrolighedsperioden dog til 2 år.

Når fortrolighedsperioden er ophørt, får andre olieselskaber adgang til de indhentede data fra efterforskningsboringer og seismiske undersøgelser. På den måde kan selskaberne forbedre deres kortlægning af undergrunden og deres vurderinger af mulighederne for efterforskning i områderne.

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

FORUNDERSØGELSER

Aktivitetsniveauet og placeringen af de seismiske undersøgelser er vist i figur 1.4, 1.6 og 1.7. Niveauet for indsamling af seismik i 2006 var lavere end i 2005. Det høje niveau i 2005 skyldes, at Mærsk Olie og Gas AS udførte en stor 3D seismisk undersøgelse over Det Sammenhængende Område i 2005. Implementeringen af arbejdsprogrammerne fra 6. udbudsrunde betyder, at aktiviteten forventes at stige de kommende år.

Geo-Center-Nord GmbH udførte den 22. - 25. oktober 2006 en 2D seismisk forundersøgelse i Flensborg Fjord. Indsamlingen blev foretaget af University of Hamburg.

Seismiske undersøgelser

Seismiske undersøgelser udføres ved at sende trykbølger ned i undergrunden. Når trykbølgen møder forskellige geologiske lag i undergrunden vil en del af trykbølgen blive reflekteret tilbage til overfladen. Ved at analysere de reflekterede trykbølger opnås et billede af geologien i undergrunden.

Ved indsamling af seismiske data på havet, bliver trykbølgen sendt fra skibet ned mod undergrunden.

Ved en 2D seismisk undersøgelse opnås et tværsnit af undergrunden. Når de 2D seismiske undersøgelser udføres tæt på hinanden opnås ligeledes en rumlig forståelse af geologien i undergrunden. Dette kaldes 3D seismik.

Store dele af den danske del af Central Graven er dækket af 3D seismik. Ved at sammenligne 3D seismiske data indhentet i samme område med års mellemrum fås en 4. dimension, tiden.

4D seismik kan 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 den viden kan indvindingen optimeres.

Selskaberne, som indhenter seismiske data, skal tilrettelægge undersøgelserne, så dyrelivet påvirkes mindst muligt. Energistyrelsen skal godkende undersøgelsesprogrammerne.

fig. 1.6 Seismisk undersøgelse øst for 6°15' østlig længde

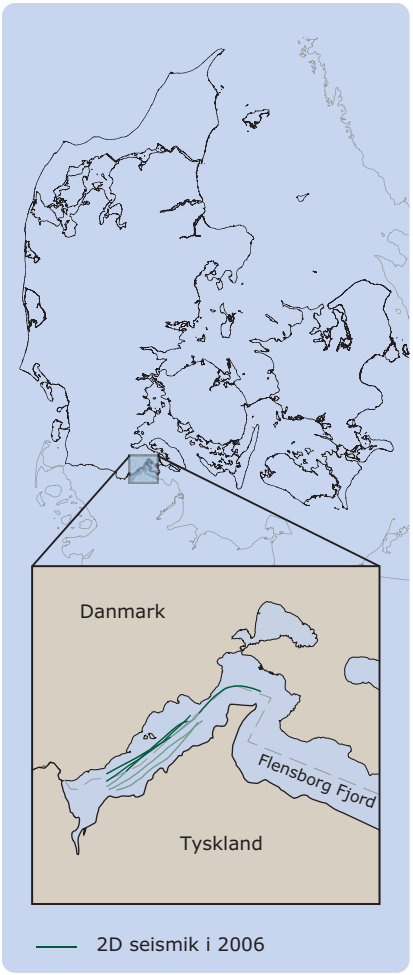
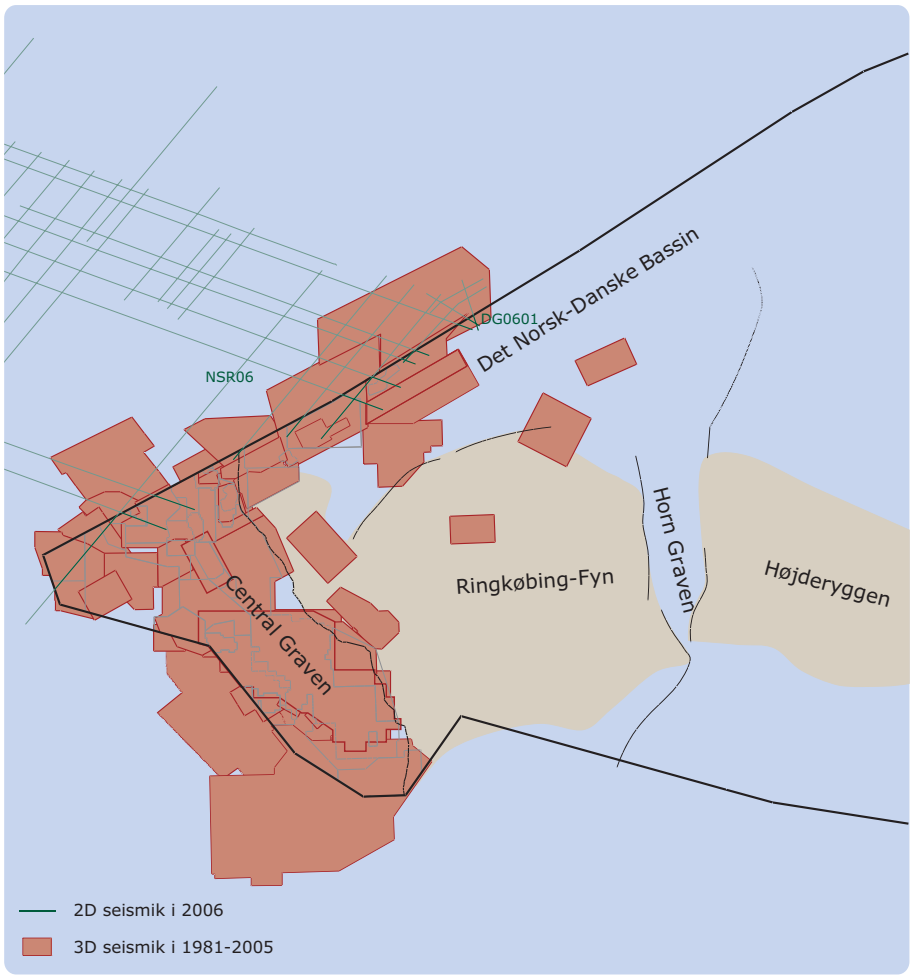


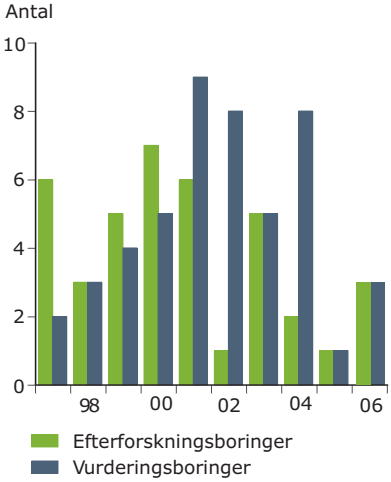
fig. 1.7 Seismiske undersøgelser vest for 6°15' østlig længde



TGS Nopec udførte i 2006 en 2D seismisk undersøgelse i Nordsøen. Hovedparten af undersøgelsen foregik på norsk og engelsk område, men flere linier blev forlænget ind på dansk område.

DONG Norge AS udførte i juli 2006 2D seismiske undersøgelser på Norsk område, og enkelte af linierne blev forlænget ind på dansk område. Indsamlingen blev foretaget af Fugro Survey Ltd.

fig. 1.5 Efterforsknings- og vurderingsboringer



BORINGER

Der blev i 2006 udført tre efterforskningsboringer og tre vurderingsboringer, se figur 1.5. Placeringen af de neden for omtalte boringer fremgår af figur 1.8 og 1.9. Vurderingsboringerne på felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag B.

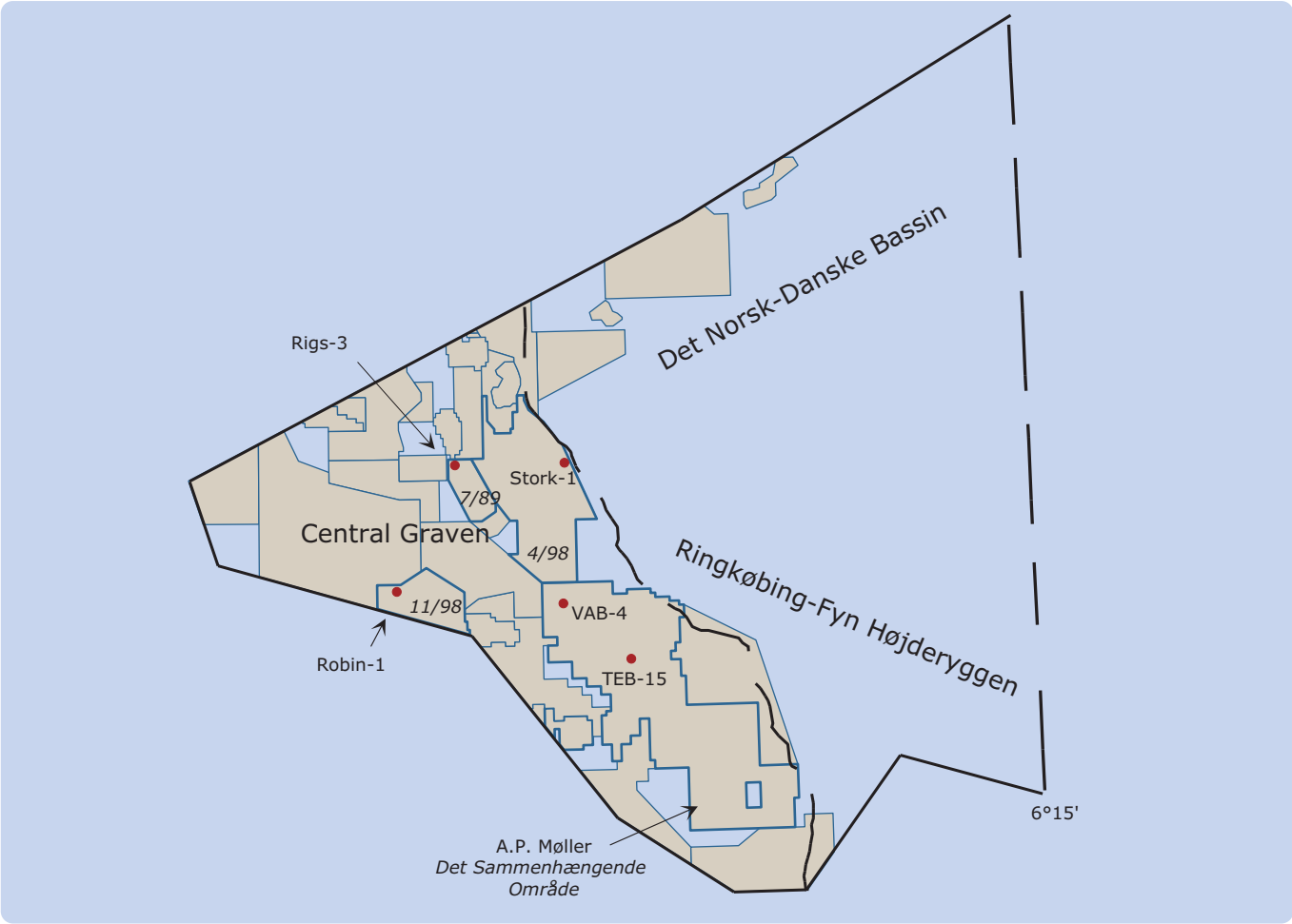
På Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, findes en oversigt over samtlige danske efterforsknings- og vurderingsboringer.

Efterforskningsboringer

Robin-1 (5503/08-01)

DONG E&P A/S udførte som operatør for selskaberne i tilladelse 11/98 efterforskningsboringen Robin-1 (5503/08-01). Boringen, som blev påbegyndt den 7.

fig. 1.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2006 vest for 6°15' østlig længde

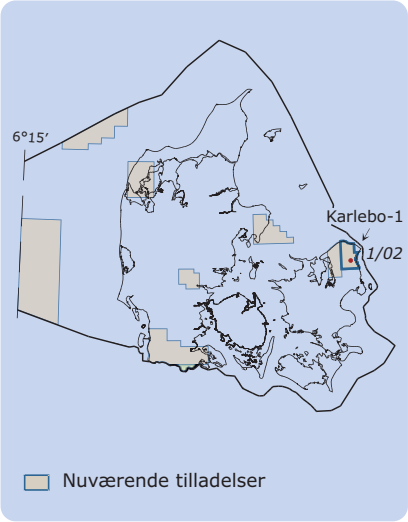


juni 2006, var placeret ca. 6 km nord for det tyske A6/B4 gasfelt. Robin-1 boringen blev boret som en svagt afbøjet boring og sluttede i en dybde af 3.458 meter i lag af Trias alder. Boringen fandt sandstensreservoir i Trias samt porøs kalk i Øvre Kridt. Der blev kun fundet svage spor af kulbrinter i boringen.

Stork-1 (5604/31-01)
I tilladelse 4/98 borede ConocoPhillips Petroleum Int. Corp. Denmark som operatør for selskaberne i tilladelsen efterforskningsboringen Stork-1 (5604/31-01). Stork-1 boringen blev boret som en svagt afbøjet boring og sluttede i vulkanske bjergarter i 4.880 meters dybde. Boringen fandt et kulbrinteholdigt sandstenslag af Jura alder. Der blev ikke gennemført en prøveproduktion. Resultaterne fra boringen vil blive vurderet nærmere.

Karlebo-1 (5512/02-01)
Tethys Oil Denmark AB stod som operatør for selskaberne i tilladelse 1/02 for efterforskningsboringen Karlebo-1 (5512/2-01) i det nordøstlige Sjælland. Borearbejdet blev udført i perioden september til november 2006. Karlebo-1 boringen blev boret som en afbøjet boring og sluttede i bjergarter af Trias alder i 2.302 meters dybde. Boringen fandt sandsten af Nedre Kridt og Trias alder. Der blev ikke fundet olie eller gas i boringen.

fig. 1.9 Efterforsknings- og vurderingsboringer øst for 6°15' østlig længde



Vurderingsboringer

TEB-15A-B (5504/12-13)

Mærsk Olie og Gas AS afsluttede i maj 2006 vurderingsboringen TEB-15, som blev boret fra Tyra feltet mod Tyra Sydøst. Boringen blev udført som en kombineret produktions- og vurderingsboring. Der blev udført to sideboringer, én til vurdering af Danien reservoirets tykkelse og én til vurdering af potentialet i det underliggende Maastrichtien reservoir. TEB-15B blev afsluttet i Danien gasreservoiret og blev i maj 2006 overgivet til produktion.

VAB-4 (5504/07-13)

I forbindelse med udbygningen af Valdemar feltet afsluttede Mærsk Olie og Gas AS i april 2006 brønden VAB-4. I forbindelse med udførelse af boringen blev der boret en sideboring for at undersøge reservoiregenskaberne for Nedre Kridt reservoiret. VAB-4 blev efterfølgende færdiggjort som en vandret produktionsbrønd.

Rigs-3 (5604/29-08)

Hess Denmark ApS borede som operatør for olieselskaberne i tilladelse 7/89 vurderingsboringen Rigs-3 (5604/29-08) på Syd Arne feltet. Boringen skulle vurdere Øvre Kridt og Danien potentialet. Borearbejdet blev gennemført i samarbejde med DONG E&P A/S og varede fra marts til april 2006. Rigs-3 blev boret som en lodret boring ca. 4,5 kilometer nordvest for Syd Arne platformen. Der blev desuden udført i alt tre sideboringer til områder vest, nord og øst for overfladelokaliteten. Rigs-3 og de tre sideboringer påviste tilstedeværelse af olie og gas i kalklagene og bekræftede hermed den geologiske model for området. Resultaterne bliver nu vurderet nærmere. Boringen sluttede i 3.156 meters dybde i kalk af Nedre Kridt alder.

2. UDBYGNING OG PRODUKTION

Aktiviteten i den danske olie- og gasindustri har generelt været høj gennem 2006. Det skyldes især de seneste års høje oliepriser. Der har således været særlig fokus på optimering af produktionen og videre udbygning af de eksisterende felter.

PRODUKTIONEN I 2006

I 2006 var der i alt 19 producerende 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 Hess Denmark ApS på et enkelt felt. På figur 2.1 er vist et kort med placering af de producerende felter.

I alt ti selskaber har interesser i de licenser, som producerede olie og gas i 2006. De enkelte selskabers del af produktionen er vist på figur 2.2.

Den danske olieproduktion var i 2006 på 19,8 mio. m^3, hvilket er et fald på ca. 9 pct. i forhold til sidste år og et fald på ca. 12 pct. i forhold til rekordåret 2004. Det historiske forløb af den danske olieproduktion med produktionsstart i 1972 er vist i figur 2.3.

En fjerdedel af faldet i produktionen i 2006 skyldes en væsentlig lavere produktion fra DUC's felter i september måned, hvor en planlagt nedlukning i forbindelse med vedligeholdelsesarbejder på Gorm anlægget blev forlænget. Resten af faldet skyldes en stagnerende produktion fra flere af de større og ældre felter.

fig. 2.1 Danske olie- og gasfelter

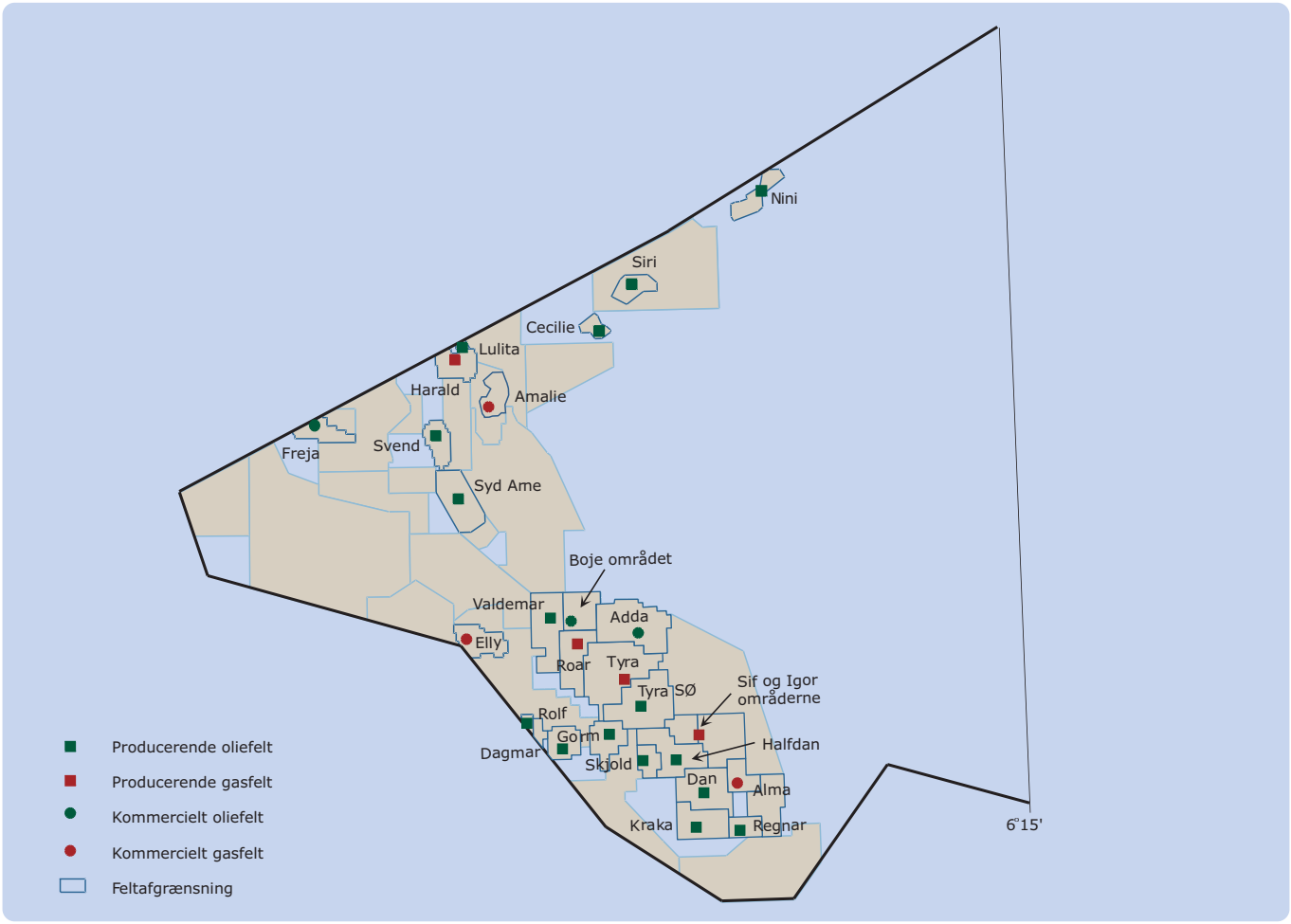
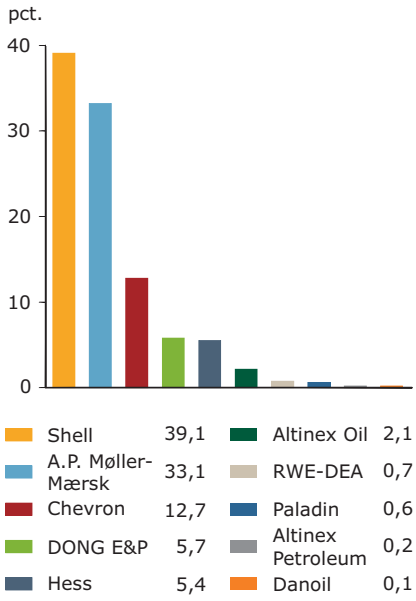


fig. 2.2 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



Forventningen til den danske olieproduktion de kommende år er, at produktionen fra en del af de udbyggede felter vil udvise en faldende tendens. Hvis olieproduktionen skal holdes på det nuværende niveau, skal der foretages investeringer i yderligere udbygninger af felter samt produktionsforbedrende metoder.

På figur 2.4 er den historiske olieproduktion sammenholdt med udviklingen i det samlede antal brønde. Det er tydeligt, at udviklingen med brug af vandrette brønde og vandinjektion har bidraget til øget produktion fra midten af 1980'erne og frem. Det store spring i produktionen i 1999 skyldes primært idriftsættelsen af felterne Halfdan og Syd Arne.

I 2006 bidrog i alt 378 brønde til indvindingen, hvoraf 263 var produktionsbrønde og 115 injektionsbrønde. Af de 263 produktionsbrønde var 207 olieproduktionsbrønde, mens 56 var gasproduktionsbrønde. Vandinjektion blev foretaget i 101 brønde, og 14 brønde blev brugt til gasinjektion.

Den totale gasproduktion for 2006 var på 10,9 mia. Nm^3. Mængden af salgsgas udgjorde 9,2 mia. Nm^3, hvilket er på niveau med rekordåret 2005 for salgsgas. Den resterende del af den producerede gas blev injiceret i udvalgte felter til forbedring af indvindingen eller anvendt som brændstof på platformene. Desuden blev der afbrændt en mindre del af gassen af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. Det historiske forløb for salgsgas er vist på figur 2.3.

Oversigt over forbruget og afbrændingen af gas fremgår af afsnittet *Miljø*.

Injektionen af gas faldt for tredje år i træk. I 2006 blev der injiceret 0,83 mia. Nm^3 gas mod 1,43 mia. Nm^3 gas i 2005. Især injektionen i Tyra feltet er reduceret.

Figur 2.5 viser de eksisterende produktionsanlæg i den danske del af Nordsøen ved indgangen til 2007.

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 der i bilag A angivet tal for produktion og injektion af vand samt CO_2-udledning. På Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, findes produktionstal fordelt på de enkelte år siden produktionsstarten i 1972.

fig. 2.3 Produktion af olie og gas

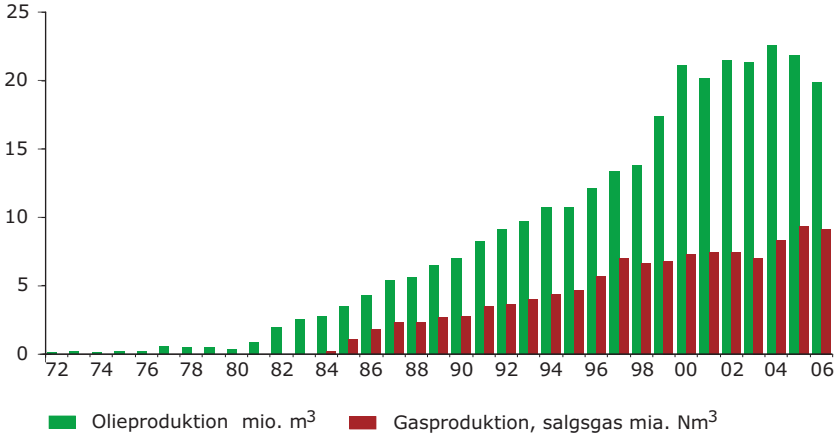
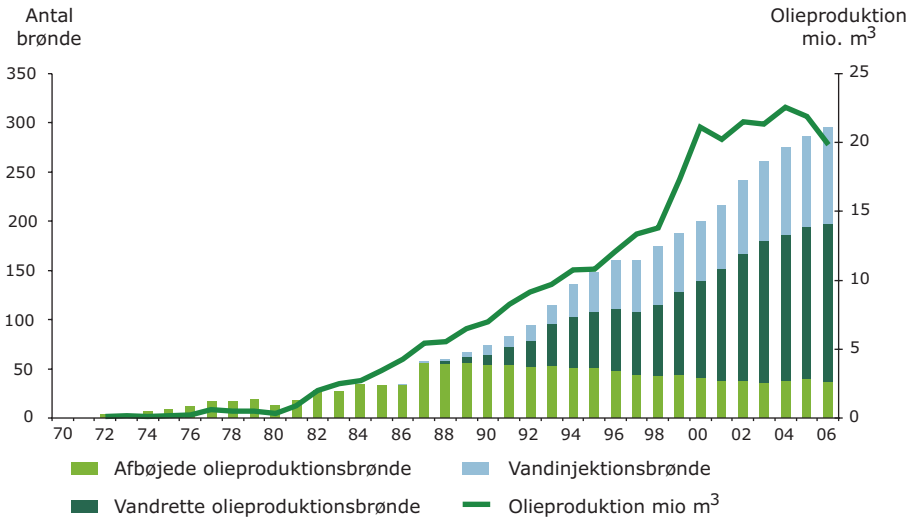


fig. 2.4 Udbygning sammenholdt med olieproduktion



DE PRODUCERENDE FELTER

I 2006 godkendte Energistyrelsen otte ansøgninger om udbygning af eksisterende felter. Det var dobbelt så mange udbygningsansøgninger som året før. Der var ingen ansøgninger om udbygning af nye felter i 2006.

Disse otte godkendte udbygningsplaner repræsenterer en samlet investering på knap 5,6 mia. kr. for de kommende år. I 2006 blev der investeret 5,6 mia. kr. i udbygningen af felter, hvilket er en stigning med 1,7 mia. kr. i forhold til 2005.

Udbygningsplaner godkendt i tidligere år bliver løbende ført ud i livet, og det har blandt andet betydet, at 20 nye boringer er blevet udført i 2006. Oplysninger om godkendte udbygningsplaner og planer under behandling kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Som følge af den høje oliepris har der generelt over hele verden været stor travlhed med udbygning af oliefelter. Dette har betydet en stigning i efterspørgslen på boreplatforme, boreudstyr og mandskab til at udføre nye boringer, hvilket har givet lange ventetider og i visse tilfælde forsinkelser af udbygningsaktiviteter på felter over hele verden.

I Danmark har manglen på boreplatforme betydet forsinkelser på udførelse af nye brønde. Det har været en medvirkende årsag til nedgangen i produktionen i 2006.

Nedenfor er status for udbygning og produktion på samtlige danske producerende felter beskrevet. I bilag B findes en detaljeret oversigt med en række faktuelle oplysninger om hvert felt.

Cecilie feltet (DONG)
På Cecilie feltet findes tre olieproduktionsbrønde og en vandinjektionsbrønd, som alle er vandrette. Der er ikke udført udbygningsaktiviteter på Cecilie feltet i 2006. Den seneste boring på feltet blev udført i 2004.

fig. 2.5 Produktionsanlæg i Nordsøen 2006

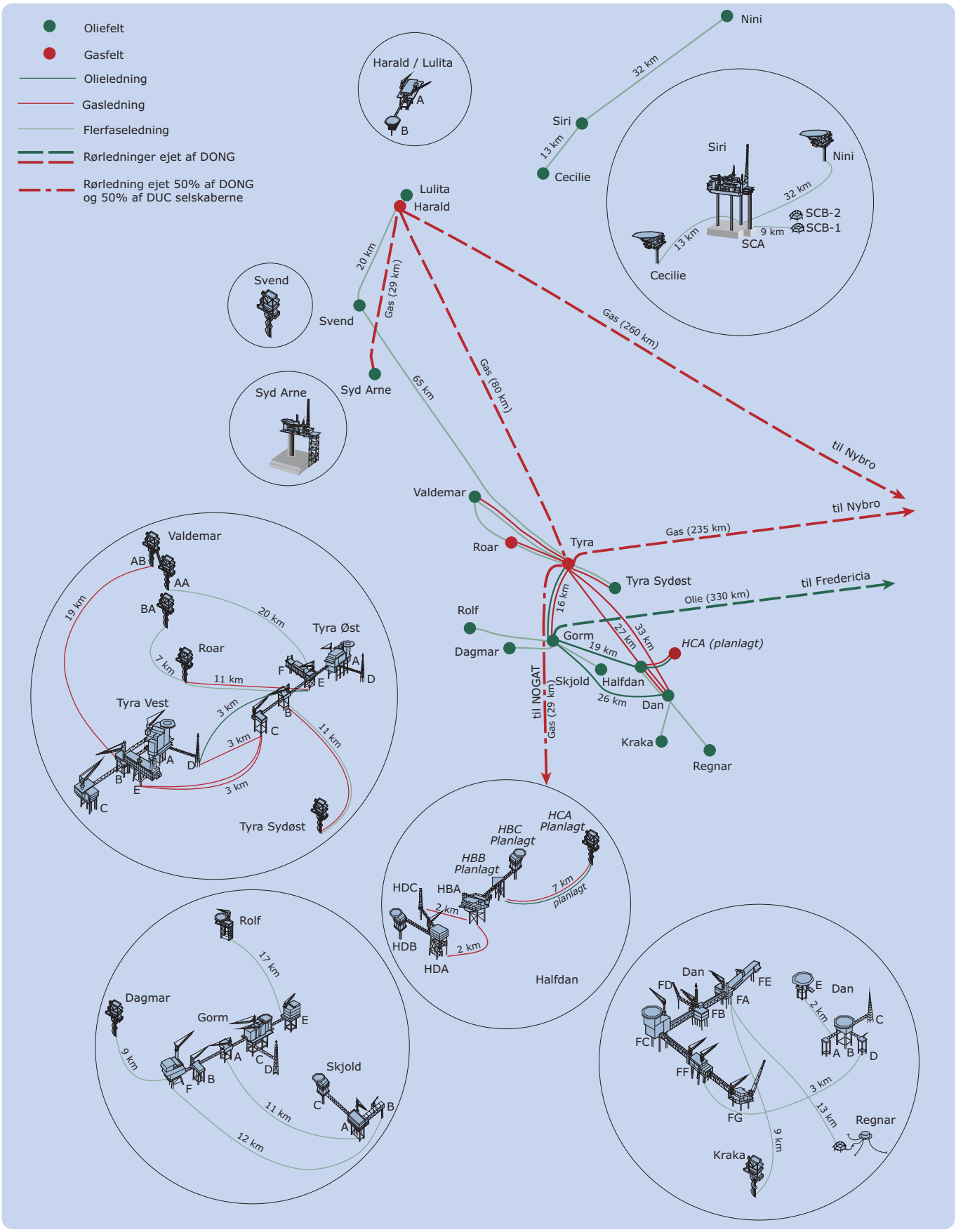
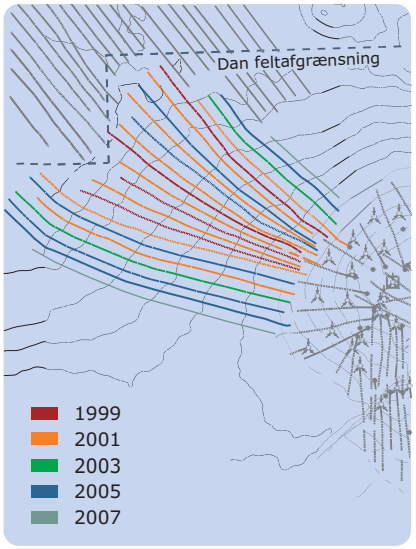


fig. 2.6 Udbygningsfaser af Dan vestflanke fra 1999-2007



Dagmar feltet (Mærsk)
Sidst på året i 2006 blev der på Dagmar feltet gennemført en vandret vurderings- og produktionsboring, Dagmar-8, med boreplatformen Maersk Enhancer. Resultaterne fra boringen kunne dog ikke bekræfte en ny model for feltet, hvorfor boringen er blevet lukket permanent.

De øvrige to olieproduktionsbrønde på feltet oplevede i 2004 en kraftig stigning i den medfølgende gasproduktion. Brøndene blev lukket i 2005.

Ved indgangen til 2007 var der ingen produktion fra feltet, og fremtiden for Dagmar feltet er endnu ikke fastlagt.

Dan feltet (Mærsk)
På Dan feltets vestflanke er der i 2006 med boreplatformen Ensco 71 boret to nye vandrette olieproduktionsbrønde, MFB-2G og MFF-9B, som begge er sat i produktion.

En brønd blev lukket, MFF-2, og tre brønde, MFA-13B, MFF-27E og ME-5, blev konverteret fra olieproduktion til vandinjektion. Dan feltet havde således ved udgangen af 2006 i alt 56 olieproduktionsbrønde og 50 brønde til vandinjektion.

Der er i 2006 desuden godkendt planer for yderligere udbygning af den vestlige flanke. Udbygningen vil bestå af en udvidelse af det eksisterende brøndmønster med to eller tre nye produktionsbrønde samt konvertering af en eksisterende produktionsbrønd til vandinjektion. Der er installeret et nyt brøndmodul til otte brønde ved den eksisterende Dan FF platform. Platformen kan derved rumme i alt 40 brønde. Figur 2.6 viser den faseopdelte udbygning af Dan Vestflanke.

Produktionen i 2006 har fulgt de sidste års faldende tendens. Produktionen fra feltet toppede i år 2000.

Gorm feltet (Mærsk)
På Gorm feltet blev der i 2006 med boreplatformen Noble Byron Welliver udført fire vandrette brønde til olieproduktion, N-59A, N-60A, N-61C og N-9A. Brønden, N-9A, var en genboring af den eksisterende brønd, N-9.

Udførelse af de nye brønde er sket for at reducere faldet i olieproduktion fra feltet.

På Gorm feltet var der ved udgangen af 2006 i alt 36 olieproduktionsbrønde, 14 vandinjektionsbrønde og to gasinjektionsbrønde.

Som led i en rutinemæssig inspektion og vedligeholdelse af Gorm anlægget blev der fundet en række mindre skader. Derfor var det nødvendigt, at forlænge en planlagt nedlukning af anlægget med 8 dage til i alt 13 dage. Nedlukningen betød, at hele anlægget var ude af drift. Den usædvanlig lange nedlukning af Gorm anlægget betød en reduceret produktion fra Gorm feltet og de tilhørende satellitfelter, Rolf og Skjold.

Halfdan feltet (Mærsk)
Hovedparten af boringerne i Halfdan feltet ligger i et symmetrisk system af parallelle boringer med skiftevis olieproduktionsbrønde og vandinjektionsbrønde. I 2006 blev feltet udbygget med seks nye boringer, tre olieproduktionsbrønde, en gasproduktionsbrønd samt to vandinjektionsbrønde, som producerer olie inden injektion påbegyndes.

Halfdan feltet

En af de nye olieproduktionsbrønde, HBA-17, blev sat i produktion i starten af 2006. Denne brønd hører ansøgningsmæssigt sammen med den parallelle nabo-brønd, HBA-21, som blev udført i 2005. Da det er uhensigtsmæssigt at have en vandinjektionsbrønd placeret yderst i brøndmønstret har HBA-21 fungeret som produktionsbrønd, indtil HBA-17 var klar til produktion. HBA-21 er nu konverteret til vandinjektion.

Yderligere to par af injektions- og produktionsbrønde blev afsluttet i tredje kvartal af 2006, HBA-22 og HBA-23 samt HBA-25 og HBA-30. Brøndene levede op til forventningerne til produktionen, hvorfor der i 2006 blev godkendt en supplerende udbygning med to brønde, HBA-26 og HBA-29 til udførelse i starten af 2007. Boreplatformen Mærsk Endeavour har stået fast ved HBA platformen siden slutningen af 2004.

En yderligere plan for udnyttelse af gasforekomsten i den nordøstlige del af Halfdan feltet blev godkendt i 2006. Planen omfatter fem gasproduktionsbrønde, som vil blive boret fra en ny brøndhovedplatform med plads til ti brønde samt to gasproduktionsbrønde i tilknytning til det eksisterende mønster af gasproduktionsbrønde. Den ene af disse brønde blev udført i 2006.

HCA platformen vil blive placeret ca. 7 km nordøst for den eksisterende Halfdan HBA platform. Desuden vil der blive etableret en ny beboelsesplatform og en ny stigrørsplatform, begge med broforbindelse til HBA-platformen.

Den øgede indvinding fra den nordøstlige del af Halfdan feltet medfører desuden, at der vil blive gennemført ombygninger af anlæggene på Tyra Vest platformen, hvor gasproduktionen behandles.

Ved udgangen af 2006 havde Halfdan feltet 27 olieproduktionsbrønde, 23 vandinjektionsbrønde og syv gasproduktionsbrønde.

Harald feltet (Mærsk)
Harald feltet rummer i alt fire gasproduktionsbrønde. I 2006 er der givet tilladelse til etablering af en ny gasproduktionsbrønd på feltet. Planen er at bore ned i jurassiske lag for at eftervise et nyt indvindingsmål i den østlige del af Harald feltet.

Hidtil har der udelukkende været produceret gas fra kalklagene på denne del af feltet, men de jurassiske lag kan indeholde såvel olie som gas. Hvis der findes olie, forventes olieindvindingen fra feltet øget med i alt ca. 1,4 mio. m^3 olie, og hvis der findes gas, forventes gasindvindingen fra feltet øget med i alt ca. 1,9 mia. Nm^3 gas.

Kraka feltet (Mærsk)
På Kraka feltet findes i alt syv brønde, som alle producerer olie. Der er ikke udført udbygningsaktiviteter på Kraka feltet i 2006.

For Kraka feltet er der i 2006 godkendt en udbygningsplan, som i første fase omfatter udførelse af en vandret produktionsbrønd med to produktionsgrene. Det planlægges at udføre brønden som en genboring af en eksisterende brønd, A-4. Boringen planlægges udført i primo 2008.

Lulita feltet (Mærsk)
I 2006 er der ikke udført udbygningsaktiviteter på Lulita feltet, som indeholder to olieproduktionsbrønde, hvor der dog kun produceres fra den ene.

Kan vi gemme olien til de kommende generationer?
I disse år er den danske stat mere end selvforsynende med olie og gas, og Danmark er derved netto eksportør. Et naturligt spørgsmål er derfor, om det er muligt at gemme nogle af ressourcerne til de kommende generationer.

Ressourcerne i den danske undergrund tilhører staten. Selskaber kan få tildelt licenser til efterforskning og indvinding i dele af det danske område, og tilbagebetaler så en del af værdien af den producerede olie og gas til den danske stat gennem skatter og afgifter.

I Danmark startede man med at producere olie i 1972 og gas i 1984. I takt med at produktionen voksede, blev det tilhørende produktionsapparat i form af platforme og behandlingsanlæg udbygget. Samtidig blev der etableret et rørledningssystem til transport af olie og gas mellem anlæggene og til land. Alle disse anlæg er dimensioneret til en bestemt levetid, som dog – med stadig voksende udgifter til vedligeholdelse – kan forlænges i en periode.

De danske olie- og gas forekomster er i en international målestok små. Det betyder, at det kun er de større forekomster, som kan bære de meget store investeringer i produktionsfaciliteter alene. Udnyttelsen af de mindre forekomster er betinget af opkobling til den eksisterende infrastruktur.

Hvis man lukker et producerende felt for at gemme den resterende olie til senere, vil man skulle fortsætte med at vedligeholde boringer, anlæg og platforme i nedlukningsperioden. En anden løsning er at investere i en ny udbygning, når produktionen skal genoptages. Samtidig er det ikke sikkert, at der ved genoptagelse af produktionen findes den nødvendige infrastruktur. De tilbageværende mængder olie i de eksisterende danske felter vil ikke kunne bære store nye investeringer.

Udover de problemstillinger, der gør sig gældende omkring faciliteter, indgår også økonomiske overvejelser, om man bør gemme olie- og gasressourcer til et senere tidspunkt. Erfaringsmæssigt har det vist sig, at man ved at reinvestere udbyttet fra olie- og gasindvindingen sikrer et større afkast end ved at udskyde indvindingen.

Det kan derfor ikke betale sig – hverken for samfundet eller for selskaberne – at gemme nogle af olie- og gasressourcerne til de kommende generationer.

Nini feltet (DONG)
Nini feltet har i alt fem olieproduktionsbrønde og to vandinjektionsbrønde.

For Nini feltet er der i 2006 godkendt en udbygningsplan, som indebærer udførelse af en vandret olieproduktionsbrønd til Ty reservoiret i Nini feltet. Brønden planlægges udført i 2007 fra den eksisterende platform på Nini feltet. Afhængigt af resultaterne fra denne brønd indledes en fase 2, som kan indeholde en yderligere produktionsbrønd og/eller en vandinjektionsbrønd.

Regnar feltet (Mærsk)
Regnar feltet indeholder en afbøjet olieproduktionsbrønd, som startede produktion i 1993. Den nuværende produktionsrate er lav, og samtidig er der en høj vandproduktion. Der er ikke udført udbygningsaktiviteter på Regnar feltet i 2006.

Roar feltet (Mærsk)
Roar feltet har i alt fire gasproduktionsbrønde. En ny flerfaserørledning er etableret fra Valdemar BA platformen til Tyra Øst via Roar, og i begyndelsen af marts 2007 er Roar feltet blevet tilsluttet den nye rørledning. Den gamle ledning er taget ud af drift.

Rolf feltet (Mærsk)
Rolf feltet har i alt to olieproduktionsbrønde. I 2006 er der opnået en stabil produktion fra feltet, dog med en høj vandandel. Der er ikke udført udbygningsaktiviteter på Rolf feltet i 2006.

Siri feltet (DONG)
Der er i 2006 givet tilladelse til en videre udbygning af Siri feltet med et opdateret brøndmønster. Det planlægges at etablere fire olieproduktionsbrønde, hvoraf tre udføres som sideboringer til eksisterende brønde. To af disse brønde, SCA-3A og SCA-11A, er i efteråret 2006 gjort klar til sideboring. Ved udgangen af 2006 har Siri feltet i alt otte olieproduktionsbrønde, to vandinjektionsbrønde og en gasinjektionsbrønd.

Skjold feltet (Mærsk)
Skjold feltet har i alt 19 olieproduktionsbrønde og ni vandinjektionsbrønde. Den første brønd startede produktion i 1982. I 2006 er der opnået stabilitet i produktionen, dog med en høj vandandel. Der er ikke udført udbygningsaktiviteter på Skjold feltet i 2006.

Svend feltet (Mærsk)
Svend feltet har i alt fire producerende olieproduktionsbrønde, som har en stabil produktion. Der er ikke udført udbygningsaktiviteter på Svend feltet i 2006. Feltet producerer uden trykstøtte fra vandinjektion.

Syd Arne feltet (HESS)
Syd Arne feltet rummer i alt 11 olieproduktionsbrønde og seks vandinjektionsbrønde. Der er ikke udført udbygningsaktiviteter på Syd Arne feltet i 2006, men vurderingsboringen Rigs-3 blev udført. Produktionen fra den eksisterende udbygning viser stagnerende tendens. Yderligere udbygning med nye brønde forventes at opretholde produktionsniveauet.

Boreplatformen Nobel Byron Welliver

Tyra feltet (Mærsk)
På Tyra feltet blev der i 2006 udført fire nye boringer, som alle er gasproduktionsbrønde. De anvendte boreplatforme har været Nobel Byron Welliver og Rowan Gorilla VII. Feltet har i alt 19 gasproduktionsbrønde, 28 produktionsbrønde (olie og gas) og 20 gasproduktionsbrønde, som ligeledes kan anvendes til gasinjektion.

Tyra Sydøst feltet (Mærsk)
Der er ikke udført udbygningsaktiviteter på Tyra Sydøst feltet i 2006, som ved årets udgang havde fem olieproduktionsbrønde og to gasproduktionsbrønde.

Energistyrelsen modtog i 2006 en plan for en større udbygning af Tyra Sydøst feltet. Dele af denne plan er efterfølgende ansøgt særskilt, idet to lavt ydende eksisterende

Hvad sker der med olie- gasinstallationerne, når de lukker?
I den danske del af Nordsøen findes i dag 48 stålplatforme samt fem undersøiske installationer placeret på havbunden. Derudover findes ca. 1.700 km rørledninger, hvor diameteren varierer mellem 1" og 42".

Når et felt lukker, skal operatøren udarbejde en plan med en beskrivelse af, hvordan brønde, platforme og rørledninger lukkes og fjernes. Energistyrelsen og Miljøstyrelsen skal godkende planen ud fra en samlet vurdering af de ressourcemæssige hensyn samt de sikkerheds- og miljømæssige hensyn.

Der er endnu ikke lukket felter på dansk område, men det kan blive aktuelt i de kommende år. Produktionen fra et felt vil ophøre, når omkostninger til drift og vedligehold overstiger indtægterne fra produktionen.

Fjernelse af stålplatforme
I det internationale samarbejde i OSPAR-regi har Danmark sammen med de andre Nordsølande besluttet, at alle olie-gasinstallationer, hvor understellet har en vægt under 10.000 ton, skal fjernes fra havbunden. Installationerne skal fragtes til land for ophugning. Det betyder, at samtlige stålplatforme på dansk sokkelområde skal fjernes efter endt brug.

Derudover er der i IMO, FN's Internationale Maritime Organisation, truffet beslutning omkring fjernelse af installationer. Disse beslutninger er mindre restriktive end OSPAR, og vil på grund af den lave vanddybde på dansk område ikke finde anvendelse.

Nogle af de eksisterende platforme er designet, så de kan flyttes og genbruges på nye lokaliteter.

Fjernelse af rørledninger
Energistyrelsen kan på baggrund af en vurdering af forholdene kræve rørledninger fjernet. Der findes ingen internationale krav til fjernelse af rørledninger.

Langt hovedparten af de danske rørledninger er nedgravet ½ til 1 meter i havbunden. Energistyrelsen forventer ikke, at rørledninger, der er nedgravet i havbunden, skal fjernes. Derimod må en rørledning, der ikke er nedgravet i havbunden, forventes at skulle fjernes eller nedgraves i havbunden efter endt brug. En efterladt rørledning forventes at korrodere væk i løbet af ca. 100 år.

olieproduktionsbrønde er ansøgt erstattet af to nye gasproduktionsbrønde, hvoraf den ene er dobbeltsporet i reservoiret. Disse ansøgninger er godkendt, og brøndene forventes udført i første halvdel af 2007.

Den resterende del af planen omfatter installation af nye rørledninger og en ny platform samt udførelse af olieproduktionsbrønde og vandinjektionsbrønde. Operatøren ønsker at optimere udbygning på basis af resultaterne fra de fremrykkede gasproduktionsbrønde og en planlagt vurderingsbrønd på Halfdan feltet. Derfor er behandlingen af planen stillet i bero indtil disse oplysninger er blevet vurderet af operatøren.

Valdemar feltet - Bo og Nord Jens (Mærsk)
Boreplatformen Maersk Exerter har stået fast ved VAB platformen i hele 2006. I den periode er der udført tre boringer til Nord Jens strukturen af Valdemar feltet i Nedre Kridt reservoiret. Udbygningsplanen, der er godkendt i 2004, omfatter otte boringer.

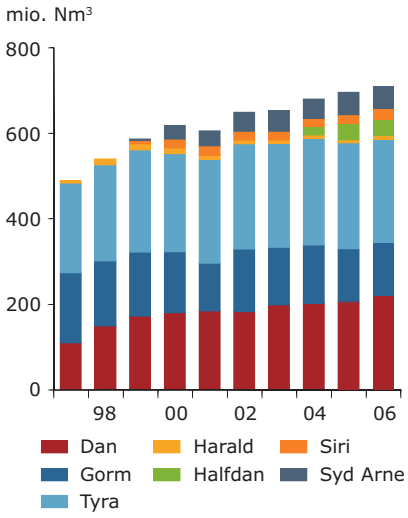
I juli 2006 blev platformen VBA installeret på Bo strukturen af Valdemar feltet ca. 3,5 km syd for VAB platformen. En 16" multifaserørledningen til Tyra Øst anlægget via Roar er ligeledes lagt i 2006. Klargøring af platformen og opkobling af rørledningen udføres i starten af 2007.

Boreplatformen Nobel Byron Welliver ankom til platformen i december 2006 for at begynde boring af en gasproduktionsbrønd til Øvre Kridt reservoiret. De resterende fem godkendte boringer til Nedre Kridt reservoiret forventes udført i 2007 og 2008. Der er mulighed for udførelse af yderligere fire boringer, men det vil afhænge af resultatet af de allerede planlagte.

Valdemar feltet havde ved udgangen af 2006 11 olieproducerende brønde.

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 CO_2 og NO_x, der udledes til luften, og kemikalier og olierester, som udledes til havet.

UDLEDNINGER TIL LUFTEN

Udledninger af CO_2 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 eller anlægstekniske grunde ikke kan nyttiggøres.

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

Afbrænding af gas reguleres via undergrundsloven, mens udledningen af CO_2 er omfattet af CO_2-kvoteloven.

Forbrug af brændstof

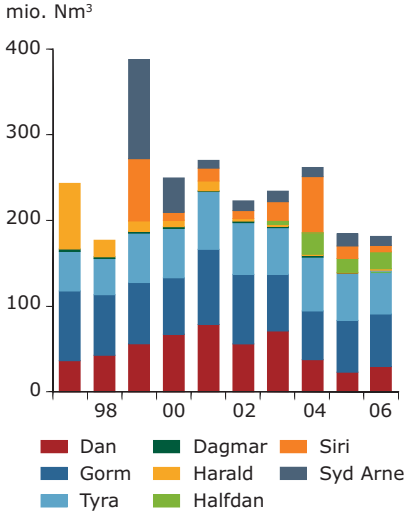
Afbrænding af gas og olie som brændstof udgør omkring ¾ af den totale afbrænding offshore. Af figur 3.1 fremgår det, at der i de seneste 10 år er sket en langsom stigning i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg. Årsagen er stigende produktion af olie og gas i den første del af perioden.

I de senere år er det især de stadig ældre felter, som påvirker forbruget af brændstof. Blandt andet stiger vandproduktionen gennem et felts levetid. Dette medfører et stigende behov for injektion af løftegas og eventuelt injektion af vand for at vedligeholde trykket i reservoiret. Begge dele er energikrævende.

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

Af figur 3.1 ses, at der fra år til år er ændringer i forbruget af brændstof på de enkelte anlæg. Der har fra 2005 til 2006 været et stigende forbrug af gas til brændstof på Dan anlæggene, mens der har været et fald i brændstofforbruget på Tyra anlæggene. Faldet skyldes en betydelig reduktion af gasinjektionen i feltet. På Syd Arne er brændstofforbruget næsten uændret fra 2005, mens det på Siri er øget med næsten 20 pct., som følge af udbygningen af behandlingsanlæggene.

fig. 3.2 Gasafbrænding uden nyttiggørelse

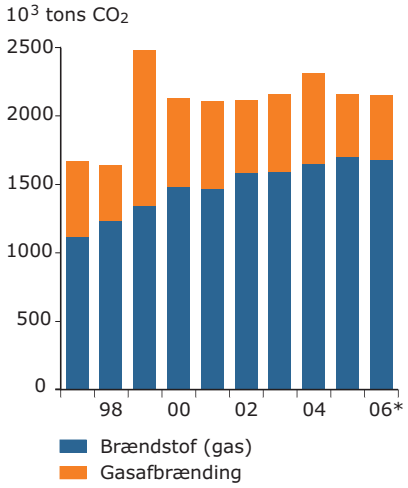


Gasafbrænding uden nyttiggørelse

På figur 3.2 er vist gasafbrænding uden nyttiggørelse. Som det fremgår af figuren, er der en stor variation i afbrændingen uden nyttiggørelse fra år til år. De store variationer skyldes blandt andet indfasning af nye felter og indkøring af nye anlæg. I 2006 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 181 mio. Nm^3, hvilket er lidt lavere end i 2005 og den laveste siden 1998.

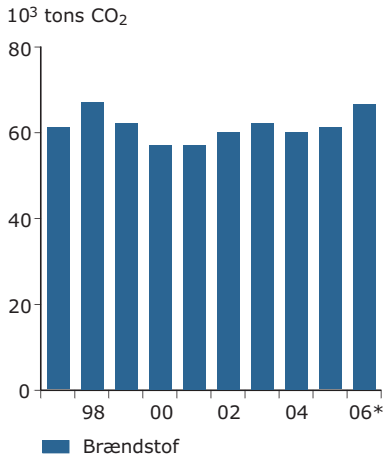
Den væsentligste grund til faldet i gasafbrænding er en halvering af gasafbrændingen på Siri feltet fra 2005 til 2006. Afbrændingen af gas på Siri feltet var i 2006 den laveste nogensinde. Ligeledes er afbrændingen på Tyra anlæggene faldet. Derimod er gasafbrændingen på Dan anlægget i 2006 steget i forhold til 2005. Stigningen skyldes hovedsageligt indkøring af nye installationer.

fig. 3.3 CO_2-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



**Opgørelsen er i 2006 baseret på verificerede CO_2-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO_2-kvoteloven og indeholder CO_2-emission fra dieselforbrug på anlæggene*

fig. 3.4 CO_2-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



**Opgørelsen er i 2006 baseret på verificerede CO_2-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO_2-kvoteloven og indeholder CO_2-emission fra dieselforbrug på anlæggene*

Udledning af CO_2

Udviklingen i CO_2-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1997 er vist på figur 3.3. Det ses, at den samlede udledning i 2006 udgjorde ca. 2,2 mio. tons CO_2. Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med ca. 4 pct. af den samlede CO_2-udledning i Danmark.

På figur 3.4. ses de sidste 10 års CO_2-udledning fra afbrænding af gas som brændstof i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse.

Det fremgår af figuren, at CO_2-udledningen fra brændstofforbruget i forhold til produktionens størrelse er steget igennem de seneste 10 år fra et niveau på ca. 55.000 tons CO_2 pr. mio. t.o.e. til et niveau på ca. 65.000 tons CO_2 pr. mio. t.o.e.

Stigningen skyldes blandt andet at felternes gennemsnitlige alder er steget. Naturgivne forhold medfører et højere energiforbrug pr. produceret t.o.e., jo flere år et felt har produceret.

På figur 3.5 ses, at udviklingen i CO_2-udledning fra gasafbrænding uden nyttiggørelse i forhold til produktionens størrelse har vist en 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 indkøring af nye behandlingsanlæg har medført ekstraordinært store afbrændinger. Afbrændingen er faldet markant fra 2004 til 2005 og har holdt sig stabilt i 2006.

I bilag A findes en opgørelse over det årlige gasforbrug til brændstof på de enkelte produktionscentre, den årlige gasafbrænding uden nyttiggørelse samt den beregnede CO_2-udledning.

Den europæiske CO_2-kvoteordning

Pr. 1. januar 2006 var ca. 380 produktionsenheder i Danmark omfattet af kvoteordningen, heraf syv i offshoresektoren.

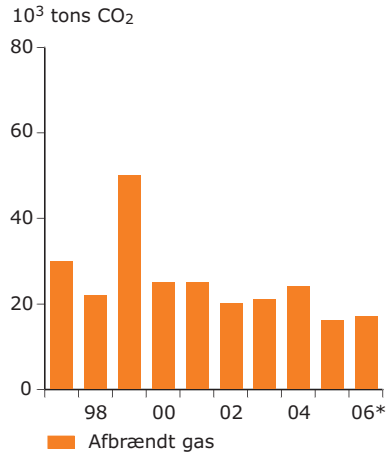
Fra 2005 har produktionsenheder haft pligt til at overvåge og måle CO_2-udledningen fra produktionsenheden. Samtidig med udledningstilladelsen har produktionsenheden fået godkendt en plan for overvågning og måling. Den 31. marts 2006 indberettede hver produktionsenhed sin CO_2-udledning for 2005 til Energistyrelsen samt Kvoteregisteret, og ved udgangen af april 2006 returnerede hver produktionsenhed kvoter svarende til CO_2-udledningen i 2005.

Hver produktionsenhed fik i 2004 udmeldt, hvor mange gratis kvoter, der kunne forventes tildelt. Hvis produktionsenheden ikke benytter hele den tildelte kvote for eksempel på grund af energibesparelser, kan kvoterne sælges på det europæiske kvotemarked.

Hovedreglen er, at der tildeles kvoter enten svarende til den gennemsnitlige udledning i perioden 1998-2002 eller svarende til udledningen i 2002, hvis denne er højere. I 2002 udledte offshoresektoren 2,1 mio. ton CO_2, og for perioden 2005-2007 har offshoresektoren fået tildelt gennemsnitligt 2,2 mio. kvoter pr. år.

Hvis der etableres nye produktionsenheder kan der gives yderligere kvoter. I CO_2-kvoteloven er tildelingskriterierne for gratis kvoter for første periode, 2005-2007, fastlagt. Miljøministeren har i marts 2007 fremsendt en allokeringsplan for den efter-

fig. 3.5 CO_2-udledning fra gasafbrænding pr. mio. t.o.e.



**Opgørelsen er i 2006 baseret på verificerede CO_2-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO_2-kvoteloven og indeholder CO_2-emission fra dieselforbrug på anlæggene*

følgende periode, 2008-2012, til godkendelse hos EU-Kommissionen. Allokeringsplanen beskriver tildelingens størrelse og kriterierne for tildelingen af gratis kvoter. Planen bygger på samme principper som for perioden 2005-2007, nemlig historiske emissioner.

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

UDLEDNINGER TIL HAVET

Udledninger fra olie- og gasindvindingen til havet kan kun ske med tilladelse fra Miljøstyrelsen. Efter at offshoresikkerhedsloven er trådt i kraft reguleres udstyr, som skal begrænse udledningen til havet af havmiljøloven, som Miljøstyrelsen fører tilsyn med.

NY VVM FOR SYD ARNE FELTET

Store projekter på dansk søterritorium og kontinentalsokkelområde kan påvirke miljøet i væsentlig grad. Derfor kan der kun gives tilladelse til projekter, hvis der er foretaget en vurdering af de miljømæssige konsekvenser, VVM. Desuden skal offentligheden, myndigheder og organisationer have lejlighed til at udtale sig.

Hess Denmark ApS planlægger at videreudbygge Syd Arne feltet. Selskabet har derfor forelagt Energistyrelsen en VVM redegørelse, der omfatter en beskrivelse af den samlede mulige påvirkning på miljøet fra den forventede feltudbygning. Rapporten "VVM for Syd Arne – feltudbygning og produktion" er fra oktober 2006, og der er udarbejdet et særskilt ikke-teknisk resumé af rapporten, se Energistyrelsens hjemmeside.

Rapporten var i offentlig høring fra oktober til december 2006, og Hess Denmark ApS har efterfølgende besvaret de indkomne høringssvar. Da høringsparterne efterfølgende har taget svarene til efterretning, er VVM grundlaget for den planlagte udbygning af Syd Arne feltet til stede. Energistyrelsen forventer at modtage en konkret ansøgning om udbygning i løbet af 2007.

GASRØRLEDNINGSPROJEKT MELLEM RUSLAND OG TYSKLAND

Der er planer om to 1.200 km lange gasrørledninger fra Rusland til Tyskland. Ledningerne vil gå hen over finsk, svensk og dansk havområde. For Danmarks vedkommende gælder, at 149 km af rørledningerne planlægges anlagt syd eller nord for Bornholm. Selskabet Nord Stream AG har indleveret en projektbeskrivelse til de danske myndigheder. Den ene rørledning skal fra 2010 transportere naturgas fra russiske gasfelter til Europa, mens den anden gasrørledning ventes at blive taget i brug i 2013.

Projektbeskrivelsen er selskabets forberedelse af en kommende miljøvurdering, VVM, af projektet. Beskrivelsen er udarbejdet i medfør af Espoo-konventionen, som er en international konvention om grænseoverskridende miljøpåvirkning. Konventionen kræver blandet andet, at potentielt relevante projekter i forhold til konventionen kommer i international høring – herunder en offentlig høring.

Projektbeskrivelsen var derfor i offentlig høring omkring årsskiftet 2006/2007. De afgivne synspunkter vil blive indarbejdet i den kommende miljøvurdering af projektet.

Projektbeskrivelsen kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk, og yderligere oplysninger om projektet kan findes på Nord Stream AG's hjemmeside, www.nord-stream.com.

NATURBESKYTTELSE PÅ HAVET

I maj 2007 vedtog Folketinget en ændring af blandt andet undergrundsloven og kontinentalsokkelloven, som gennemfører EU's direktiver om habitat områder og fuglebeskyttelse for energianlæg på havområdet.

Når der gives tilladelser til aktiviteter offshore, skal der foretages en vurdering af konsekvenserne for miljøet. Ændringen i loven betyder, at der i visse tilfælde skal foretages en udvidet vurdering af aktiviteternes indvirkning på miljøet. Vurderingen skal ske for at undgå forringelse af vandområder og forstyrrelser af dyr og fugle i internationale naturbeskyttelsesområder, de såkaldte Natura 2000-områder.

De nuværende offshoreaktiviteter foregår ikke i nogen af de internationale beskyttelsesområder, der hidtil er udpeget. Der skal senest i 2008 tages stilling til, om der skal udpeges yderligere områder på havet. Det er Miljøministeren, som efter miljømålsloven udpeger Natura 2000-områder.

OFFSHORE MILJØHANDLINGSPLAN

I december 2005 fremlagde Miljøministeren en offshore handlingsplan. Formål er at påvirkningerne af miljøet fra efterforskning og produktion af olie og gas i den danske del af Nordsøen fortsat holdes inden for de grænser, der er fastsat i national og international regulering. Handlingsplanen omhandler emnerne: Brug af kemikalier, olieudledninger, luftemissioner, miljøledelse og rapportering samt tilsyn og beredskab. Handlingsplanen skal evalueres i løbet af foråret 2007.

Det er blandt andet et krav i planen, at operatørerne skal udarbejde en årlig miljørapport. Rapporten skal redegøre for alle miljøpåvirkninger og gøres offentlig tilgængelig, se også Miljøstyrelsens hjemmeside, www.mst.dk.

INTERNATIONALT SAMARBEJDE I OSPAR

I det internationale samarbejde om OSPAR konventionen arbejdes fortsat på en harmoniseret indsats for reduktion af udledninger til havet. For offshore olie- og gasindustrien er målsætningen 15 pct. reduktion af den totale udledte oliemængde med produceret vand i 2006 i forhold til 2000.

I OSPAR-regi arbejdes der desuden med implementering af miljøledelsessystemer på offshore installationer og deponering af CO_2 i undergrunden under havbunden.

I disse år arbejdes der også på at afklare forholdet mellem OSPAR konventionen og EU's kommende marine strategi. Tilsvarende arbejdes der på at undersøge, hvordan de nye regler i EU om kemikalier, REACH, vil påvirke OSPAR's system til kemikalieregulering, HMCS.

4. SIKKERHED OG SUNDHED

Boreplatformen Maersk Enhancer

Produktionsanlæggene på dansk sokkel i Nordsøen samt boreplatforme og diverse skibe tilknyttet produktionen, er arbejdsplads for op mod 3000 personer. De ansatte har vidt forskellig faglig baggrund som smede, elektrikere, geologer, ingeniører, malere, stilladsarbejdere, cateringansatte, sygeplejersker mm.

Et højt niveau for sikkerhed og sundhed i den danske offshoresektor er af afgørende betydning for de mennesker, som har deres arbejdsplads på offshoreanlæggene.

Samtidig er sikkerheds- og sundhedsforholdene på anlæggene væsentlig for driftsøkonomien for de selskaber, der arbejder med efterforskning og produktion.

Energistyrelsen fører på statens vegne tilsyn med, at selskaberne følger den gældende lovgivning om sikkerhed og sundhed i forbindelse med olie- og gasaktiviteterne.

TILSYNET I 2006

Energistyrelsens sikkerheds- og sundhedsmæssige tilsyn foregår både offshore og på land.

Der blev i 2006 gennemført i alt 31 tilsynsbesøg offshore. På disse tilsyn blev der blandt andet set på anlæggenes arbejdsmiljø og generelle tilstand, gennemført emnespecifikke audits og fulgt op på fokusområder. Tilsynsbesøg på offshoreanlæggene foretages med jævne intervaller, og når det i øvrigt skønnes nødvendigt.

boks 4.1

Sikkerhedskritisk udstyr
Sikkerhedskritisk udstyr er udstyr, der ved fejl kan medføre en alvorlig risiko for ulykke. Det omfatter blandt andet udstyr, som indgår i systemer til brand- og gasdetektion, til nedlukning og trykaflastning af procesanlæg, til brandbekæmpelse og evakuering, samt sikkerhedsudstyr generelt.

I forbindelse med tilsyn på offshoreanlæggene i 2006 er det undersøgt, om operatørerne følger egne planer for vedligehold af anlæg og udstyr, og om der specielt er opmærksomhed på vedligehold af det sikkerhedskritiske udstyr.

Tilsynet i 2006 viste, at hovedparten af offshoreanlæggene får gennemført vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr efter planerne.

Tilsynets fokus på sikkerhedskritisk udstyr fortsætter i 2007.

På tilsynsbesøgene følges der også op på eventuelle problemer, som er konstateret ved besigtigelse eller audit. Derudover afholder Energistyrelsen møder med anlæggets sikkerhedsorganisation og sikkerhedsrepræsentanter.

Boreplatforme, som kommer til Danmark fra udlandet, besøges før de tages i brug i Danmark.

I 2006 er der tillige gennemført en række tilsynsbesøg og audits på land.

På Energistyrelsens hjemmeside findes en oversigt over samtlige tilsynsbesøg i 2006. Her er der desuden oplysninger om de faste offshoreanlæg i den danske del af Nordsøen og en oversigt over mobile offshoreanlæg på dansk område i 2006.

I 2006 var fokus for tilsynet i lighed med tidligere år arbejdsulykker, nærved hændelser, gaslækager og vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr, se boks 4.1.

Derudover følger Energistyrelsen ved tilsynet løbende op på arbejdsulykker og nærved hændelser offshore.

Regeringen har for arbejdsmiljøindsatsen frem til 2010 sat fokus på arbejdsulykker, psykisk arbejdsmiljø, støj og muskel- og skeletbesvær. Energistyrelsens tilsynsindsats frem til 2010 vil afspejle disse indsatsområder.

NY LOV OM OFFSHORESIKKERHED

En ny lov om sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg trådte i kraft den 1. juli 2006. Loven, som efterfølgende er blevet ændret i februar 2007, afløser den 25 år gamle havanlægslov. Samtidig med loven trådte en række bekendtgørelser i kraft. På Energistyrelsens hjemmeside findes mere information om offshoresikkerhedsloven.

boks 4.2

Sikkerheds- og sundhedsredegørelse
En sikkerheds- og sundhedsredegørelse, SSR, skal dokumentere, at den ansvarlige virksomhed har vurderet de sikkerheds- og sundhedsmæssige risici på offshore-anlægget. Virksomheden er defineret som operatørerne og øvrige driftsansvarlige virksomheder, f.eks. boreentreprenører.

En SSR skal som minimum indeholde:

- En udførlig beskrivelse af offshoreanlægget og dets operationelle forhold.
- En udførlig beskrivelse af ledelsessystemet for sikkerhed og sundhed. Systemet skal sikre og dokumentere, at lovgivningen er overholdt i både normale og kritiske situationer.
- En identifikation af risici for store ulykker og arbejdsskader.
- En vurdering af risici og dokumentation af, at disse risici er nedbragt så meget, som det er rimeligt praktisk muligt (ALARP).
- Dokumentation af, at evakuering kan finde sted på en effektiv og kontrolleret måde i kritiske situationer.

Redegørelsen skal opdateres hver gang, der sker en væsentlig ændring af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold på anlægget.

boks 4.3

Anmeldelse af arbejdsulykker
Arbejdsulykker, der fører til uarbejdsdygtighed i mindst én dag ud over tilskadekomstdagen, skal anmeldes. Anmeldelsen kan ske via blanket eller i det elektroniske anmeldesystem, EASY. Begge findes på Energistyrelsens hjemmeside.

Arbejdsgiveren har pligt til at anmelde ulykker, men alle har ret til at indgive en anmeldelse.

boks 4.4

Anmeldelse af 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 beskrevet i anmeldevejledningen, som findes på Energistyrelsens hjemmeside.

Loven regulerer sikkerhed og sundhed offshore, idet den omfatter anlæggenes sikkerhed og stabilitet samt de ansattes sikkerhed, arbejdsmiljø og sundhed.

Loven omfatter projektering, bygning, installation, drift, vedligeholdelse, større ændringer samt demontering af faste offshoreanlæg. Endvidere omfatter loven mobile offshoreanlæg som f.eks. boreplatforme.

Hovedprincippet i loven er, at virksomheder, som er ansvarlige for driften, også er ansvarlige for sikkerhed og sundhed på anlæggene. Selskaberne er i denne forbindelse forpligtigede til at nedbringe de sikkerheds- og sundhedsmæssige risici så meget, som det er rimeligt praktisk muligt.

Med loven er der indført krav om, at der for alle offshoreanlæg skal foreligge en såkaldt sikkerheds- og sundhedsredegørelse (SSR), se boks 4.2. Redegørelsen skal blandt andet indeholde en risikovurdering og dokumentation af ledelsessystemet for styring af sikkerheden og sundheden på offshoreanlægget. Når der ansøges om tilladelse til projektering af faste anlæg eller om driftstilladelser og større ændringer, skal redegørelsen sendes med.

ARBEJDSSKADER

Arbejdsskader er en samlet betegnelse for arbejdsulykker og arbejdsbetingede lidelser. Arbejdsulykker, der sker på offshoreanlæg, skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.3. Også væsentlige nærved hændelser skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.4.

Forebyggelse af arbejdsulykker
For at kunne forebygge arbejdsulykker er det vigtigt at forstå de bagvedliggende årsager til, at arbejdsulykkerne sker. Formålet med Energistyrelsens opfølgning på arbejdsulykker er blandt andet at fastholde sikkerhedsorganisationens forebyggende indsats på offshoreanlæggene.

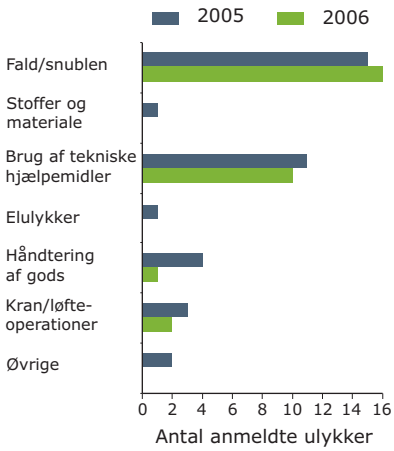
tabel 4.1 Anmeldte arbejdsulykker fordelt på kategorier i 2006

Kategorier	Faste	Mobile
Fald/snublen	13	3
Brug af tekniske hjælpemidler	9	1
Håndtering af gods	0	1
Kran/løfteoperationer	1	1
I alt	**23**	**6**

tabel 4.2 Faktisk fravær for anmeldte arbejdsulykker i 2006

Varighed	Faste	Flytbare
1-3 dage	0	0
4-14 dage	2	0
2-5 uger	8	2
Mere end 5 uger	8	3
Ikke oplyst	1	0
Stadig sygemeldt	4	1
I alt	**23**	**6**

fig. 4.1 Sammenligning af anmeldte ulykker i 2005 og 2006 for offshoreanlæg fordelt på katagorier



Energistyrelsen registrerer og behandler samtlige anmeldte arbejdsulykker på danske offshoreanlæg og vurderer selskabernes opfølgning. Alle arbejdsulykker tages op på møder med sikkerhedsorganisation på anlægget ved Energistyrelsens første tilsynsbesøg efter ulykken.

Energistyrelsen har i 2006 i alt registreret 29 anmeldte arbejdsulykker, 23 på faste offshoreanlæg inkl. indkvarteringsenheder og seks på mobile offshoreanlæg. Ulykkerne opdeles i kategorier, som angivet i tabel 4.1 og figur 4.1.

Det faktiske fravær fordelt på de anmeldte arbejdsulykker for både faste og mobile offshoreanlæg er angivet i tabel 4.2. Tidligere år er der blevet anmeldt forventet fravær og ikke det faktiske fravær. Denne ændring i opgørelsen giver et mere reelt billede af, hvor alvorlige ulykker er.

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

Ulykker ved brug af højtryksudstyr
Energistyrelsen har i 2006 modtaget anmeldelser af tre arbejdsulykker og en nærved hændelse, der er sket under arbejde med højtryksudstyr.

I maj 2006 skete der en arbejdsulykke i forbindelse med et sandblæsningsarbejde på Tyra Vest. En sammenkobling i udstyret sprang, og en ansat fik sand/luft i hovedet ved højt tryk. Den ansatte blev evakueret med helikopter til Esbjerg Sygehus. Energistyrelsen har på efterfølgende tilsynsbesøg undersøgt, hvordan operatøren har fulgt op på arbejdsulykken.

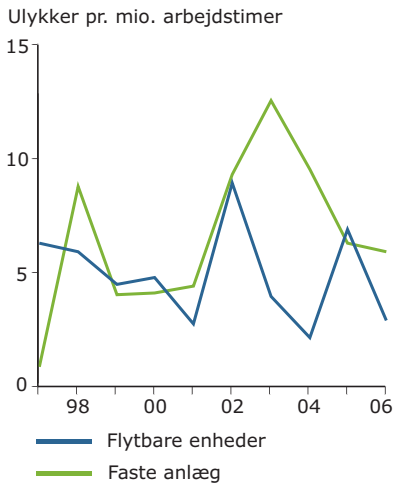
I oktober 2006 skete med få dages mellemrum to arbejdsulykker og en nærved hændelse på Dan F i forbindelse med sprøjtemalingsarbejde med epoxy. Epoxymaling anvendes til overfladebehandling af offshoreanlæg. Epoxymaling klæber særdeles effektivt på materialer, men er samtidig sundhedsskadelig for de, der kommer i kontakt med produktet.

Ved de to arbejdsulykker opstod der lækage ved en sammenkobling af udstyret, og ansatte blev ramt i henholdsvis ben og øjne med epoxymaling. Kort tid efter skete på samme anlæg en nærved hændelse, hvor der igen var tale om lækage ved en sammenkobling af udstyret.

På baggrund af hændelserne har Mærsk Olie og Gas AS, som er operatør på begge anlæg, behandlet de anmeldte arbejdsulykker og nærved hændelsen på ekstraordinære sikkerhedsorganisationsmøder, og procedurerne for de pågældende højtryksarbejder er ændret.

Energistyrelsen har på efterfølgende tilsynsbesøg haft skærpet fokus på procedurer vedrørende arbejdet med højtryksudstyr, herunder planlægning og sikkerhedsvurdering af arbejdet. Derudover har styrelsen auditeret ansvarsfordeling mellem entreprenør og operatør for arbejde offshore.

fig. 4.2 Ulykkesfrekvens for offshoreanlæg



Ulykke under kranløft
Den 23. december 2006 kom en ansat alvorligt til skade på dækket af Gorm C platformen i forbindelse med et kranløft. Den tilskadekomne fik svære hovedlæsioner og blev evakueret til land for behandling.

Energistyrelsen besøgte Gorm anlægget umiddelbart efter ulykken sammen med politiet. Det var på baggrund af undersøgelser og interview på stedet ikke muligt at fastslå den præcise årsag til ulykken, men den tilskadekomne blev formodentlig klemt mellem to containere.

Operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, har på Energistyrelsens anmodning revideret selskabets procedurer for løfteoperationer med henblik på at mindske risikoen for gentagelser.

Ulykkefrekvensen for de faste offshoreanlæg og de mobile offshoreanlæg for de seneste år er vist i figur 4.2. Den samlede ulykkesfrekvens for mobile og faste offshoreanlæg i 2006 var 4,9 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Det er en nedgang i forhold til 2005, hvor ulykkefrekvensen var 6,4 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

For de mobile offshoreanlæg – og indtil ikrafttrædelsen af offshoresikkerhedsloven den 1. juli 2006 endvidere rørlægningsfartøjer og kranfartøjer - er der i 2006 registreret seks

Påsejling af Tyra Vest E platformen
Natten til den 6. juli 2006 påsejlede en danskregistreret trawler med hollandsk besætning et af benene på en af platformene på Tyra Vest.

Påsejlingen medførte kun mindre materiel skade på en arbejdsplatform placeret på benet og på trawlerens stævn. Det blev hurtigt klarlagt, at der ikke var tale om skader på anlægget af betydning for anlæggets sikkerhed. Trawleren kunne sejle videre ved egen kraft.

Energistyrelsen foretog tilsynsbesøg på Tyra Vest dagen efter påsejlingen. Her blev det konstateret, at trawleren først var blevet observeret, da den befandt sig mellem platformene på Tyra Vest.

Mærsk Olie og Gas AS er operatør på Tyra feltet. Energistyrelsen krævede, at operatøren straks iværksætte en skærpet overvågning for samtlige af selskabets installationer i Nordsøen. Samtidig var der krav om, at der var en standby båd ved Tyra Vest, indtil årsagerne til trawlerens påsejling af platformen var fuldt afklaret. Energistyrelsen krævede endvidere, at operatøren samme dag som ulykken skete, iværksatte en uafhængig vurdering af omfanget af skaderne på platformen.

Søfartsstyrelsens opklaringsenhed har undersøgt årsagen til påsejlingen og har udarbejdet en rapport, som kan findes på Søfartsstyrelsens hjemmeside, www.dma.dk.

Energistyrelsen har politianmeldt trawleren for en overtrædelse af 500 meter sikkerhedszonen omkring anlægget.

boks 4.5

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. Mistanke om, at en lidelse er arbejdsbetinget, opstår som regel hos en læge. Lægen har pligt til at anmelde en sådan lidelse til myndighederne.

arbejdsulykker, og der er leveret i alt 2,10 mio. arbejdstimer. Den beregnede ulykkesfrekvens i 2006 for mobile offshoreanlæg er derved 2,9 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Antallet af anmeldte arbejdsulykker på faste offshoreanlæg og indkvarteringsenheder er 23 for 2006. Operatørerne har oplyst, at der i 2006 er leveret i alt 3,87 mio. arbejdstimer på disse offshoreanlæg. Den beregnede ulykkesfrekvens for de faste offshoreanlæg er 5,9 ulykker pr. mio. arbejdstimer for 2006.

Arbejdsbetingede lidelser
Arbejdsbetingede lidelser anmeldes af lægerne til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen, se boks 4.5

Der er i 2006 anmeldt ti arbejdsbetingede lidelser, hvor en læge har vurderet, at den arbejdsbetingede lidelse fortrinsvis er blevet pådraget i forbindelse med arbejde på offshore anlæg. Anmeldelserne er fordelt på seks høreskader, tre muskel- og skeletlidelser og en vedrørende eksem.

Arbejdsbetinget lidelse medførte dødsfald
Arbejdsskadestyrelsen anerkendte i 2004 en anmeldt kræftsygdom som arbejdsbetinget. Personen døde i 2006 på grund af sygdommen.

Afdøde arbejdede med reparation og vedligehold af blandt andet pumper og gas-turbiner på platforme og var derfor jævnligt i berøring med kemikalier som hydraulik- og turbineolier. Disse kemikalier er kræftfremkaldende.

Energistyrelsen fører tilsyn med procedurerne vedrørende arbejdet med kemikalier, herunder instruktions- og tilsynspligt samt bade- og omklædningsfaciliteter.

I denne forbindelse har Energistyrelsen også sat fokus på at sikre en tilstrækkelig og regelmæssig vurdering af muligheden for substitution af kemikalier, processer og udstyr.

Operatøren har desuden som et nyt tiltag udviklet et kursus om kemikaliesikkerhed. Formålet er at forbedre procedurerne ved arbejdet med kemikalier. Energistyrelsen følger i forbindelse med tilsynsbesøg op på de forskellige tiltag.

Nærved hændelser
Energistyrelsen har i 2006 modtaget i alt ti anmeldelser om nærved hændelser.

Ved en hændelse faldt en 60 kg tung motor til en oliepumpe 27 meter ned på dækket på en boreplatform i forbindelse med håndteringen af et borerør.

Hændelsen udløstes ved et sammenstød mellem den motor, der driver borerøret ved borearbejdet (topdrive) og toppen af et borerør. Oliepumpens motor gik herved løs og faldt ned. Ingen personer kom til skade. Undersøgelser af årsagerne til hændelsen viste blandt andet, at der var behov for at forbedre koordineringen mellem dem, der arbejder i boretårnet og på boredækket, ved flytning af borerør.

En anden hændelse skete under en rutinemæssig trykprøvning på en boreplatform. Her løftede toppen af produktionsrøret sig pludseligt op i boretårnet, hvilket forår-

boks 4.6 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

Asbest på offshoreanlæg
Efter i en årrække at have været ude af offentlighedens søgelys er asbest igen blevet et aktuelt emne i Danmark.

Energistyrelsen fører tilsyn med eventuelle risici fra asbest og asbestholdige materialer på offshoreanlæg i Danmark. For at få klarhed over, om der skal øget fokus på området, har Energistyrelsen i 2007 taget initiativ til at få opdateret opgørelsen over omfanget af asbest og asbestholdige materialer på danske offshoreanlæg.

På baggrund af oplysninger modtaget fra operatørerne kan Energistyrelsen foreløbigt konkludere, at der ikke kan påvises asbest i indeklimaet på platformene, og at der sandsynligvis ikke findes asbest i de materialer, der er anvendt på platformene.

Energistyrelsen har meddelt operatørerne, at der skal være en øget opmærksomhed over for asbest. Samtidig skal der gennemføres systematiske undersøgelser for kortlægning af eventuel tilstedeværelse af asbest på de ældre offshoreanlæg.

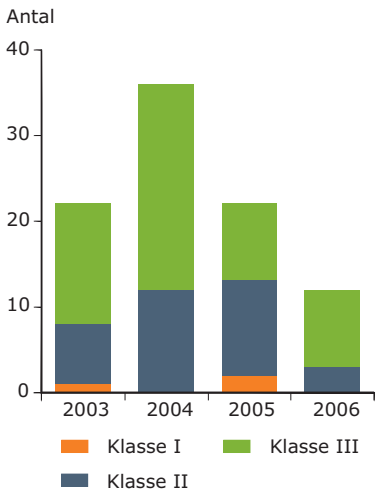
sagede materiel skade. Skaderne blev af et specialistfirma ikke vurderet som kritiske, og der blev bestilt reservedele til udskiftning af de beskadigede dele.

Nogle måneder senere skete der på samme boreplatform en nærved hændelse, hvor et 10 kg tungt stykke rør faldt ca. 20 meter ned på boredækket. Undersøgelser viste, at røret kom fra topdrivet, der var blevet beskadiget ved den tidligere hændelse. Udskiftning var på grund af leveringstid for reservedelen endnu ikke foretaget.

Nærmere undersøgelse har vist, at skaderne efter den første hændelse var undervurderet. Der var ud over skader fra hændelsen også svækkelse fra fabrikationsdefekter og korrosion.

Energistyrelsen har været i kontakt med de berørte selskaber umiddelbart efter hændelserne og i forbindelse med det efterfølgende analysearbejde med afklaring af omstændighederne for hændelserne. Videre opfølgning indgår i Energistyrelsens tilsynsbesøg på anlæggene.

fig. 4.3 Utilsigtede udslip af kulbrintegas



GASLÆKAGER

Gaslækager indgår rutinemæssigt i Energistyrelsens tilsyn. Operatørerne har pligt til at registrere alle udslip af gas og til at anmelde udslip i klasse I og II til Energistyrelsen, se boks 4.6.

I 2006 er der blevet anmeldt tre udslip af gas i klasse II. Operatørerne har desuden oplyst, at der har været ni udslip af gas i klasse III. Der er i 2006 således sket et fald i antallet af gasudslip i kategori I og II, mens antallet af udslip i kategori III er på samme niveau som i 2005, se figur 4.3.

Under tilsynsbesøg offshore drøftes årsagerne til de anmeldte gaslækager og den opfølgning, som operatørerne har foretaget for at undgå lignende hændelser fremover.

INTERNATIONALT SAMARBEJDE I NSOAF

Energistyrelsen deltager i North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF). Det er et samarbejde, som har til formål at sikre løbende forbedring af sikkerhed og sundhed

Gaslækage på Siri feltet
Den 1. december 2006 skete der et udslip af gas på Siri platformen, hvor DONG E&P A/S er operatør. Udslippet udløste en automatisk nedlukning af anlægget, som betød svigt af al strømforsyning og af alle kommunikationssystemer. Nødstrømsforsyningen og kommunikationssystemerne var i drift igen efter ca. 1 ½ time. I forbindelse med beredskabet blev helikoptere sat klar til evakuering af mandskabet på Siri, hvis det skulle blive nødvendigt.

Energistyrelsen aflagde den 2. december besøg på Siri platformen for at undersøge hændelsen samtidig med, at operatøren havde et undersøgelseshold på stedet.

Energistyrelsen modtog den 5. december 2006 en undersøgelsesrapport over hændelsen fra operatøren, og Energistyrelsen meddelte efterfølgende selskabet, at styrelsen tilsluttede sig de anbefalinger, som blev givet i rapporten.

i forbindelse med olie- og gasaktiviteter i Nordsøen. I regi af NSOAF deltager Energistyrelsen i følgende tre arbejdsgrupper:

Wells Working Group (WWG)
Wells Working Group er et samarbejde om sikkerhed og sundhed ved boreoperationer og ved boreudstyr. Gruppen blev etableret i fortsættelse af et tidligere uformelt samarbejde mellem nordsølandene på dette område.

Training Working Group (TWG)
Gruppen har i en årrække arbejdet for, at offshore sikkerhedsuddannelser, som tages i ét land, skal kunne anerkendes i de andre lande.

I 2006 blev der i NSOAF enighed om et forslag om en fælles standard for den grundlæggende sikkerhedsuddannelse udarbejdet af IADC (International Association of Drilling Contractors). Standarden skal gælde på verdensplan for organisationens medlemmer, som er ejere af boreplatforme.

For ansatte på faste offshoreanlæg er der endnu ikke tilsvarende standarder, men arbejdsgruppen har opfordret operatørerne for de faste offshoreanlæg til at arbejde for gensidig anerkendelse af såvel uddannelserne i Nordsølandene som IADC's standard.

Health Safety & Environment Working Group (HSE WG)
Arbejdsgruppen vedrørende sikkerhed, sundhed og miljø har udpeget fem fokusområder: Tilsyn, aldrende arbejdsstyrke, løfteoperationer og – udstyr, sikkerhedstilstand for faste og mobile offshoreanlæg samt indikatorer for sikkerhed, sundhed og miljø. Gruppens hovedformål er udveksling af erfaringer inden for fokusområderne.

Sikkerhed ved løfteoperationer
For vurdering af sikkerheden knyttet til løfteoperationer gennemføres i 2006/2007 løfteaudits på en række offshoreanlæg. I Danmark har Energistyrelsen valgt at gennemføre audits på boreplatformen Noble Byron Welliver (Noble Drilling), Dan F komplekset (Mærsk Olie og Gas AS) og Siri platformen (DONG E&P A/S).

Ændring af danske regler for sikkerhedsuddannelse
I Danmark blev reglerne for sikkerhedsuddannelser ændret den 1. maj 2007. Dette sker for at forbedre uddannelsesniveauet, og for at de danske offshore sikkerhedsuddannelser kan anerkendes i de øvrige Nordsølande.

Den grundliggende sikkerhedsuddannelse, der er obligatorisk for alle offshore ansatte, er ændret væsentligt i forhold til den tidligere uddannelse. Blandt andet er uddannelsen udvidet med førstehjælp og personlig sikkerhed. Vejledning til de nye regler om offshore sikkerhedsuddannelser kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

Resultaterne af auditten vil blive afrapporteret i en fælles rapport, som ventes at indeholde anbefalinger til samarbejdsorganisationen OMHEC's arbejde med sikkerhedsspørgsmål knyttet til kraner og løfteudstyr offshore.

OMHEC (Offshore Mechanical Handling Equipment Committee) er en samarbejdsorganisation bestående af repræsentanter fra offshoremyndighederne i Storbritannien, Norge, Holland og Danmark samt certificerende selskaber og andre specialister på området. I 2006 blev der indgået en formaliseret samarbejdsaftale mellem NSOAF og OMHEC, hvorefter NSOAF vil anvende OMHEC som kompetence i sikkerheds- og sundhedsmæssige spørgsmål i relation til kran - og løfteoperationer offshore.

SIKKERHEDSNIVEAUET PÅ DANSKE OFFSHOREANLÆG

Det er forudsat i den nye offshoresikkerhedslov, at sikkerheden på danske offshoreanlæg skal være blandt de højeste i Nordsølandene. En af indikatorerne for vurdering af sikkerheden er frekvensen af ulykker.

Energistyrelsen har sammenlignet ulykkefrekvensen på de danske offshoreanlæg med data fra andre sammenlignelige brancher i Danmark og fra offshoreindustrien i andre lande.

Ulykkesfrekvenser i andre brancher i Danmark

Reglerne i Danmark for anmeldelse af arbejdsulykker er de samme for offshoreanlæg som for virksomheder på land. Det betyder, at det er muligt at foretage en sammenligning mellem de forskellige brancher i Danmark.

Ulykken skal anmeldes til Arbejdstilsynet, hvis den er sket på land, og til Energistyrelsen, hvis den er sket på et offshore anlæg.

For brancher på land opgør Arbejdstilsynet anmeldte arbejdsulykker som antal ulykkesanmeldelser i forhold til arbejdsstyrken, dvs. antal beskæftigede. Arbejdstilsynet anvender en arbejdsstyrkestatistik, som er en opgørelse af antallet af personer, der har deres primære beskæftigelse i de pågældende brancher i november måned det pågældende år. Energistyrelsen anvender derimod operatørernes indberettede opgørelse af arbejdstimer.

I tabel 4.3 er vist Energistyrelsens beregnede ulykkefrekvenser for 2004-2006 og Arbejdstilsynets seneste årsopgørelse for 2004 og 2005.

I beregningen af tallene for virksomheder på land antages det, at der er 222 arbejdsdage om året, og at der er 7,12 arbejdstimer pr. dag. Baseret på disse antagelser er der beregnet en ulykkesfrekvens på 10,4 pr. mio. arbejdstimer for samtlige 50 branchekategorier på land i 2005.

Energistyrelsen har beregnet ulykkesfrekvensen for de brancher på land i Danmark, der ligner offshoresektorens arbejdsforhold mest. Ulykkesfrekvenserne for offshoresektoren og for en række sammenlignelige brancher på land fremgår af tabel 4.3.

Ulykkesstatistik for offshoresektoren i andre lande

Også andre lande offentliggør statistiske oplysninger om ulykker på offshoreanlæg offshore. Disse oplysninger er baseret på et andet lov- og registreringsgrundlag end det, der anvendes i Danmark. Det er derfor ikke muligt at lave en direkte sammenligning.

tabel 4.3 Ulykkesfrekvens offshore og i andre brancher onshore

Branche	Frekvens 2004	2005	2006
Offshoreanlæg*	7,1	6,4	4,9
Samtlige brancher på land i alt	10,5	10,4	
Heraf:			
- Skibsværfter	36	52,9	
- Jord, beton og belægning	21,1	22,4	
- Murer, snedker- og tømmer-forretninger	15,5	17,3	
- Isolation og installation	16,1	17,9	
- Kemisk industri	12,3	12,7	
- Tunge råmaterialer og halvfabrikata**	13,3	11,8	

*) *Samlet ulykkesfrekvens for faste og mobile offshoreanlæg samt indkvarteringsenheder*

**) *"Tunge råmaterialer og halvfabrikata" dækker over mange brancher. F.eks. er udvinding af råolie og naturgas, teknisk servicevirksomhed i forbindelse med olie og gasudvinding m.fl. eksempler på undergrupper indenfor "Tunge råmaterialer og halvfabrikata".*

EU's ulykkesstatistik
EU's generelle ulykkesstatistik, EUROSTAT, er ikke så detaljeret, at det er muligt at foretage sammenligninger mellem medlemslandenes offshoreindustri.

Der har imidlertid tidligere været et samarbejde i EU, som blandt andet omfattede indsamling og rapportering af ulykkesstatistik for olie-gasindustrien offshore i landene omkring Nordsøen.

Dette samarbejde fandt sted i den nu nedlagte EU "Safety and Health Commission for Mining and Other Extractive Industries" og resulterede i rapporten "Report on Accidents Statistics 1991 - 2000 for the European Borehole Related Extractive Industry".

De data, som landene leverede til rapporten, var i videst muligt omfang gjort sammenlignelige. På trods af dette anføres det i rapporten, at dataene er resultat af de enkelte landes eksisterende krav til indberetning, og det bemærkes, at kravene i et vist omfang divergerer mellem de deltagende lande. Det gør det problematisk, eller i visse tilfælde direkte misvisende at foretage direkte sammenligning af ulykkestallene mellem landene indbyrdes.

Endvidere fremgår det af rapporten, at det på grund af de store forskelligheder i de deltagende landes klassifikation af ulykkers alvorlighed blev fundet umuligt at lave tværnationale sammenligninger af dette i rapporten.

OGP's ulykkesstatistik
Den internationale sammenslutning af olie- og gasproducerende selskaber, The International Association of Oil & Gas Producers (OGP), offentliggør hvert år informationer om sikkerhedsforholdene i olieindustrien. De offentliggjorte informationer er baseret på ulykkesdata leveret af OGP's medlemmer.

For Danmark rapporterer OGP i 2005 en ulykkesfrekvens (ulykker med tabt arbejdstid) på 4,0 pr. mio. arbejdstimer. De tilsvarende tal for Norge og Storbritannien er henholdsvis 1,5 og 1,2. Ulykkesfrekvensen for Danmark i 2005 er i det hele taget en af de højeste i rapporten.

Energistyrelsens opgørelse af ulykkesfrekvensen for dansk offshore 2005 er 6,4 ulykker pr. mio. arbejdstimer, hvilket er en del højere end det OGP angiver. Ulykkesfrekvenser i OGP's statistik er derfor næppe direkte sammenlignelige med de konsoliderede danske tal.

Ulykkefrekvenser for Danmark, Norge og Storbritannien
For at kunne få et indtryk af udviklingen i offshore ulykkesfrekvenser i Danmark, Norge og Storbritannien har Energistyrelsen taget udgangspunkt i oplysningerne om ulykkesfrekvenser fra EU for årene 1991-2000.

For årene efter 2000, som er de seneste tal fra EU, har Energistyrelsen skaleret de officielle nationale oplysninger for 2000, så disse er kommet på linje med oplysningerne fra EU. Den tilpasningsfaktor, som er fremkommet for hvert land for år 2000, er herefter brugt til at tilpasse de officielle tal fra landene for perioden 2001-2005. Resultatet ses på figur 4.4. Figuren indikerer, at der i Norge og Storbritannien har været en nedadgående trend i ulykkesfrekvenserne efter 2000, mens ulykkesfrekvenserne i Danmark efter 2001 gennemgående har været højere end i årene forud, dog med en faldende tendens, som er fortsat i 2006, se figur 4.2.

Registrering af offshore ulykker i andre olielande
Landene omkring Nordsøen bruger forskellige kriterier for registrering af ulykker i forbindelse med olie- og gasaktiviteter offshore. Datagrundlaget for ulykkestatistikkerne er derfor ikke ens, og det er ikke muligt at foretage en direkte sammenligning.

Det er også forskelligt, hvilke arbejdspladser der er omfattet af offshore ulykkesstatistikken i de forskellige lande, og beregningen af præsterede offshore arbejdstimer varierer.

Danmark: Ulykker registreres, når der ud over skadesdagen er over 24 timers uarbejdsdygtighed. Længden af fraværsperioden fra arbejde anvendes som klassificering af ulykkens alvorlighed. Dette gælder både på land og offshore.

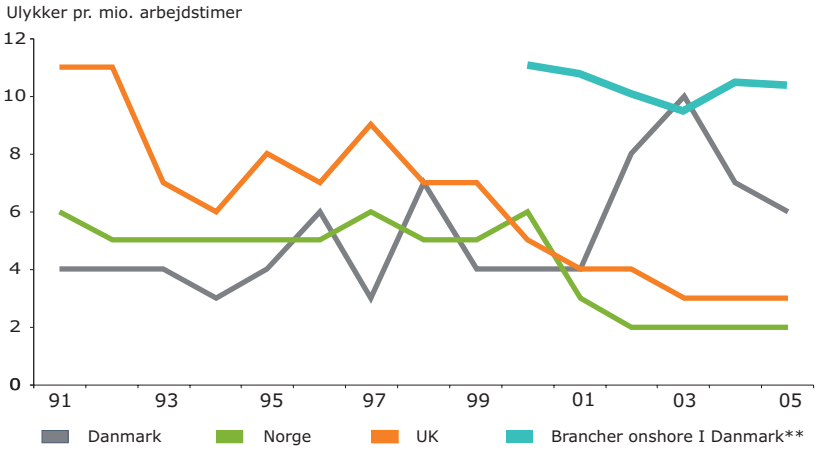
Norge: Ulykker registreres, når der er fravær fra arbejdet i det næste 12-timers skift, eller hvis ulykken medfører jobskifte. Derudover registreres ulykker, hvor der har været behov for medicinsk behandling. Ulykkers alvorlighed klassificeres på baggrund af skadens type.

Storbritannien: Ulykker registreres, når der er mere end tre dage ud over tilskadekomstdagen uden fuld arbejdsdygtighed. Ulykkers alvorlighed klassificeres på baggrund af skadens type.

EU: EU's arbejdsskadestatistikker anvender mere end tre dage ud over tilskadekomstdagen som grundlag.

Selv om den danske offshoreindustri ligger lavt i forhold til brancher på land, tyder sammenligningen med samme brancher i andre lande på, at der er et potentiale for forbedring, se figur 4.2 og 4.4. Energistyrelsen vil derfor følge op på dette over for operatørerne.

fig. 4.4 Normaliserede offshore ulykkesfrekvenser* sammenlignet med samtlige brancher onshore**



* Tallene fra 1991 - 2000 er fra EU rapport. Tallene er uvidenskabeligt skalerede ud fra 2000, så nationale tal for 2000 - 2005 passer med de tidligere EU tal, de danske tal er derfor ikke direkte sammenlignelig med tallene i figur 4.2. Norske tal er "nedbragt" til 20 %

** Ulykker 2000-2005 anmeldt til Arbejdstilsynet

5. RESERVER

Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse af de danske olie- og gasreserver. Reserverne er pr. 1. januar 2007 opgjort til henholdsvis 240 mio. m^3 olie og 120 mia. Nm^3 gas.

Energistyrelsens nye opgørelse viser et fald i olie- og gasreserverne på henholdsvis 7 og 2 pct. i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 2006. Reduktionen af reserverne skyldes hovedsagelig produktionen i 2006.

Den forventede samlede indvinding af olie er i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med 3 mio. m^3. Olieproduktionen i 2006 udgjorde 20 mio. m^3, hvorfor faldet i oliereserverne er 17 mio. m^3.

Der er pr. 1. januar 2007 produceret 297 mio. m^3 olie, mens reserverne udgør 240 mio. m^3. Produktionen i perioden 1972 - 2006 udgør således 55 pct. af den samlede forventede indvinding, se figur 5.1.

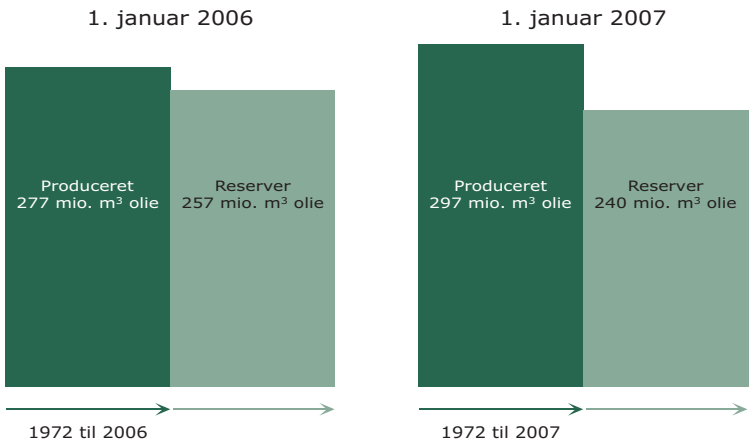
Den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne blandt andet som følge af 6. udbudsrunde forventes at tilføje opgørelsen yderligere reserver i fremtiden.

5 års prognose
Energistyrelsen udarbejder en 5 års prognose for produktion af olie og naturgas til årsrapporten. Prognosen revideres hvert efterår.

Olie
For 2007 forventes olieproduktionen at blive 19,0 mio. m^3 svarende til ca. 327.000 tønder olie pr. dag, se tabel 5.1. Det er en nedgang på 4 pct. i forhold til 2006, hvor olieproduktionen var 19,8 mio. m^3. I forhold til sidste års prognose for 2007 er det en nedskrivning på 9 pct., som hovedsagelig skyldes reducerede forventninger til produktionen fra felterne Dan, Gorm og Halfdan.

For perioden 2008 til 2010 forventes olieproduktionen at aftage. I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen i gennemsnit nedskrevet med 9 pct. i prognoseperioden, hvilket hovedsagelig skyldes reducerede forventninger til produktionen på felterne Dan, Gorm og Halfdan samt en udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Hejre.

fig. 5.1 Producerede oliemængder og oliereserver



Naturgas
Produktionen af naturgas forventes i 2007 at blive 9,1 mia. Nm^3, se tabel 5.1. Skønnene for 2007 og 2008 er uændret i forhold til sidste års prognose, mens skønnene for de øvrige år er justeret, men justeringerne resulterer ikke i en ændring af den samlede produktion af naturgas i prognoseperioden.

tabel 5.1 Forventet produktion af olie og naturgas

	2007	2008	2009	2010	2011
Olie, mio. m^3	19,0	17,8	16,9	16,1	16,6
Naturgas, mia. Nm^3	9,1	9,1	9,1	8,4	7,8

5 års prognose, selvforsyningsgrader
Danmark har været netto-selvforsynende med energi siden 1997. Selvforsyningen vedrører energiproduktion og forbrug på grundlag af en samlet energimæssig opgørelse. Forbruget af forskellige handelsprodukter er ikke fordelt på samme måde som produktionen, og derfor kan der forekomme import af visse produkter, selv om Danmark, energimæssigt opgjort, er selvforsynende.

Den samlede produktion af olie, gas og vedvarende energi var i 2006 45 pct. større end det samlede energiforbrug. Dette er et fald i forhold til året før, hvor produktionen oversteg forbruget med 56 pct. Faldet skyldes hovedsagelig en nedgang i olieproduktionen.

Olie- og gasproduktionen oversteg det samlede energiforbrug i 2006 med 30 pct. og det samlede forbrug af olie og gas med 108 pct.

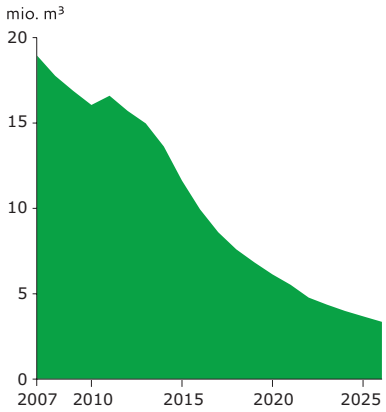
Tabel 5.2 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i selvforsyningsgrader i de kommende 5 år. I tabellen indgår styrelsens seneste prognose for energiforbrug og produktion af vedvarende energi. Forløb A og B viser forholdet mellem den danske olie- og gasproduktion og det samlede danske forbrug 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.

tabel 5.2 Selvforsyningsgrader

	2007	2008	2009	2010	2011
Produktion i PJ					
Olie	702	659	626	596	616
Gas	393	394	395	366	343
Vedvarende energi	144	145	150	155	157
Energiforbrug i PJ					
I alt	839	836	834	836	842
Selvforsyningsgrader i pct.					
A	207	200	194	182	178
B	131	126	122	115	114
C	148	143	140	134	132

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

fig. 5.2 Reservebidrag, olie.



De forventede selvforsyningsgrader i tabellen udviser generelt et fald i forhold til de tilsvarende tal opgjort i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2005". Faldet skyldes primært, at forventningerne til olieproduktionen er nedskrevet i forhold til sidste år.

Som det fremgår af tabel 5.2 forventer Energistyrelsen, at Danmark også i de kommende 5 år vil være selvforsynende med energi. En vurdering på lang sigt af selvforsyningen med olie og gas fremgår af afsnittet 20 års prognose.

20 års prognose

Energistyrelsen udarbejder årligt 20 års prognoser for produktion af olie og naturgas, baseret på reserveopgørelsen. De 2 prognoser er benævnt reservebidraget for olie og naturgas.

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.

Reservebidragets forløb for olie er generelt aftagende, se figur 5.2. Dog forventes en stigning i produktionen i 2011, der skyldes udbygning og videreudbygning af diverse felter.

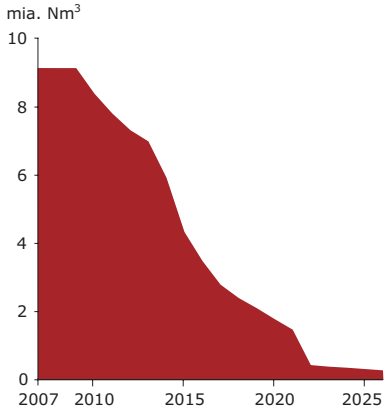
I prognosen er ikke forudsat større udbygninger efter 2011, og produktionen forventes om 10 og 15 år at udgøre henholdsvis omkring halvdelen og en fjerdedel af produktionen i 2006.

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

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 primært 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.

fig. 5.3 Reservebidrag, naturgas



I 1997 blev der endvidere indgået aftale om køb af gassen fra Syd Arne feltet mellem Hess Denmark ApS-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-rørledningen til Holland.

Reservebidraget for naturgas er vist på figur 5.3. De første år forventes en nogenlunde konstant mængde produceret, hvorefter der forventes et aftagende forløb af produktionen.

20 års prognose, selvforsyning
Energistyrelsen udarbejder prognoser for forbruget af olie og naturgas i Danmark. På figur 5.4 er for olie vist den producerede mængde samt det historiske forbrug. Endvidere fremgår reservebidraget samt styrelsens seneste prognose for forbruget.

Der er markant forskel på forløbet af prognoserne for forbrug og produktion. Forbrugsprognosen har et svagt stigende forløb, mens produktionsprognosen er stærkt aftagende. Faldet skyldes, at der ikke i prognosen er forudsat yderligere udbygning af kendte felter med ny teknologi eller udbygning af nye fund. Med disse forudsætninger for produktionen forventes Danmark at være selvforsynende med olie til og med 2016.

Prognoserne for naturgas udviser et lignende forløb som for olien, og Danmark forventes at være selvforsynende med naturgas til og med 2015 med reservebidraget som prognosegrundlag.

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

RESSOURCER
De nævnte prognoser er udarbejdet på grundlag af de opgjorte reserver, og der er således ikke medtaget skøn for yderligere udbygning af kendte felter med ny teknologi eller udbygning af nye fund.

Et skøn over de danske olie- og gasressourcer kan opdeles i tre bidrag:

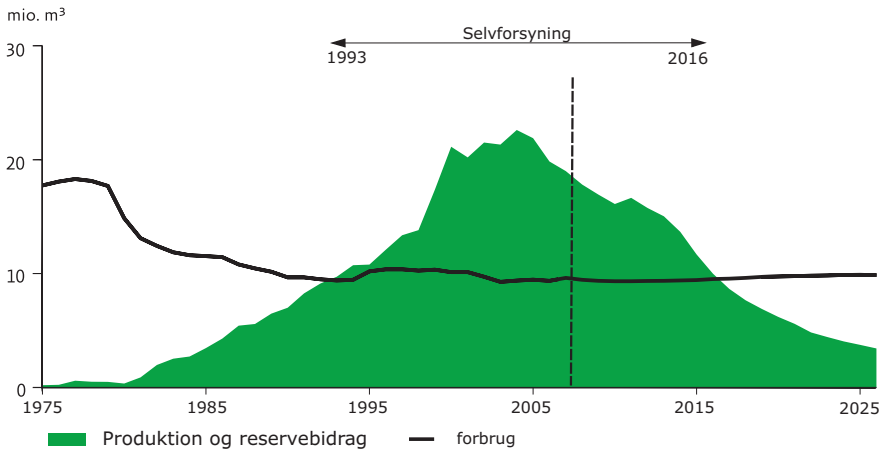
Et reservebidrag, som udarbejdes på grundlag af, hvor meget olie og gas der kan indvindes fra kendte felter og fund med nuværende produktionsmetoder.

Et teknologibidrag, der er et skøn over de mængder af olie og gas, der vurderes yderligere at kunne indvindes ved brug af ny teknologi.

Et efterforskningsbidrag, som er et skøn over de mængder af olie og gas, der vurderes at kunne indvindes fra nye fund.

Det skal understreges, at skøn over teknologi- og efterforskningsbidragets størrelse er behæftet med stor usikkerhed.

fig 5.4 Olieproduktion og reservebidrag



Energistyrelsens skøn for teknologibidraget for olie tager udgangspunkt i en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad med omkring 5-10 pct. point. Den gennemsnitlige indvindingsgrad er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder. Baseret på reserveopgørelsen er den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie 24 pct.

Det skal understreges, at en antagelse om en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie med omkring 5-10 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. Et eksempel på den teknologiske udvikling fremgår af boks 5.1.

I Energistrategi 2025 blev der anvendt et teknologibidrag svarende til en forøgelse af indvindingsgraden på 5 pct. point, baseret på den daværende relativt lave oliepris. I Energistrategien blev det også bemærket, at der med en relativ høj oliepris vil være et betydeligt incitament til udvikling af ny teknologi. Baseret på den nuværende relativt høje oliepris skønnes det, at indvindingsgraden kan øges med 10 pct. point.

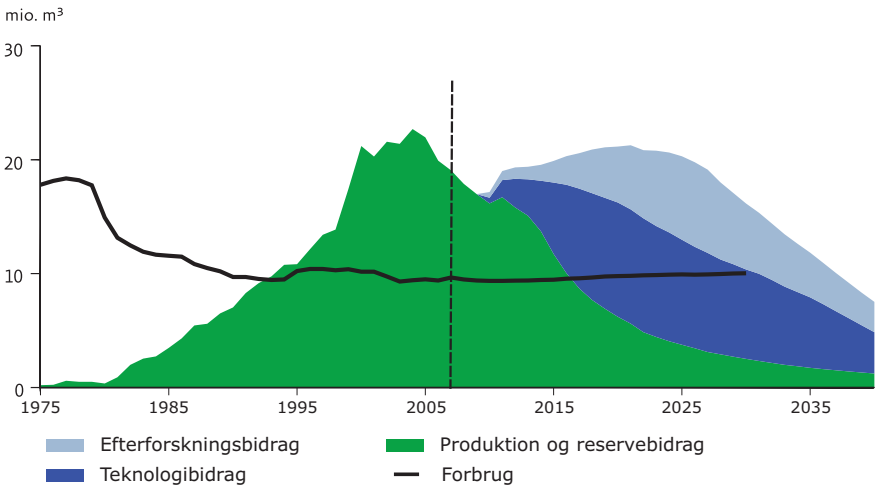
Det skal understreges, at nye teknikker skal implementeres, mens felterne producerer. Oftest vil det ikke være økonomisk rentabelt at indføre ny teknologi, når et felt først er lukket. Dette indebærer, at der er et begrænset tidsrum til at indføre nye teknikker i.

Styrelsens skøn for efterforskningsbidraget tager udgangspunkt i en opgørelse af efterforskningspotentialet fra medio 2003, som blev lavet i forbindelse med 6. udbudsrunde.

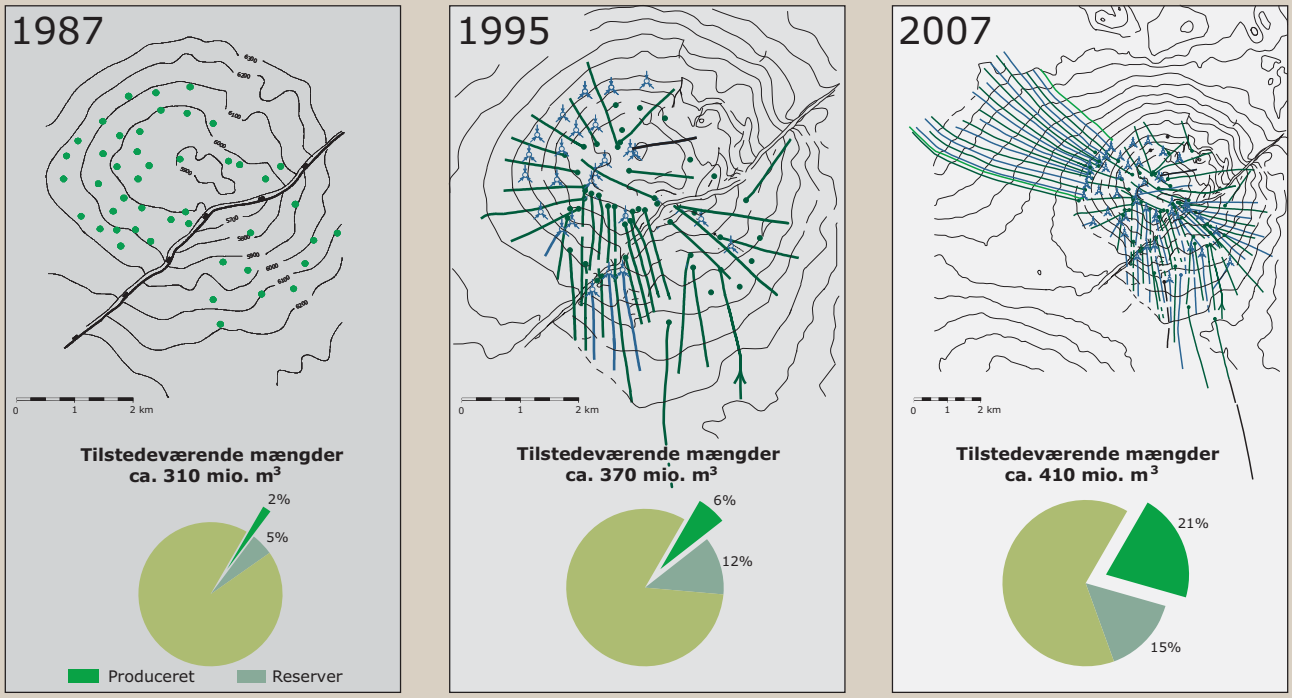
Efterforskningspotentialet blev medio 2003 vurderet til 205 mio. m^3 olie og 152 mia. Nm^3 gas. Rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2003" indeholder en beskrivelse af opgørelsen og af den systematik, der er anvendt. Selve opgørelsen findes desuden på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Styrelsens prognoseskøn for olie indeholdende reserve-, teknologi- og efterforskningsbidrag er vist på fig. 5.5. Endvidere er styrelsens seneste forbrugsprognose vist. Som nævnt forventes Danmark at være selvforsynende med olie til og med 2016, baseret på reservebidraget. Hvis teknologi- og efterforskningsbidraget medregnes, skønnes Danmark at være selvforsynende med olie i yderligere ca. 20 år.

fig 5.5 Olieproduktion og prognose



boks 5.1 Udvikling på Dan feltet fra 1987-2007



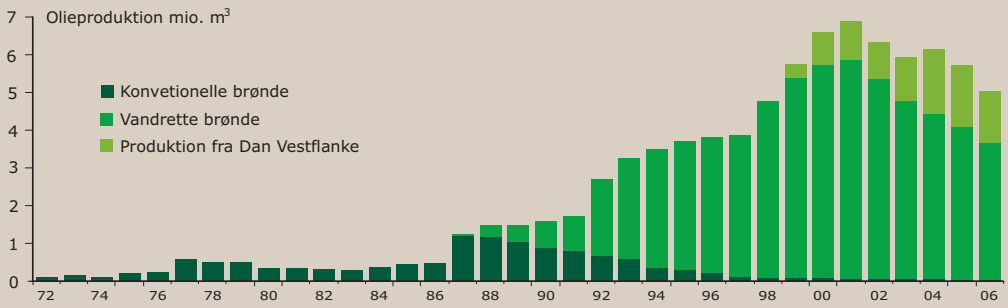
Dan feltet blev sat i produktion i 1972 med en traditionel udbygning med lodrette produktionsboringer på toppen af strukturen. Fremtil 1987 var produktionsstrategien at producere feltet ved naturlig dræning med lodrette brønde. Indvindingsgraden blev vurderet til at være 7 pct.

I 1987 blev den første vandrette brønd udført på Dan feltet, og teknologien blev gradvist udviklet i de kommende år. Derved opnåedes en større produktion, idet kontaktfladen mellem reservoir og brønd var øget. Samtidig påbegyndes også forsøg med vandinjektion for at opretholde trykket i reservoiret, så olien fortsat strømmer mod produktionsbrønden.

I 1995 var dele af feltet udbygget med vandrette boringer. I dele af feltet er der udført vandrette produktionsbrønde mellem de lodrette brønde, hvor flere er konverteret til vandinjektion. I den sydlige del af feltet blev der etableret et brøndmønster, hvor der skiftevis produceres og injiceres fra vandrette brønde. Ved dette brøndmønster opnås, at vandet presser olien mod produktionsbrønden. Grundet disse tiltag er vurderingen af indvindingsgraden øget til 18 pct. Boreresultaterne på flanken af strukturen fra de vandrette brønde har påvist mere olie på flanken af strukturen, hvorved vurderingen af de tilstedeværende mængder er øget.

I 2007 er potentialet på flanken mod nordvest, den såkaldte Vestflanke, udnyttet med erfaringerne fra de tidligere udbygninger på feltet. Indvindingsgraden estimeres til 36 pct., og vurderingen af de tilstedeværende mængder er yderligere øget.

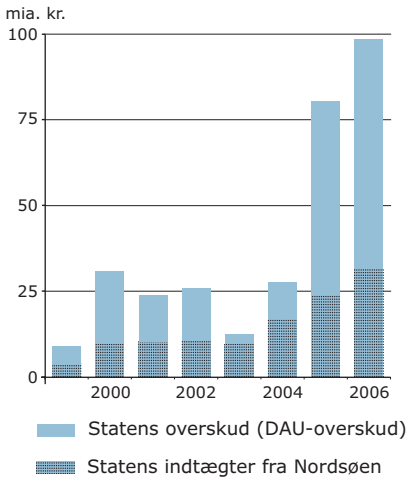
Udviklingen i vurderingen af indvindingsgraden på Dan feltet er et af de mest markante eksempler på teknologiudvikling på et dansk felt, og det er sket på en periode på kun 20 år.



Som nævnt forventes Danmark at være selvforsynende med naturgas til og med 2015 på grundlag af reservebidraget. For naturgas forventes ikke noget markant teknologibidrag, fordi der med konventionelle indvindingsmetoder kan opnås en langt højere indvindingsgrad fra naturgasfelterne, og bidraget forventes derfor ikke at forlænge Danmarks selvforsyning med naturgas væsentligt. Hvis teknologi- og efterforskningsbidraget medtages, skønnes Danmark at være selvforsynende med naturgas i yderligere ca. 10 år.

6. UDDANNELSE, FORSKNING OG FREMTIDEN

fig. 6.1 Statens overskud (DAU overskud) og statens indtægter fra Nordsøen



Note: DAU-overskuddet (Statens saldo for Drift, Anlæg og Udgifter) er forskellen mellem statens samlede indtægter og statens samlede udgifter

Olieindvindingen har i de senere år udviklet sig til en af de mest værdiskabende industrielle sektorer i det danske samfund. Produktionen af olie og gas i Nordsøen har væsentlig betydning for den danske betalingsbalance og for statens indtægter, se figur 6.1. Siden 1997 har Danmark netto været selvforsynende med energi, og i dag er Danmark nettoeksportør af olie og gas med Europas tredjestørste produktion af olie.

Langt den største del af den olie, der indtil nu er fundet i Danmark, findes i meget tætte kalklag. Da produktionen af olie og gas startede for 35 år siden forventede man kun at indvinde en meget lille del af den olie, der findes i undergrunden. Men en vedvarende udviklings- og forskningsindsats, især fra olieindustriens side, har medført nye og forbedrede teknologier indenfor olieindvinding. Især et øget kendskab til kalkens specielle egenskaber har medvirket til at øge produktionen væsentligt.

Stadig olie til mange år

Efter 40 års intensiv efterforskning på dansk område er der efter ENS' vurdering fundet omkring 70 pct. af de tilstedeværende mængder olie og gas i den danske del af Central Graven. Den seneste licensrunde i 2005/06 viste, at olieindustrien stadig har en stor interesse i det danske område. Her blev der tildelt ikke mindre end 14 nye efterforskningslicenser.

De høje oliepriser giver incitament til at øge den gennemsnitlige indvindingsgrad, som i dag er på ca. 25 pct. i gennemsnit på de danske felter. For flere af de større og mere intensivt udbyggede felter er den forventede indvindingsgrad oppe på omkring 35 pct.

En stigning på 1 procentpoint i indvindingsgraden vil skabe en ekstra produktionsværdi på ca. 40 mia. kr. ved en oliepris på 50 $ td., og vil kunne dække det nuværende danske forbrug i 2 år. En stigning på 10 procentpoint anses af eksperter ikke for urealistisk og kan ske gennem en målrettet forskning og udvikling på området. Se også boks 5.1 om Dan feltet i afsnittet *Reserver*.

Energistyrelsens seneste langsigtede skøn viser samtidig, at olieindustrien mindst 30-40 år frem i tiden fortsat kan spille en betydelig rolle for den danske samfundsøkonomi, se figur 5.5 i afsnittet *Reserver*.

Der er i Danmark et meget begrænset kendskab til olieindustriens store betydning for det danske samfund og fremtidsperspektiverne.

Det er måske grunden til, at de uddannelsesretninger, der må betragtes som en kilde til olieindustriens fremgang og succes, har oplevet en faldende tilgang af studerende.

Nanoteknologi i olieindvinding

En ny forskningsafdeling Nano-Science Center på Københavns Universitet danner blandt andet rammen om forskningsprojektet *Mere olie fri af kalken.* Det samlede budget for projektet er 59,6 mio. kr., og Højteknologifonden støtter med 25,7 mio. kr. Projektet har til formål at udvikle nye metoder til at udvinde mere olie i Nordsøen og er et samarbejde mellem ingeniører, biologer, fysikere, kemikere og geologer.

Projektet bygger på et samarbejde mellem Nano-Science Center og Geologisk institut, Københavns Universitet og Mærsk Olie og Gas A/S.

Behov for arbejdskraft
Allerede nu mangler oliesektoren folk, og det gælder både i Danmark og internationalt. Men manglen på folk med denne specialiserede viden kan blive meget større. Inden for de næste 10-15 år forventes en væsentlig del af den danske oliesektors 5-700 reservoiringeniører, geologer og geofysikere at forlade arbejdsmarkedet på grund af alder.

Gennem de seneste år er der kun uddannet et begrænset antal oliegeologer, reservoiringeniører og andre med speciale indenfor efterforskning og indvinding. Men hvis olieindustriens potentiale for værdiskabelse, eksport og økonomisk vækst skal udnyttes optimalt, er det nødvendigt at råde over tilstrækkelige specialister i danske indvindingsforhold.

De seneste års udvikling har vist, at alt for få unge vælger en videnskabelig uddannelse indenfor dette område på trods af de gode økonomiske og karrieremæssige perspektiver i branchen.

Oliebranchen beskæftiger mange folk fra naturvidenskabelige og tekniske fagmiljøer, men også folk med økonomisk og administrativ baggrund. Dette samspil mellem de forskellige fagmiljøer i oliebranchen har vist sig at være succesfuldt og fagligt udfordrende. Gennem samarbejdet opstår nye indfaldsvinkler og inspiration til nye landvindinger inden for næsten alle fagdisciplinerne.

En målrettet og mangeårig satsning på forskning indenfor olie-gassektoren har betydet, at der i Danmark er opbygget attraktive uddannelsesmiljøer for blandt andet oliegeologer, geofysikere, bore-, reservoir- og procesingeniører.

Ansættelse i oliebranchen giver mulighed for en international og fagligt udfordrende karriere på attraktive lønvilkår. Branchen har en lovende fremtid, og kandidater kan nemt finde beskæftigelse i olieindustrien, både nationalt og internationalt.

Forskning i øget olieindvinding
Med de nuværende metoder er det ofte ikke muligt at udvinde mere end 25-50 pct. af olien i felterne i Nordsøen. Udfordringen er med moderne teknologi at kunne frigøre mere olie fra de kalklag, som olien befinder sig i.

Olien hænger fast i kalken
Indvindingen af olie er afhængig af størrelsen af hulrummene mellem kalkpartiklerne, og hvor godt de hænger sammen. Man kan i dag skubbe en del af olien ud fra hulrummene, men en del af olien sidder fast på overfladerne af kalkpartikler og i hjørner.

Kalken undersøges
Både forskere og oliefirmaer har gennem flere år søgt at få kalkpartiklerne til at slippe mere af olien. De nye muligheder opstår, fordi forskerne nu har de fornødne instrumenter og ekspertiser til at undersøge kalken på nano-skala, en nanometer svarer til en tusindedel af længden på eksempelvis en bakterie. Undersøgelserne skal vise, hvordan man kan ændre kalkpartiklernes egenskaber, så de lettere frigiver olien.

Strategi for forskning og uddannelse

Uddannelse og forskning kan medvirke til en øget langsigtet indvinding fra de danske olie- og gasfelter. Det er samtidig væsentligt, at få uddannet tilstrækkeligt mange nye specialister i tide, så de danske olie- og gasressourcer kan udnyttes optimalt, mens den eksisterende infrastruktur til produktion og transport i Nordsøen stadig er velfungerende, se figur 6.2.

Regeringen ønsker et udbygget samarbejde mellem forsknings- og uddannelsesmiljøerne inden for olie- og gasområdet, og ved kampagner og målrettet information i samarbejde med industrien og uddannelsesinstitutionerne skal der arbejdes på at få flere unge til at søge ind på uddannelser rettet mod branchen.

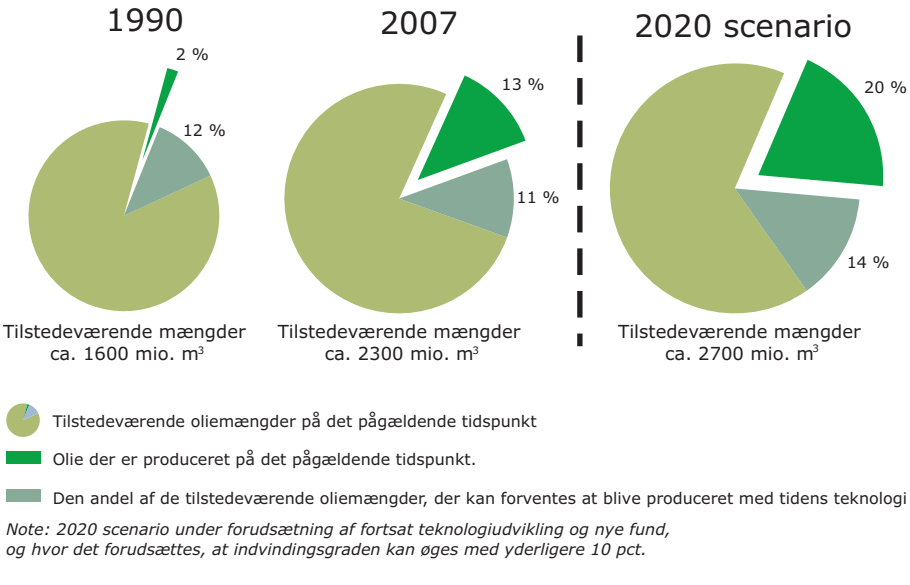
Det er vigtigt hurtigt at styrke uddannelses- og forskningsindsatsen, så det danske samfund kan få størst mulig gavn af den viden og kompetence, der findes hos de forskere og specialister, som arbejder indenfor området, og samtidig få videreført denne viden til de kommende specialister inden for området.

Som opfølgning på Energistrategi 2025 har Energistyrelsen og Universitets- og bygningsstyrelsen derfor i samarbejde med olieindustrien og forsknings- og uddannelsesinstitutioner i Danmark forestået udarbejdelsen af en fornyet strategi for en forsknings- og uddannelsesindsats på olieindustriens område.

En styregruppe har forestået gennemførelsen af arbejdet og fremkom i foråret 2007 med en række anbefalinger, se boks 6.1 og 6.2.

Med afsæt i styregruppens anbefalinger har Videnskabsministeriet iværksat en dialog med ledelserne fra universiteterne. Formålet er at sikre en målrettet koordination af uddannelsesforløbet for unge studerende indenfor olie-gasområdet og styrke universiteternes dialog med aftagerne af kandidaterne.

fig. 6.2 Tilstedeværende mængder og produktion af olie, i henholdvis 1990 og i 2007 samt i et 2020 scenario



Note: 2020 scenario under forudsætning af fortsat teknologiudvikling og nye fund, og hvor det forudsættes, at indvindingsgraden kan øges med yderligere 10 pct.

Målet er at få spidskompetencerne i det danske uddannelsessystem til at fremstå sammenhængende og samlet. Det anses som meget vigtigt, at der fremover kan etableres et forskningsmiljø og en koordination på tværs i Danmark, som sikrer de studerende en attraktiv uddannelse på et højt internationalt niveau.

Boks 6.1

Opdateret forsknings- og uddannelsesstrategi
Som opfølgning på Energistrategi 2025 har regeringen fremlagt en strategi for en sammenhængende forsknings-, udviklings- og uddannelsesindsats på olieindustriens område.

Styregruppen, som har stået for gennemførelse af arbejdet, bestod af:

Direktør Jep Brink fra Mærsk Olie og Gas A/S
Professor Erling Stenby, DTU
Statsgeolog Erik Thomsen, GEUS.
Direktør Peter Helmer Steen, Nordsøenheden (formand)

Styregruppen udarbejdede i 2006 et baggrundsnotat om olie- og gassektorens betydning for Danmark og pegede her på vigtigheden af adgang til kvalificerede uddannelser. Endvidere blev det anbefalet, at kvaliteten af de eksisterende danske uddannelser indenfor olie-gasområdet blev vurderet, og at der kom forslag til eventuelle forbedringer.

Styregruppen iværksatte en ekstern evaluering af de relevante uddannelser og forskningsmiljøer. Kortlægningen blev gennemført i samarbejde med Energistyrelsen og Videnskabsministeriet og blev varetaget af et internationalt panel fra nogle af de mest velrenommerede uddannelsessteder i verden indenfor oliebranchen.

Begge dokumenter er tilgængelige på www.ens.dk

Boks 6.2

Styregruppens anbefalinger:

- Øget samarbejde imellem de få og spredte eksisterende danske miljøer, således at de studerende får tilbud om en sammenhængende olie- og gasuddannelse på et internationalt højt niveau

- Offentlige forskningsmidler skal kunne anvendes til projekter om olie- og gasindvinding af høj kvalitet, så der i Danmark kan skabes/opretholdes et forsknings- og uddannelsesmiljø på højt internationalt niveau

- Der iværksættes et målrettet informationsarbejde om de muligheder, der er for unge mennesker indenfor efterforskning og indvinding af olie og naturgas

Styregruppens anbefalinger og ekspertpanelets rapport kan findes på www.ens.dk

Oliebranchen har en fremtid
Den opdaterede forsknings- og uddannelsesstrategi skal bidrage til, at olie- og gasaktiviteterne i Nordsøen kan fortsætte i flere årtier endnu. Derved fastholdes oliesektorens bidrag til den danske økonomi og det danske samfund.

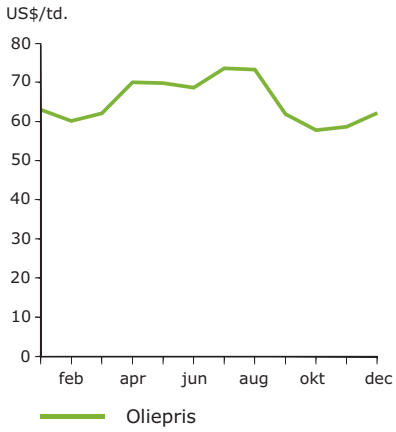
Olie- og gas indvinding er samtidig et felt, hvor Danmark på en række områder er blevet internationalt teknologiførende i kraft af den danske olieindustris innovationsevne. De vanskelige indvindingsforhold i den danske del af Nordsøen har krævet en stor opfindsomhed og en omfattende forskning og udvikling af nye teknologier.

Denne specialiserede viden om vanskelige indvindingsforhold kan få en stigende betydning globalt i takt med, at verdens mere lettilgængelige oliereserver bliver udtømt.

Viden og erfaringer fra den danske indvinding af olie og gas kan i stigende grad udnyttes ved danske olieselskabers og underleverandørers arbejde i udlandet. Dermed skabes nye muligheder for dansk eksport og for nye specialiserede arbejdspladser internationalt. Derfor er en styrket forsknings-, udviklings- og uddannelsesindsats for olie- og gasindvinding også en del af bestræbelserne på at fremtidssikre det danske samfund.

7. ØKONOMI

fig 7.1 Olieprisens udvikling i 2006



Olie- og gasproduktionen fra Nordsøen påvirker samfundsøkonomien via statens skatteindtægter, effekterne på handels- og betalingsbalancen samt via overskuddet fra olie- og gassektorens aktører og ikke mindst som arbejdsplads for mange mennesker.

Derudover har indvindingen af kulbrinter bidraget til, at Danmark siden 1997 har været nettoselvforsynende med energi.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Værdien af olie- og gasproduktionen bestemmes af tre faktorer; udviklingen i produktionen, den internationale råoliepris samt dollarkursen.

Den gennemsnitlige oliepris i 2006 ved Brent-noteringen var 65,1 US$ pr. tønde. Hermed fortsatte olieprisen de senere års stigning ved at stige med knap 20 pct. fra 2005, hvor den gennemsnitlige oliepris var 54,4 US$ pr. tønde. Udviklingen i olieprisen i 2006 ses af figur 7.1. Den gennemsnitlige dollarkurs var i 2006 på 5,9 kr. pr. US$, hvilket er et mindre fald i forhold til 2005.

Værdien af den danske olie- og gasproduktion i 2006 har fortsat stigningen fra de foregående år. Ifølge de foreløbige skøn for 2006 fordeler produktionsværdien sig med ca. 48,4 mia. kr. på olieproduktion og 12,3 mia. kr. fra gasproduktion.

Samlet skønnes værdien af den danske olie- og gasproduktion i 2006 til 60,7 mia. kr., hvilket er en stigning på godt 10 pct. i forhold til året før. Stigningen i produktionsværdien skyldes den højere oliepris, der mere end opvejer et fald i produktion og dollarkurs.

I figur 2.2 i afsnittet *Udbygning og produktion* ses, hvordan olieproduktionen i 2006 fordeler sig på de ti producerende selskaber i Danmark.

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

I bilag C findes en detaljeret oversigt over økonomiske nøgletal fra 1972 til 2006.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasaktiviteterne har en gavnlig effekt på handelsbalancen og på betalingsbalancens løbende poster. Det skyldes, at olie- og gasproduktionen bidrager til, at Danmark er nettoselvforsynende med energi samtidig med, at der er mulighed for eksport. Udbygningen med vedvarende energi, energieffektivisering og besparelser vil kunne øge mængderne til eksport.

Handelsbalancen for olie og naturgas

Danmark har siden 1995 haft overskud på handelsbalancen for olie og gas. Olieprisens stigende udvikling er hovedårsagen til, at overskuddet på handelsbalancen for olie og naturgas i 2006 blev på 30,8 mia. kr. Det er en stigning på 6 mia. kr. i forhold til året før.

Betalingsbalanceeffekten

Danmark har de sidste 10 år været nettoselvforsynende med energi. Den store produktion giver endvidere en betydelig eksport af olie og gas.

På baggrund af egne prognoser for produktion, investeringer, drifts- og transportomkostninger udarbejder Energistyrelsen et skøn for olie- og gasaktiviteternes effekt på

betalingsbalancens løbende poster i de kommende 5 år. Beregningerne sker på baggrund af en række antagelser om importindholdet, renteudgifter samt selskabernes overskud for kulbrinteaktiviteterne.

Energistyrelsens 5-årsprognose udarbejdes i år for tre forløb af olieprisen. Formålet med at beregne tre forløb er at illustrere betalingsbalanceeffekternes følsomhed overfor ændringer i olieprisen.

De tre forløb beregnes med en oliepris på henholdsvis 30, 50 og 70 US$ pr. tønde og med en dollarskurs på 5,82 kr. pr. US$. En pris på 50 US$ pr. tønde svarer til IEA's langsigtede forventning til olieprisen.

Værdien af de forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancen for prisforløbet på 50 US$ pr. tønde er vist i tabel 7.1. Nederst i tabellen vises endvidere den beregnede effekt på betalingsbalancens løbende poster for prisforløb på henholdsvis 30 US$ og 70 US$ pr. tønde.

Ved en oliepris på 50 US$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på 26 til 30 mia. kr. pr. år i perioden 2007-2011. Det fremgår endvidere, at en højere oliepris betyder en større effekt og vice versa.

Statens indtægter

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

Udover de direkte indtægter fra skatter og afgifter, har staten indirekte indtægter fra Nordsøen gennem sin aktiepost i Dong Energy. Det skyldes, at datterselskabet DONG E&P A/S deltager i dele af olie- og gasaktiviteterne, og herigennem opnår staten indirekte en indtægt. Endvidere vil staten på sigt opnå en indtægt gennem Nordsøfonden.

Boks 7.1 indeholder en uddybning af grundlaget for statens indtægter fra skatter og afgifter på indvindingen af olie og gas.

tabel 7.1 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr. 2006-priser, Mellem prisforløb (50 US$/td.)

	2007	2008	2009	2010	2011
Samf. økonomisk produktionsværdi	42	40	39	38	35
Importindhold	5	4	4	4	4
Vare- og tjenestebalancen	37	36	34	34	31
Renter og Udbytter til udland	8	7	6	5	5
Betalingsbal. løbende poster	30	29	29	29	26
Betalingsbal. løbende poster, lavt prisforløb (30US$/td.)	20	20	20	20	18
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (70US$/td.)	41	40	39	39	35

Note: baseret på Energistyrelsens 5-årsprognose

boks 7.1 Statens indtægtskilder fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen

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

I det følgende gennemgås statens indtægtskilder med udgangspunkt i gældende regler for 2006. Detaljerede oplysninger findes på Energistyrelsens hjemmeside.

Selskabsskat
Selskabsskatten er statens vigtigste indtægtskilde på olie- og gasområdet. Regeringen har fremsat lovforslag om at nedsætte selskabsskatten fra 28 pct. til 25 pct. med virkning fra den 1. januar 2007. I denne rapport er alle beregninger foretaget for en selskabsskattesats på 28 pct.

Kulbrinteskat
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
Med virkning fra 1. januar 2004 og frem til 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnerne i Eneretsbevillingen 20 pct. af overskuddet før skat og før nettorenteudgifter.

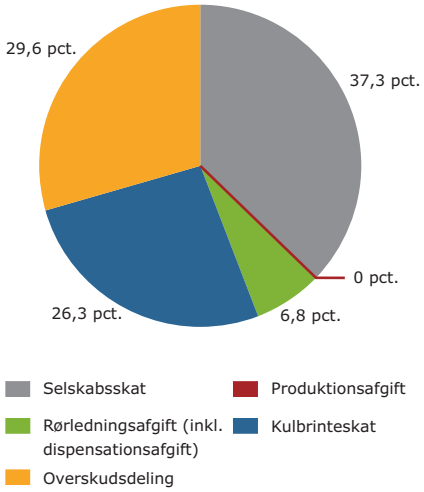
Olierørledningsafgift
DONG Oil Pipe A/S ejer olierørledningen mellem Gorm feltet og Fredericia. Brugerne af rørledningen betaler DONG Oil Pipe A/S en tarif, som omfatter et fortjenstelement på 5 pct. af værdien af den transporterede råolie. DONG Oil Pipe A/S betaler 95 pct. af fortjenstelementet videre 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. Derudover hidrører en del af det aktieudbytte staten får fra sine aktier i Dong Energy fra olie- og gasaktiviteter.

Nordsøfonden
Staten vil fremover deltage med 20 pct. af alle nye tilladelser. Det gælder også for de 14 licenser, der blev tildelt i 6. runde den 22. maj 2006.

fig 7.2 Fordeling af statens indtægter i 2006



Med en andel på godt 37 pct. er selskabsskatten den væsentligste indtægtskilde for staten. Figur 7.2 viser fordelingen af statens skatteindtægter i 2006. Statens samlede indtægter fra kulbrinteindvindingen i Nordsøen beløber sig i perioden 1963 - 2006 til ca. 155,8 mia. kr. i 2006-priser. Figur 7.3 illustrerer udvikling i statens indtægter fra 1973-2006. Til sammenligning var den akkumulerede produktionsværdi i perioden knap 477,5 mia. kr.

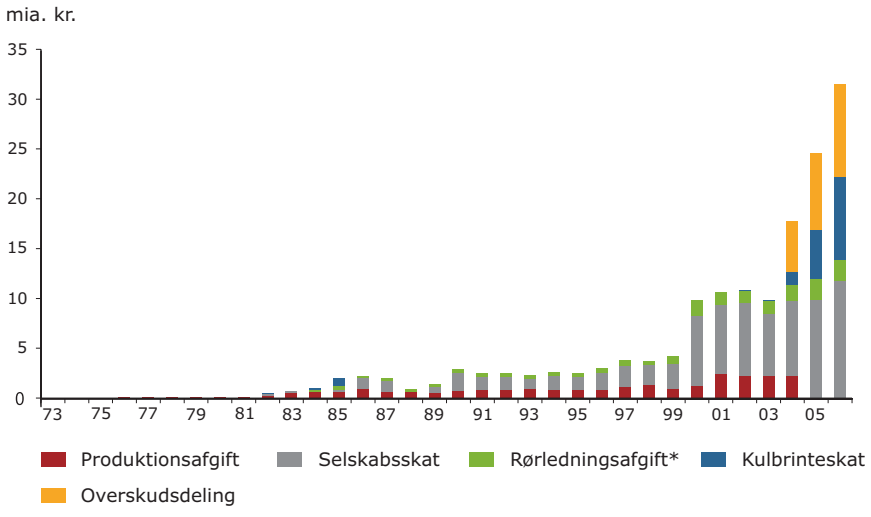
Tabel 7.2 viser udviklingen i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter i de seneste 5 år. På baggrund af Skatteministeriets beregninger skønner Energistyrelsen, at skatteindtægterne fra 2005 til 2006 er steget med godt 7,3 mia. kr. svarende til en stigning på godt 30 pct.

I 2003 indgik regeringen en aftale med A.P. Møller Mærsk, Nordsøaftalen. Aftalen betød blandt andet en omlægning af afdragsmulighederne og dermed en skærpet progression i beskatningen. Det vil sige, at jo større overskud selskaberne skaber, jo større andel betales i skat. En højere oliepris medfører således øgede indtægter til staten. Det samme vil gøre sig gældende for højere produktion givet en uændret oliepris. Udviklingen i statens indtægter fra skatter og afgifter afspejler denne omlægning af skattesystemet.

Skatteministeriet skønner for de kommende fem år og med et olieprisforløb på 50 US$ pr. tønde, at statens samlede indtægter vil være omkring 17-20 mia. kr. pr. år fra 2007 til 2011. I tabel 7.3 er vist udviklingen i statens forventede indtægter for tre olieprisforløb.

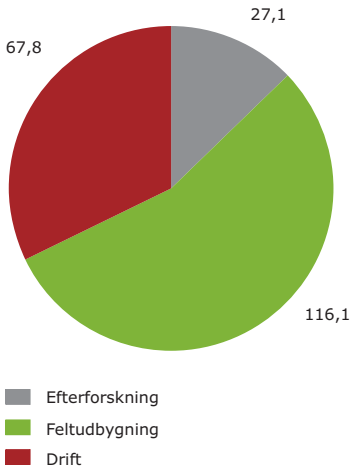
Det skal bemærkes, at de fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskatten indeholder en usikkerhed omkring olieprisen, produktionen og dollarkursen. Hertil kommer en usikkerhed knyttet til beregningernes stiliserede forudsætninger med hensyn til blandt andet selskabernes finansieringsudgifter. Endvidere skal det oplyses, at beregningerne er foretaget for en selskabsskattesats på 28 pct.

fig 7.3 Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1973-2006, mia. kr., 2006-priser



** Inkl. dispensationsafgift*
Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

fig. 7.4 Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2006, mia. kr., 2006-priser



tabel 7.2 Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

	2002	2003	2004	2005	2006*
Kulbrinteskat	65	64	1.251	4.854	8.282
Selskabsskat	6.794	5.943	7.351	9.661	11.738
Produktionsafgift	2.110	2.181	2.104	1	2
Olierørledningsafgift**	1.169	1.144	1.496	2.052	2.156
Overskudsdeling	-	-	4.890	7.595	9.315
I alt	**10.138**	**9.331**	**17.092**	**24.163**	**31.493**

** Skøn*
*** Inkl. 5 % dispensationsafgift*
Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

RETTIGHEDSHAVERNES ØKONOMISKE FORHOLD

På samme måde som olieprisen har betydning for indtægterne fra indvindingen fra Nordsøen spiller rettighedshavernes indsats en stor rolle for såvel det nuværende som fremtidige aktivitetsniveau og dermed også for de potentielle indtægter.

Udbygning og investering i nye felter udgør over halvdelen af rettighedernes samlede udgifter. I perioden 1963 til 2006 kan rettighedshavernes samlede udgifter opgøres til 211 mia. kr. Figur 7.4 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.

tabel 7.3 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., løbende priser*

		2007	2008	2009	2010	2011
Selskabsskat	70 $/td.	11,7	11,1	10,7	10,1	10,6
	50 $/td.	7,6	7,2	6,8	6,3	6,6
	30 $/td.	3,5	3,3	3,0	2,7	2,6
Kulbrinteskat	70 $/td.	9,4	8,9	8,8	8,3	8,2
	50 $/td.	5,3	4,9	4,9	4,5	4,5
	30 $/td.	1,2	0,9	1,0	0,7	0,7
Overskudsdeling	70 $/td.	9,4	9,0	8,8	8,4	8,2
	50 $/td.	6,2	5,9	5,8	5,5	5,4
	30 $/td.	3,1	2,9	2,9	2,6	2,5
Produktionsafgift	70 $/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	50 $/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	30 $/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olierørledningsafgift**	70 $/td.	2,3	2,1	2,1	2,0	2,1
	50 $/td.	1,6	1,5	1,5	1,4	1,5
	30 $/td.	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
I alt	70 $/td.	32,6	31,2	30,4	28,8	29,2
	50 $/td.	20,7	19,6	19,0	17,8	17,9
	30 $/td.	8,7	8,0	7,7	6,9	6,7

** Der er forudsat 1,8 pct. årlig inflation*
*** Inklusiv 5% dispensationsafgift*
Kilde: Skatteministeriet
Note: baseret på Energistyrelsens 5-årsprognose

Efterforskningsudgifter
For 2006 vurderes de samlede efterforskningsudgifter foreløbigt til 0,8 mia. kr. De samlede udgifter til efterforskning er således steget i forhold til 2005, hvor udgifterne blev opgjort til 0,5 mia. kr.

Stigningen skyldes blandt andet tildelingen af nye licenser i 6. runde. Det er også grunden til, Energistyrelsen forventer at de årlige efterforskningsudgifter vil ligge på 0,7-0,8 mia. kr. frem til 2008. Herefter er det forventningen, at udgifterne med de foreliggende forudsætninger vil falde til et lavere niveau.

Udbygningsinvesteringer
Blandt rettighedshavernes økonomiske forhold er investeringerne i udbygning af nye og eksisterende felter den mest udgiftskrævende post. Investeringen til udbygningsaktiviteter i 2006 er skønnet til 5,6 mia. kr. I forhold til året før er der tale om en stigning på 1,5 mia. kr. Til sammenligning har de årlige gennemsnitlige investeringer til udbygning de sidste 10 år været godt 5,1 mia. kr. Tabel 7.4 viser investeringer i feltudbygninger i perioden 2002-2006.

I lighed med 2005 har størstedelen af udbygningsaktiviteterne i 2006 fundet sted på felterne Dan, Halfdan, Tyra og Valdemar. Udgifter til udbygning på disse felter udgør godt 80 pct. af de samlede investeringer i 2006. Betragter man 5-års perioden 2002-2006 udgør udbygningsprojekter på felterne Dan, Halfdan, Nini, Syd Arne og Tyra ca. 70 pct. af den samlede investeringsaktivitet.

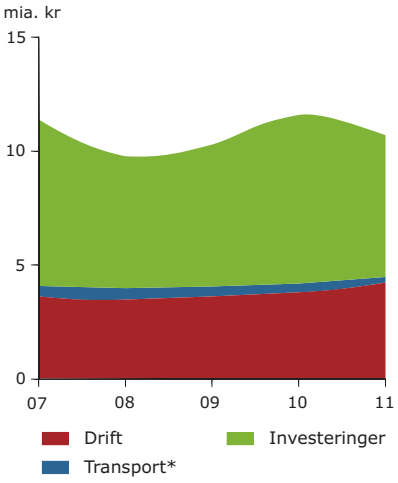
Tabel 7.5 viser Energistyrelsens forventninger til udbygningsaktiviteten i perioden 2006 til 2010. Forventningerne bygger på igangværende, besluttede, planlagte samt

tabel 7.4 Investeringer i feltudbygninger i perioden 2002-2006, mio. kr., løbende priser

	2002	2003	2004	2005	2006*
Cecilie	223	660	309	(18)	4
Dagmar	-	-	-	-	148
Dan	437	943	750	750	684
Gorm	242	107	108	291	304
Halfdan	2.412	1.779	1.124	683	1.293
Harald	0	4	22	53	1
Kraka	3	-	2	-	-
Nini	285	1.288	319	163	19
Roar	-	-	-	-	-
Rolf	-	37	4	-	1
Siri	111	406	425	73	140
Skjold	5	77	8	11	4
Svend	223	-	-	-	-
Syd Arne	849	764	762	310	451
Tyra	85	305	459	1.020	1.520
Tyra Sydøst	569	82	96	45	-
Valdemar	(1)	200	52	553	992
NOGAT Pipeline	-	766	664	12	-
Diverse	31	(31)	2	5	97
I alt	**5.475**	**7.386**	**5.105**	**3.951**	**5.658**

** Skøn*

fig. 7.5 Skønnede investeringer i felter samt udgifter til drift og olietransport, 2006-priser



**Eksl. rørlednings- og dispensationsafgift*

mulige investeringer. Prognosen for de mulige udbygningsaktiviteter er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion på kort sigt udover den produktion, der allerede er fremlagt udbygningsplaner for, se afsnittet *Reserver*.

I forhold til 2005 er Energistyrelsens forventninger til de kommende investeringer i perioden 2007-2011 opjusteret. Det skyldes forventninger om en større aktivitet på en del af felterne, især de eksisterende felter Dan, Halfdan, Syd Arne, Tyra og Valdemar samt det nye felt Hejre.

Udgifter til drift, administration og transport

For 2006 har Energistyrelsen opgjort udgifterne til drift, administration og transport til 4,1 mia. kr. Hermed fortsætter stigningen fra de seneste år, hvilket blandt andet skyldes en stigning i udgifterne som følge af en højere oliepris.

Figur 7.5 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i investeringer, drifts- og transportudgifterne fra 2007-2011. Driftsomkostninger forventes at stige i hele perioden. Transportomkostningerne ventes at ligge på niveau med 2006, men forventes at falde i 2011. Investeringerne forventes at ligge på et lidt højere niveau end 2006.

tabel 7.5 Forventede investeringer i feltudbygning i perioden 2007-2011, mia. kr., 2006-priser

	2007	2008	2009	2010	2011
Igangværende og besluttet					
Adda	-	0,1	0,6	-	-
Alma	-	0,6	0,5	-	-
Boje	-	-	-	0,8	-
Cecilie	-	-	-	-	-
Dagmar	-	-	-	-	-
Dan	0,9	0,6	-	-	-
Elly	0,3	1,6	-	-	-
Gorm	0,1	0,0	-	-	-
Halfdan	2,0	0,9	0,1	-	-
Harald	0,0	0,1	-	-	-
Kraka	0,3	-	-	-	-
Lulita	-	-	-	-	-
Nini	0,1	-	-	-	-
Regnar	-	-	-	-	-
Roar	-	-	-	-	-
Rolf	-	-	-	-	-
Siri	0,3	-	-	-	-
Skjold	-	-	-	-	-
Svend	-	-	-	-	-
Syd Arne	0,8	-	-	-	-
Tyra	0,4	0,4	0,4	0,0	1,3
Tyra Sydøst	0,5	-	-	-	-
Valdemar	1,6	0,7	-	-	-
I alt	**7,3**	**5,1**	**1,5**	**0,8**	**1,3**
Planlagt	-	-	-	-	0,8
Muligt	-	0,7	4,7	6,6	4,0
Forventet	**7,3**	**5,8**	**6,2**	**7,4**	**6,2**

boks 7.2 Nordsøaftalen

Den 29. september 2003 indgik staten en aftale, Nordsøaftalen, med A.P. Møller Mærsk om en fortsættelse af Enerets-bevillingen frem til 2042. Aftalen fastlagde de fremtidige rammer for aktiviteterne i Nordsøen. Det indebar en omlægning af skattesystemet samt at staten fra den 9. juli 2012 indtræder som partner i bevillingen med en andel på 20 pct.

Nordsøaftalen trådte i kraft den 1. januar 2004 og har således en løbetid på knap 40 år. I forbindelse med indgåelsen af aftalen blev der for at skabe det bedst mulige beslutningsgrundlag foretaget beregninger på konsekvenserne af en aftale.

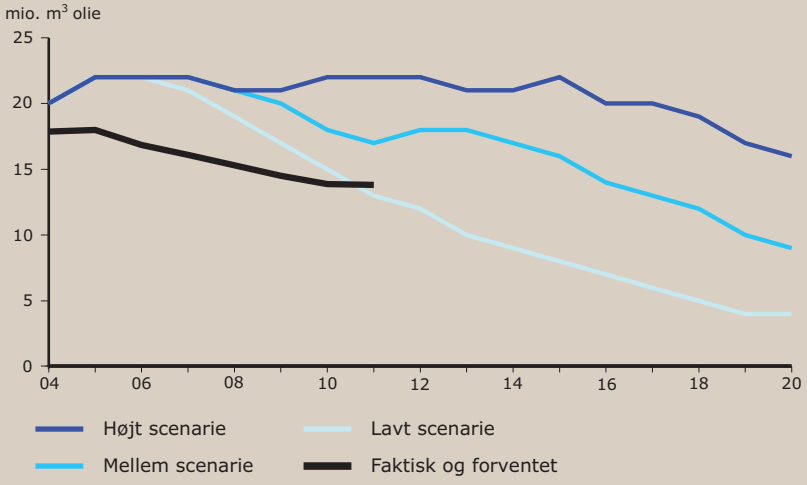
I disse beregninger blev der forudsat en række forhold vedrørende eksempelvis olieproduktion, oliepriser, investeringer mm. De antagne forudsætninger var grundstenene i beregningerne og byggede på viden frem til 2002. Da det er vanskeligt at forudsige, hvordan den faktiske udvikling kommer til at foregå, blev der endvidere foretaget følsomhedsberegninger ud fra ændringer i centrale parametre. De parametre, der især påvirker statens og selskabernes indtjening fra Nordsøen, er produktionsmængden af olie samt olieprisen.

Nedenfor er vist udviklingen i disse parametre siden indgåelsen af aftalen sammenlignet med forudsætningerne brugt i forbindelse med forhandling af Nordsøaftalen. Udviklingen er illustreret med de faktiske og skønnede værdier for 2004-2006 samt Energistyrelsens seneste prognoser for 2007-2011.

Olieproduktion
Til brug for beregningerne fastlagde man tre produktionsscenarier, lav-, middel-, og højscenarium:

- **Lavscenariet:** Ny teknologiudvikling eller nye fund er ikke indregnet
- **Middelscenariet (hovedscenariet):** Udgangspunktet for forhandlingerne. Her er forudsat, at produktionen udbygges ved hjælp af teknologiudvikling. Endvidere forudsættes det, at omkring 2012 igangsættes produktion fra et nyt, mellemstort oliefund. Samlet er der tale om en antaget merproduktion på i gennemsnit 1,2 pct. pr. år sammenlignet med Energistyrelsens daværende 20 års-prognose for perioden 2003-2022.
- **Højscenariet:** Her forudsattes det, at der i forhold til middelscenariet gøres endnu et mellemstort fund, og at der sker en hurtigere teknologiudvikling. Samlet er der tale om en antaget merproduktion på i gennemsnit 2,1 pct. pr. år sammenlignet med Energistyrelsens daværende 20 års-prognose for perioden 2003-2022.

fig. 7.6 Udvikling i produktion i forhold til Nordsøaftalens produktionsscenarier



Figur 7.6 viser, hvordan den faktiske og forventede produktion har placeret sig i forhold til disse scenarier. Som det fremgår af figuren har produktionen været markant lavere end forudsat i alle tre scenarier. Den faktiske produktion i 2004 - 2006 blev mindre end antaget i 2003. Energistyrelsens skøn var for optimistisk, det skyldes blandt andet, at nogle indvindingsprojekter blev opgivet eller udskudt fordi forventningerne til produktionen fra projekterne blev nedjusteret.

Det er dog Energistyrelsens vurdering, at der i hovedsagen er tale om en udskydelse af produktion fra felterne. Det er således forventningen i den seneste produktionsprognose, at produktionen i 2011 når den antagede produktion i lavscenariet.

Oliepris:
For at tage højde for usikkerheden omkring udviklingen i oliepriserne blev seks følsomhedsforløb beregnet i tillæg til middelscenariet.

Figur 7.7 viser, hvordan den faktiske og forventede oliepris har placeret sig i forhold til disse scenarier. Det fremgår af figuren, at olieprisen fra 2005 placerer sig mellem de to højeste følsomhedsforløb og altså har været markant højere end forudsat i middelscenariet.

Middelscenariet (hovedscenariet) og centrale parametre
Ved konsekvensberegninger indgår naturligvis flere parametre end de to ovenstående. I figur 7.8 er opstillet et søjlediagram, hvor forskellige parametre er angivet i forhold til, hvordan de var forudsat i middelscenariet.

Som det fremgår af figuren ligger niveauet for olieproduktion og valutakurs under det forudsatte i middelscenariet. Gasproduktionen ligger på niveau med middelscenariet og forventes at ligge lidt højere, hvorimod olieprisen og statens indtægter ligger markant højere end forudsat. Det betyder i forhold til statens indtægter, at olieprisens faktiske niveau er med til at opveje den lavere produktion.

Ovenstående illustrerer tydeligt, hvor vanskeligt det er at forudsige faktiske forløb. For de to primære parametre er effekten på statens indtægter af det faktiske forløb modsatrettet. Den lavere produktion har en negativ indflydelse på den samlede indtjening hvorimod den højere oliepris har en positiv effekt.

fig 7.7 Udvikling i olieprisen i forhold til forudsætninger i Nordsøaftalen

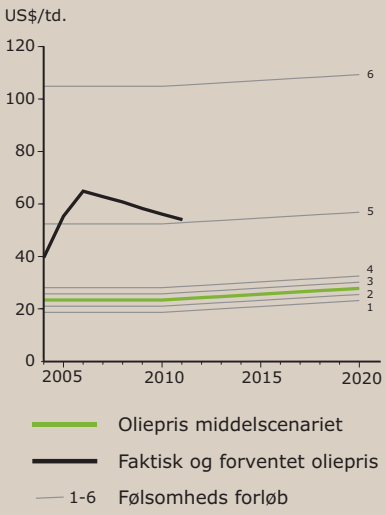
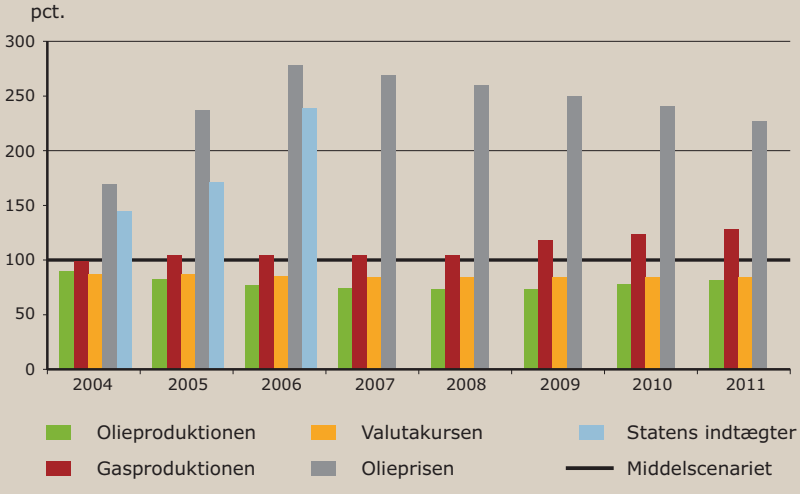


fig. 7.8 Oversigt over forudsætninger i Nordsøaftalen. Viser procentvis afvigelse i forhold til middelscenariet (100 pct.) for olieproduktion, gasproduktion, valutakurs, oliepris og statens indtægter.



INDHOLD BILAG

Bilag A Producerede og injicerede mængder **60**

Bilag B Producerende felter **63**

Bilag C Økonomiske nøgletal **102**

Bilag D1 Dansk koncessionsområde **103**

Bilag D2 Dansk koncessionsområde – det vestlige område **104**

Bilag D3 Koncessionstildeling 6. runde **105**

BILAG A: PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

Produktion og salg

OLIE *tusinde kubikmeter*

	1972-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Dan	29.374	3.858	4.767	5.745	6.599	6.879	6.326	5.929	6.139	5.712	5.021	86.349
Gorm	27.746	3.045	2.865	3.384	3.110	2.180	2.887	2.838	2.469	1.978	1.897	54.400
Skjold	23.336	2.011	1.896	1.825	1.975	1.354	1.659	1.532	1.443	1.310	1.214	39.556
Tyra	14.433	1.263	931	892	1.000	872	801	918	723	773	845	23.450
Rolf	3.279	96	92	77	83	51	51	104	107	79	89	4.109
Kraka	2.039	315	314	404	350	253	157	139	199	211	222	4.602
Dagmar	938	17	13	10	8	4	6	7	2	0	0	1.005
Regnar	701	27	43	29	14	33	18	19	19	16	11	930
Valdemar	684	159	95	86	77	181	353	435	491	423	470	3.454
Roar	320	427	327	259	285	317	175	121	98	94	51	2.474
Svend	836	1.356	635	521	576	397	457	280	326	324	296	6.002
Harald	-	794	1.690	1.332	1.081	866	578	425	314	237	176	7.493
Lulita	-	-	143	224	179	66	24	20	19	35	68	778
Halfdan	-	-	-	222	1.120	2.965	3.718	4.352	4.946	6.200	6.085	29.608
Siri	-	-	-	1.593	2.118	1.761	1.487	925	693	703	595	9.875
Syd Arne	-	-	-	757	2.558	2.031	2.313	2.383	2.257	2.371	1.869	16.539
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	493	343	580	614	446	2.475
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	166	310	183	116	774
Nini	-	-	-	-	-	-	-	391	1.477	623	377	2.869
I alt	**103.687**	**13.367**	**13.810**	**17.362**	**21.134**	**20.207**	**21.505**	**21.327**	**22.612**	**21.886**	**19.847**	**296.744**

Produktion

GAS *millioner Normalkubikmeter*

	1972-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Dan	11.262	1.116	1.343	1.410	1.186	1.049	945	786	764	651	561	21.075
Gorm	11.086	609	633	537	426	306	480	339	216	218	207	15.056
Skjold	2.062	189	146	154	158	104	123	92	77	93	77	3.274
Tyra	38.631	4.229	3.638	3.878	3.826	3.749	3.948	3.994	4.120	3.745	3.792	77.552
Rolf	138	4	4	3	4	2	2	4	5	3	4	172
Kraka	611	85	106	148	119	100	52	25	23	24	28	1.320
Dagmar	141	3	2	2	2	1	1	3	2	0	0	158
Regnar	44	2	4	2	1	3	1	2	2	1	1	63
Valdemar	234	89	54	49	55	78	109	151	218	208	208	1.453
Roar	1.332	1.964	1.458	1.249	1.407	1.702	1.052	915	894	860	489	13.322
Svend	85	152	84	65	75	48	61	43	38	34	28	712
Harald	-	1.092	2.741	2.876	2.811	2.475	2.019	1.563	1.232	1.091	927	18.827
Lulita	-	-	69	181	160	27	6	5	5	13	38	503
Halfdan	-	-	-	37	178	522	759	1.142	1.449	2.582	2.948	9.617
Siri	-	-	-	142	197	176	157	110	63	115	58	1.017
Syd Arne	-	-	-	167	713	774	681	544	461	484	366	4.190
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	447	452	1.233	1.337	1.108	4.577
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	14	24	15	8	61
Nini	-	-	-	-	-	-	-	29	107	49	29	215
I alt	**65.625**	**9.534**	**10.281**	**10.901**	**11.316**	**11.116**	**10.844**	**10.213**	**10.934**	**11.523**	**10.878**	**173.165**

De månedlige produktionstal for 2006 findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk

Brændstof*

GAS *millioner Normalkubikmeter*

	1972-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Dan	617	109	148	172	179	184	182	198	201	205	218	2.413
Gorm	1.144	164	152	149	142	111	146	135	137	124	124	2.529
Tyra	1.205	210	224	239	229	243	245	242	249	247	241	3.575
Dagmar	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Harald	-	5	14	14	13	10	9	8	8	7	8	96
Siri	-	-	-	8	21	22	21	20	19	21	25	158
Syd Arne	-	-	-	3	32	34	45	49	45	52	53	313
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	-	20	39	39	98
I alt	**2.987**	**488**	**539**	**585**	**618**	**604**	**648**	**652**	**679**	**694**	**709**	**9.203**

Afbrænding*

	1972-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Dan	1.497	36	43	56	67	79	55	71	37	23	29	1.993
Gorm	1.005	81	71	71	66	88	81	66	57	61	61	1.709
Tyra	533	46	42	58	58	68	61	54	63	55	51	1.089
Dagmar	118	3	2	2	2	1	1	3	2	0	0	135
Harald	-	77	19	12	7	11	3	1	1	1	2	135
Siri	-	-	-	73	9	15	9	23	65	15	7	215
Syd Arne	-	-	-	114	41	9	11	12	11	14	11	223
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	4	25	16	20	64
I alt	**3.154**	**243**	**177**	**386**	**250**	**270**	**222**	**234**	**262**	**185**	**181**	**5.563**

Injektion

	1972-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Gorm	7.977	62	24	25	45	4	14	6	4	3	0	8.164
Tyra	12.526	1.778	2.908	3.074	3.104	2.773	2.535	2.312	1.612	1.285	761	34.667
Siri**	-	-	-	61	167	139	126	109	111	143	66	922
I alt	**20.503**	**1.840**	**2.933**	**3.160**	**3.316**	**2.916**	**2.675**	**2.428**	**1.727**	**1.431**	**827**	**43.753**

Salg*

	1984-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Dan	9.802	1.058	1.261	1.371	1.238	1.412	1.521	1.679	1.635	1.750	1.810	24.536
Gorm	3.159	495	535	448	334	209	364	228	99	126	103	6.101
Tyra	26.017	4.400	2.060	1.870	1.971	2.493	2.776	2.948	4.580	4.598	4.574	58.287
Harald	-	1.010	2.777	3.032	2.950	2.482	2.013	1.558	1.228	1.096	954	19.099
Syd Arne	-	-	-	50	640	730	625	483	406	418	302	3.655
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	4	319	1.226	1.421	2.971
I alt	**38.981**	**6.963**	**6.633**	**6.770**	**7.133**	**7.326**	**7.299**	**6.900**	**8.267**	**9.214**	**9.164**	**114.647**

** De anvendte navne henviser til behandlingscentre.*
*** Gas fra felterne Cecilie og Nini injiceres i Siri.*

Produktion

CO_2-UDLEDNING *tusinde tons*

	1972-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Brændstof	6.800	1.110	1.226	1.343	1.476	1.459	1.577	1.591	1.642	1.694	1.675	21.592
Afbrænding	7.179	553	402	1.126	645	646	535	564	664	457	470	13.242
I alt	**12.979**	**1.664**	**1.628**	**2.469**	**2.122**	**2.104**	**2.112**	**2.154**	**2.306**	**2.151**	**2.144**	**33.833**

CO_2-udledning fra anvendelse af dieselolie er ikke medtaget frem til og med 2005
CO_2-udledningen er beregnet under anvendelse af parametre, som er specifikke for de enkelte år og for de enkelte anlæg
Opgørelsen er i 2006 baseret på verificerede CO_2-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO_2-kvoteloven og indeholder CO_2-emission fra dieselforbrug på anlæggene.

Produktion

VAND *tusinde kubikmeter*

	1972-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Dan	6.225	1.845	2.976	4.220	5.277	6.599	6.348	7.183	8.053	9.527	10.936	69.190
Gorm	9.247	2.906	3.177	3.468	3.980	3.353	4.017	4.420	5.173	5.252	4.822	49.815
Skjold	6.174	3.635	3.938	3.748	4.333	2.872	3.007	3.525	3.688	4.270	4.328	43.517
Tyra	8.050	2.215	2.020	2.033	3.046	2.545	2.261	3.039	2.977	3.482	3.150	34.818
Rolf	2.403	390	411	366	358	181	168	270	308	290	316	5.460
Kraka	1.081	287	347	329	256	352	306	208	426	320	297	4.209
Dagmar	1.950	408	338	246	241	102	160	375	90	3	0	3.914
Regnar	939	164	407	363	139	475	257	316	396	352	255	4.063
Valdemar	78	61	52	55	48	150	272	310	325	792	937	3.079
Roar	14	96	146	199	317	386	301	476	653	662	498	3.748
Svend	2	64	272	582	1.355	954	1.051	1.330	1.031	1.309	1.205	9.156
Harald	-	-	5	15	39	98	78	43	15	12	12	318
Lulita	-	-	3	5	11	23	14	14	15	38	92	215
Halfdan	-	-	-	56	237	493	367	612	2.099	2.825	3.460	10.149
Siri	-	-	-	319	1.868	2.753	3.041	2.891	1.648	1.692	2.032	16.243
Syd Arne	-	-	-	15	58	112	370	855	1.105	1.781	1.730	6.026
Tyra SØ	-	-	-	-	-	-	250	596	466	437	377	2.126
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	25	331	637	651	1.644
Nini	-	-	-	-	-	-	-	3	63	729	822	1.618
I alt	**36.163**	**12.072**	**14.093**	**16.020**	**21.564**	**21.449**	**22.267**	**26.491**	**28.860**	**34.410**	**35.919**	**269.307**

Injektion

	1972-96	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	I alt
Dan	20.775	8.654	11.817	14.964	17.464	18.176	16.123	18.063	20.042	20.281	21.520	187.878
Gorm	24.479	8.642	8.376	8.736	10.641	6.549	8.167	7.066	7.551	7.251	6.544	104.003
Skjold	31.403	6.320	6.291	5.866	6.520	4.805	6.411	6.386	6.451	6.045	5.711	92.208
Halfdan	-	-	-	82	13	620	2.532	5.162	5.759	9.710	11.026	34.905
Siri	-	-	-	1.236	3.778	4.549	4.507	3.383	1.681	1.347	1.923	22.404
Syd Arne	-	-	-	-	52	1.991	4.397	5.316	4.947	5.608	5.362	27.672
Nini	-	-	-	-	-	-	-	71	916	502	912	2.401
Cecilie	-	-	-	-	-	-	-	-	87	194	30	311
I alt	**76.657**	**23.616**	**26.484**	**30.884**	**38.469**	**36.689**	**42.138**	**45.446**	**47.435**	**50.937**	**53.027**	**471.782**

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

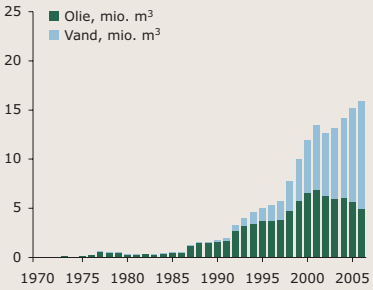
BILAG B: PRODUCERENDE FELTER

Signaturforklaring

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	86,35 mio. m³
Gas:	21,08 mia. Nm³
Vand:	69,19 mio. m³



Produktion af olie, gas og vand
Grafen viser de enkelte felters primære produktion, dvs. olie eller gas. Tallene viser den akkumulerede produktion af olie, gas og vand frem til 1, januar 2007.

Oliefelt (f.eks. Dan, Halfdan, Siri) Olie, mio. m³ Gas, mia. Nm³ Vand, mio. m³
Ved produktionens start er der en høj olieproduktion, men med tiden vil andelen af vandproduktion stige. Når olie kommer fra reservoiret til overfladen vil den afgasse, så der er ligeledes en mindre gasproduktion.

Gasfelt (f.eks. Harald) Olie og kondensat, mio. m³ Gas, mia. Nm³ Vand, mio. m³
Produktionen fra et gasfelt består af gas, vand og kondensat, som er en let olie. Grundet trykforskel mellem reservoiret og overfladen bliver gassen fortættet ved overfladen, således der ligeledes produceres flydende kulbrinter, såkaldt kondensat.

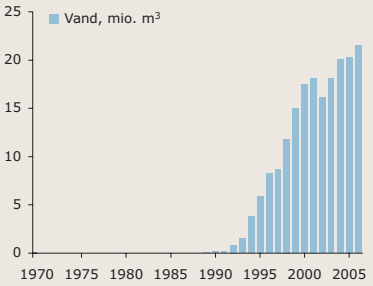
Olie- og gasfelt (f.eks. Tyra Sydøst) Olie og kondensat, mio. m³ Gas, mia. Nm³ Vand, mio. m³
Olie-, gas-, kondensat- og vandproduktion

Produktion for 2006 kan ses i bilag A.

INJEKTION

Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Vand:	187,88 mio. m³



Injektion af vand og gas
Grafen viser de enkelte felters primære injektion dvs. vand eller gas. Tallene viser den akkumulerede injektion af vand og gas frem til 1. januar 2007. Der anvendes ikke injektion på alle felter.

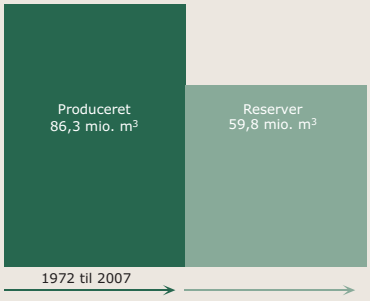
Ved injektion af vand i oliereservoirer kan trykket opretholdes, og samtidig presses olien hen mod olieproduktionsbrønde. Injektion af gas kan ligeledes opretholde trykket i reservoiret, men gassen har ligeledes indflydelse på kulbrinternes flydeegenskaber (viskositet).

Felter med vandinjektion (f.eks. Halfdan, Syd Arne) Vand, mio. m³
På f.eks Halfdan feltet anvendes vandinjektion til at fortrænge olien mod olieproduktionsbrønde.

Felter med gasinjektion (f.eks. Tyra) Gas, mia. Nm³
Enkelte felter anvender injektion af gas for at optimere produktionen af flydende kulbrinter.

RESERVER

Olie:	59,8 mio. m³
Gas:	6,3 mia. Nm³



Reserver sammenholdt med den akkumulerede produktion
Der er anført tal for såvel olie som gasreserverne for de enkelte felter.

Figuren viser forholdet mellem den producerede mængde frem til 1. januar 2007 og den forventede tilbageværende mængde, reserven.

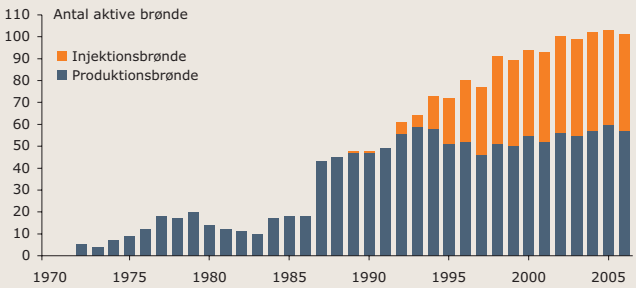
Produceret
Akkumulerede produktion af olie eller gas, som er produceret frem til 1. januar 2007.

Reserve
De opgjorte mængder af olie eller gas, som inden for en overordnet økonomisk ramme kan indvindes med kendt teknologi.

UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser	25,9 mia. kr.



Udbygning og investering
Akkumuleret investeringer omfatter omkostninger til udbygning af anlæg og brønde.

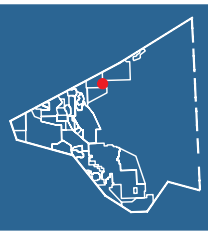
Figuren viser antallet af aktive brønde det pågældende år, dvs. brønde kan således godt være nedlukket en periode og ikke indgå i tallene for enkelte år.

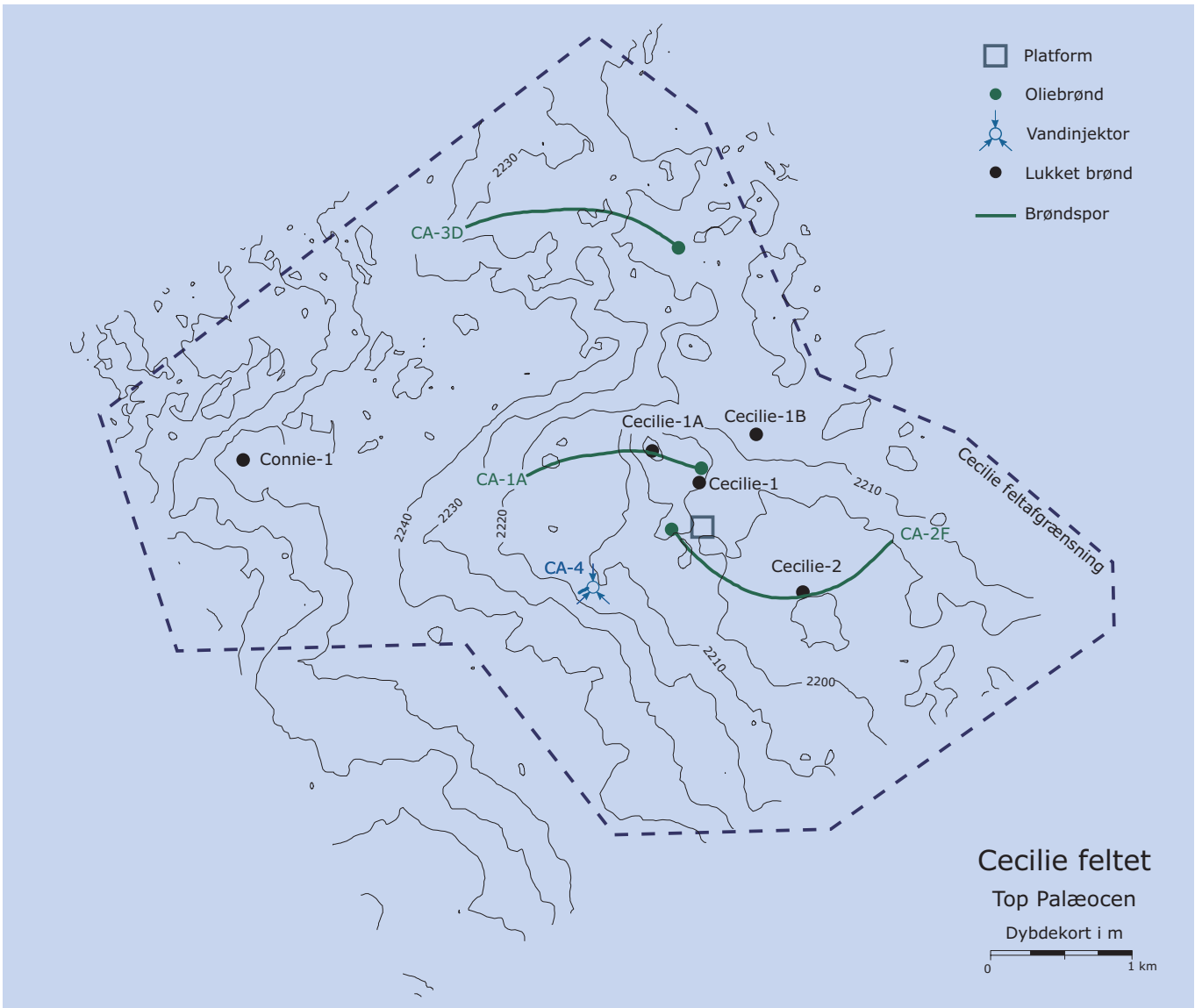
Brøndene er opdelt i produktionsbrønde og injektionsbrønde. Figuren viser brøndenes primære funktion i det pågældende år, dvs. enten produktion eller injektion. En brønd kan producere i en periode og derefter at bliver konverteret til injektor inden for samme år.

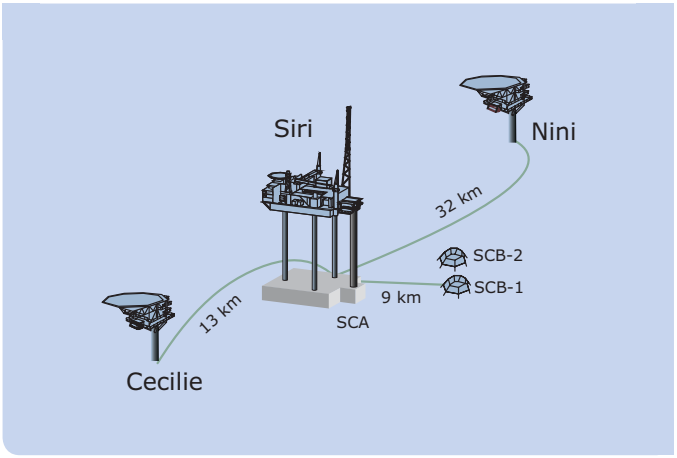
Injektionsbrønde Produktionsbrønde Prod/Injekt brønde*
*Kun for Tyra feltet. Enkelte brønde skifter mellem injektion og produktion.

BILAG B: PRODUCERENDE FELTER

CECILIE FELTET

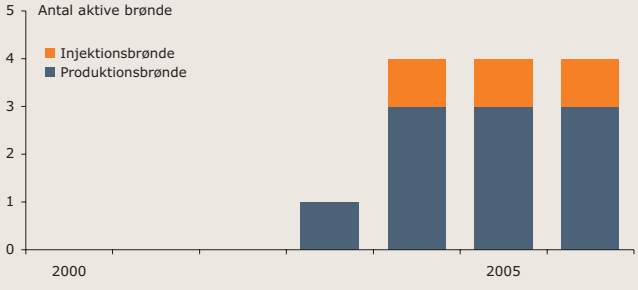






UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007
2006-priser 1,2 mia. kr.



FELT DATA

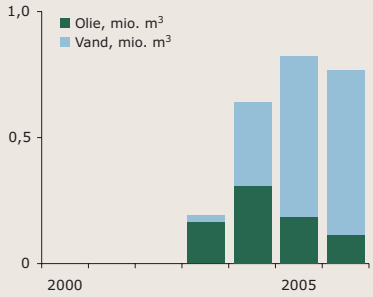
PR. 1.1.2007

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
Feltafgrænsing:	22,6 km^2
Reservoirdybde:	2.200 m
Reservoirbjergart:	Sandsten
Geologisk alder:	Paleocæn

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

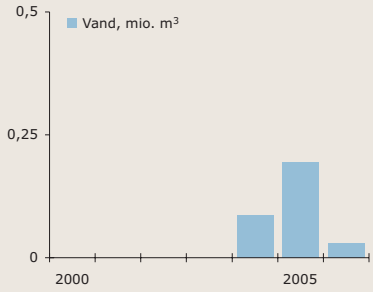
Olie:	0,77 mio. m^3
Gas:	0,06 mia. Nm^3
Vand:	1,64 mio. m^3



INJEKTION

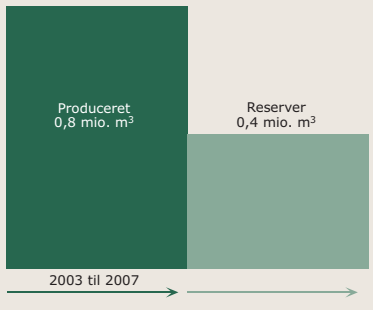
Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Vand:	0,31 mio. m^3



RESERVER

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



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

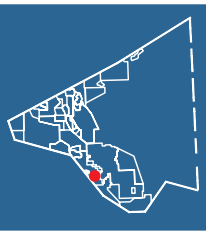
PRODUKTIONSSTRATEGI

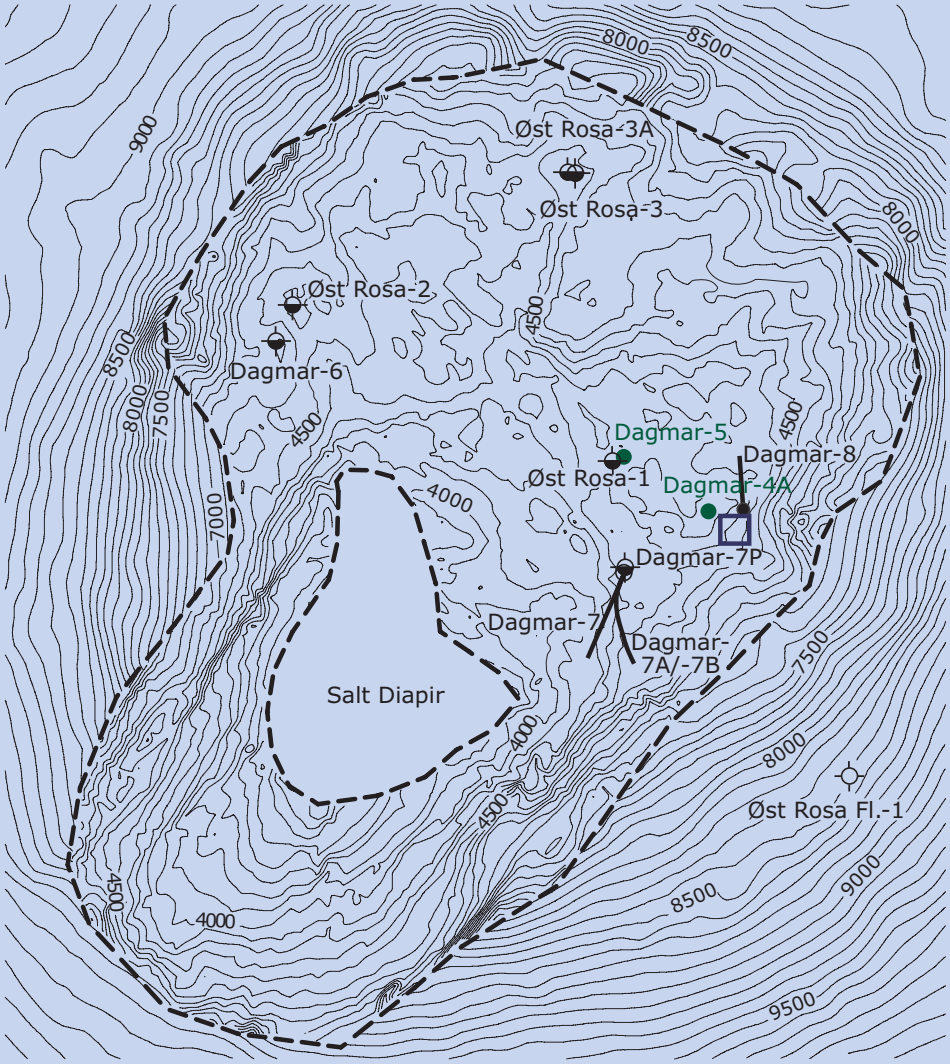
Indvindingen er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. Produktionsbrøndene er placeret på toppen af strukturen, mens vandinjektion er placeret på flanken af feltet.

ANLÆG

Cecilie feltet er udbygget som satellit til Siri feltet med en ubemandet indvindingsplatform med helidæk. 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.

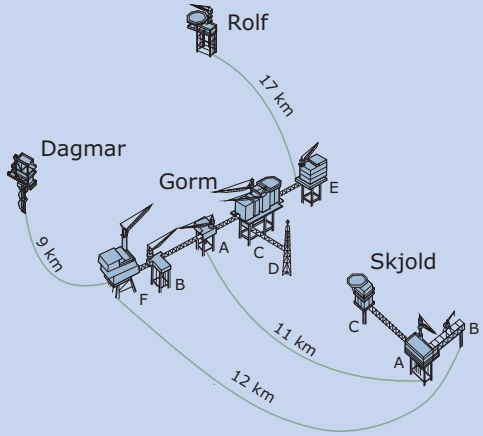
DAGMAR FELTET





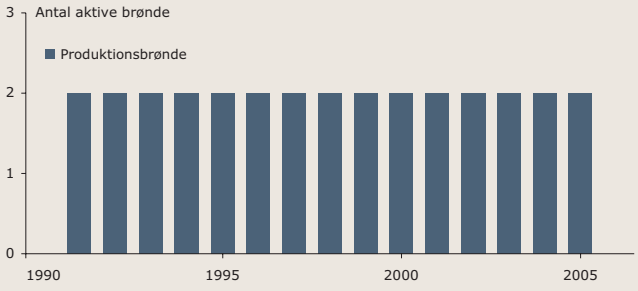
Dagmar feltet
Top Kalk
Dybdekort i ft

0 0.5 1 km



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007
2006-priser 0,6 mia. kr.



FELT DATA

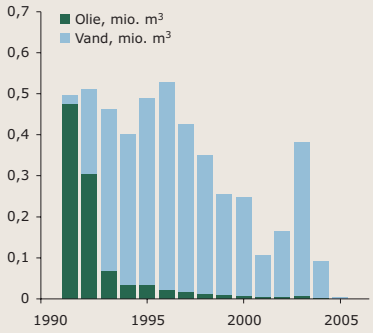
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

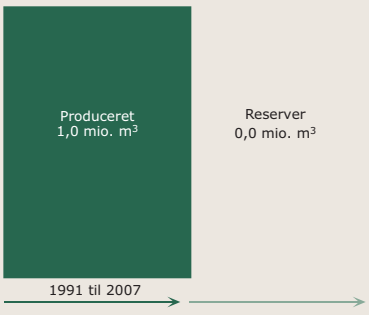
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	1,01 mio. m^3
Gas:	0,16 mia. Nm^3
Vand:	3,91 mio. m^3



RESERVER

Olie:	0,0 mio. m^3
Gas:	0,0 mia. Nm^3



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.

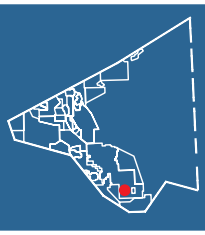
PRODUKTIONSSTRATEGI

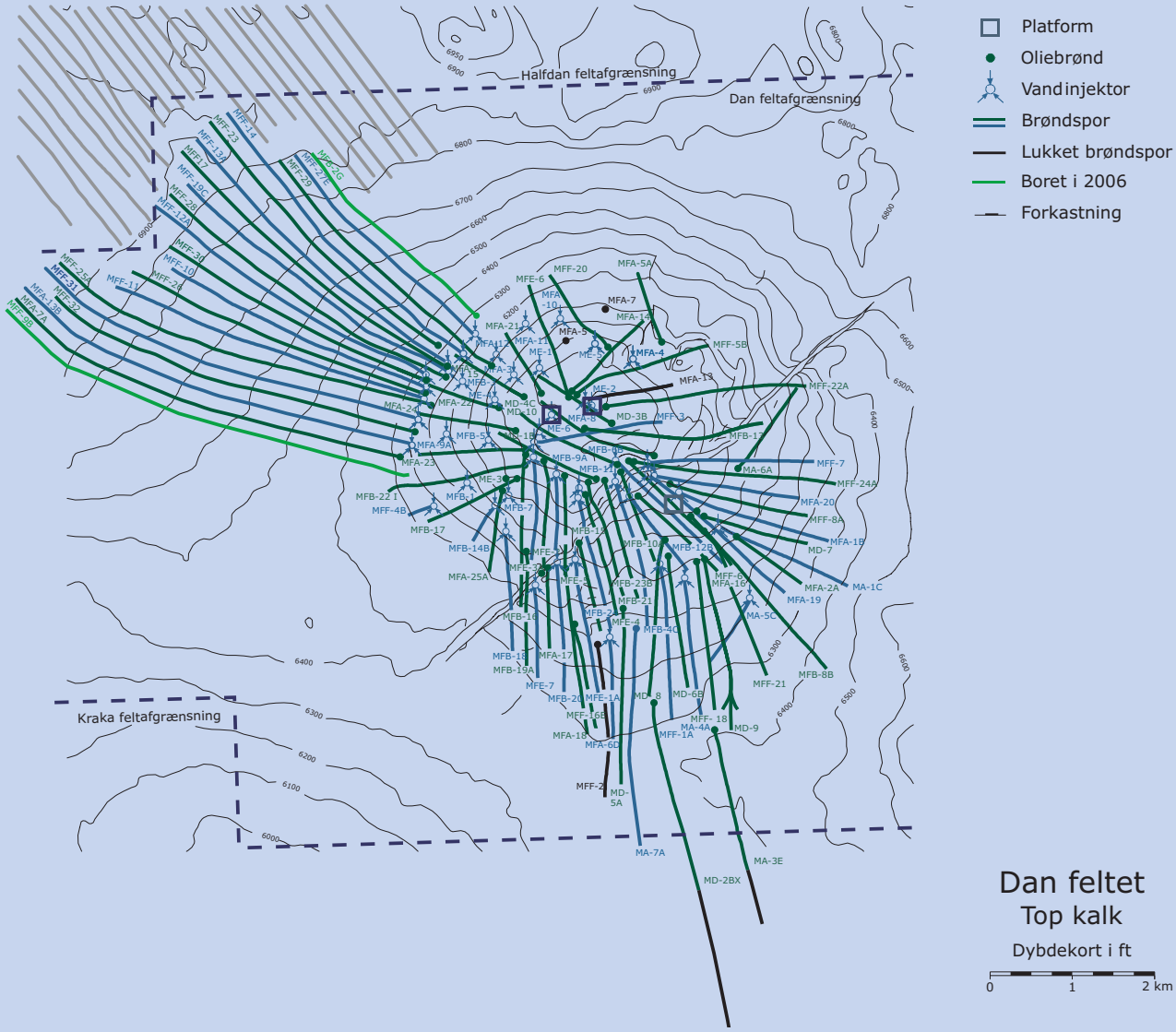
Produktionsstrategien for Dagmar feltet er at producere brøndene med den størst mulige rate. Feltet udviste indledningsvis høje produktionsrater for olie, men reservoiret har ikke efterfølgende udvist samme gode produktionsegenskaber som felterne Skjold, Svend og Rolf. I 2006 har de to produktionsbrønde været lukket ned.

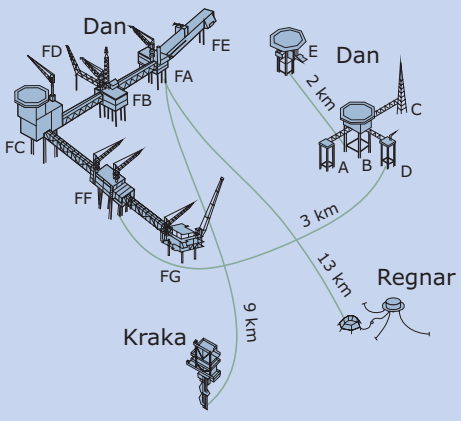
ANLÆG

Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk 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



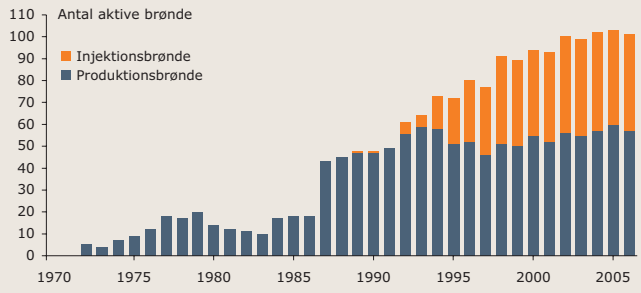




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 25,9 mia. kr.



FELT DATA

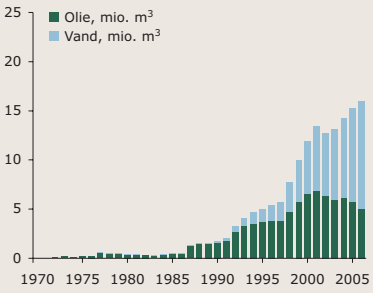
PR. 1.1.2007

Tidligere navn:	Abby
Beliggenhed:	Blok 5505/17
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1972
Produktionsbrønde:	56
Vandinjek. brønde:	50
Vanddybde:	40 m
Feltafgrænsning:	121 km^2
Reservoirdybde:	1.850 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

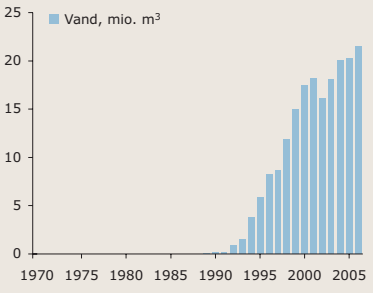
Olie:	86,35 mio. m^3
Gas:	21,08 mia. Nm^3
Vand:	69,19 mio. m^3



INJEKTION

Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Vand:	187,88 mio. m^3



RESERVER

Olie:	59,8 mio. m^3
Gas:	6,3 mia. Nm^3

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 høj porøsitet, men lav permeabilitet. Feltet har en gaskappe.

Der foregår indvinding fra den centrale del af Dan feltet samt fra store dele af feltets flanker. Især Dan feltets vestlige flanke over mod Halfdan feltet har vist gode produktionsegenskaber.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen fra feltet er baseret på produktion af olie under samtidig injektion af vand. Vandinjektion blev indledt i 1989, og er efterhånden udbredt til hele feltet. Indvindingen af olie optimeres ved at gennemskylle mest muligt af reservoiret med vand.

ANLÆG

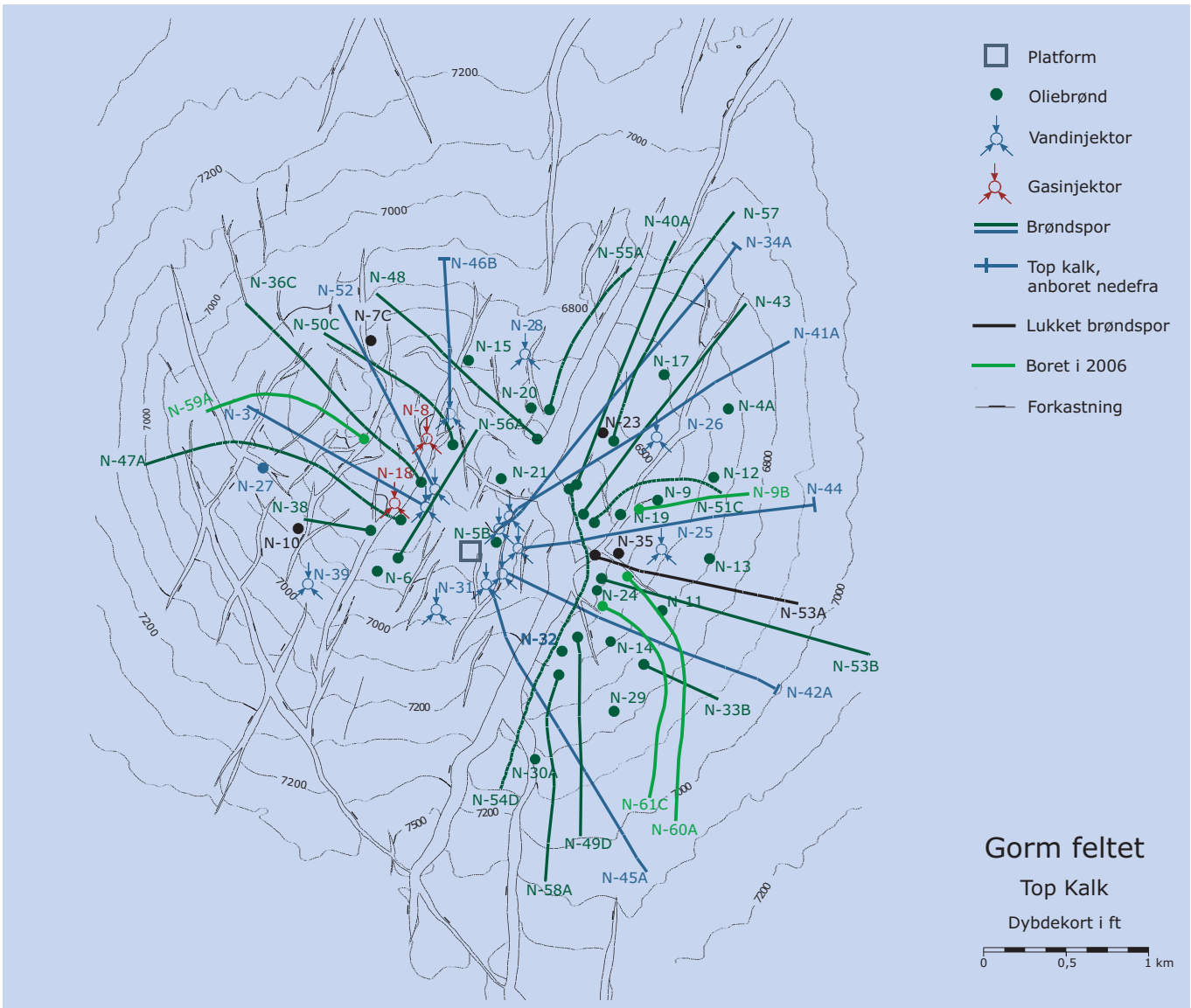
Dan feltet er udbygget med seks indvindingsplatforme A, D, E, FA, FB og FE, en kombineret indvindings- og behandlingsplatform FF, en behandlingsplatform FG med afbrædingstårn samt to behandlings- og indkvarteringsplatforme B og FC og to afbrændingsplatforme C og FD.

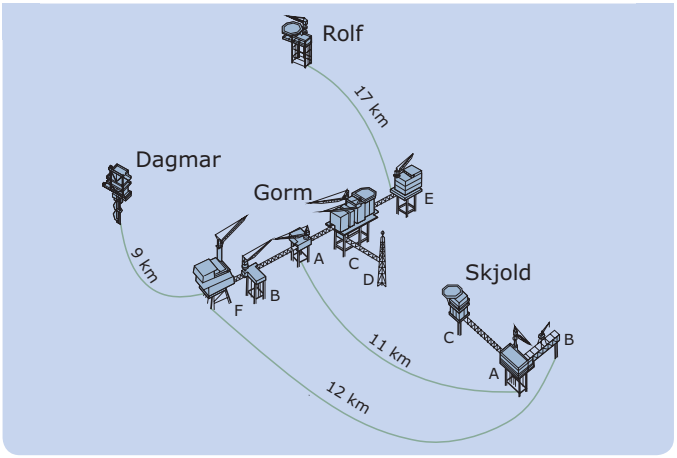
På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar samt gasproduktionen fra Halfdan. Anlæggene på Dan forsyner Halfdan feltet med injektionsvand.

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 indkvartering på FC platformen til 97 personer. På B platformen er der indkvartering til 5 personer.

GORM FELTET

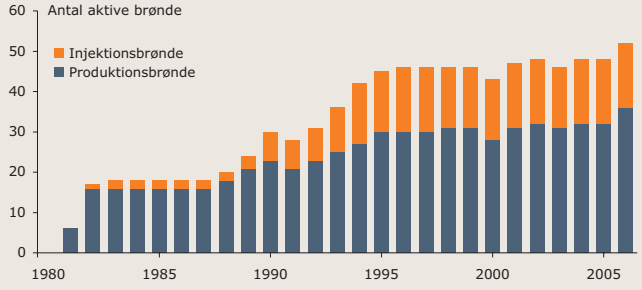




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 12,4 mia. kr.



FELT DATA

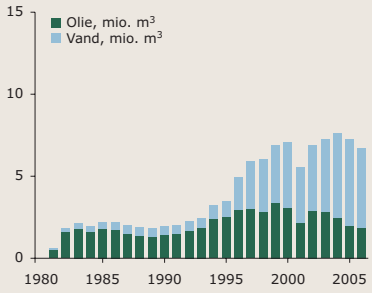
PR. 1.1.2007

Tidligere navn:	Vern
Beliggenhed:	Blok 5504/15 og 16
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1971
I drift år:	1981
Produktionsbrønde:	36
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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

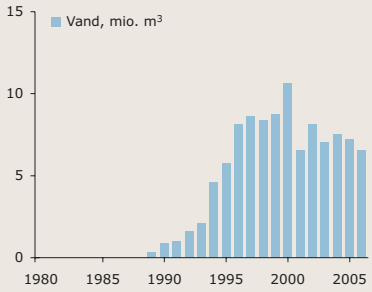
Olie:	54,40 mio. m^3
Gas:	15,06 mia. Nm^3
Vand:	49,81 mio. m^3



INJEKTION

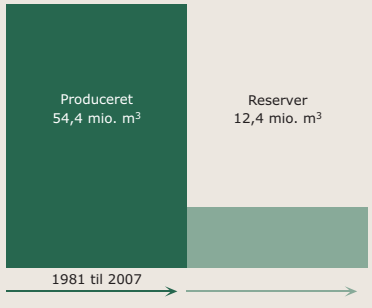
Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Gas:	8,16 mia. Nm^3
Vand:	104,0 mio. m^3



RESERVER

Olie:	12,4 mio. m^3
Gas:	1,1 mia. Nm^3



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

Produktionsstrategien på Gorm feltet er at opretholde reservoirtrykket ved vandinjektion, som blev indledt i 1989. Derudover medvirker vandindtrængning fra vandzonen og kompaktion af reservoiret til produktionen. Vandinjektionen på feltet sker både på flanken og i bunden af reservoiret.

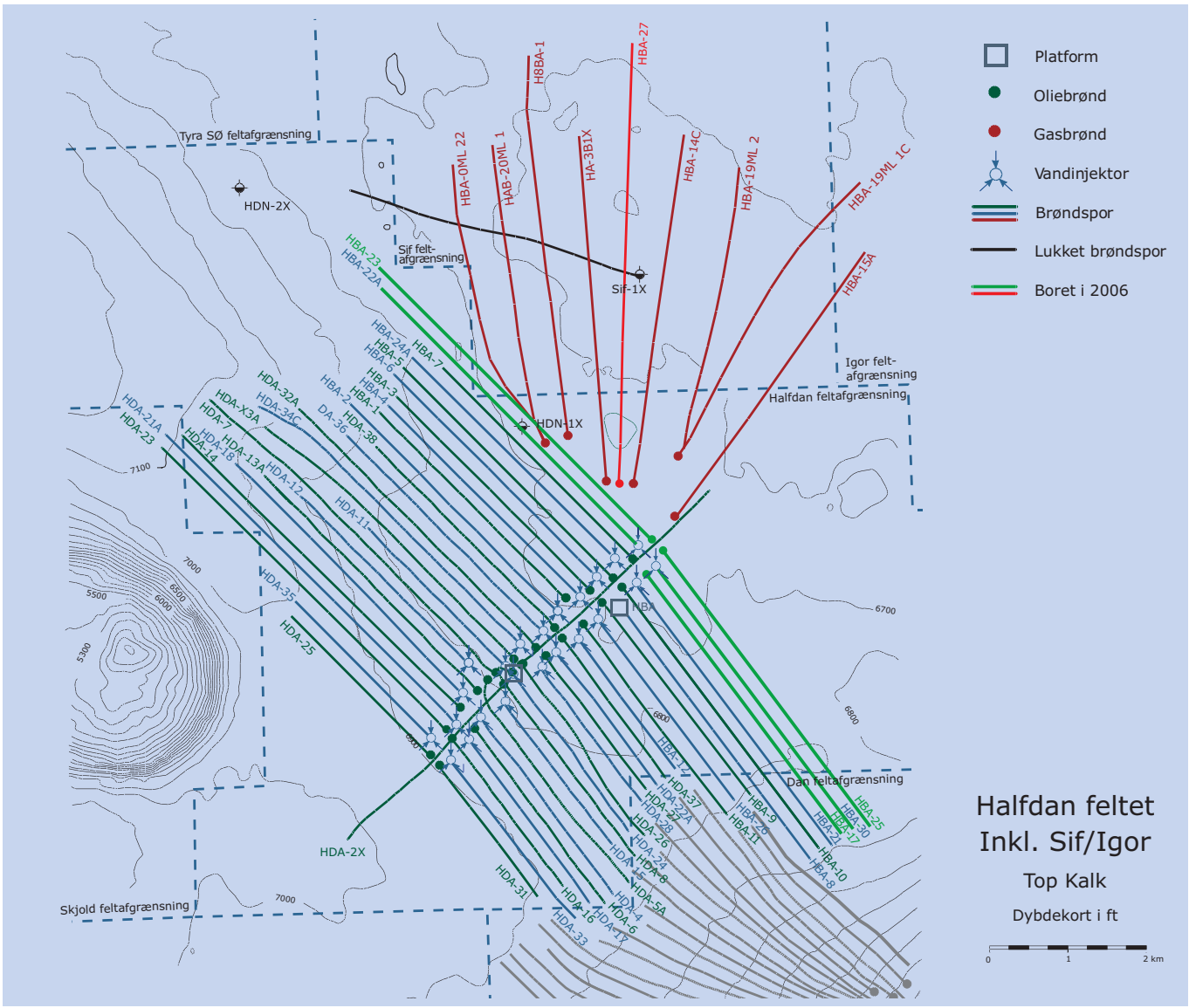
ANLÆG

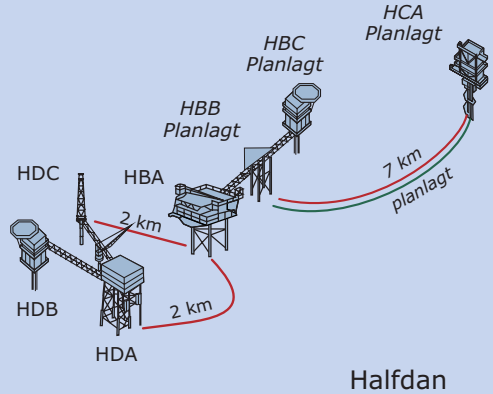
Gorm feltet er udbygget med to indvindingsplatforme Gorm A og B, en behandlings- og beboelsesplatform Gorm C, en afbrændingsplatform Gorm D, en stigrørs- og pumpeplatform Gorm E (ejet af DONG Oil pipe A/S) samt en kombineret indvindings-, behandlings- og pumpeplatform Gorm F.

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

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

HALFDAN FELTET INKL. SIF OG IGOR

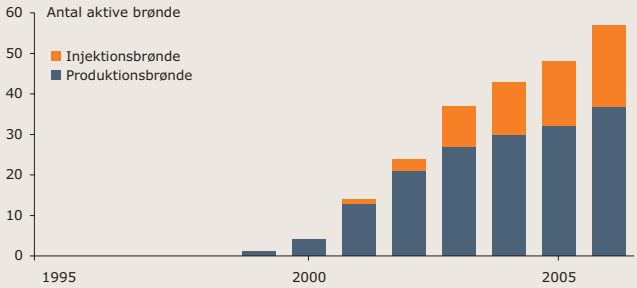




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 10,5 mia. kr.



FELT DATA

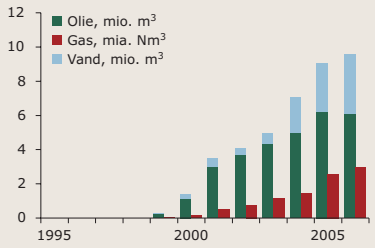
PR. 1.1.2007

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:	27 (Halfdan)
Vandinjek. brønde:	23 (Halfdan)
Gasprod. brønde:	7 (Sif)
Vanddybde:	43 m
Feltafgrænsning:	107 km² (Halfdan)
	109 km² (Igor) 40 km² (Sif)
Reservoirdybde:	2.050-2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

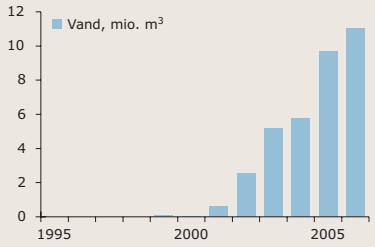
Olie:	29,61 mio. m³
Gas:	9,62 mia. Nm³
Vand:	10,15 mio. m³



INJEKTION

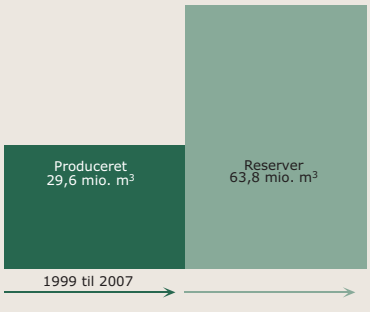
Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Vand:	34,91 mio. m³



RESERVER

Olie:	63,8 mio. m³
Gas:	23,1 mia. Nm³



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Halfdan feltet omfatter forekomsterne i Halfdan, Sif og Igor områderne, og der er tale om en stor sammenhængende kulbrinteforekomst i flere geologiske 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 gradvis forsvundet, og olien er begyndt at strømme væk fra området. Den lave permeabilitet i reservoiret betyder dog, at forekomsten af olie og gas ikke har flyttet sig særlig meget. Den porøse uopsprækkede kalksten svarer 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 vandinjektionsbrønde. Ved at variere injektionstrykket i brønden opsprækkes bjergarten. Herved skabes en sammenhængende vandfront i hele brøndens længde, som kan presse olien hen mod produktionsbrøndene. 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 helidæk. Satellitplatformen HBA er placeret ca. 2 km fra de øvrige Halfdan platforme og forsynes herfra med el, injektionsvand og løftegas.

Produktionen fra oliebrøndene føres efter separation på HDA platformen til behandling på Gorm feltet.

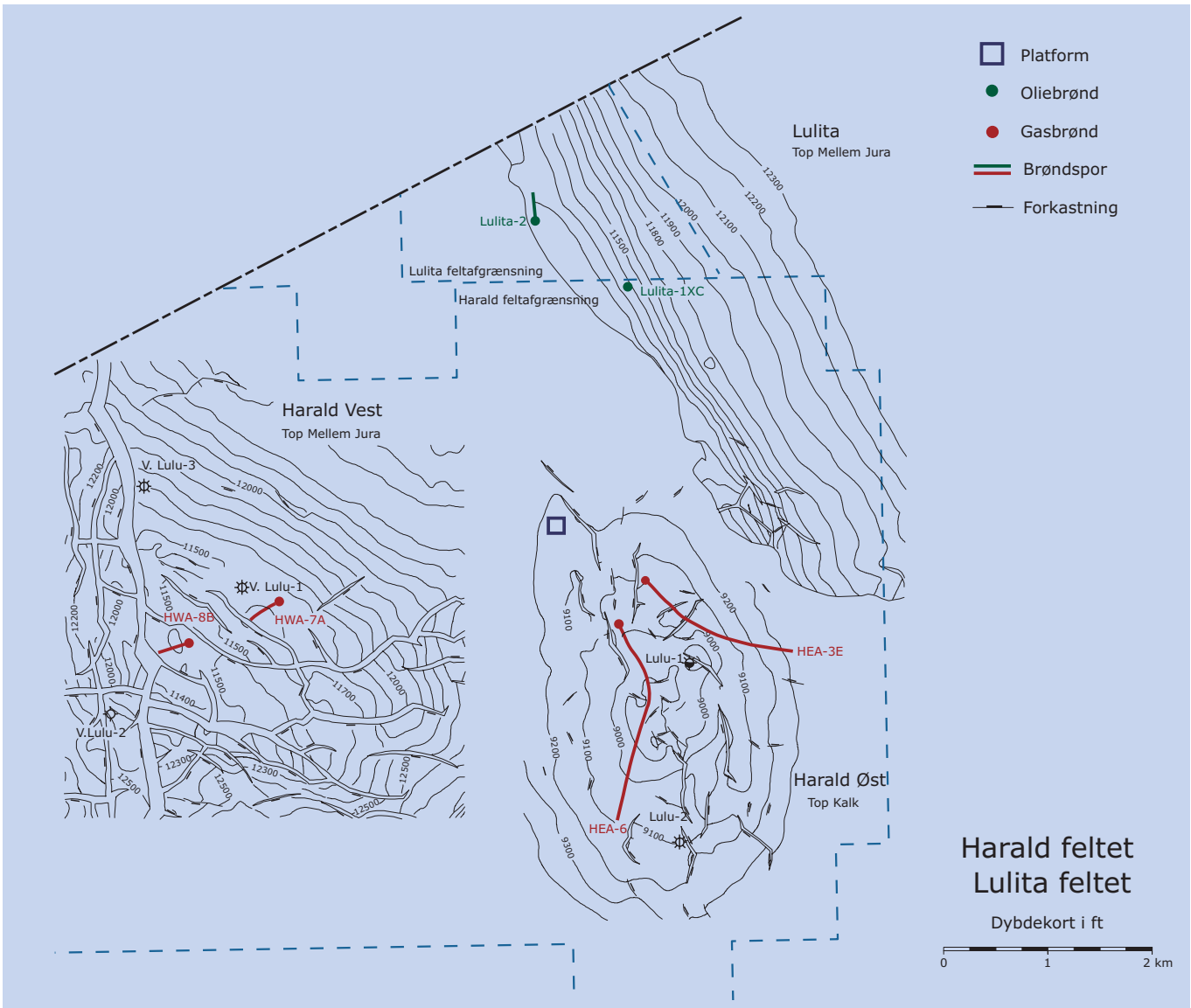
Gasproduktionen fra brøndene i Sif området føres fra HBA platformen til Tyra Vest, mens gassen fra Halfdan HDA sendes til Dan for ilandføring eller til Tyra Vest for eksport via NOGAT ledningen.

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

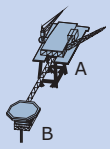
På Halfdan HDB platformen er der indkvartering til 32 personer.

Anlæggene på Halfdan feltet er under udbygning med yderligere tre platforme.

HARALD FELTET



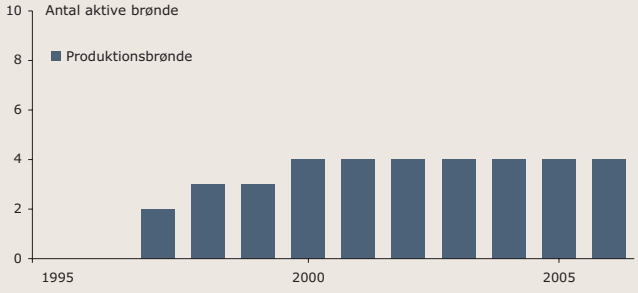
Harald / Lulita



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 3,6 mia. kr.



FELT DATA

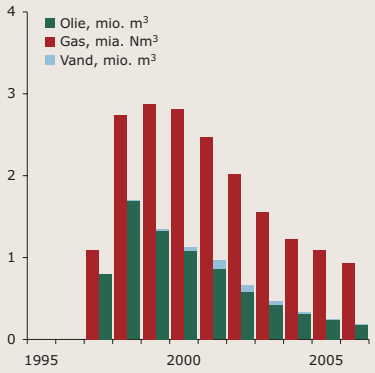
PR. 1.1.2007

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 (Harald Øst) 2 (Harald Vest)
Vanddybde:	64 m
Feltafgrænsning:	56 km^2
Reservoirdybde:	Hhv. 2.700 og 3.650 m
Reservoirbjergart:	Kalksten (Harald Øst) Sandsten (Harald Vest)
Geologisk alder:	Hhv. Danien/Øvre Kridt og Mellem Jura

PRODUKTION

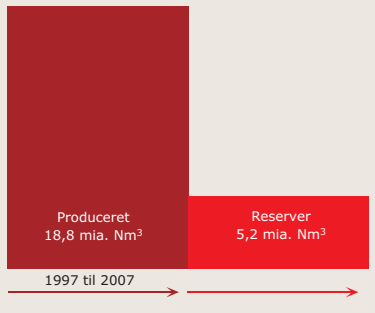
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie og kondensat:	7,49 mio. m^3
Gas:	18,83 mia. Nm^3
Vand:	0,32 mio. m^3



RESERVER

Olie og kondensat:	1,0 mio. m^3
Gas:	5,2 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

Harald Øst strukturen er dannet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Gaszonen er op til 75 meter tyk.

Harald Vest strukturen er en hældende jurassisk forkastningsblok. Sandstensreservoiret er af Mellem Jura alder og har en tykkelse på 100 meter.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Både Harald Øst og Harald Vest 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. Ved at maksimere aftrækket fra de øvrige gasfelter minimeres gasaftrækket fra Tyra.

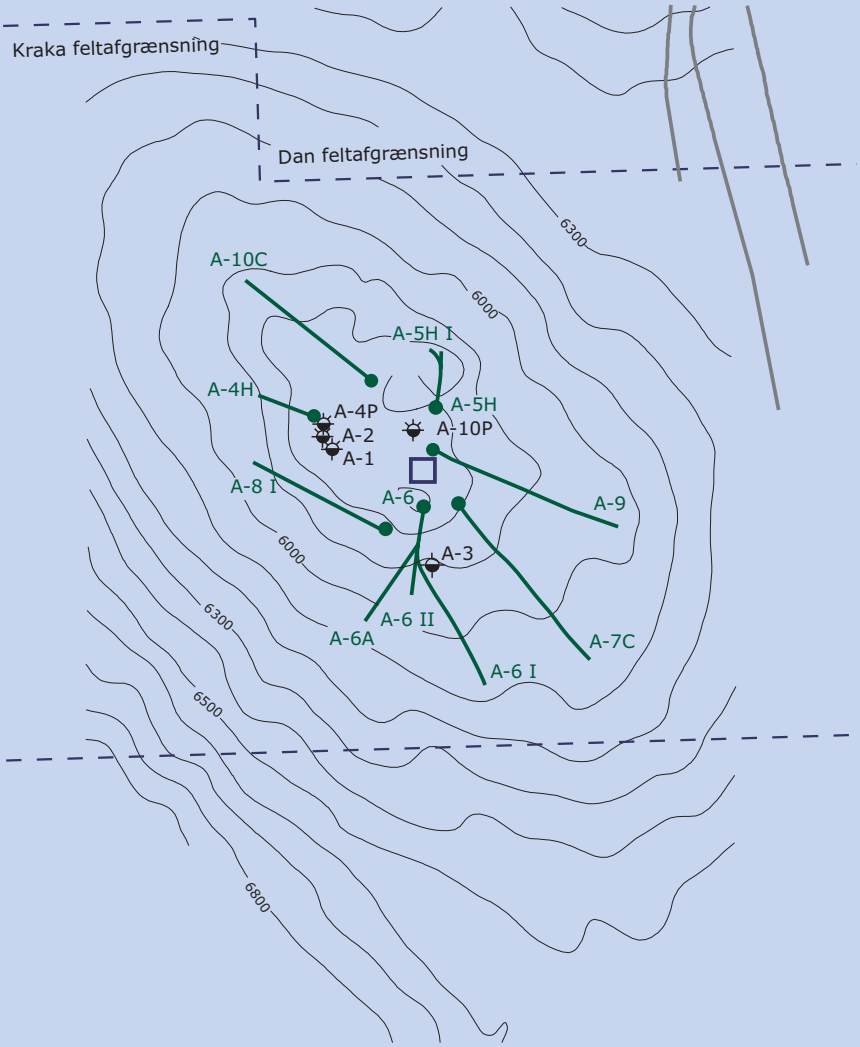
ANLÆG

Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B. Den ubehandlede kondensatproduktion og den færdigbehandlede gas føres til Tyra Øst. Det producerede vand 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



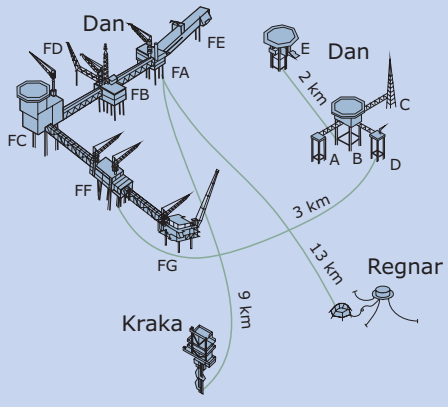
Platform
Oliebrønd
Brøndspor

Kraka feltet

Top Kalk

Dybdekort i ft

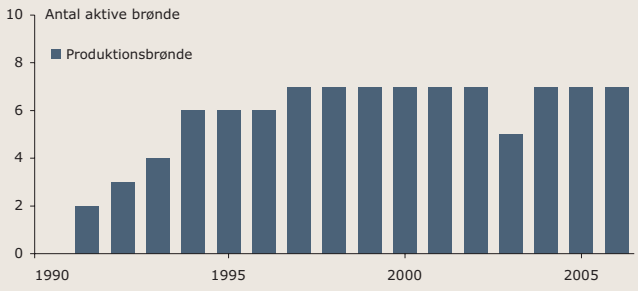
0 1 2 km



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 1,5 mia. kr.



FELT DATA

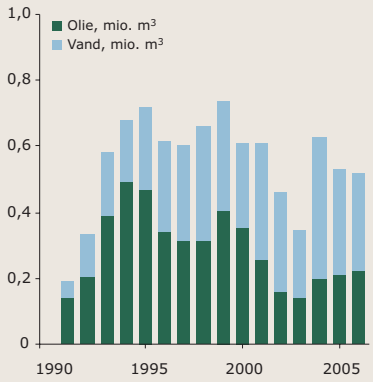
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

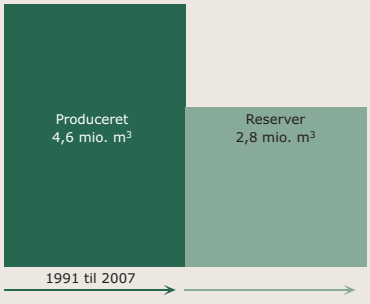
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	4,60 mio. m^3
Gas:	1,32 mia. Nm^3
Vand:	4,21 mio. m^3



RESERVER

Olie:	2,8 mio. m^3
Gas:	0,7 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

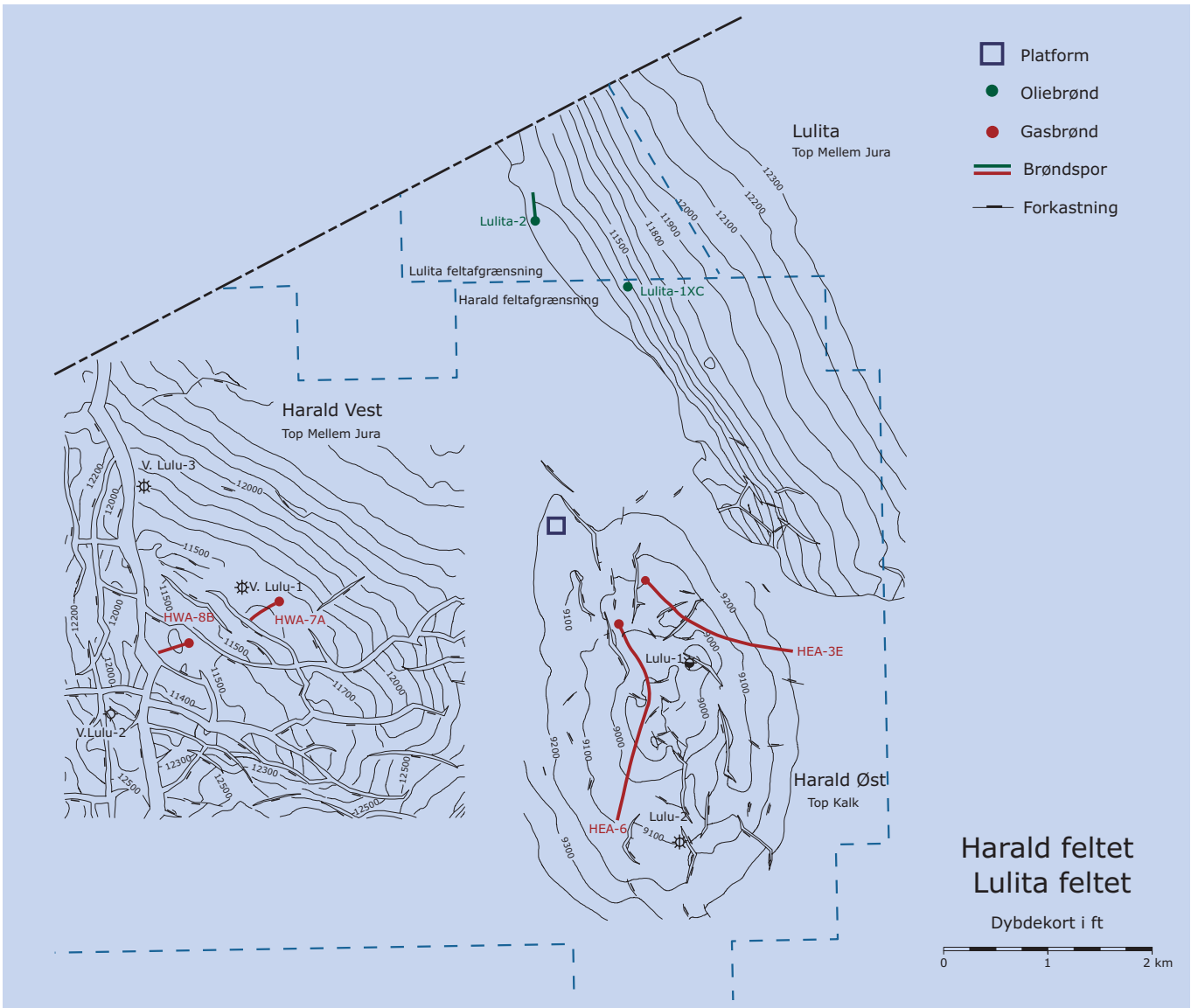
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

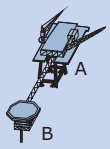
ANLÆG

Kraka feltet er udbygget som satellit til Dan feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk. Produktionen sendes til Dan F til behandling og videre transport. Der importeres løftegas fra Dan feltet.

LULITA FELTET



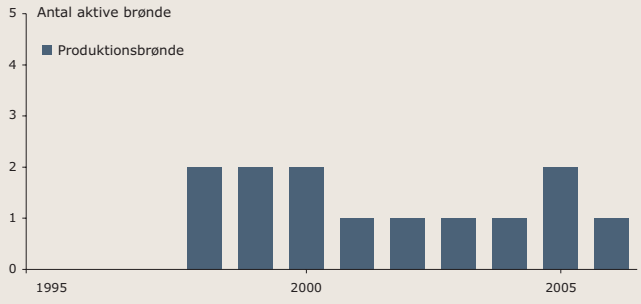
Harald / Lulita



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 0,1 mia. kr.



FELT DATA

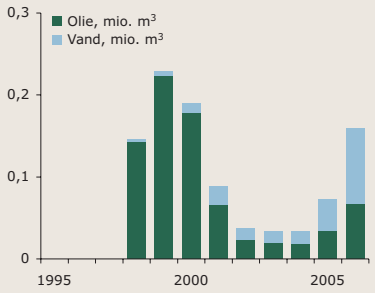
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

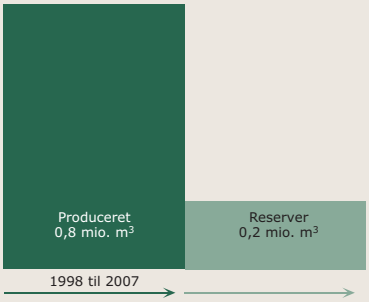
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	0,78 mio. m^3
Gas:	0,50 mia. Nm^3
Vand:	0,21 mio. m^3



RESERVER

Olie:	0,2 mio. m^3
Gas:	0,6 mia. Nm^3



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 ved naturlig dræning.

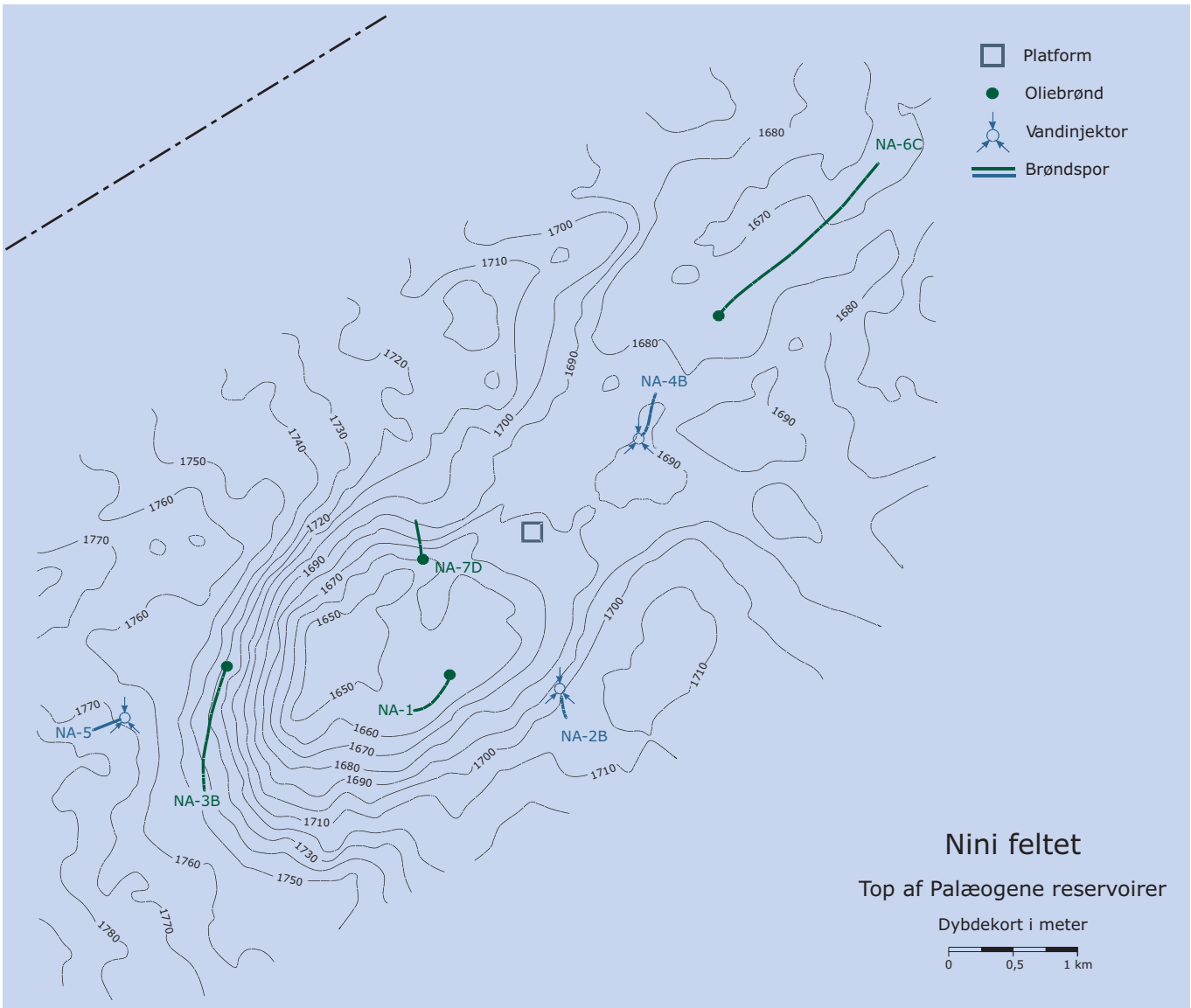
ANLÆG

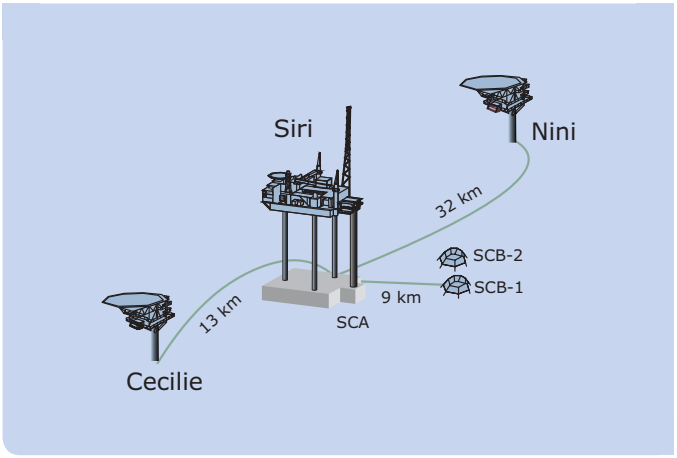
Lulita feltet er udbygget fra de faste installationer på Harald feltet. Brøndhovederne til Lulita brøndene er således anbragt på Harald A platformen, hvor udstyret også håndterer produktionen fra Lulita.

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

NINI FELTET

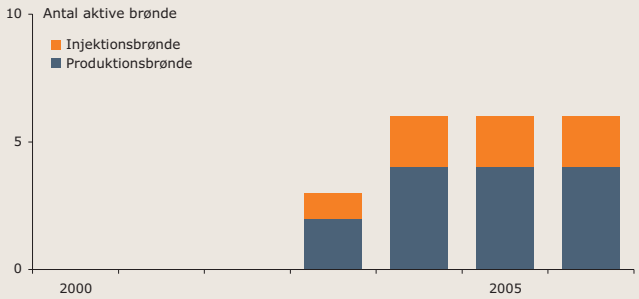




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 2,1 mia. kr.



FELT DATA

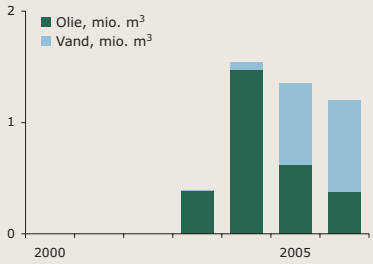
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

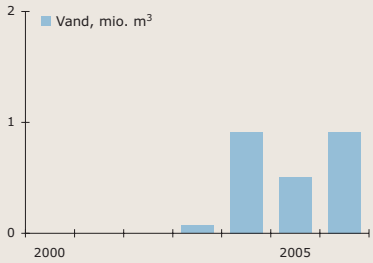
Olie:	2,87 mio. m^3
Gas:	0,22 mia. Nm^3
Vand:	1,62 mio. m^3



INJEKTION

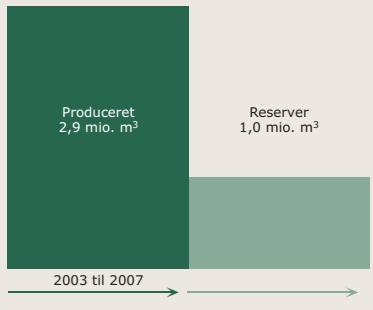
Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Vand:	2,4 mio. m^3



RESERVER

Olie:	1,0 mio. m^3
Gas:	0,0 mia. Nm^3



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 sand aflejret i Siri kanalen. Feltet omfatter ligeledes Nini vest området.

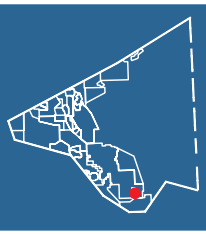
PRODUKTIONSSTRATEGI

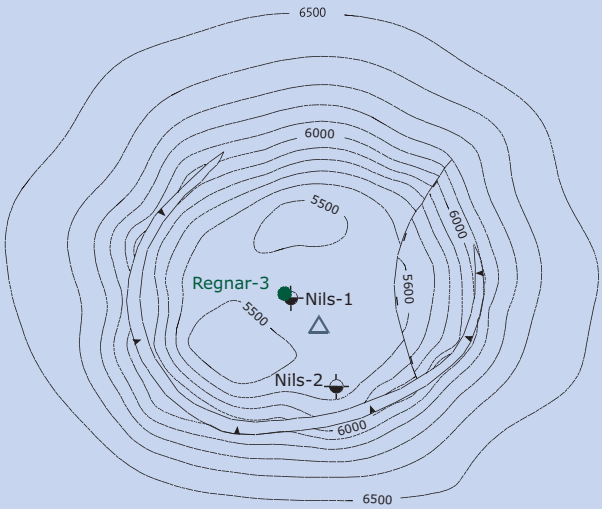
Produktionsstrategien er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. Gassen fra Nini feltet injiceres i Siri feltet.

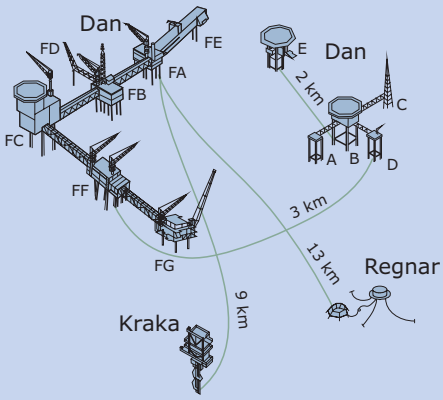
ANLÆG

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

REGNAR FELTET



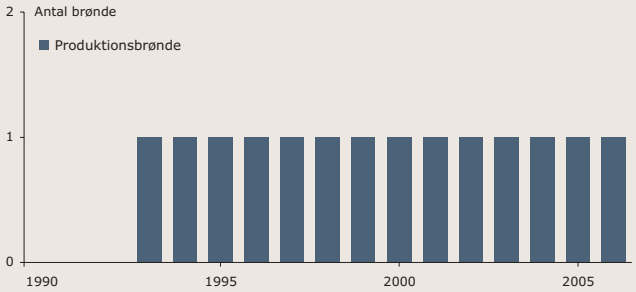




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 0,2 mia. kr.



FELT DATA

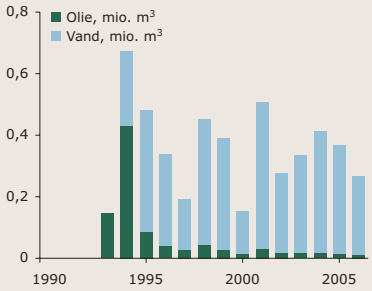
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

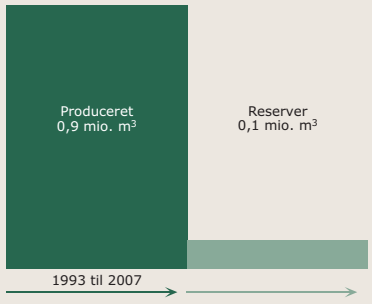
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	0,93 mio. m^3
Gas:	0,06 mia. Nm^3
Vand:	4,06 mio. m^3



RESERVER

Olie:	0,1 mio. m^3
Gas:	0,0 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er stærkt opsprækket.

PRODUKTIONSSTRATEGI

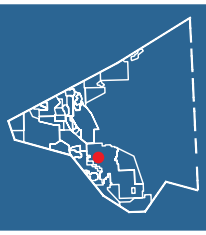
Regnar produceres fra en lodret brønd placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod produktionsbrønden af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Målet for indvindingen er at fortrænge og producere mest mulig af olien fra den tætte del af formationen.

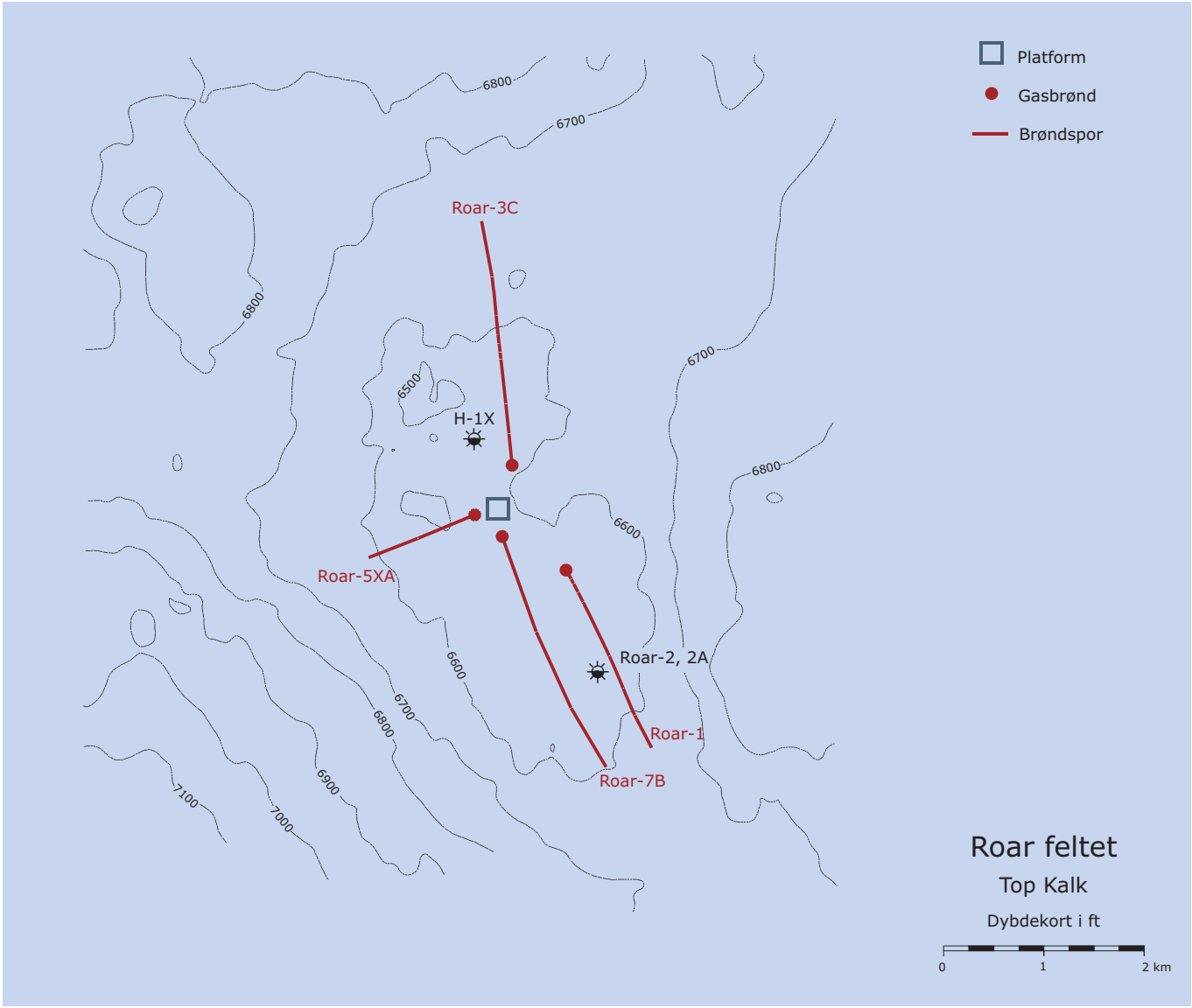
ANLÆG

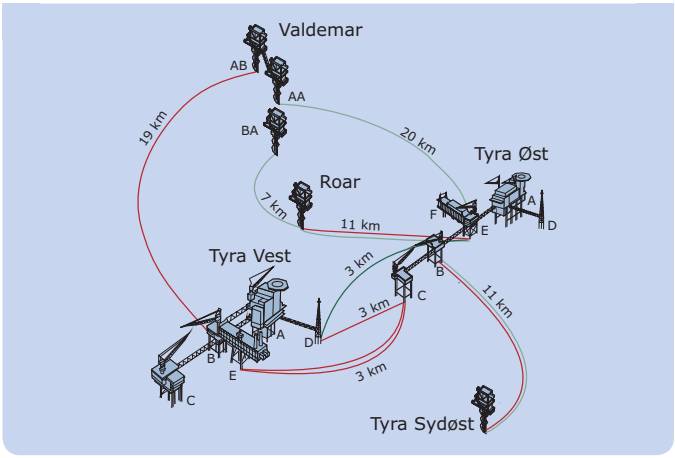
Regnar feltet er udbygget som satellit til Dan feltet. Indvinding foregår fra en undervandsinstallation. Produktionen føres via flerfaserørledning til Dan F for behandling og videretransport.

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

ROAR FELTET

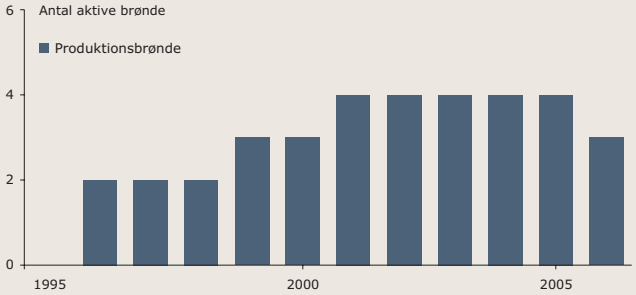






UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007
2006-priser 0,6 mia. kr.



FELT DATA

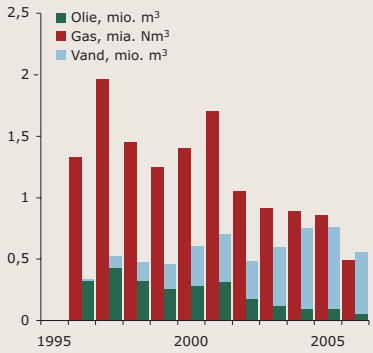
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

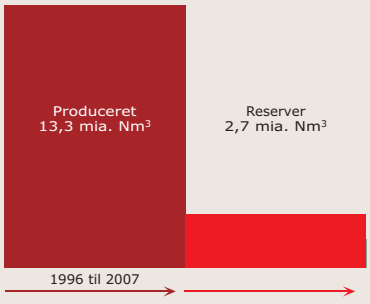
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie og kondensat:	2,47 mio. m^3
Gas:	13,32 mia. Nm^3
Vand:	3,75 mio. m^3



RESERVER

Olie og kondensat:	0,3 mio. m^3
Gas:	2,7 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

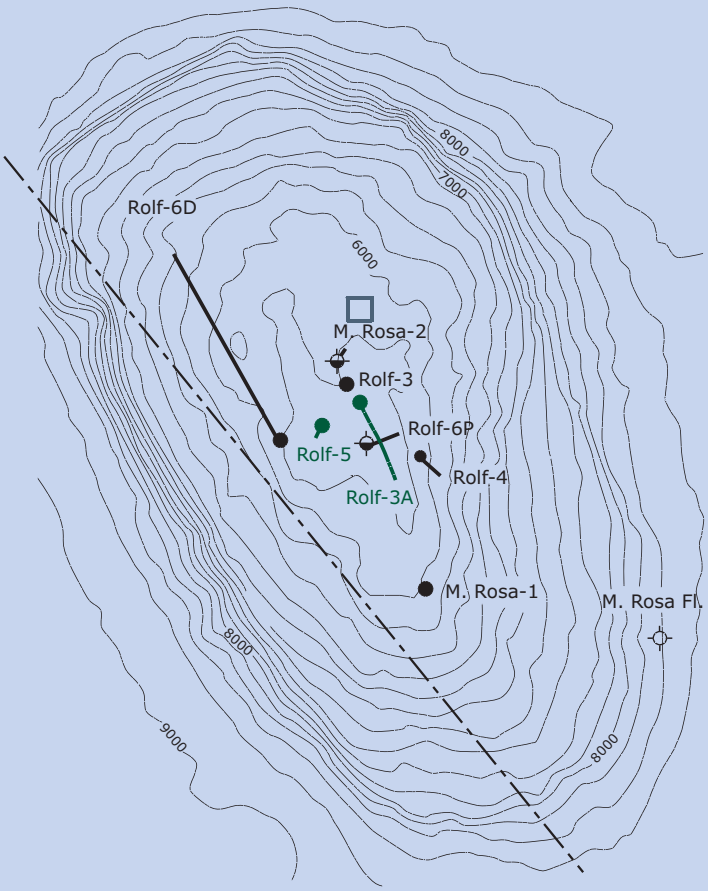
Roar feltet produceres ved at lade gassen ekspandere. Tilrettelæggelse af produktionen fra Roar feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet ved at maksimere aftrækket fra øvrige gasfelter og derved minimere gasaftrækket fra Tyra.

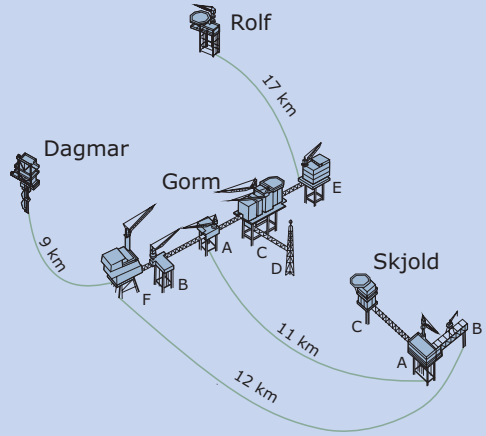
ANLÆG

Roar er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen uden helidæk. 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.

I 2007 er gasrørledningen mellem Roar og Tyra Øst lukket. En ny 16" flerfaserørledning er etableret fra Valdemar BA platformen via Roar til Tyra Øst hvori gassen fra Roar nu føres til Tyra Øst.

ROLF FELTET

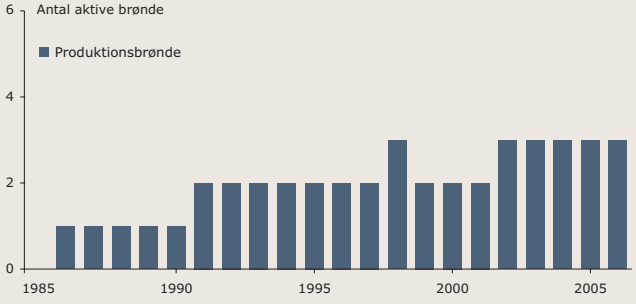




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 1,0 mia. kr.



FELT DATA

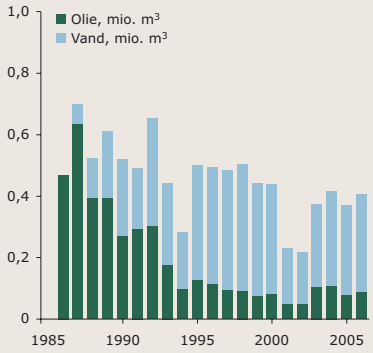
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

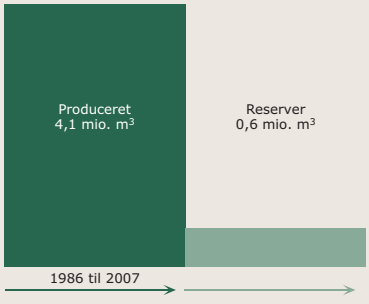
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	4,11 mio. m^3
Gas:	0,17 mia. Nm^3
Vand:	5,46 mio. m^3



RESERVER

Olie:	0,6 mio. m^3
Gas:	0,0 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er stærkt opsprækket.

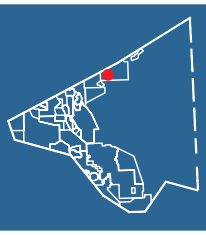
PRODUKTIONSSTRATEGI

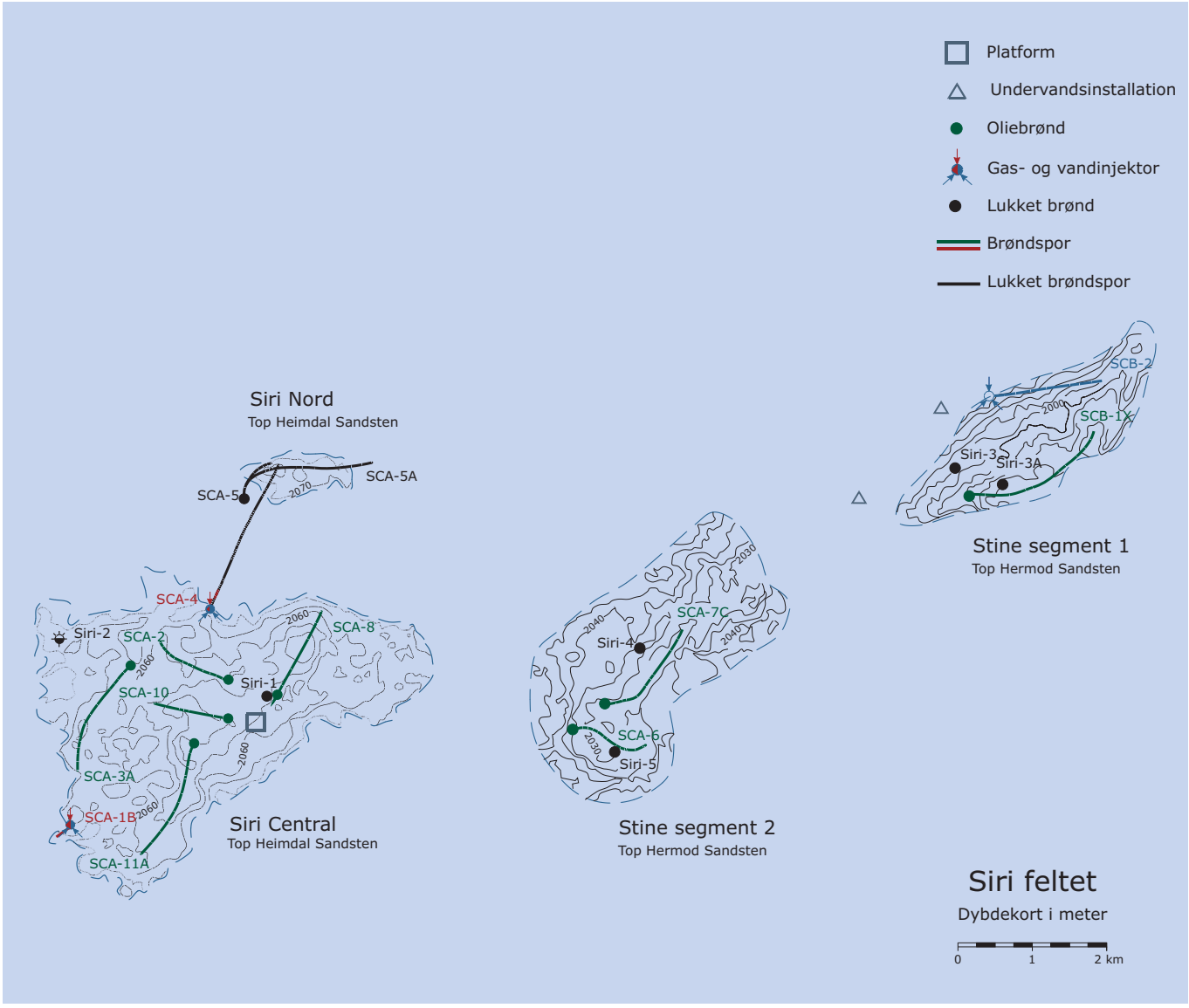
Rolf produceres via to brønde placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod de producerende brønde af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Den naturlige vandindstrømning fra vandzonen svarer til det volumen, som fjernes ved produktionen centralt på strukturen.

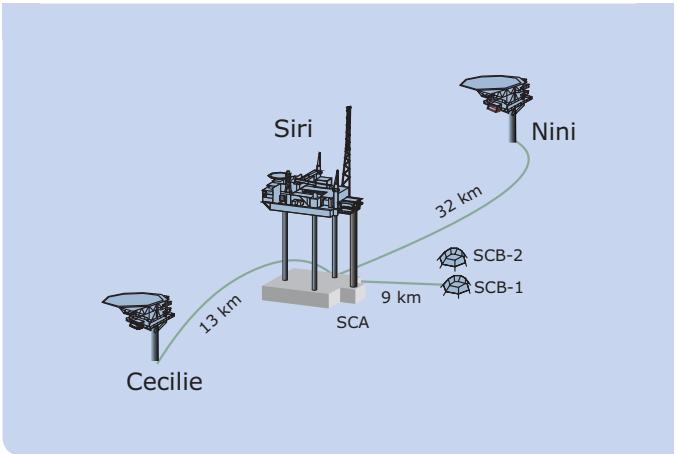
ANLÆG

Rolf feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform med helidæk. Produktionen føres ubehandlet til Gorm C platformen hvor behandling finder sted. Rolf feltet forsynes endvidere med el og løftegas fra Gorm.

SIRI FELTET



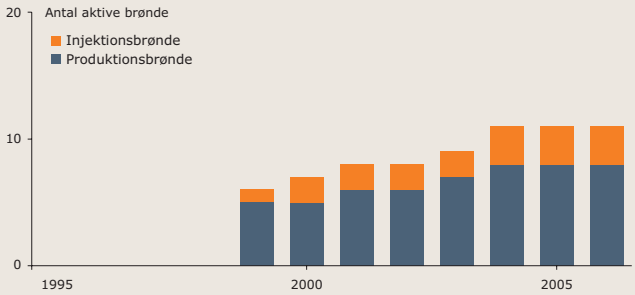




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 5,1 mia. kr.



FELT DATA

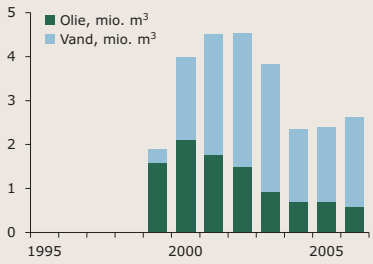
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

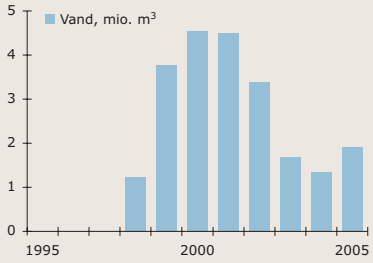
Olie:	9,87 mio. m^3
Gas:	1,02 mia. Nm^3
Vand:	16,24 mio. m^3



INJEKTION

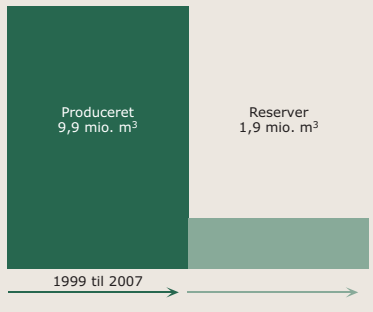
Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Gas:	0,92 mia. Nm^3
Vand:	22,40 mio. m^3



RESERVER

Olie:	1,9 mio. m^3
Gas:	0,0 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Der indvindes fra Siri Central samt fra de nærliggende forekomster, Stine segment 1 og 2. Indvindingen fra Siri Central er baseret på produktion af olie under trykvedligeholdelse ved hjælp af injektion af vand og gas. 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 frem til 2006 foregået ved naturlig dræning, men i 2006 er der påbegyndt vandinjektion.

ANLÆG

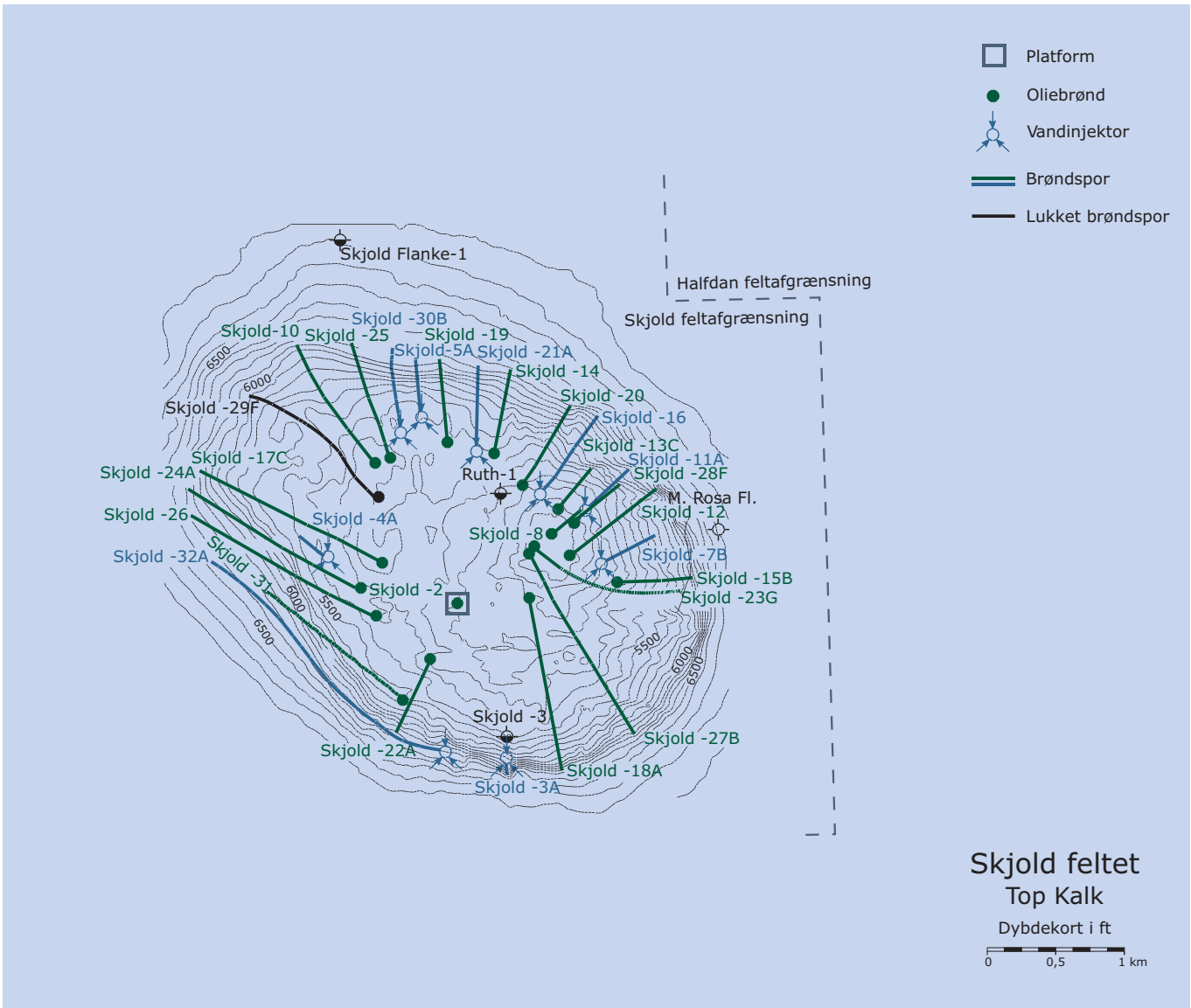
Siri Central og Stine segment 2 er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Behandlingsanlægget består af separationsanlæg for produktionen fra Siri/Stine og fra Nini og Cecilie. Produktionsvandet fra Siri og satellitfelterne behandles på Siri og injiceres normalt i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

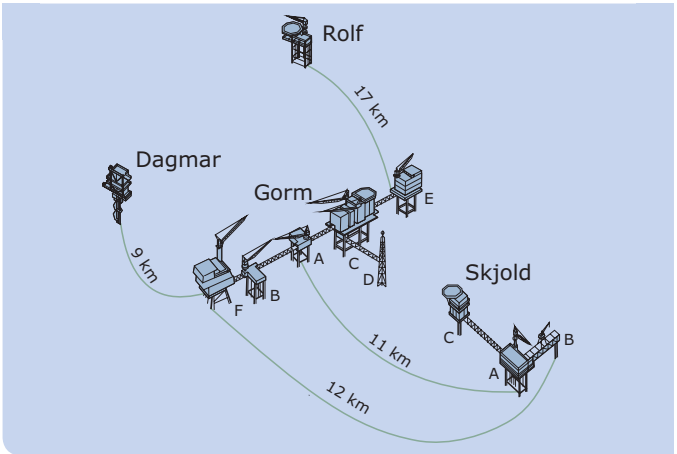
Anlæggene på Stine segment 1 består af en undervandsinstallation med brøndhoveder placeret direkte på havbunden. Produktionen føres via en 6" flerfaserørledning til Siri platformen. Løftegas samt injektionsvand leveres fra Siri platformen.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Olien eksporteres via tankskib. Tanken har en kapacitet på 50.000 m^3.

På Siri er der indkvartering for 60 personer.

SKJOLD FELTET

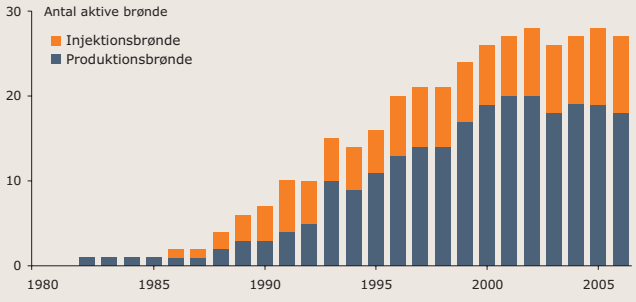




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 5,3 mia. kr.



FELT DATA

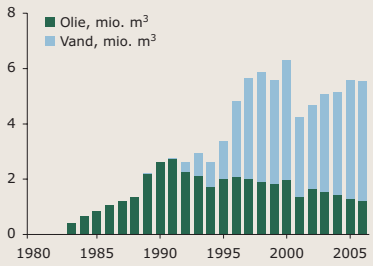
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

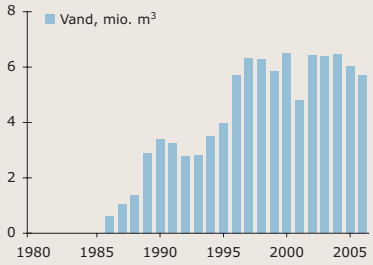
Olie:	39,56 mio. m^3
Gas:	3,27 mia. Nm^3
Vand:	43,52 mio. m^3



INJEKTION

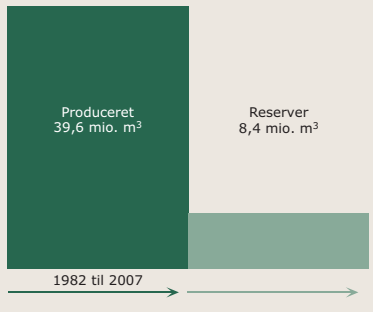
Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Vand:	92,21 mio. m^3



RESERVER

Olie:	8,4 mio. m^3
Gas:	0,7 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

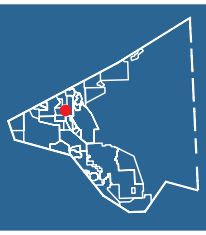
Indvindingen af olie fra Skjold foregår ved vedligeholdelse af reservoirtrykket ved injektion af vand. Olien produceres overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker, hvor produktions- og injektionsbrønde ligger skiftevis i et radialt mønster.

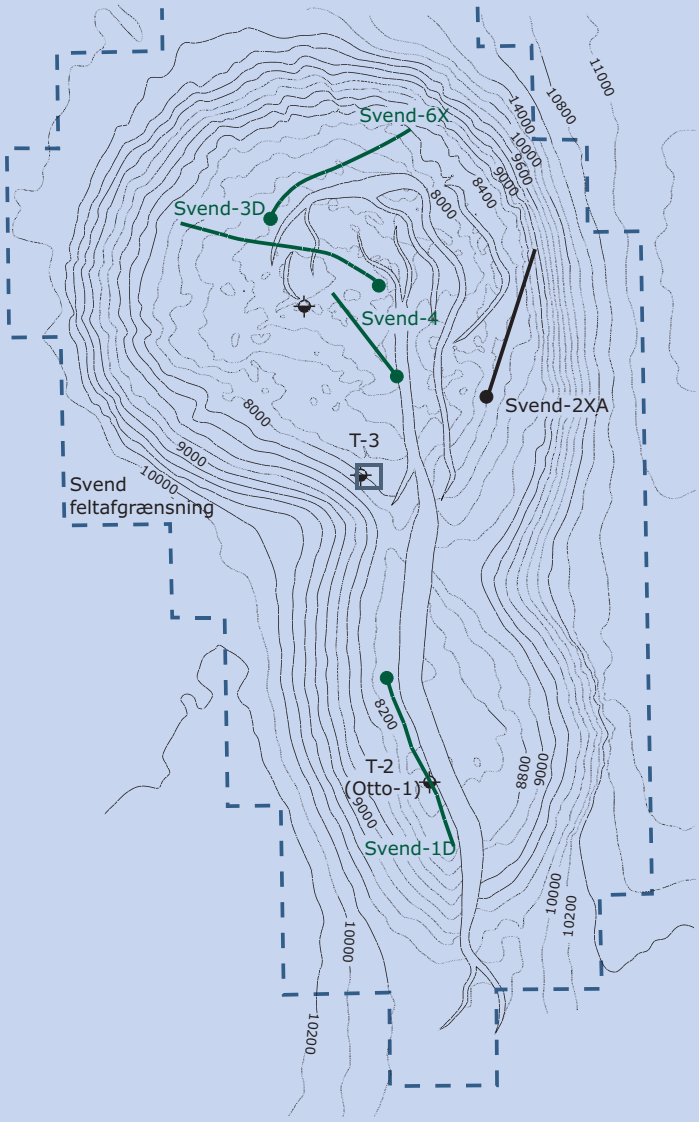
ANLÆG

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 for behandling. Gorm anlæggene forsyner Skjold med injektionsvand og løftegas.

På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.

SVEND FELTET

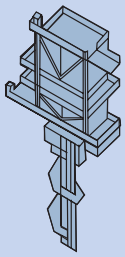




Platform
Oliebrønd
Brøndspor
Lukket brøndspor
Forkastning

Svend feltet
Top Kalk
Dybdekort i ft

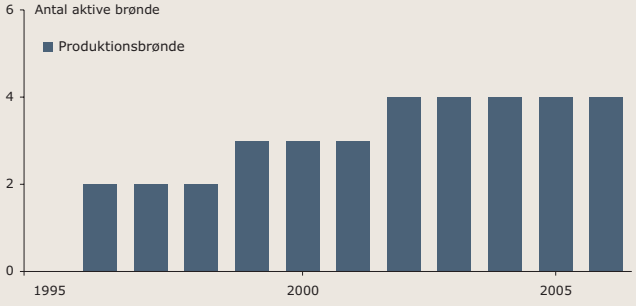
0 1 2 km



Svend

UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007
2006-priser 1,2 mia. kr.



FELT DATA

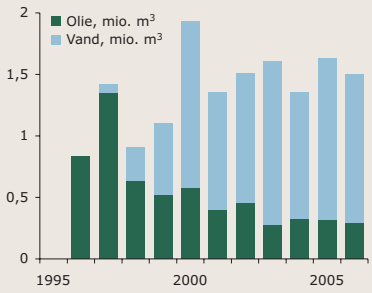
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

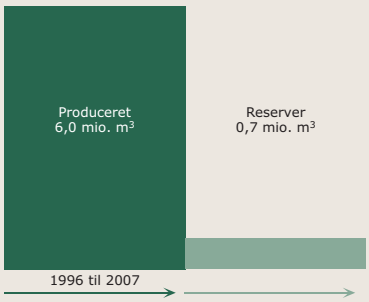
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	6,0 mio. m^3
Gas:	0,71 mia. Nm^3
Vand:	9,16 mio. m^3



RESERVER

Olie:	0,7 mio. m^3
Gas:	0,1 mia. Nm^3



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 sydlige del af Svend feltet er beliggende ca. 250 meter dybere end den nordlige del. Reservoiret i den nordlige del har vist usædvanligt gode produktionsegenskaber.

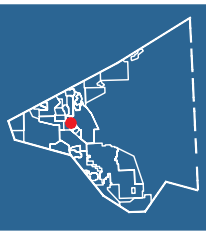
PRODUKTIONSSTRATEGI

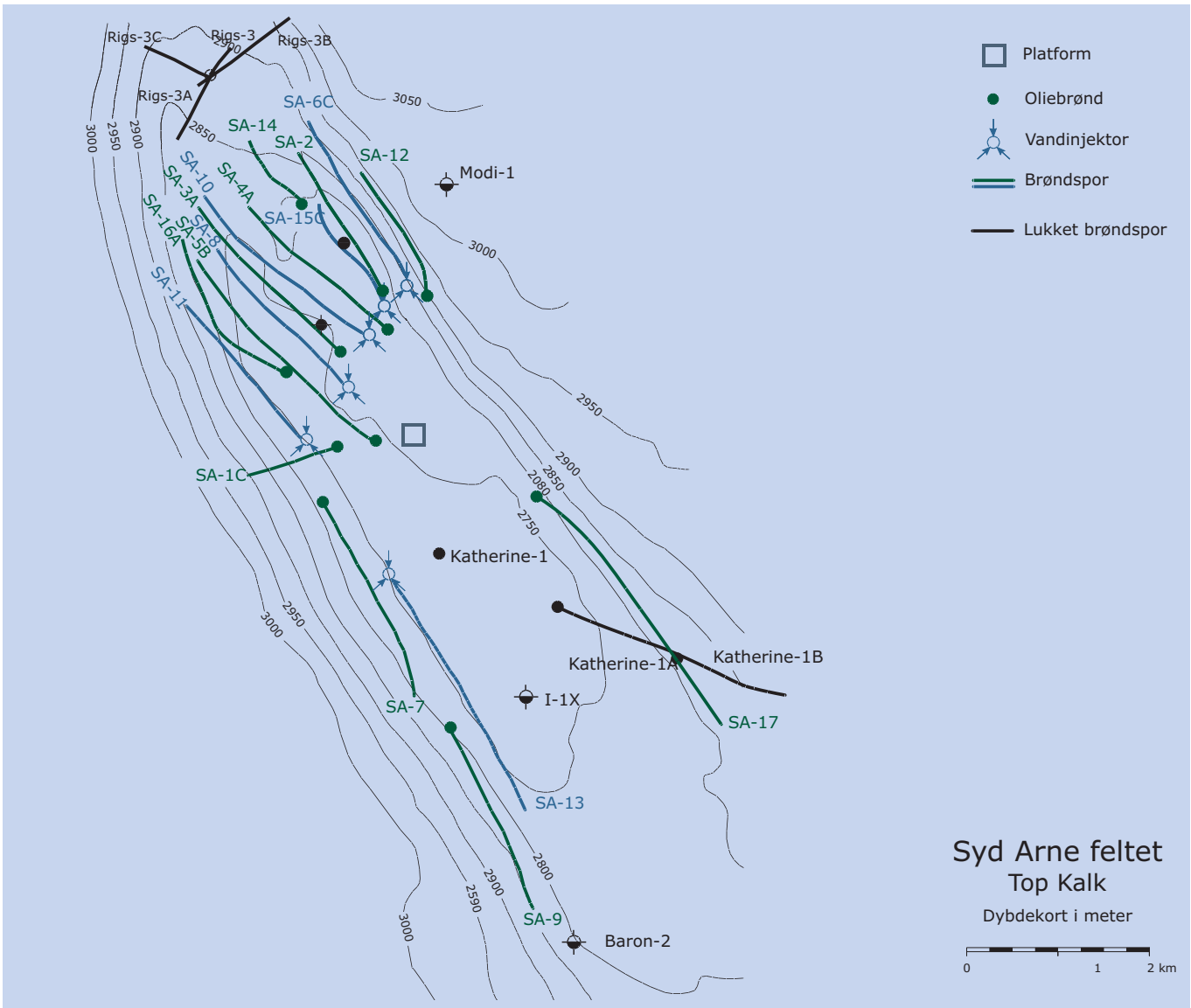
Indvindingen af olie på Svend feltet foregår ved naturlig indvinding over oliens boblepunkt.

ANLÆG

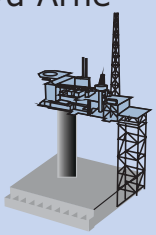
Svend feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk. Produktionen sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring. Svend er tilsluttet 16" rørledningen fra Harald til Tyra Øst.

SYD ARNE FELTET



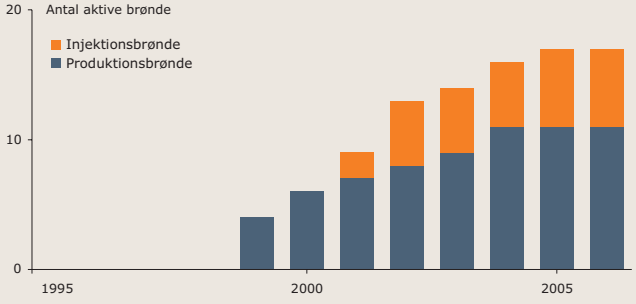


Syd Arne



UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007
2006-priser 9,6 mia. kr.



FELT DATA

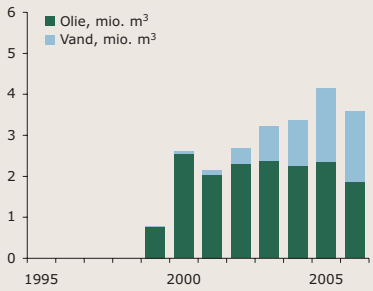
PR. 1.1.2007

Beliggenhed:	Blok 5604/29 og 30
Tilladelse:	7/89
Operatør:	Hess Denmark 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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

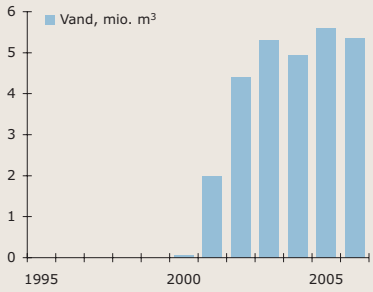
Olie:	16,54 mio. m^3
Gas:	4,19 mia. Nm^3
Vand:	6,03 mio. m^3



INJEKTION

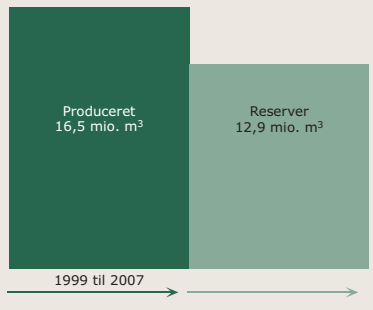
Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Vand:	27,67 mio. m^3



RESERVER

Olie:	12,9 mio. m^3
Gas:	5,7 mia. Nm^3



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.

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af kulbrinter foregår med trykstøtte ved injektion af vand.

ANLÆG

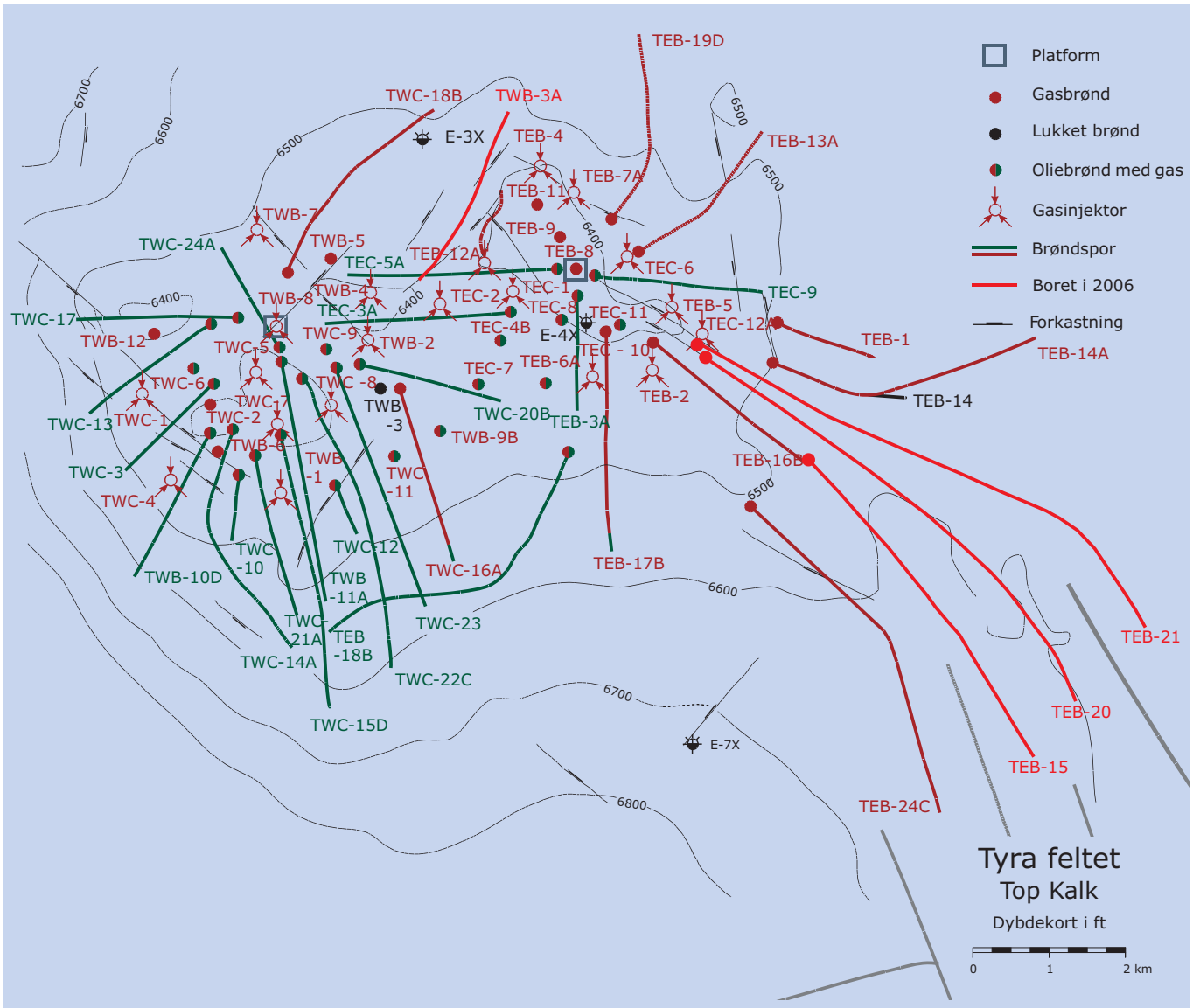
Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform.

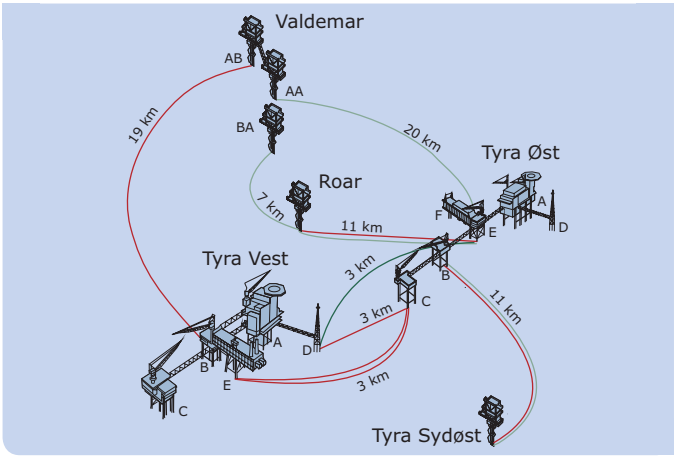
Procesanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for gassen. Desuden er der installeret et behandlingsanlæg for injektionsvandet, inden det injiceres. En del af produktionsvandet injiceres, mens resten udledes til havet efter rensning.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på ca. 87.000 m^3. Olie eksporteres via tankskib. Gassen føres gennem en gasrørledning til Nybro på den jyske vestkyst.

På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer.

TYRA FELTET

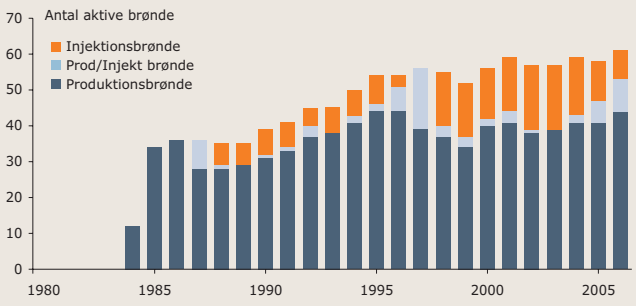




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 27,7 mia. kr.



FELT DATA

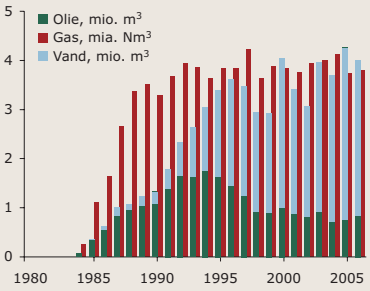
PR. 1.1.2007

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:	19
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

PRODUKTION

Akk. produktion pr. 1. januar 2007

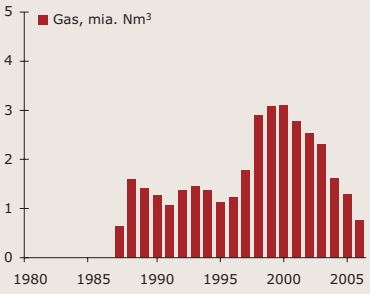
Olie og kondensat:	23,45 mio. m^3
Gas:	77,55 mia. Nm^3
Vand:	34,82 mio. m^3



INJEKTION

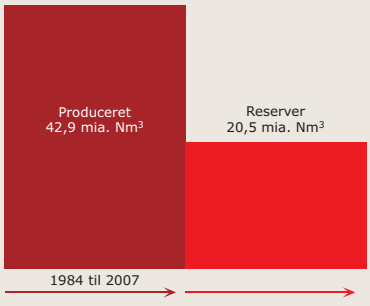
Akk. injektion pr. 1. januar 2007

Gas:	34,67 mia. Nm^3



RESERVER

Olie og kondensat:	5,4 mio. m^3
Gas:	20,5 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Tyra feltet anvendes som svingproducent for gasproduktionen, for at forholdene for indvinding af kondensat og olie ikke forringes gennem en for tidlig sænkning af reservoirtrykket. En øget produktion af gas fra DUC's øvrige felter, herunder specielt gasfelterne Harald og Roar, optimerer derfor indvinding af flydende kulbrinter på Tyra.

ANLÆG

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

Tyra Vest består af to indvindingsplatforme TWB og TWC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TWA, en afbrændingsplatform TWD samt et bromodul placeret ved TWB og understøttet af 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. På Tyra Vest modtages en del af gasproduktionen fra Halfdan og Valdemar.

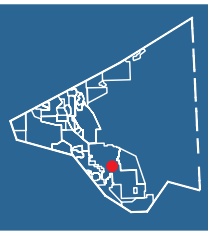
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarterings-platform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR søjlekonstruktion TEF.

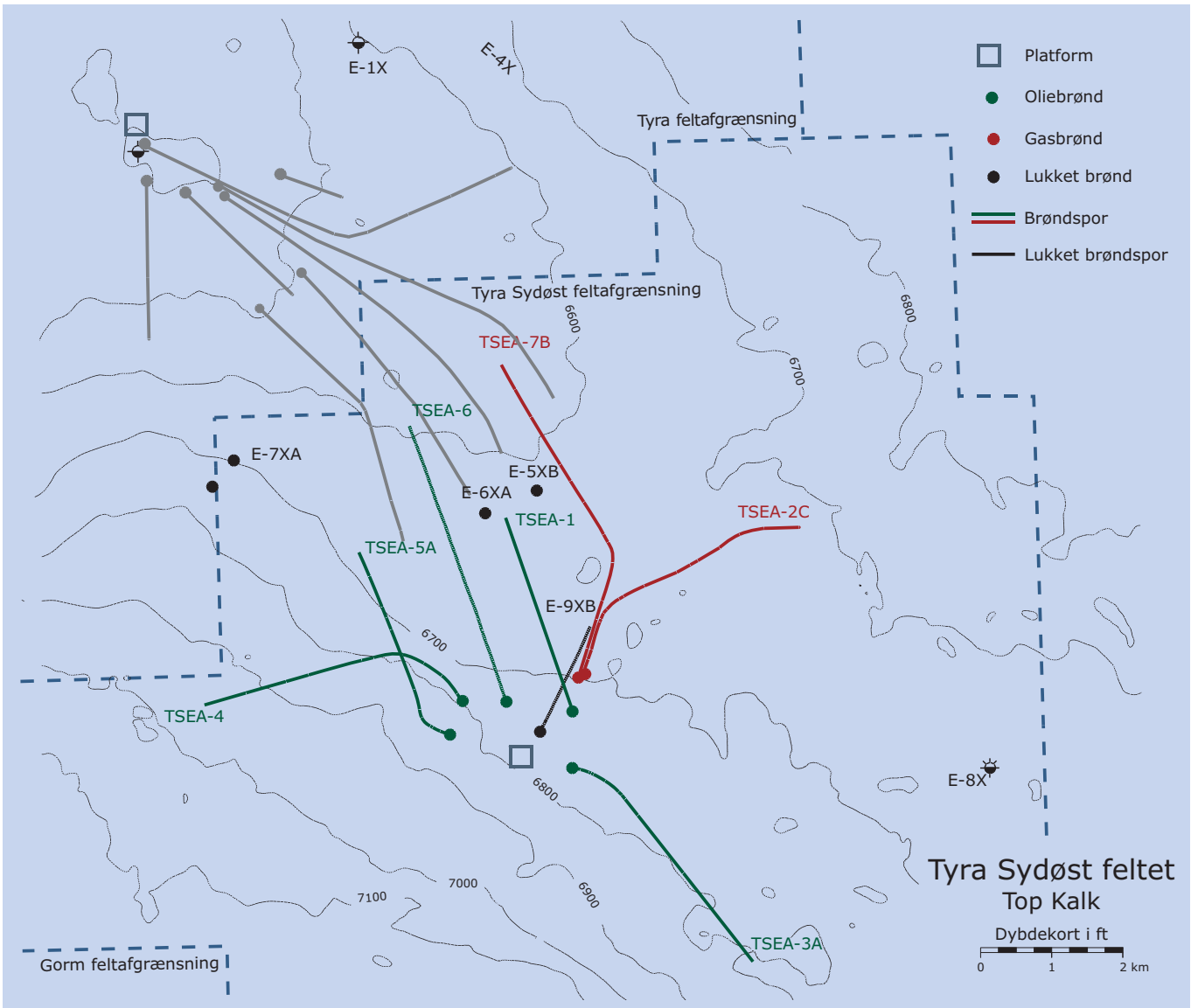
På Tyra Øst modtages produktion fra satellitfelterne Valdemar, Roar, Svend, Tyra Sydøst og Harald/Lulita, gasproduktionen fra Gorm og Dan. Tyra Øst procesanlægget omfatter anlæg til færdigbehandling af såvel gas, olie/kondensat og vand. Produktionsvandet fra det samlede Tyra felt udledes til havet efter rensning.

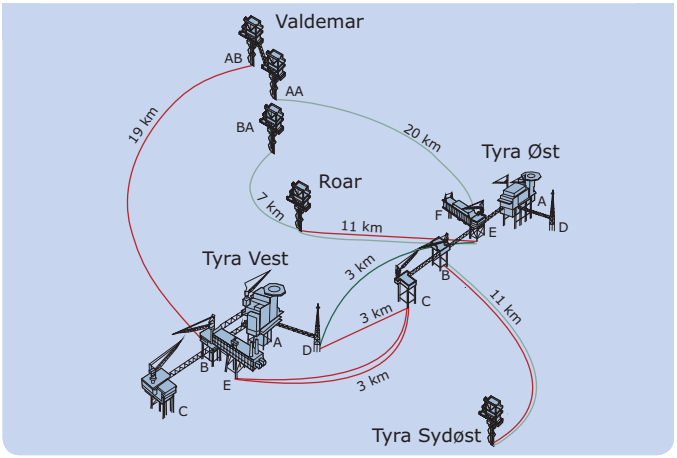
De to platformskomplekser på Tyra feltet er indbyrdes forbundet med rørledninger for at skabe den højest mulige fleksibilitet og forsyningssikkerhed. Olie- og kondensatproduktionen fra Tyra feltet og dets satellitfelter ilandføres via Gorm E, mens størstedelen af gasproduktionen ilandføres fra TEE på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

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

TYRA SYDØST FELTET

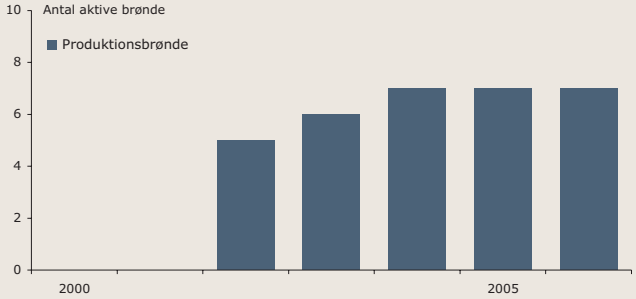






UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007
2006-priser 1,2 mia. kr.



FELT DATA

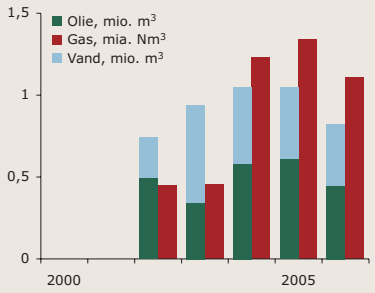
PR. 1.1.2007

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

PRODUKTION

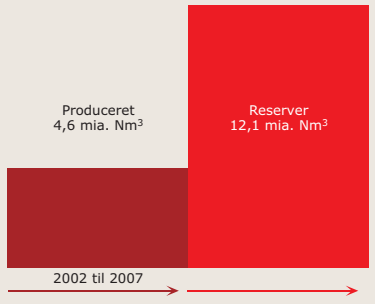
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	2,48 mio. m^3
Gas:	4,58 mia. Nm^3
Vand:	2,13 mio. m^3



RESERVER

Olie:	2,6 mio. m^3
Gas:	12,1 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Tyra Sydøst strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af Øvre Kridt kalklagene. Strukturen er opdelt i to blokke adskilt af en nordøst-sydvest gående forkastningszone. Strukturen er en del af den større 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.

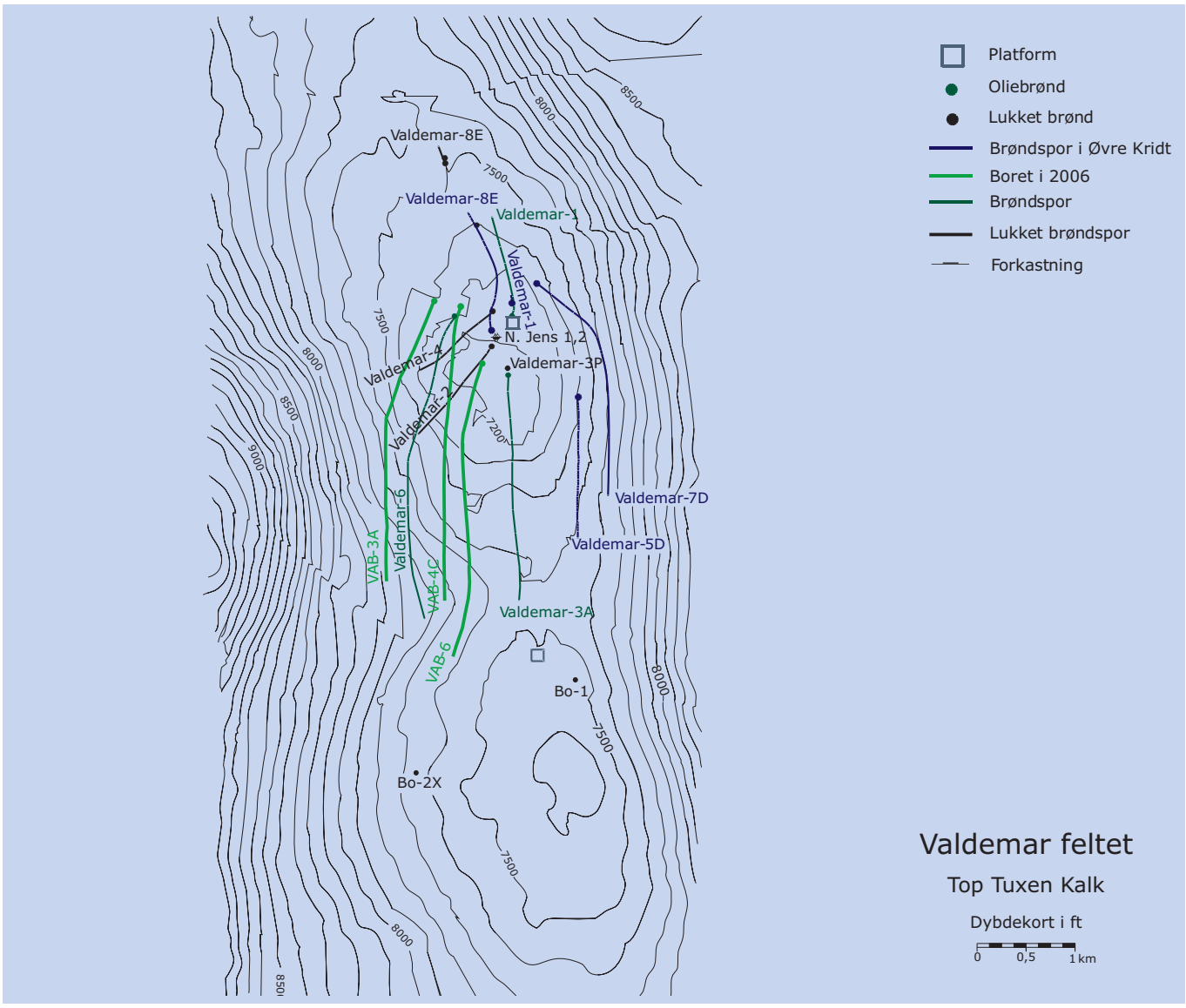
PRODUKTIONSSTRATEGI

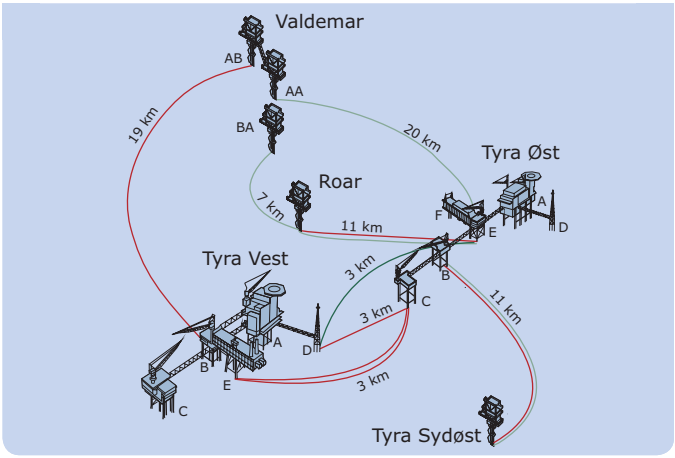
Indvindingen af olie og gas foregår med naturlig dræning.

ANLÆG

Tyra Sydøst feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet platform. Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase til Tyra Øst for behandling.

VALDEMAR FELTET

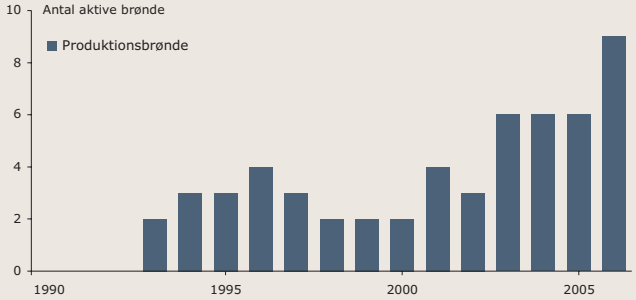




UDBYGNING OG INVESTERING

Akk. investeringer pr. 1. januar 2007

2006-priser 3,5 mia. kr.



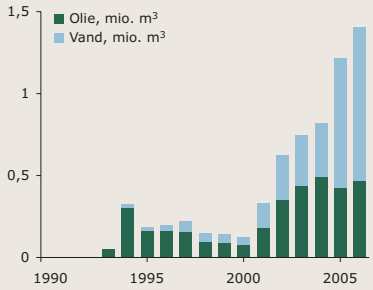
FELT DATA PR. 1.1.2007

Tidligere navne:	Bo/Nord Jens
Beliggenhed:	Blok 5504/7 og 11
Tilladelse:	Eneretsbevillingen
Operatør:	Mærsk Olie og Gas AS
Fundet år:	1977 (Bo)
	1985 (Nord Jens)
I drift år:	1993 (Nord Jens)
Produktionsbrønde:	9
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

PRODUKTION

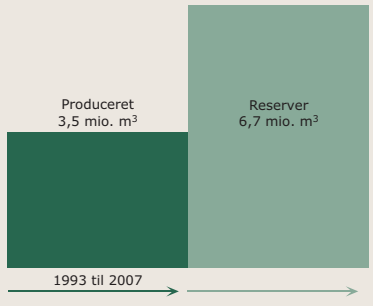
Akk. produktion pr. 1. januar 2007

Olie:	3,45 mio. m^3
Gas:	1,45 mia. Nm^3
Vand:	3,08 mio. m^3



RESERVER

Olie:	6,7 mio. m^3
Gas:	5,1 mia. Nm^3



GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

Valdemar feltet består af flere adskilte forekomster. Der er påvist olie og gas i lag af Danien/Øvre Kridt alder, samt påvist betydelige oliemængder i kalkstenslag af Nedre Kridt alder. Mens reservoirkvaliteten i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra, hvorimod de meget lavpermeable lag i Nedre Kridt udviser meget vanskelige produktionsegenskaber i visse dele af Valdemar feltet.

En vurderingsboring i Bo området har dog vist, at der er dele af Nedre Kridt som har bedre egenskaber. Det har medført en udbygning af reservoiret i Bo området.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

Nord Jens området i Valdemar feltet er udbygget som satellit til Tyra feltet med to broforbundne ubemandede indvindingsplatforme, Valdemar AA og AB uden helidæk. På Valdemar AB platformen separeres produktionen. Væskeproduktionen sendes til Tyra Øst for behandling og ilandføring, mens gasstrømmen føres til Tyra Vest. Valdemar AA/AB komplekset forsynes med kemikalier fra Tyra Øst og med el fra Tyra Vest.

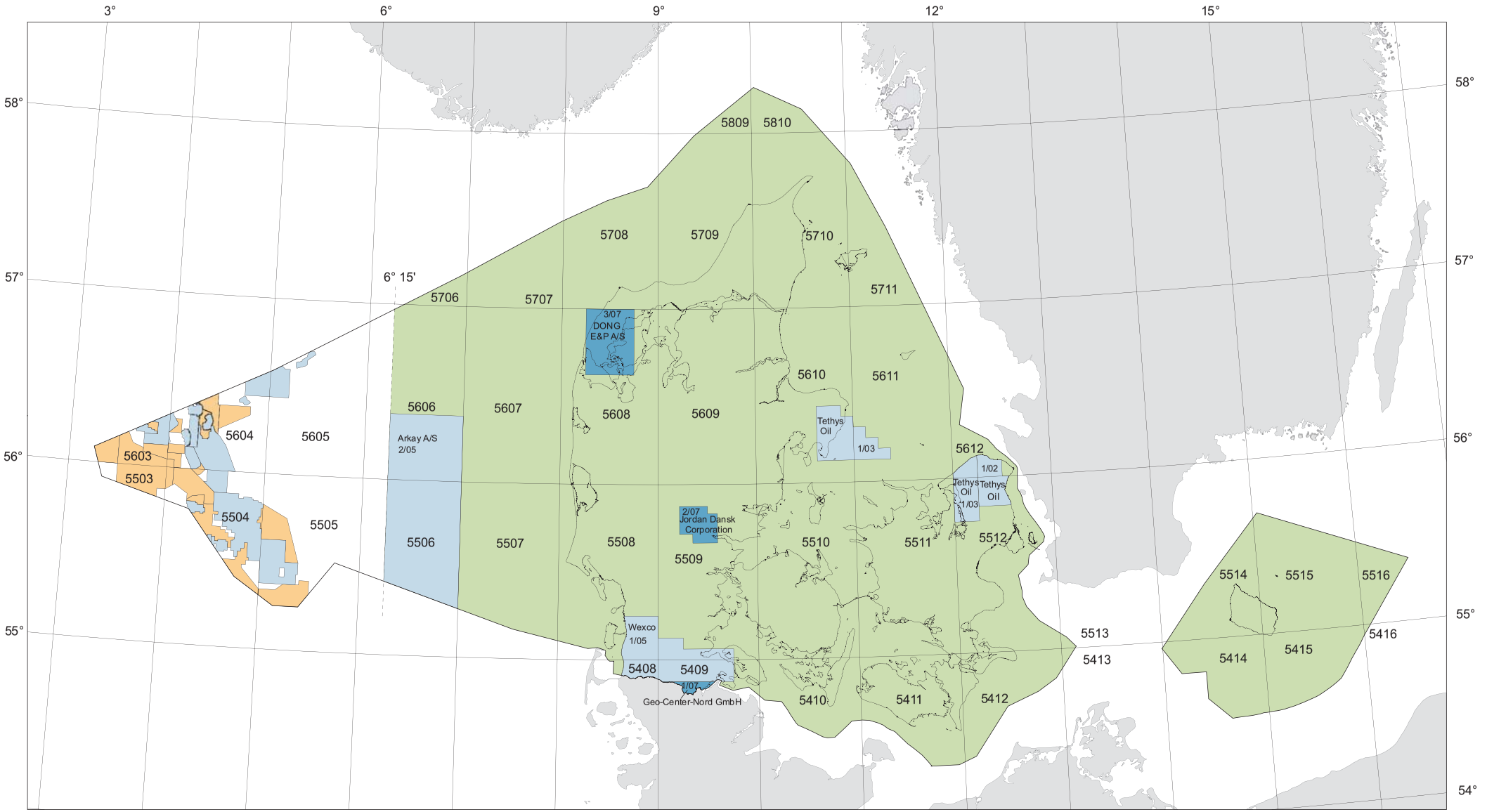
Indvinding fra Bo området i Valdemar feltet er påbegyndt i marts 2007.

BILAG C: ØKONOMISKE NØGLETAL

	Invest. i feltudbygning mio.kr.	Driftsomk. for felter mio.kr. 1)	Efterforsknings 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	747	14,9	8,1	3,7	-7,3	1.399
1987	930	1.380	664	18,3	6,8	4,0	-5,9	1.328
1988	928	1.413	424	14,8	6,7	4,5	-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	985	20,0	6,4	2,4	-1,9	1.889
1992	2.335	1.806	983	19,3	6,0	2,1	-0,4	1.911
1993	3.307	2.047	442	16,8	6,5	1,2	-1,7	1.811
1994	3.084	2.113	151	15,6	6,4	2,0	-0,5	2.053
1995	4.164	1.904	272	17,0	5,6	2,1	0,3	1.980
1996	4.260	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	5.381	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	5.475	3.102	1.036	24,9	7,9	2,4	14,5	10.137
2003	7.386	3.522	789	28,8	6,6	2,1	15,3	9.255
2004	5.107	3.349	340	38,2	6,0	1,2	19,7	17.092
2005	3.983	3.760	582	54,4	6,0	1,8	24,8	24.163
2006*	5.560	4.131	784	65,1	5,9	1,9	30,8	31.493

Løbende priser
1) Inkl. transportomkostninger
2) Brent råolie
3) Forbrugerpriser, kilde: Danmarks Statistik
4) Overskud på handelsbalancen med olieprodukter og naturgas, kilde: Udenrigshandels statistik fra Danmarks Statistik
5) Investeringer er inkl. NOGAT pipeline
**) Skøn*

Dansk koncessionsområde - februar 2007



6. runde koncessioner tildelt i 2006

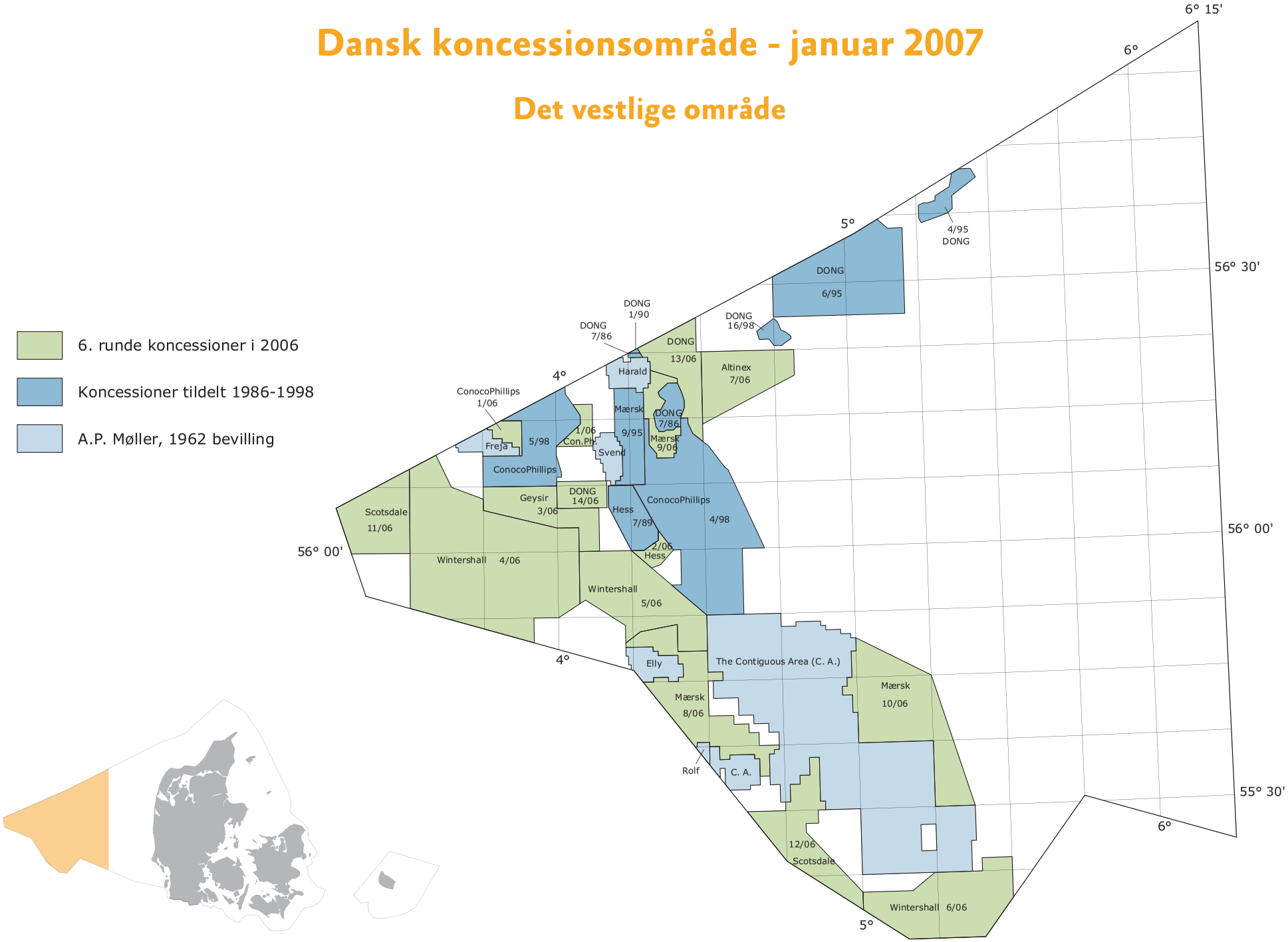
Åben Dør koncessioner tildelt i 2007

Koncessioner tildelt 1962-2005

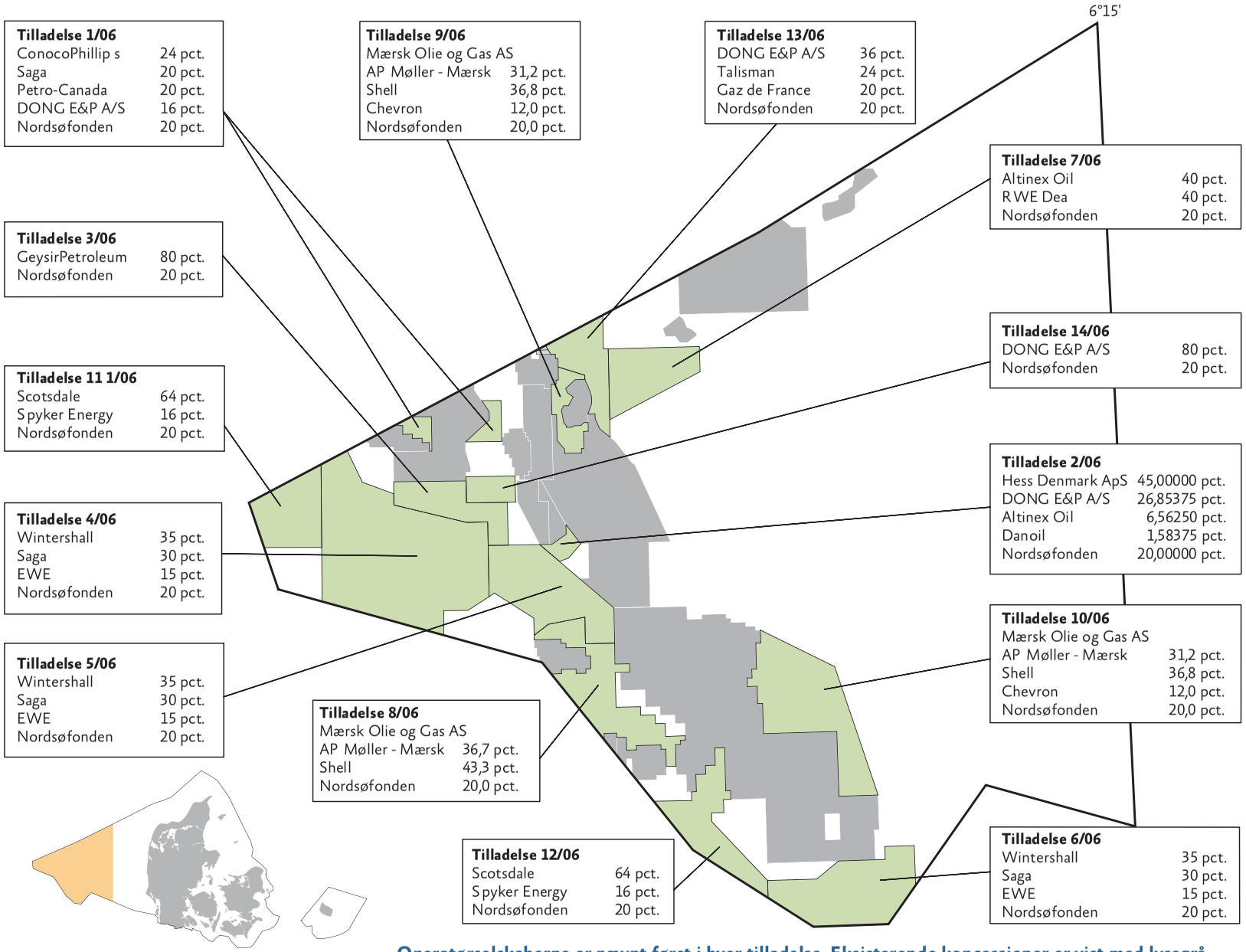
Åben Dør område

Dansk koncessionsområde - januar 2007

Det vestlige område



Koncessionstildeling 6. runde



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 2006 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. I år indeholder rapporten også et tema om forskning og strategi.

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 Netboghandel: http://ens.netboghandel.dk.

ENERGI STYRELSEN

ISBN: 978-87-7844-657-2