



**Danmarks olie- og gasproduktion**

**07**

Energistyrelsen beskæftiger sig nationalt og internationalt med opgaver i relation med energiforsyning og – forbrug samt indsatsen for at nedbringe CO<sub>2</sub>-udslippet. Energistyrelsen har dermed ansvaret for hele kæden af opgaver knyttet til produktion og forsyning, transport og forbrug af energi, herunder energieffektivisering og -besparelser samt nationale CO<sub>2</sub>-mål og indsats til begrænsning af udslippet af drivhusgasser. Energistyrelsen har også ansvaret for den nationale klimatilpasningsindsats.

Derudover gennemfører Energistyrelsen analyser og vurderinger af udviklingen på klima- og energiområdet nationalt som internationalt og varetager danske politiske interesser på klima- og energiområdet i det internationale samarbejde.

Energistylens rådgiver ministeren om klima- og energispørgsmål og varetage administrationen af den danske lovgivning på områderne.

Energistyrelsen blev oprettet i 1976 og er med virkning fra den 23. november 2007 en styrelse i Klima- og Energiministeriet.

Energistyrelsen  
Amaliegade 44  
1256 København K

Telefon 33 92 67 00  
Telefax 33 11 47 43  
Hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk)

Udgivet: Juni 2008  
Oplag: 2.200 eksemplarer

Forsidefoto: DONG Energy, Siri platformen  
Øvrige fotos: DONG Energy, Mærsk Olie og Gas AS, Hess Denmark ApS  
Redaktør: Helle Halberg, Energistyrelsen  
Illustrationer og kort: Jesper Jensen og Bettina Nøraa Larsen, Energistyrelsen

Tryk: Scanprint AS  
Trykt på: Omslag: 200g, indhold: 130g  
Layout: Metaform og Energistyrelsen  
ISBN 978-87-7844-726-5  
ISSN 0907-2675



Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk). ISBN 978-87-7844-727-2 [www](http://www.ens.dk)

## FORORD

Den store efterspørgsel på energi på verdensplan har betydning for energipriser og forsyningsikkerhed, også i Danmark.

Regeringen fremlagde i 2007 en energistrategi med en række ambitiøse mål for den danske energipolitik frem til 2025. I februar 2008 blev der indgået en energiaftale med alle folketingets partier undtagen Enhedslisten, der fastsætter mål og virkemidler for det danske energisystem frem mod 2011.

Aftalen indebærer en udbygning med vedvarende energi, reduktion af energiforbruget samt en mere effektiv udnyttelse af energien. I aftalen indgår for olie- og gassektoren en kortlægning og oplæg til initiativer til en mere energieffektiv indvinding i Nordsøen. Dette arbejde skal være færdigt i 2008.

Formålet med aftalen er at mindske Danmarks afhængighed af kul, olie og gas. Men selv med en massiv satsning på vedvarende energi og energibesparelser vil den danske olie- og gassektor fortsat have en væsentlig betydning for den danske økonomi og den danske forsyningsikkerhed mange år frem.

På trods af en mærkbar nedgang i olie- og gasproduktionen fik staten i 2007 næsten 28 mia. kr. i indtægter fra aktiviteterne i Nordsøen. Efter mange år med stadig øgede indtægter til staten er 2007 det første år, hvor indtægterne er faldet. Faldet på ca. 3 mia. kr. i forhold til 2006 skyldes en naturgiven nedgang i produktionen og en faldende dollarkurs, der ikke fuldt ud opvejes af de stigende oliepriser.

Den fortsat høje oliepris øger selskabernes investeringer i efterforskning, udbygning af felter og teknologiudvikling, og Energistyrelsen forventer en stigning i investeringerne til efterforskning i de kommende år. Netop disse aktiviteter forventes at kunne opbremse faldet i produktionen af olie og gas. Det vil betyde, at Danmark forhåbentlig også i fremtiden vil få en væsentlig indtægt fra aktiviteterne i Nordsøen.

Et højt niveau for sikkerhed og sundhed i den danske offshoresektor er af afgørende betydning for de mennesker, som har deres arbejdsplads på offshoreanlæggene. Energistyrelsen har derfor iværksat en ny tilsynsstrategi, som afspejler målsætningerne i offshore-sikkerhedsloven fra 2006. Målet for tilsyn med anlæggene i den danske del af Nordsøen er at bidrage til, at sikkerheds- og sundhedsniveauet er blandt det højeste i Nordsølandene.

København, juni 2008



Ib Larsen



# OMREGNINGSFAKTORER

## Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder:

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

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

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

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

Olie og naturgas angives i rumfang eller energiindhold. Da gassen og i nogen grad også olien 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 tid, og derfor er omregningsfaktorerne til ton og GJ tidsafhængige. I nedenstående tabel er gennemsnittet for 2007 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<sup>-3</sup>, 10<sup>3</sup>, 10<sup>6</sup>, 10<sup>9</sup>, 10<sup>12</sup> og 10<sup>15</sup>.

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 <sup>3</sup>	Normalkubikmeter. Benyttes om naturgas ved referencetilstanden 0°C og 101,325 kPa.
m <sup>3</sup> (st)	Standardkubikmeter. Benyttes om naturgas og råolie ved en referencetilstand; her 15°C og 101,325 kPa.
Btu	British Thermal Unit. Er ækvivalent med enhederne J (=Joule) og cal (=kalorie).
bbl	Blue barrel. I oliebranchens pionertid, hvor olien handlede i fysiske tønder, blev der hurtigt forskel på tøndernes størrelse. For at undgå forvirring, malede Standard Oil deres tønder med et fastsat rumfang blå.
kg · mol	kilogrammol; mængde af et stof, hvor massen i kg er lig med molekylvægten af stoffet
γ	gamma; relativ 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 <sup>3</sup> (st)	stb	6,293
	m <sup>3</sup> (st)	GJ	36,3
	m <sup>3</sup> (st)	t	0,86 <sup>i</sup>
Naturgas	Nm <sup>3</sup>	scf	37,2396
	Nm <sup>3</sup>	GJ	0,03959
	Nm <sup>3</sup>	t.o.e.	945,59 · 10 <sup>-6</sup>
	Nm <sup>3</sup>	kg · mol	0,0446158
	m <sup>3</sup> (st)	scf	35,3014
	m <sup>3</sup> (st)	GJ	0,03753
Rummål	m <sup>3</sup> (st)	kg · mol	0,0422932
	m <sup>3</sup>	bbl	6,28981
	US gallon	ft <sup>3</sup>	35,31467
	bbl	in <sup>3</sup>	231*
Energi	bbl	US gallon	42*
	t.o.e.	GJ	41,868*
	GJ	Btu	947817
	cal	J	4,1868*
Densitet	FRA	TIL	KONVERTERING
	°API	kg/m <sup>3</sup>	141364,33 / (°API+131,5)
	°API	γ	141,5 / (°API+131,5)

\*) Eksakt værdi.

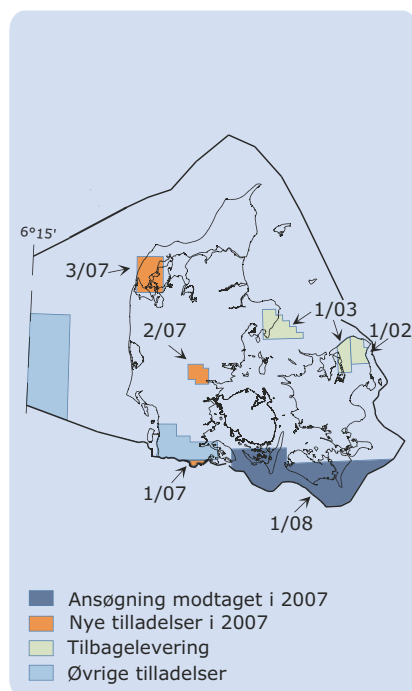
i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.

# INDHOLD

<b>Forord</b>	<b>3</b>
<b>Omregningsfaktorer</b>	<b>4</b>
<b>1. Koncessioner og efterforskning</b>	<b>6</b>
<b>2. Udbygning og produktion</b>	<b>16</b>
<b>3. Miljø og klima</b>	<b>25</b>
<b>4. Sikkerhed og sundhed</b>	<b>32</b>
<b>5. Reserver</b>	<b>43</b>
<b>6. Økonomi</b>	<b>50</b>
<b>Bilag A</b> Producerede og injicerede mængder	<b>60</b>
<b>Bilag B</b> Producerende felter	<b>63</b>
<b>Bilag C</b> Reserveopgørelse	<b>104</b>
<b>Bilag D</b> Økonomiske nøgletal	<b>105</b>
<b>Bilag E</b> Gældende økonomiske vilkår	<b>106</b>
<b>Bilag F1</b> Kort over dansk koncessionsområde	<b>107</b>
<b>Bilag F2</b> Kort over dansk koncessionsområde – det vestlige område	<b>108</b>

# 1 KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

fig. 1.1 Ændringer i Åben Dør området



Med et nyt oliefund i den første boring, Rau-1, er efterforskningen i de nye 6. runde koncessioner kommet godt i gang.

Tildelingen af tre nye tilladelser i Åben Dør i området i 2007 og modtagelsen af en yderligere koncessionsansøgning i 2007 bekræfter olieselskabernes fortsatte interesse for efterforskning i den danske undergrund – også uden for de traditionelle områder i Nordsøen.

## ÅBEN DØR TILLADELSER

I 2006 modtog Energistyrelsen tre ansøgninger om koncession i Åben Dør området. Efter Energistyrelsens vurdering af ansøgningerne, drøftelser med ansøgerne og forelæggelse af sagen for Energipolitisk udvalg gav den daværende transport- og energiminister den 12. februar 2007 alle tre ansøgere tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i de ansøgte områder, se figur 1.1.

### 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.

I Åben Dør området er der ikke hidtil gjort kommercielle fund af olie eller gas. Kravene til arbejdsprogrammet i en Åben Dør ansøgning 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 søge om koncessioner.

Koncessionskort samt invitationskrivelse til Åben Dør proceduren kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

Tilladelse 1/07 blev givet til Geo-Center-Nord GmbH med en andel på 80 pct. og Nordsøfonden med en andel på 20 pct. Tilladelsen omfatter et område i det østlige Sønderjylland og det tilstødende farvand. Geo-Center-Nord GmbH, et tysk registreret selskab, er operatør for tilladelsen. Selskabet har ikke tidligere deltaget i koncessioner på dansk område, men deltager i en tysk koncession umiddelbart syd for tilladelsesområdet.

Tilladelse 2/07 blev givet til Jordan Dansk Corporation, 80 pct., og Nordsøfonden, 20 pct. Tilladelsen omfatter et område nordvest for Vejle i Jylland. Jordan Dansk Corporation, der er operatør for tilladelsen, er et olieselskab registreret i USA. Selskabet deltog i en tilladelse til samme område i perioden 1989-1993.

Tilladelse 3/07 blev givet til DONG E&P A/S, 80 pct., og Nordsøfonden, 20 pct. DONG E&P A/S er operatør for tilladelsen, som omfatter et område i Nordvestjylland.

Den 31. august 2007 ansøgte Danica Resources ApS, et nyetableret dansk selskab, om tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter i et område i den vestlige del af Østersøen samt landområder på Lolland-Falster og Langeland. Sammen med Nordsøfonden, 20 pct., fik Danica Resources ApS, 80 pct., tilladelse til området den 31. marts 2008. Danica Resources ApS er operatør for tilladelsen 1/08.

## EFTERFORSKNINGSPOTENTIALET I ÅBEN DØR OMRÅDET

Alle hidtidige kommercielle fund af olie og gas i Danmark er gjort i eller tæt ved Central Graven vest for Åben Dør området i Nordsøen. Kulbrinterne er fundet på store dybder i geologiske lag bestående af kalk eller sandsten. Området er efterforskningsmæssigt modent, idet der er et stort datagrundlag i form af oplysninger fra borer, seismik og produktion.

Der er efterforsket mindre i Åben Dør området, og derfor er der her større usikkerhed omkring tilstedeværelsen af kilde- og reservoirbjergarter, se boks 1.1.

Et tværsnit gennem den danske undergrund fra Central Graven op gennem det Danske Bassin til Skagerrak - Kattegat er vist på figur 1.3b. Af figuren ses, at de kendte olie-dannende bjergarter fra Øvre Jura ligger dybt i Central Graven mod vest.

Da Øvre Jura lagene i den østlige del af tværsnittet (Åben Dør området) ikke er begravet så dybt betyder dette, at lagene her ikke har været udsat for tilstrækkelige tryk- og temperaturforhold til dannelse af kulbrinter.

Olie og gas i Åben Dør området skal derfor være dannet i ældre lag end dem, der har dannet olien, som er fundet i Central Graven.

Det har vist sig vanskeligt at finde lokaliteter med den rette kombination af kildebjergart, reservoirbjergart, migration og segl i Åben Dør området. Nye data og en bedre forståelse af eksisterende data kan være nøglen til fund af olie- og gasfelter i området. Nye teknikker til tolkning af data om undergrunden kan endvidere medvirke til en bedre forståelse af kulbrintesystemerne og til at udpege nye efterforskningsmål. Desuden kan ideer og erfaringer fra andre dele af verden bidrage til en succesfuld efterforskning i Åben Dør området.

### boks 1.1

En **kildebjergart** er en bjergart, der indeholder så meget organisk materiale, at det under de rette temperatur- og trykforhold kan omdannes til kulbrinter dvs. olie og gas.

En **reservoirbjergart** er en porøs bjergart, som kan indeholde vand, olie eller gas i hulrummene mellem mineralkornene, dvs. i porerne.

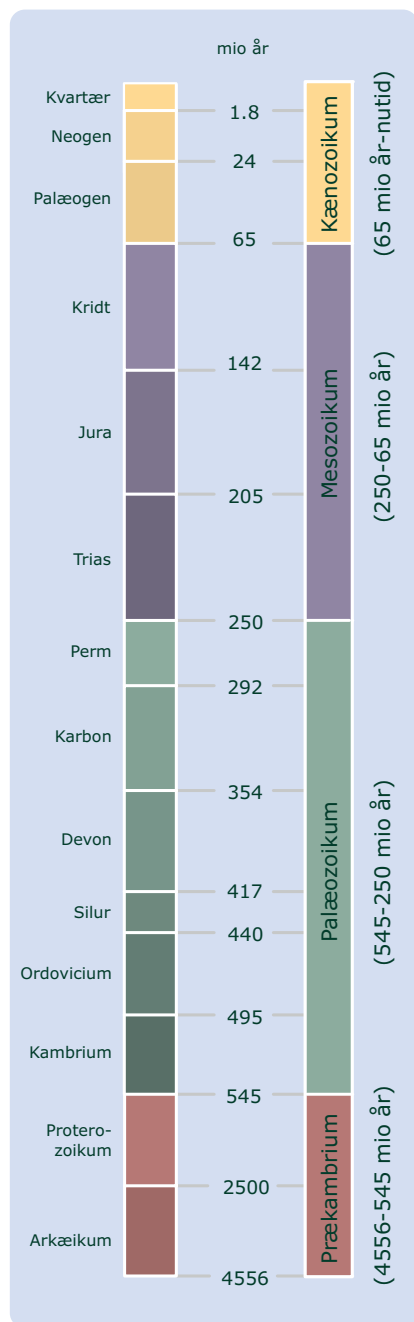
Når kulbrinter er dannet i en kildebjergart, vil en naturlig strømning begynde – **migration**. Dette skyldes, at olie og gas er lettere end det vand, der i øvrigt befinder sig i porerne. Olie og gas søger derfor opad. Strømningen kan foregå i porer, i sprækker og langs forkastninger i de forskellige lag i undergrunden.

Hvis kulbrinterne når en reservoirbjergart med et **segl**, kan olien og gassen samles under seglet. Et segl kan være et overliggende tæt lag som f.eks. salt eller skifer, som olien og gassen ikke kan passere igennem.

### Mulige kildebjergarter

Den største usikkerhed ved efterforskning i Åben Dør området er knyttet til kildebjergarterne.

fig. 1.2 Geologisk tidsskema



For at det organiske materiale i kildebjergarterne omdannes til kulbrinter, skal materialet være udsat for de rette temperatur- og trykforhold. Det betyder, at bjergarten skal være begravet i en bestemt dybde. Hvis kildebjergarten ikke har været begravet dybt nok, kaldes den umoden. Hvis den derimod har været begravet for dybt, er den overmoden. Hvis bjergarten er overmoden, kan der ikke længere dannes kulbrinter. Den mængde af olie og gas, der måske var dannet i bjergarten, er sandsynligvis sivet op mod overfladen i de millioner af år, der er gået siden dannelsen.

På grund af den mindre begravelsesdybde af bjergarterne i Åben Dør området er der tvivl om, hvorvidt der er dannet olie og gas i tilstrækkelige mængder. Som eksempler på potentielle kildebjergarter kan nævnes lerbjergarter med kullag fra Karbon perioden eller skifer med et højt organisk indhold fra perioderne Kambrium og Ordovicium, se figur 1.2.

Datagrundlaget for udbredelsen af kildebjergarterne er mangelfulde i store dele af Åben Dør området. Der er stadig brug for en mere intensiveret efterforskning for at kunne tolke den geologiske dannelseshistorie af kulbrinterne og deres efterfølgende migration fra kildebjergarterne til reservoirerne.

#### Mulige reservoirer

I det meste af Danmark findes et eller flere porøse sandstenslag, der ville kunne indeholde olie- eller gasforekomster under de rette omstændigheder.

I det Danske Bassin, er de vigtigste reservoirer sandsten fra Trias og Jura perioderne, se figur 1.2 og 1.3a. I Trias og tidlig Jura var store dele af Danmark og Nordsøen fastland. I den øverste (yngste) del af Trias begyndte havniveauet at stige. Denne stigning fortsatte op i Jura, og havet dækkede da det meste af Danmark. Nogle af de vigtigste reservoirer fra denne periode blev dannet af sand, som blev afsat i kystzonen eller i floder i de områder, hvor der stadig var landområder.

Sandsten fra Trias og Jura perioderne har gode reservoirmuligheder, da de har en relativ høj porøsitet på op til 30 pct. og tykkelser på op til 100 meter.

Også bjergarter af kalk fra den øvre del af Perm perioden kan fungere som reservoirer. Porøsiteten i bjergarten er her op til 15 pct. I det Nordtyske Bassin og Danske Bassin er der mulighed for at disse kalkbjergarter kan fungere som reservoirer, se figur 1.3a.

## ÆNDRINGER AF TILLADELSER

### Godkendte overdragelser

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

DONG Energy overtog i 2007 selskabet ConocoPhillips Petroleum International Corporation Denmark som et datterselskab af DONG Energy. Dermed overtog DONG også ConocoPhillips's andele og operatørskaber i tilladelse 4/98, 5/98 og 1/06. Datterselskabets navn blev med virkning fra den 21. maj 2007 ændret til DONG Central Graben E&P Ltd. Energistyrelsen godkendte efterfølgende overdragelsen af DONG Central Graben Ltd.'s 30 pct. andel i tilladelse 5/98 og 24 pct. andel i tilladelse 1/06 og overdragelsen af operatørskaberne i de to tilladelser til DONG E&P A/S med virkning fra den 1. juli 2007.



fig. 1.3a Det danske område. Åben Dør området er øst for 6°15' østlig længde.

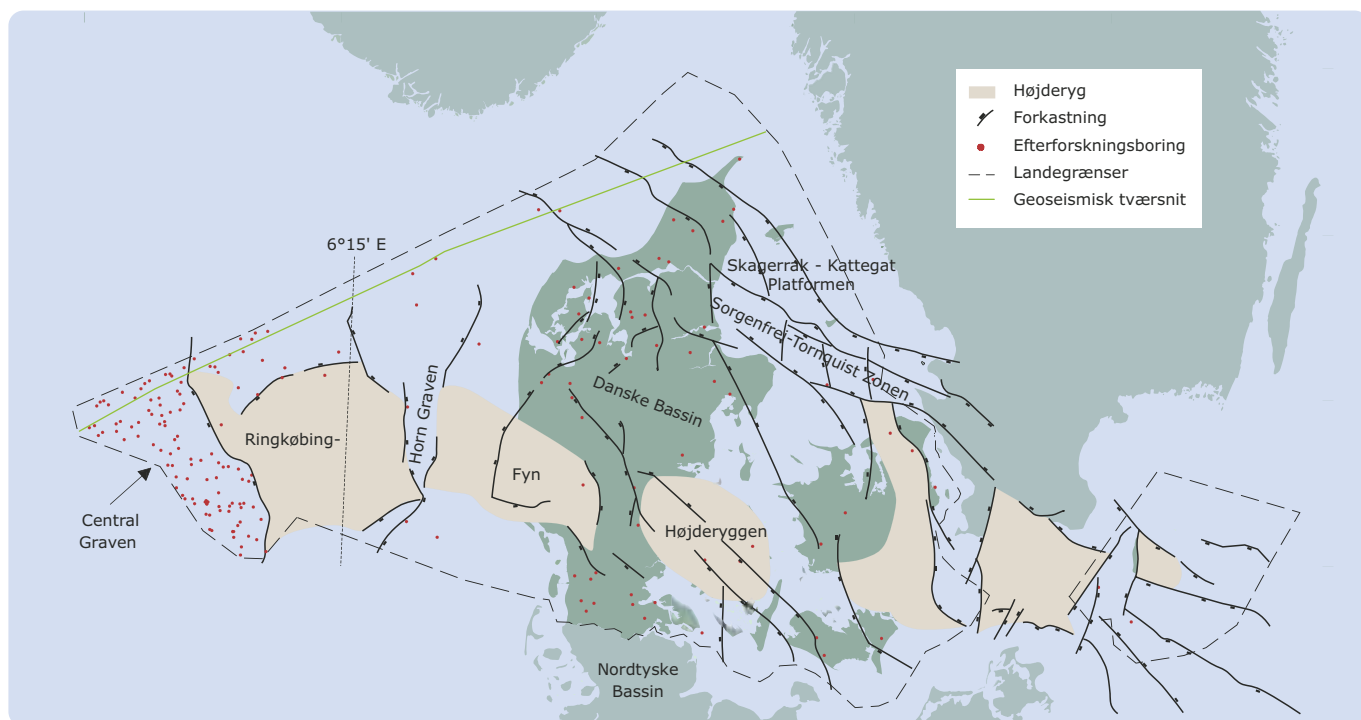


fig. 1.3b Geoseismisk tværsnit af det danske område

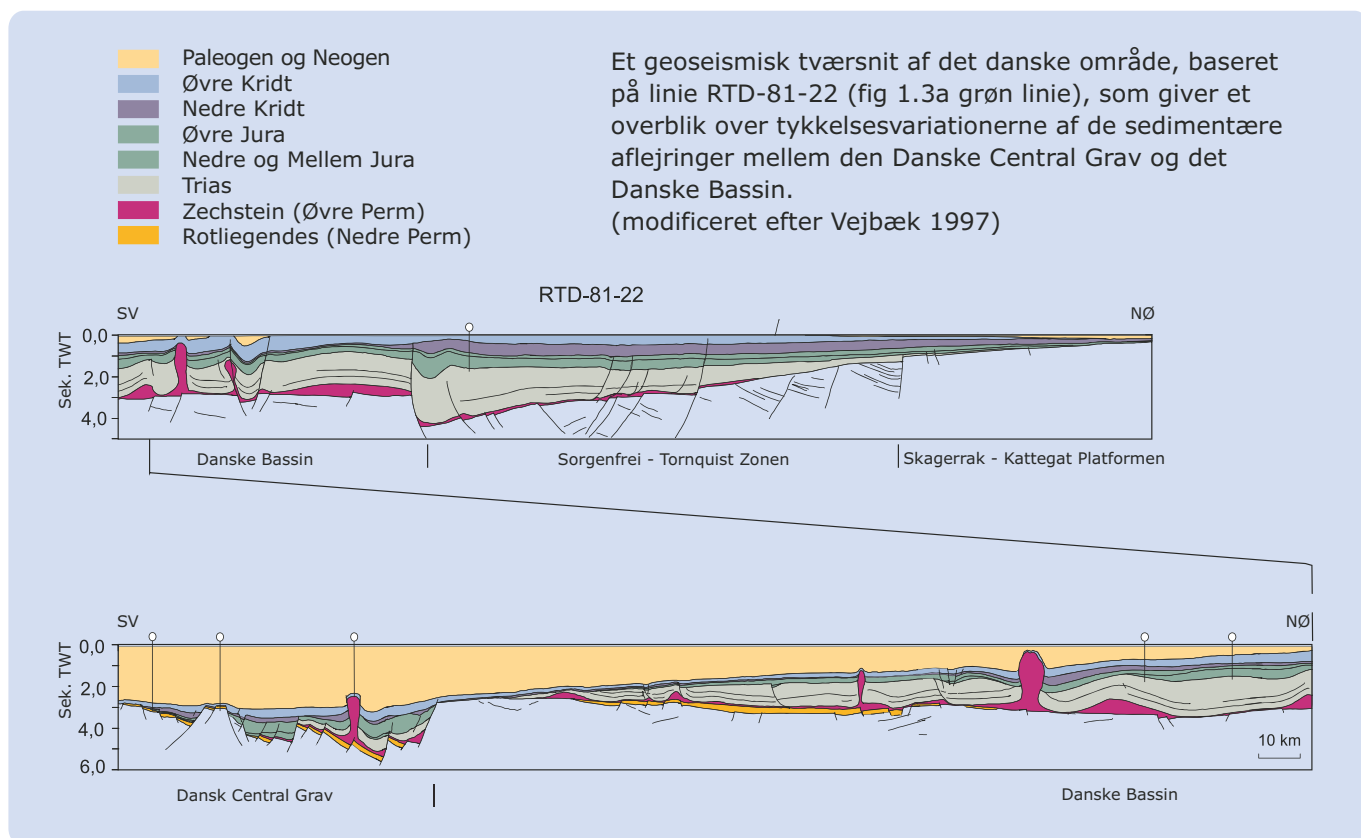
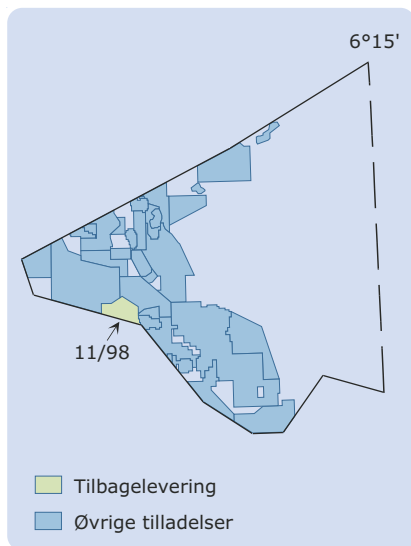


fig. 1.4 Tilbageleveringer vest for 6°15' østlig længde



#### Vilkår for tilladelser

Tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter (koncessioner) gælder som udgangspunkt for en periode af 6 år. Hver tilladelse indeholder et arbejdsprogram, som nærmere beskriver den efterforskning 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 2 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 en 6-års periode enten skal tilbagelevere tilladelsen eller forpligte sig til at udføre f.eks. en efterforskningsboring.

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.

De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) formidler alle frigivne oplysninger fra boringer, seismiske undersøgelser m.v. indhentet i forbindelse med efterforsknings- og indvindingsaktiviteter.

I tilladelse 1/05 har Energistyrelsen godkendt overdragelse af weXco ApS's 40 pct. andel til Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG), det polske statsolieselskab. PGNiG har samtidig overtaget operatørskabet i tilladelsen. Ændringerne har virkning fra den 13. december 2007.

Øvrige ændringer af andele mm. er omtalt i forbindelse med koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

#### Ophørte tilladelser og areal-tilbageleveringer

I 2007 ophørte to tilladelser i Åben Dør området samt en tilladelse i den vestlige del af det danske område. De tilbageleverede tilladelser 11/98, 1/02 og 1/03 fremgår af figur 1.1 og 1.4.

Tilladelse 11/98 i den vestlige del af det danske område udløb den 11. januar 2007. DONG E&P A/S var operatør for tilladelsen og udførte to efterforskningsboringer, Hanne-1 i 2003 og Robin-1 i 2006.

Åben Dør tilladelsen 1/02, med Tethys Oil Denmark AB som operatør, ophørte den 22. maj 2007 og indeholdt et landområde i den nordøstlige del af Sjælland. I 2006 blev efterforskningsboringen Karlebo-1 udført.

Åben Dør tilladelsen 1/03, med Tethys Oil Denmark AB som operatør, ophørte den 22. maj 2007. Tilladelsen indeholdt et landområde i Nordsjælland samt et landområde i Østjylland med et tilstødende farvandsområde i Kattegat.

fig. 1.5 Årlig seismik

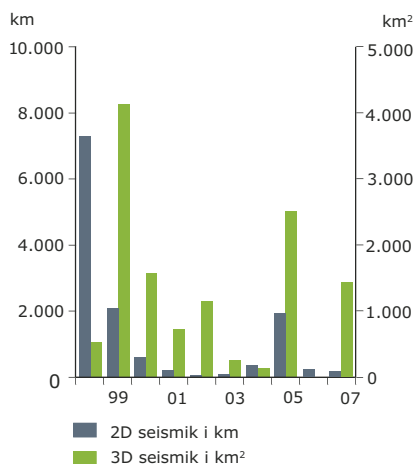


fig. 1.6 Seismisk undersøgelse øst for 6°15' østlig længde



### Nordsøenheden og Nordsøfonden

Nordsøenheden er en statslig enhed, der administrerer Nordsøfonden. Denne er en selvstændig fond, som skal afholde de udgifter og modtage de indtægter, der er forbundet med statsdeltagelsen i tilladelser. Nordsøenheden og Nordsøfonden blev oprettet ved lov i 2005.

Nordsøfonden varetager statsens deltagelse på 20 pct. i alle tilladelser fra og med 2005 - både Åben Dør tilladelser og tilladelser i forbindelse med udbudsrunder. Fra den 9. juli 2012 vil fonden desuden skulle varetage statsens andel på 20 pct. i DUC, Dansk Undergrunds Consortium.

I tilladelse 4/95 er arealet af Nini feltet blevet indskrænket. DONG E&P A/S er operatør for feltet. Den nye feltafgrænsning er gældende fra den 29. januar 2008 og kan ses på figur 2.1 i afsnittet *Udbygning og produktion*.

### Godkendte forlængelser

Energistyrelsen har i 2007 meddelt forlængelse af efterforskningsperioden for to tilladelser, begge i den vestlige del af det danske område. Det er en forudsætning for forlængelserne, at rettighedshaverne har forpligtet sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejder i de pågældende områder.

Efterforskningsperioden for tilladelse 6/95 med DONG E&P A/S som operatør er forlænget til den 15. maj 2008.

Efterforskningsperioden for tilladelse 9/95 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør er forlænget til den 1. januar 2009.

Koncessionsoversigten på Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk), opdateres løbende og indeholder beskrivelser af alle ændringer i form af forlængelser, overdragelser af andele og arealtilbageleveringer.

Endvidere henvises til bilag F1 og F2 for et overblik over det danske koncessionsområde.

### FORUNDERSØGELSER

Aktivitetsniveauet og placeringen af de seismiske forundersøgelser i 2007 er vist på figur 1.5, 1.6 og 1.7.

Niveauet for indsamling af seismik i 2007 var højere end i 2006. Wintershall og PGS Petrophysical har indsamlet 1.433 km<sup>2</sup> 3D seismik i Wintershalls 4/06 tilladelse og tilstødende områder i Central Graven, se figur 1.7.

TGS-NOPEC udførte en 2D seismisk undersøgelse i Nordsøen. Hovedparten af undersøgelsen foregik på norsk og engelsk område, men flere linjer blev forlænget ind på dansk område og udgjorde her i alt 126 km, se figur 1.7.

DONG VE A/S benyttede GEOFIZYKA Krakow Sp. Zo.o. som indsamlingsentreprenør til at foretage en 2D seismisk undersøgelse på 39,4 km med henblik på efterforskning af mulighederne for indvinding af geotermisk energi på Als, se figur 1.6.



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

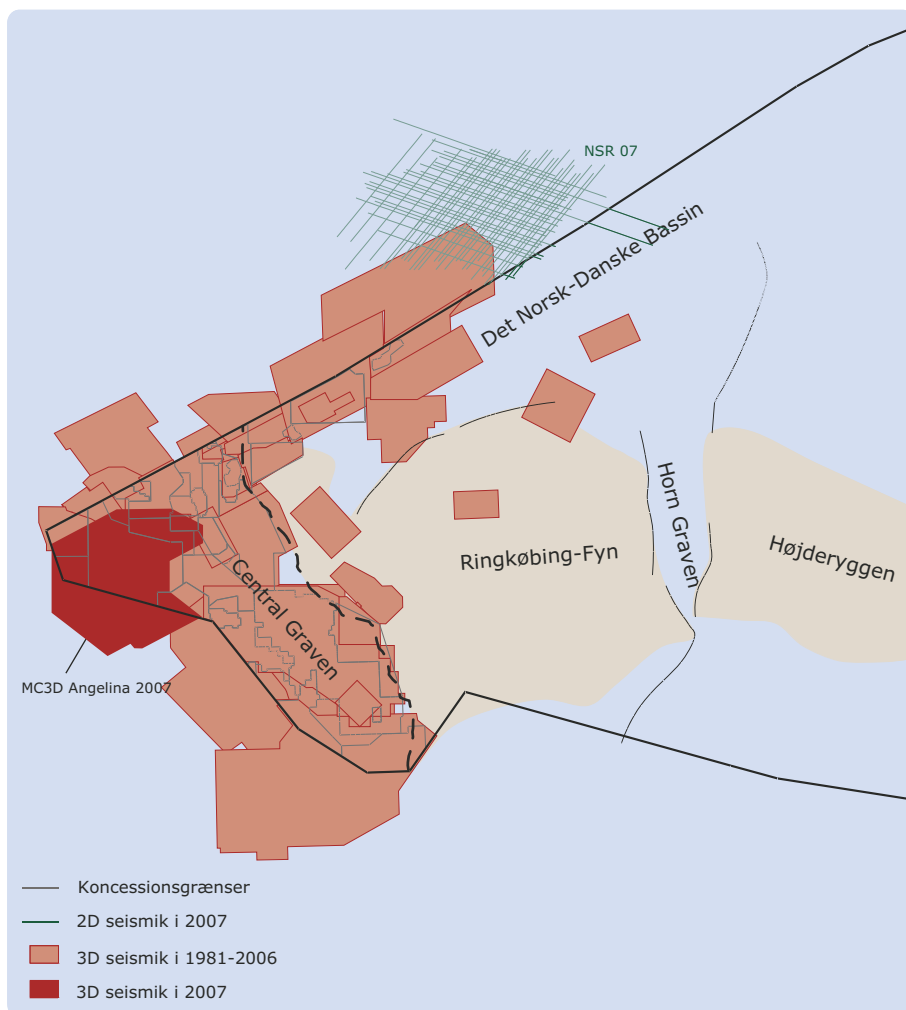
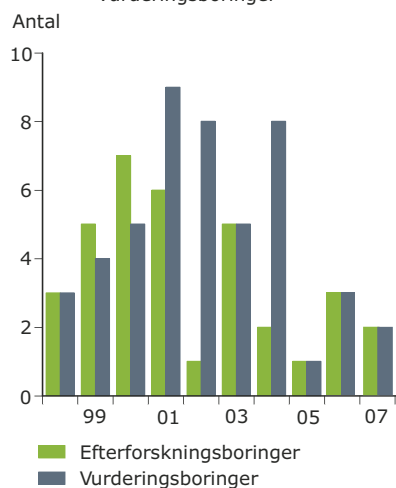


fig. 1.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer



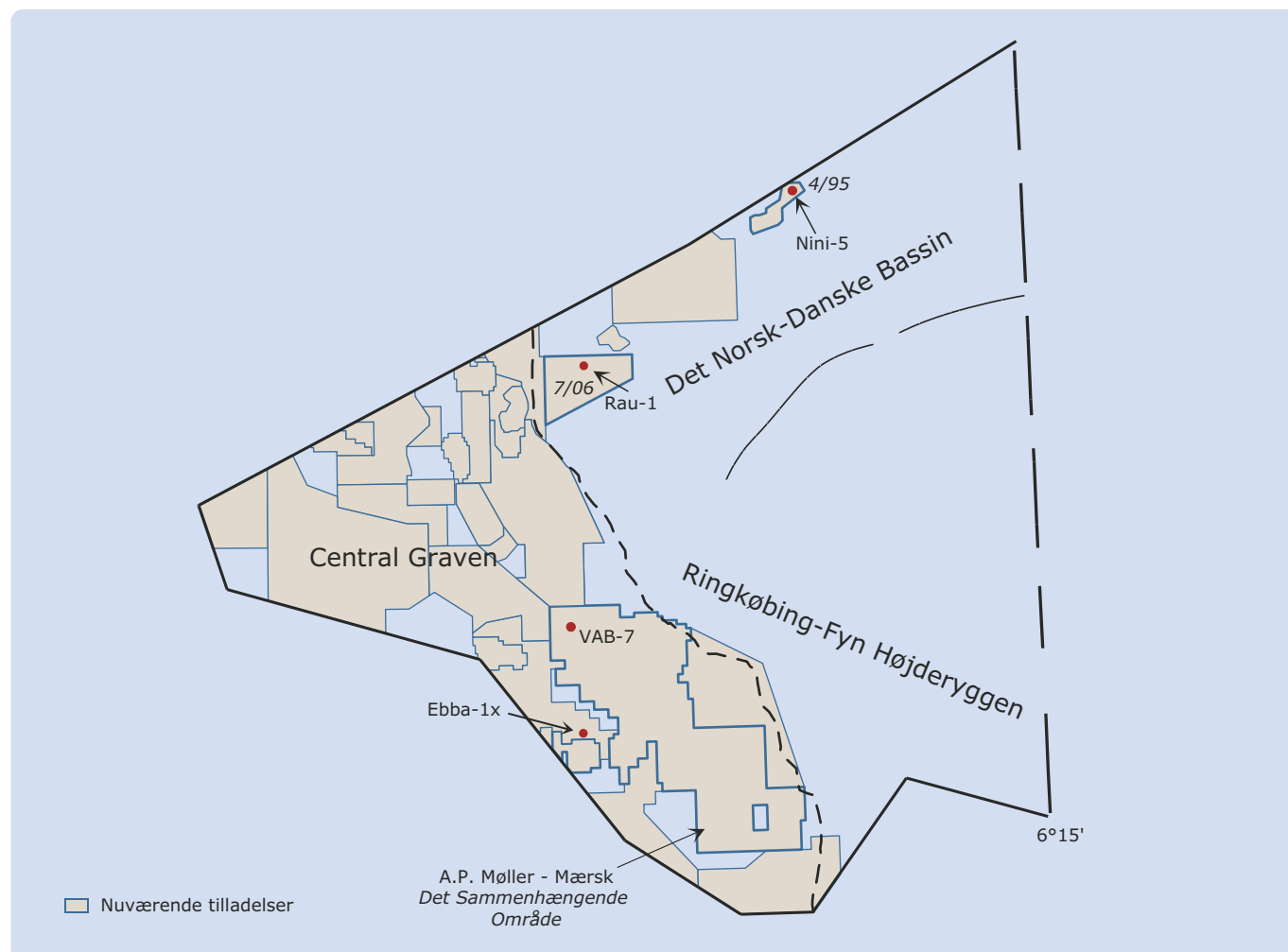
I Flensborg Fjord og den vestlige del af Østersøen gennemførte universitetet i Kiel en 2D seismisk undersøgelse. Undersøgelsen blev foretaget i videnskabeligt øjemed og er ikke af samme kvalitet som normal "olie-seismik", men de seismiske data kan være til nytte i forbindelse med olieefterforskning.

Endvidere har DONG E&P A/S indsamlet ni havbundskerner til geokemiske undersøgelser fra Limfjordsområdet i det nordlige Jylland i tilladelse 3/07. Foreløbige undersøgelser har vist spor af råolie, som siver op fra undergrunden. Nu vil selskabet tolke data, før eventuelle yderligere forundersøgelser i form af seismik vil blive sat i gang.

**BORINGER**

Der blev i 2007 udført to efterforskningsboringer og to vurderingsboringer, se figur 1.8. Placeringen af de nedenfor omtalte boringer fremgår af figur 1.9. Vurderingsboringerne på felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag B. Antallet af boringer i 2007 er lavere end i 2006. Det skyldes især, at det har været vanskeligt at skaffe boreplatforme, og det har medført forsinkelser og udskydelser af planlagte boringer. Energistyrelsen forventer en højere efterforskningsaktivitet i 2008 med udførelse af mindst seks efterforsknings- og vurderingsboringer.

fig. 1.9 Efterforsknings- og vurderingsboringer i 2007 vest for 6°15' østlig længde



På Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk), findes en oversigt over samtlige danske efterforsknings- og vurderingsboringer.

### Efterforskningsboringer

#### Rau-1 (5604/23-01)

Altinex stod som operatør for selskaberne i tilladelse 7/06 for efterforskningsboringen Rau-1 (5604/23-01) øst for Central Graven i Nordsøen, se figur 1.9. Rau-1 var den første efterforskningsboring i 6. runde tilladelserne.

Borearbejdet blev påbegyndt den 4. april og afsluttet den 17. maj 2007. Rau-1 boringen blev boret som en lodret boring og sluttede i kalklag af Paleocæn (Danien) alder i 2.504 meters dybde under havniveau. Boringen fandt olie bærende sandstenslag af Paleocæn alder. Der blev foretaget tre sideboringer for at undersøge forekomstens udbredelse, og i en af sideboringerne blev der udtaget kerneprøver. Der blev desuden indhentet oplysninger om reservoires produktions egenskaber, men ikke foretaget en egentlig prøveproduktion.



### Seismiske undersøgelser

Seismiske undersøgelser udføres ved at sende trykbølger ned i undergrunden. Når trykbølgen møder forskellige geologiske lag, vil en del af trykbølgen blive reflekteret tilbage til overfladen. På overfladen er der placeret geofoner, som opsamler signalets reflektionstid. Ved at analysere de reflekterede trykbølger opnås et billede af geologien i undergrunden.

Ved indsamling af seismiske data på havet bliver trykbølgen udsendt fra en trykkanon på skibet ned mod undergrunden. Efter skibet trækkes lange kabler med hydrofoner, som opsamler data.

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

Næsten hele 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 selskaberne optimere indvindingen.

Ved gennemførelse af seismiske undersøgelser på havet skal der træffes passende foranstaltninger for at tage hensyn til blandt andet havpattedyr som f.eks. marsvin; se afsnittet *Miljø og klima*. Energistyrelsen skal godkende undersøgelsesprogrammerne.

Oliefundet ligger i samme geologiske område – ”Siri kanalen” – som Cecilie, Siri og Nini felterne. Fundet bliver nu vurderet nærmere af rettighedshaveren for at fastslå, om der er grundlag for en udbygning af forekomsten.

#### *Ebba-1X (5504/15-10)*

Mærsk Olie og Gas AS påbegyndte boringen af Ebba-1X den 17. december 2007 som operatør for selskaberne i tilladelse 8/06 beliggende ca. fem kilometer nord for Dagmar feltet i Central Graven i Nordsøen.

Ebba-1X blev boret som en lodret boring og sluttede i kalklag af Øvre Kridt alder i 2.933 meters dybde under havniveau. Der blev ikke gjort fund af kulbrinter.

#### **Vurderingsboringer**

##### *Nini-5 (5605/10-08)*

DONG E&P A/S udførte som operatør for selskaberne i tilladelse 4/95 vurderingsboringen Nini-5 (5605/10-08). Boringen, som blev påbegyndt den 25. maj 2007, var placeret i den nordøstlige del af Nini feltet øst for Central Graven i Nordsøen, se figur 1.9.

Nini-5 boringen blev boret som en lodret boring og sluttede i en dybde af 1.793 meter under havniveau i kalklag af Paleocæn (Danien) alder. Boringen fandt olie og mindre mængder af gas i paleocæne sandstenslag i den østlige del af Nini feltet. Der blev end-

### **Boringer**

Boringer i undergrunden kan generelt opdeles i efterforsknings- og vurderingsboringer samt indvindingsboringer. Efterforsknings- og vurderingsboringer udføres for at undersøge om en kortlagt struktur indeholder olie og gas og for i givet fald at afgøre, hvor stor forekomsten er.

Indvindingsboringer omfatter både produktionsboringer og injektionsboringer. Produktionsboringerne fører olie, gas og vand til overfladen, mens der i injektionsboringerne sendes vand eller gas ned i reservoirerne for at presse olie hen mod produktionsboringerne og derved øge indvindingen.

videre udtaget kerneprøver og udført to sideboringer for at undersøge forekomstens udbredelse med positivt resultat til følge.

#### *VAB-7 (5504/07-14)*

Videreudbygningen af Valdemar feltet omfattede i 2007 blandt andet udførelse af boringen VAB-7 i Nord Jens området, se figur 1.9. Udover produktionsformålet indeholdt boringen et væsentligt vurderingselement, idet brønden som den første anbragte den nordvestlige flanke. Området har en kompleks geologi med forkastninger og stejle dykkende flanker. Den geologiske model forudsagde et muligt ekstra potentiale i området, hvorfor brønden blev planlagt med to brøndsektioner for at få geologisk kontrol med reservoirlagene. Det mulige potentiale kunne ikke eftervises, og boringen blev færdiggjort som en vandret produktionsbrønd i oliereservoaret i Nedre Kridt.

## **ANDEN ANVENDELSE AF UNDERGRUNDEN**

### **Deponering af CO<sub>2</sub>**

Energistyrelsen har den 1. februar 2008 givet både DONG Energy A/S og Vattenfall A/S tilladelse til at foretage geofysiske forundersøgelser i Danmark med henblik på at kortlægge visse områder og undersøge egnetheden af disse til deponering af CO<sub>2</sub> i undergrunden. Deponering af CO<sub>2</sub> i undergrunden kaldes også for CCS (Carbon Capture and Storage).

### **Geotermi**

Energistyrelsen modtog den 21. februar 2007 en ansøgning fra DONG VE A/S og Sønderborg Fjernvarme A.m.b.a. om en tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi i Sønderborg-området. Den 11. oktober 2007 gav Transport- og Energiministeren DONG VE A/S (50 pct.) og Sønderborg Fjernvarme A.m.b.a. (50 pct.) tilladelse til projektet.

Den 12. juni 2007 modtog Energistyrelsen en ansøgning fra Dansk Geotermi ApS om tilladelse til efterforskning og indvinding af geotermisk energi i en række gamle efterforskningsboringer i Jylland. Klima- og Energiministeren har pr. 6. maj 2008 givet Dansk Geotermi tilladelse.

Yderligere information om deponering af CO<sub>2</sub> og geotermi kan findes i afsnittet *Udbygning og produktion* og på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

## 2 UDBYGNING OG PRODUKTION

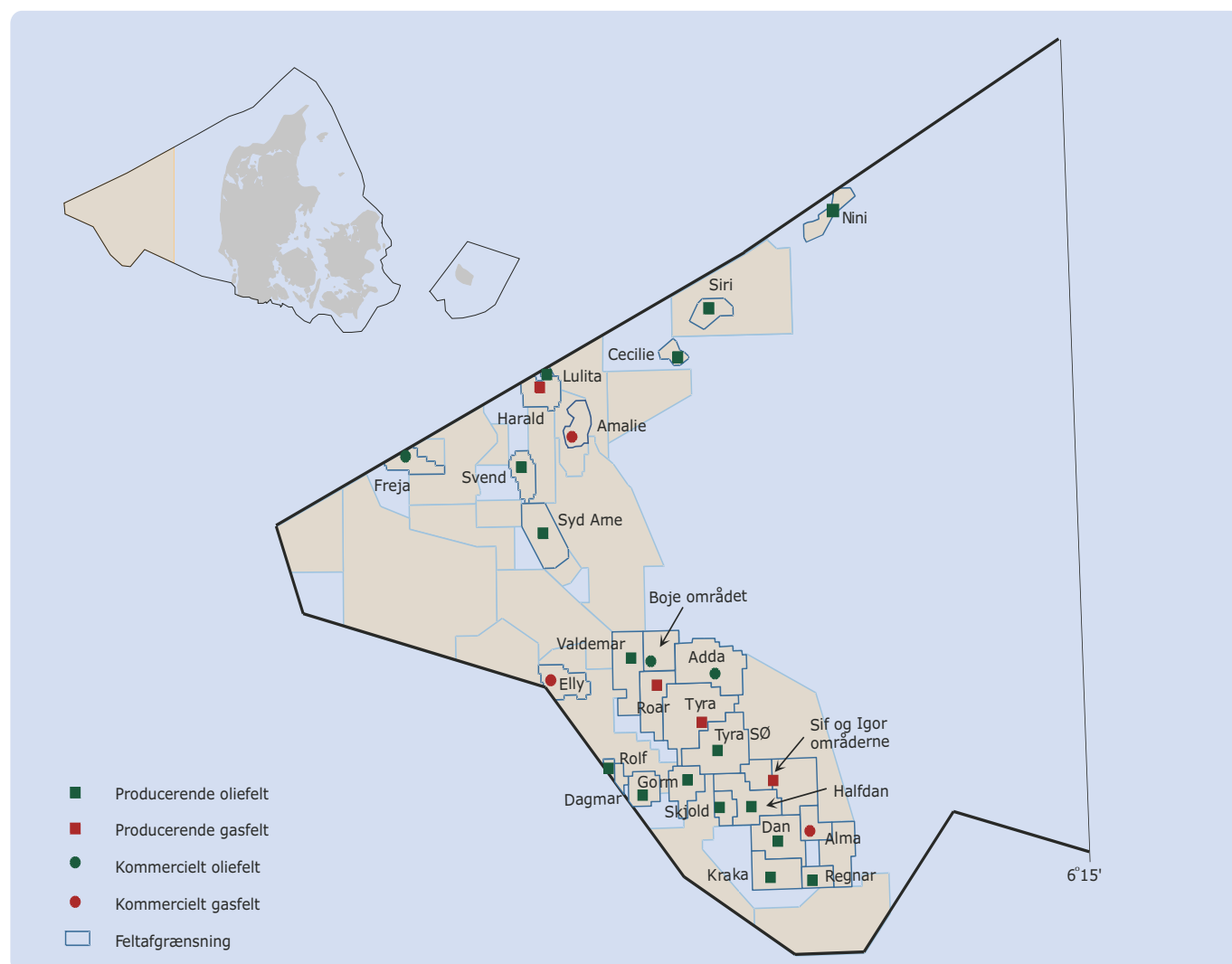
Der var i 2007 fortsat stor interesse for at øge indvindingen af olie og gas fra den danske del af Nordsøen. Det skyldes især den stabile høje oliepris på verdensmarkedet. De gunstige økonomiske forhold giver mulighed for udvikling af mindre felter. Der er således fortsat fokus på mulige udbygningsaktiviteter og forlængelse af platformenes levetid samt optimering af produktionen.

### PRODUKTIONEN I 2007

Produktionen af olie og gas fra den danske undergrund startede i 1972. Placeringen af de producerende felter er vist på figur 2.1. Det ses af figuren, at al produktion er foregået offshore i den danske del af Nordsøen.

Der er i alt 19 producerende felter på dansk område. Samlet er der tre operatører i Danmark, der producerer olie eller gas, Mærsk Olie og Gas AS, DONG E&P A/S og Hess Denmark ApS. På hvert felt har operatøren ansvaret for driften i samarbejde med en række partnere. I alt 10 selskaber har interesser i de 19 felter. Det er selskabet Shell, som med 40,4 pct. har den største andel af den samlede danske olieproduktion. De enkelte selskabers del af olieproduktionen er vist på figur 2.2.

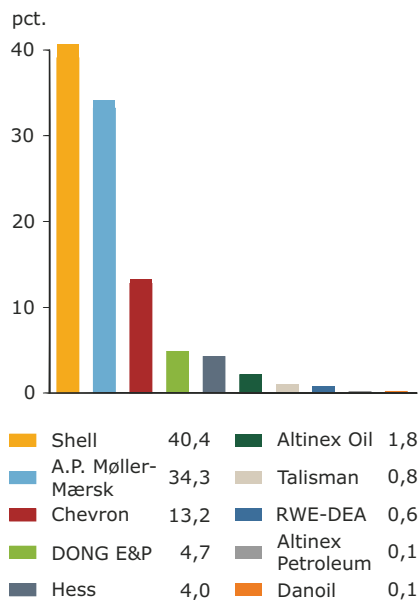
fig. 2.1 Danske olie- og gasfelter







**fig. 2.2** Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



I 2007 blev der samlet produceret 18,1 mio. m<sup>3</sup> olie. Dette er et fald på 8,5 pct. i forhold til sidste år og et fald på ca. 20 pct. i forhold til 2004, hvor olieproduktionen toppede med 22,6 mio. m<sup>3</sup>. Det historiske forløb af den danske olieproduktion med produktionsstart i 1972 er vist i figur 2.3.

Faldet i produktionen i de seneste år skyldes, at størstedelen af de producerende felter er ældre felter, som har passeret perioden med den forventede maksimale produktion med den anvendte teknologi.

På figur 2.4 er det historiske forløb af den samlede danske olieproduktion sammenlignet med produktionen fra Danmarks ældste felt, Dan feltet. Figuren viser en fælles tendens for Dan feltet og den samlede produktion fra alle felterne. Det ses, at produktionen er steget i de første 30 år i takt med udviklingen i teknologi. I den samlede produktion er også nye felter kommet til og har bidraget til produktionen.

De seneste års fald i produktionen kan reduceres ved en fortsat udbygning af felterne, udvikling af ny teknologi til at forbedre mulighederne for produktionen samt nye fund.

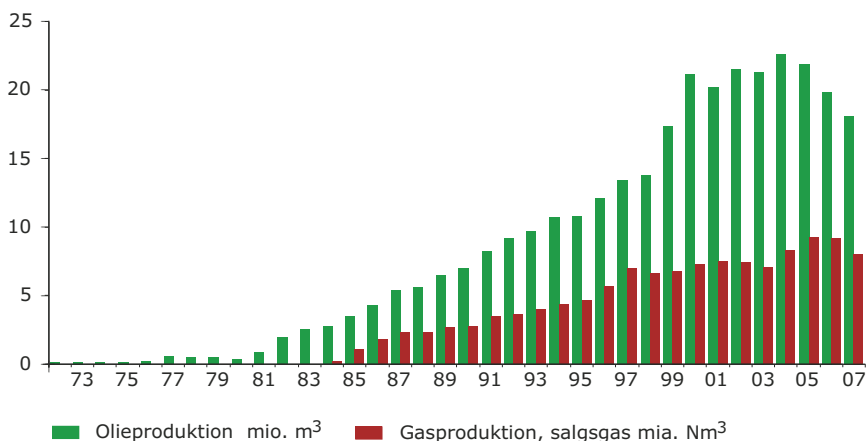
For 30 år siden var det kun muligt at producere 10-15 pct. af olien fra felterne. Med den nuværende teknologi forventes det, at den endelige indvinding af olie fra visse felter kan nå op på ca. 35 pct.

I 2007 bidrog i alt 383 brønde til indvindingen i den danske del af Nordsøen. Fordelingen mellem de forskellige typer af indvindingsbrønde er ikke meget anderledes i 2007 end året før. Der var således 195 olieproduktionsbrønde, 63 var gasproduktionsbrønde, mens 106 brønde blev anvendt til vandinjektion og 19 brønde blev anvendt til gasinjektion. Tallene kan afvige fra antallet af brønde angivet i bilag B. Det skyldes, at enkelte brønde i løbet af et år f.eks. kan have fungeret som både injektionsbrønd og produktionsbrønd.

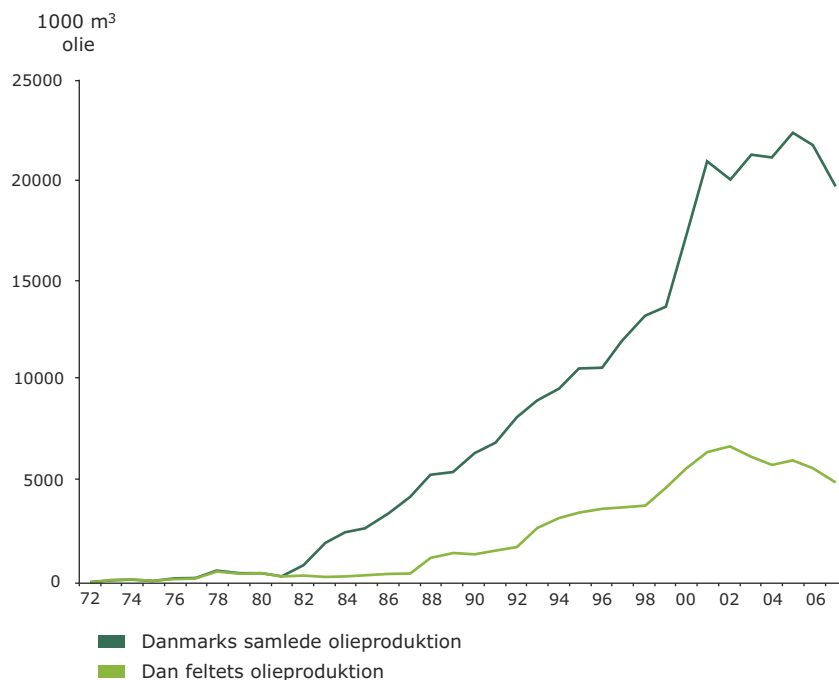
Figur 2.5 viser de eksisterende produktionsanlæg i den danske del af Nordsøen ved indgangen til 2008.

I 2007 var gasproduktion på 10,0 mia. Nm<sup>3</sup>. Mængden af salgsgas udgjorde 8,0 mia. Nm<sup>3</sup>, hvilket er en nedgang på ca. 13 pct. i forhold til de to foregående rekordår. Nedgangen i salgsgas skyldes et lavere salg til DONG Naturgas A/S.

**fig. 2.3** Produktion af olie og gas



**fig. 2.4** Danmarks samlede olieproduktion sammenholdt med Dan feltets olieproduktion



Den del af den producerede gas, som ikke sælges, injiceres i stedet i udvalgte felter, primært i Tyra feltet, der fungerer som en svingproducent. Det betyder, at gas injiceres i Tyra feltet om sommeren, hvor forbruget er lavt med henblik på senere produktion. Derudover anvendes gassen blandt andet som løftegas til forbedring af indvindingen af olie.

En del af den producerede gas bruges som brændstof på platformene, og en mindre del af gassen afbrændes (flaring) af tekniske og sikkerhedsmæssige årsager. Det historiske forløb for salgsgas er vist på figur 2.3.

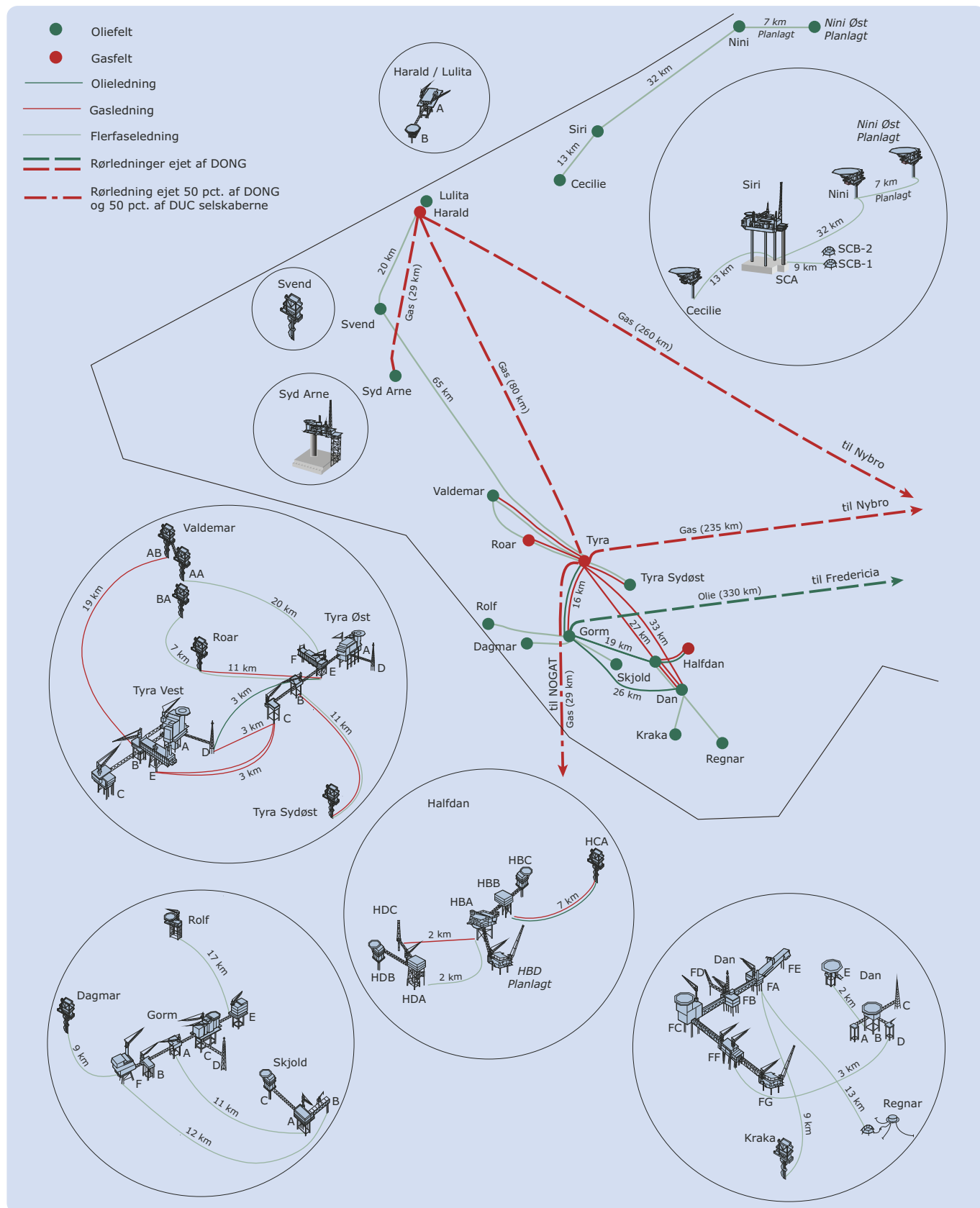
#### **Reallokering – ændring af olieproduktionen tilbage i tiden**


For de danske felter finder den mest nøjagtige måling af olieproduktionen sted, når olien lastes på tankskib. For felterne, som er tilsluttet olierøret til land, foretages den fiskale måling i Fredericia, mens den fiskale måling af produktionen på Siri og Syd Arne, som ikke er tilsluttet olierøret, finder sted ved bøjelastningen af olien. Det er denne såkaldte fiskale måling, som er grundlaget for afregning og beskatning af oliemængden. Efter indgåelse af Nordsøaftalen i 2003 har reallokering ingen betydning for beskatningen.

På grundlag af mindre nøjagtige målinger på felterne foretages der en fordeling (allokering) af den fiskale mængde på de enkelte felter og brønde, blandt andet til brug for vurdering af felterne og behov for yderligere produktions- og udbygningsmæssige tiltag.

Når der foretages en såkaldt reallokering, fordeles produktionen mellem felterne anderledes for en periode tilbage i tiden. Behovet for reallokering kan for eksempel opstå, hvis det konstateres, at en måler på et af felterne har været ude af kalibrering.

fig. 2.5 Produktionsanlæg i Nordsøen 2007





Gasinjektionen steg i 2007 på grund af det lavere salg af naturgas. I 2007 blev der injiceret 1,1 mia. Nm<sup>3</sup>, hvor der til sammenligning blev injiceret 0,8 mia. Nm<sup>3</sup> i 2006. Anvendelsen af gas offshore er beskrevet i afsnittet *Miljø og klima*.

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<sub>2</sub>-udledning.

Produktionstal for hvert år siden produktionsstarten i 1972 kan findes på Energi-styrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

### **UDBYGNINGEN I 2007**

Markedet for materiel og personale til udbygningsaktiviteter er præget af stor efterspørgsel på grund af den høje oliepris. Olieselskabernes omkostninger ved såvel efterforskning som udbygning er derfor høje.

I 2007 blev der udført 20 nye indvindingsboringer. Dette antal svarer til niveauet fra 2006. Disse boringer og de øvrige udbygningsaktiviteter repræsenterer en samlet investering på ca. 6,6 mia. kr., hvilket er en stigning med 1,2 mia. kr. i forhold til 2006.

I bilag B findes en detaljeret oversigt med en række faktuelle oplysninger om hvert felt samt kort.

### **Igangværende udbygning i 2007:**

#### **Halfdan feltet**

Som led i tredje fase af udbygningen af Halfdan blev der i tredje kvartal 2007 installeret en ny platform, HCA, af typen STAR (ubemandet) i Halfdan nordøst området. Desuden blev der installeret en stigrørs- og brøndhovedplatform, HBB, samt en beboelses-platform, HBC. De to sidstnævnte er broforbundet til den oprindelige brøndhovedplatform, HBA.

På Halfdan feltet blev der fra HBA platformen boret to nye olieproduktionsbrønde og en vandinjektionsbrønd i 2007. På den nye HCA platform i den nordlige del af feltet blev den tidligere borede vurderingsboring, G-3X, tilsluttet platformen som HCA-8, og endnu en gasproduktionsbrønd, HCA-5, blev udført. Sidst på året startede udførelsen af en dobbeltlateral gasbrønd, dvs. en brønd med to brøndspor i reservoiret.

#### **Valdemar feltet**

På Valdemar feltet blev Valdemar BA platformen installeret og sat i drift i 2007. To boreplatforme har arbejdet hele året på Valdemar feltet. Energy Exerter har udført to oliebrønde i Nedre Kridt på Nord Jens strukturen. Noble Byron Welliver har udført en gasbrønd i Øvre Kridt og tre oliebrønde i Nedre Kridt på Bo strukturen. Brønden til gasproduktion er på grund af boretekniske problemer blevet genboret. Brønden er færdiggjort således, at det er muligt at åbne og lukke de fire zoner ved hjælp af udstyr fra overfladen. Borearbejdet fortsætter i 2008.

Produktionsteknisk har brøndene i Nedre Kridt vist sig vanskeligere end forudset, og en kampagne med restimulering er iværksat for at øge brøndenes produktionsegenskaber.

Syd for Bo området er der kortlagt et muligt yderligere potentiale, og vurderingsboringen Bo-3X er udført primo 2008 med positivt resultat.



## ANVENDELSE AF PORØSE LAG I UNDERGRUNDEN

Hidtil har undergrunden hovedsagelig været brugt til olie- og gasindvinding. Imidlertid er der nu stigende interesse for at anvende de porøse lag i undergrunden til geotermisk energi, CO<sub>2</sub>-deponering samt naturgas- og varmelagring. Det er ofte de samme typer af lag, som kan anvendes til de forskellige formål. En prioritering af anvendelsen af de egnede lag er nødvendig, da f.eks. et CO<sub>2</sub> lager vil optage pladsen permanent.

### Geotermisk energi

Geotermisk energi stammer fra den varmeudstråling, der kommer fra jordens indre. Det betyder, at temperaturen stiger med mellem 15 og 40 °C pr. km's dybde.

Ved udnyttelsen af termisk energi borer man huller ned til porøse vandholdige lag. Herfra pumper man varmt vand op og lader det afgive varmeenergi gennem en varmeveksler eller en varmepumpe, hvorefter vandet pumpes tilbage til undergrunden.

En særlig form for geotermisk anvendelse af undergrunden er varmelagring kombineret med geotermi. Ved varmelagring udnytter man spildvarme til at varme vand op til f. eks. 200° C, hvorefter man pumper det varme vand ned i porøse lag i undergrunden. Når varmen så skal udnyttes, er processen den samme som for anden geotermisk energiindvinding.

### Lagring af naturgas

Ved Stenlille er der placeret et gaslager i porøse lag ca. 1.500 m under jordoverfladen. Om sommeren pumpes naturgas ned i strukturen, og om vinteren udnyttes naturgassen fra lageret.

Naturgassen er ikke giftig, men den er let antændelig. Det vil sige, at der er eksplosionsfare, hvis naturgas slipper ud til overfladen, og en større mængde bliver antændt. Ved naturgaslageret ved Stenlille er der derfor også lavet konkret risikovurdering og etableret et omfattende monitoringsprogram samt beredskabsplaner ved et eventuelt uheld.

### Lagring af CO<sub>2</sub>

Hvis man ønsker at deponere CO<sub>2</sub>, skal man bruge de samme typer lag som til naturgas. Metoden er den samme som for naturgaslagring.

Da CO<sub>2</sub> er tungere end atmosfærisk luft, vil CO<sub>2</sub> ved udslip kunne opsamles i lavninger, hvor koncentrationer på over 10 pct. vil medføre bevidstløshed og over 50 pct. eventuel kvælning af mennesker og dyr. Det skal derfor sikres, at CO<sub>2</sub> ikke slipper ud til overfladen selv over lange tidsrum.

## Tyra og Tyra Sydøst felterne

På Tyra feltet er der udført en tidligere planlagt gasproduktionsbrønd til udnyttelse af gassen i den sydlige flanke mellem Tyra Øst og Tyra Vest. Brønden er udført med det forventede resultat.

Fra Tyra Sydøst platformen er der i 2007 påbegyndt to gasbrønde, men arbejdet har været ramt af boretekniske problemer, som har medført at borearbejdet er suspenderet til 2008.



### Dan feltet

På Dan feltet er der arbejdet videre med to godkendte planer for A-blokkens nordøstlige flanke og Dan Vestflanke. I den nordøstlige del af feltet er der udført to brønde. De videre planer revurderes med henblik på beslutning om konvertering af en brønd til vandinjektion for at øge produktionen fra de øvrige brønde. På den sydlige del af vestflanken fortsætter udvidelsen af det eksisterende brøndmønster, dog med en reduceret brøndlængde på grund af oliezonens begrænsede udbredelse mod syd.

### Siri feltet

I 2006 godkendte Energistyrelsen en videre udbygning af Siri feltet med fire borer, hvoraf de to skulle udføres med spolerørsboring (coiled tubing drilling). Borearbejdet blev startet i 2006, men på grund af tekniske problemer blev arbejdet opgivet i begyndelsen af 2007. De resterende borearbejder er startet i slutningen af 2007 ved anvendelse af en almindelig boreplatform, Ensco 70.

### Nini feltet

I 2007 blev første fase af udbygningen af Nini Ty reservoiret gennemført ved udførelse af olieproduktionsbrønden NA-8. Brønden har bidraget til øget produktion fra Nini feltet. I løbet af 2008 skal det vurderes, om der er behov for etablering af vandinjektion eller yderligere produktionsbrønde.

### Syd Arne feltet

På Syd Arne feltets sydvest flanke blev der i 2007 udført de sidste to borer af den godkendte udbygningsplan, henholdsvis en olieproduktionsbrønd og en vandinjektionsbrønd.

Syd Arne feltet ligger ca. en kilometer dybere end de andre danske kalkfelter. Det betyder, at trykket for frakturering af kalken ligger tættere på det eksisterende poretryk i reservoiret. Strømningsmodstanden for boremudderet stiger med længden af boringen, og det er en udfordring for borearbejdet, fordi det sætter en grænse for den vandrette længde af brønden.

For første gang på dansk sokkel er borearbejdet derfor gennemført som underbalanceret boring, hvilket vil sige, at boremudderet er lettere end den hydrostatiske søjle. Ved boring i reservoiret betyder det, at der produceres olie og gas samtidig med, at der bores.

### Godkendte udbygningsplaner:

Der er godkendt to udbygningsplaner i 2007. Planerne omfatter udførelse af yderligere brønde fra eksisterende platforme ved Tyra Sydøst og Halfdan HBA. Desuden er der planer for yderligere borer på Dan Vestflanke. Tilsammen repræsenterer udbygningerne en investering på 410 mio. kr. i de kommende år.

Energistyrelsen modtog endvidere en plan for udbygning af Halfdan feltet med en ny procesplatform samt en plan for etablering af en Nini Øst satellitplatform til Nini feltet. Planen for Nini Øst feltet blev godkendt i januar 2008 og omfatter investeringer på 2,1 mia. kr. De forventede investeringer ved udbygningen af Halfdan feltet, som forventes godkendt i 2008 er ca. 5,2 mia. kr.

Oplysninger om godkendte udbygningsplaner og planer under behandling kan endvidere findes på Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).



### Dan feltet

I januar 2007 ansøgte Mærsk Olie og Gas AS om tilladelse til at udføre yderligere boreriger på Dan feltets vestlige flankeområde indenfor den gældende godkendelse. Planen vedrører udførelse af en til to nye produktionsbrønde, konvertering af en eksisterende brønd til vandinjektion samt en mulig ny vandinjektionsbrønd.

På baggrund af en ny produktionsbrønd og konvertering af en eksisterende brønd til vandinjektion forventes der produceret ca. 0,5 mio. m<sup>3</sup> olie mere. Den første af disse boreriger blev godkendt i starten af 2007.

### CO<sub>2</sub>-LAGRING

Som en del af EU's klima- og energipakken fremsatte Europa-Kommissionen den 23. januar 2008 udkast til et direktiv om geologisk lagring af CO<sub>2</sub>. Direktivet forventes vedtaget i 2009. Direktivudkastet opstiller et system for tildeling af efterforsknings- og lagringstilladelser i forbindelse med lagring af CO<sub>2</sub>. Det er fortsat op til de enkelte medlemslande at tage stilling til, hvorvidt teknologien kan anvendes, og i bekræftende fald i hvilke områder, der kan lagres CO<sub>2</sub>.

CCS teknologien (Carbon Capture and Storage) opsamler CO<sub>2</sub> udledning fra store punktkilder f.eks. kraftværker for at transportere den opsamlede CO<sub>2</sub> til et egnet deponeringssted i undergrunden.

Lagring af CO<sub>2</sub> i undergrunden skal ske på steder med egnede geologiske forhold, som formentlig findes mange steder i Danmarks undergrund på både land- og havområdet.

Lagringen kræver porøse lag, som opfylder en række geologiske forudsætninger. Disse lag skal desuden ligge så dybt, at trykket gør CO<sub>2</sub> flydende, det vil sige dybere end ca. 1.000 meter. De lag, som vil kunne anvendes til lagring af CO<sub>2</sub>, kan ofte også anvendes til andre formål f.eks. naturgaslager eller geotermiske anlæg. Et CO<sub>2</sub> lager vil være et permanent lager, og en prioritering af anvendelsen af de egnede lag er derfor nødvendig.

### Tyra Sydøst feltet


I februar 2007 fremsendte Mærsk Olie og Gas AS en ansøgning om boring af en dobbeltsporet gasbrønd som genboring af en eksisterende brønd. Produktionen fra den nye brønd er estimeret til at udgøre ca. 1,6 mia. Nm<sup>3</sup> gas og 0,24 mio. m<sup>3</sup> olie. Planen blev godkendt den 2. marts 2007.

### Nini feltet

I november 2007 ansøgte DONG E&P A/S om godkendelse af udbygning af og produktion fra det østlige område i Nini feltet.

Nini feltet er etableret som en ubemandet satellit til Siri feltet, og produktionen startede i 2003. På baggrund af resultater fra vurderingsboringer, seismisk tolkning og dybdekonvertering er der fundet grundlag for en yderligere udbygning.

Nini Øst planen omfatter etablering af en ny ubemandet platform, som svarer til den eksisterende Nini platform med plads til ti brønde. Planen indeholder desuden etablering af rørledninger til flerfaseflow, løftegas og injektionsvand mellem Nini plat-



formen og den nye Nini Øst platform. Endvidere skal den eksisterende Nini platform modificeres til at kunne varetage funktionen som transportknudepunkt.

Udbygningen er opdelt i to faser og omfatter i alt fem brønde. Den første fase omfatter udførelsen af to vandrette produktionsboringer og én vandinjektionsbrønd. Den anden fase kan indeholde én yderligere produktionsbrønd og/eller én vandinjektionsbrønd.

Den samlede øgede produktion forventes at blive 2,7 mio. m<sup>3</sup> olie. Planen blev godkendt den 29. januar 2008.

#### **Halfdan feltet**

I juli 2007 fremsendte Mærsk Olie og Gas AS en ansøgning om fjerde fases udbygning af Halfdan feltet. Planen forventes godkendt i 2008.

Produktionen fra Halfdan startede i 1999, og siden har feltet gennemgået en løbende, faseopdelt udbygning med fortsat positive resultater.

Planen omfatter en videre udbygning mod nordøst ved at fortsætte det eksisterende brøndmønster af parallelle olieproduktionsbrønde og vandinjektionsbrønde.

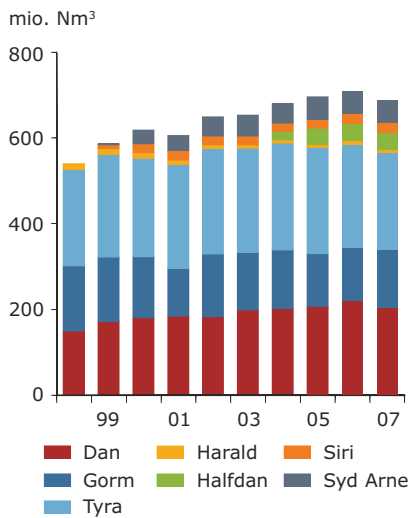
Samlet set drejer det sig om boring af ti nye brønde. Boringerne planlægges udført fra den nye HBB platform, som blev installeret i sommeren 2007 samt fra HDA. Endvidere planlægges der etableret en ny behandlingsplatform, HBD, som skal broforbindes til den eksisterende Halfdan HBA platform.

HBA og HBB platformene fungerer i sin nuværende form som ubemandede men planlægges at blive omlagt til bemanded drift. Den nye behandlingsplatform, HBD, skal kunne operere med 3-fase separation, vandbehandling og gaskompression.

På baggrund af de planlagte udbygningsaktiviteter forventes reserverne forøget med ca. 6,3 mia. Nm<sup>3</sup> gas og 15,9 mio. m<sup>3</sup> olie som følge af de nye brønde.



fig. 3.1 Brændstofforbrug



Ved produktion af olie og gas i Nordsøen sker der udledninger til omgivelserne. Udledninger til luften består blandt andet af gasserne CO<sub>2</sub> (kuldioxid) og NO<sub>x</sub> (kvælstofilte), mens der udledes vand indeholdende kemikalier og olierester til havet.

### UDLEDNINGER TIL LUFTEN

Udledninger af CO<sub>2</sub> til luften kommer fra afbrænding af gas og dieselolie. Ved produktion og transport af olie og gas forbruges betydelige energimængder. Der sker desuden en afbrænding af 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 uden nyttiggørelse reguleres via undergrundsloven, mens udledningen af CO<sub>2</sub> er omfattet af CO<sub>2</sub>-kvotelovent.

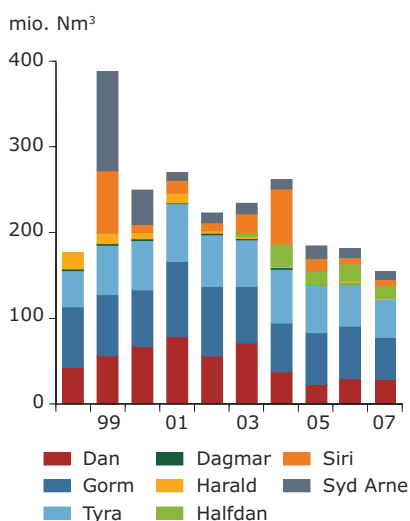
### Forbrug af brændstof

Gas som brændstof udgjorde i 2007 omkring 82 pct. af det totale forbrug af gas offshore. De resterende 18 pct. er afbrændt uden nyttiggørelse, såkaldt flaring. 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 dog med et lille fald fra 2006 til 2007. Årsagen til den generelle stigning er dels en stigende produktion af olie og gas og dels ældning af felterne.

I de senere år er det især de stadig ældre felter, som påvirker forbruget af brændstof. De naturgivne forhold i de danske felter medfører, at energiforbruget pr. produceret t.o.e. stiger jo længere tid et felt har produceret. Dette skyldes blandt andet, at der er en stigende andel af vand i den blanding af olie, gas og vand, der hentes op fra undergrunden. Dette vil med uændrede produktionsforhold medføre et stigende behov for injektion af løftegas og eventuelt injektion af vand for at vedligeholde trykket i reservoiret. Begge dele er energikrævende.

Forbruget af energi pr. t.o.e. forventes fortsat at stige som følge af det øgede behov for vandinjektion og gaskompression.

fig. 3.2 Gasafbrænding uden nyttiggørelse



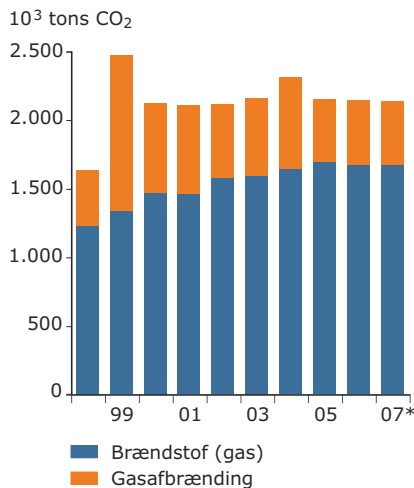
Af figur 3.1 ses, at der fra år til år er ændringer i forbruget af brændstof på de enkelte anlæg. Der har fra 2006 til 2007 været et svagt faldende eller uændret forbrug af gas til brændstof på alle anlæg på nær Gorm og Syd Arne.

### Udledning af CO<sub>2</sub>

Udviklingen i udledningen af CO<sub>2</sub> fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1997 er vist på figur 3.3. Det ses, at den samlede udledning i 2007 udgjorde ca. 2,1 mio. tons CO<sub>2</sub>, dvs. udledningen er på niveau med udledningen i 2005 og 2006. Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med ca. 4 pct. af den samlede CO<sub>2</sub>-udledning i Danmark.

På figur 3.4. ses de sidste 10 års CO<sub>2</sub>-udledning fra afbrænding af gas som brændstof i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse. Det fremgår af figuren, at CO<sub>2</sub>-udledningen fra brændstofforbruget i forhold til produktionens størrelse er steget igennem de seneste 10 år fra et niveau på ca. 60.000 tons CO<sub>2</sub> pr. mio. t.o.e. til et niveau på omkring 70.000 tons CO<sub>2</sub> pr. mio. t.o.e. For 2006 og 2007 er CO<sub>2</sub>-udledningen fra dieselolie forbruget også indregnet, hvilket forklarer en del af stigningen.

**fig. 3.3** CO<sub>2</sub>-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



\*Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO<sub>2</sub>-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO<sub>2</sub>-kvotelovent og indeholder CO<sub>2</sub>-emission fra dieselforbrug på anlæggene

I bilag A findes en opgørelse over det årlige gasforbrug til brændstof på de enkelte produktionscentre, den årlige gasafbrænding uden nyttiggørelse samt den opgjorte CO<sub>2</sub>-udledning.

### Gasafbrænding uden nyttiggørelse – flaring

Gasafbrændingen er faldet betydeligt fra 2006 til 2007. Årsagen hertil er en generel stabil drift af anlæggene.

På figur 3.2 er vist afbrænding af gas 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 2007 var den samlede afbrænding uden nyttiggørelse 154 mio. Nm<sup>3</sup>, hvilket er den laveste siden 1998.

### Udledning af CO<sub>2</sub>

Udviklingen i CO<sub>2</sub>-udledning fra gasafbrænding uden nyttiggørelse i forhold til produktionens størrelse har vist en faldende tendens siden begyndelsen af 1990'erne. De seneste 10 års udledning er vist på figur 3.5.

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 2005 til 2007. Men da produktionen i denne periode er faldet, er afbrændingen per produceret t.o.e steget.

### Flaring

Flaring – eller afbrænding af gas uden nyttiggørelse – sker på alle offshore platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn i de tilfælde, hvor anlæggene skal tømmes for gas hurtigt.

Der sker desuden flaring under almindelige driftsforhold. En del af denne gas kan genvindes ved installation og brug af gasgenvindingsanlæg. Sådanne anlæg findes på platforme i Norge og på Siri-platformen i den danske del af Nordsøen. Under almindelige driftsforhold opsamles og komprimeres gas, der er ledt til flaresystemet, for at blive tilbageført til procesanlæggene på platformen.

Mængden af flaret gas afhænger blandt andet af det enkelte anlægs struktur og opbygning, men afhænger ikke af den mængde gas eller olie, der bliver produceret.

I 2007 udgjorde udledningen ved flaring knap 0,45 mio. ton CO<sub>2</sub> ud af en samlet CO<sub>2</sub>-udledning fra offshoresektoren på 2,14 mio. ton. Gasmængden afbrændt ved flaring udgjorde 1,5 pct. af gasproduktionen i 2007. Hele CO<sub>2</sub>-udledningen er omfattet af CO<sub>2</sub>-kvotesystemet.

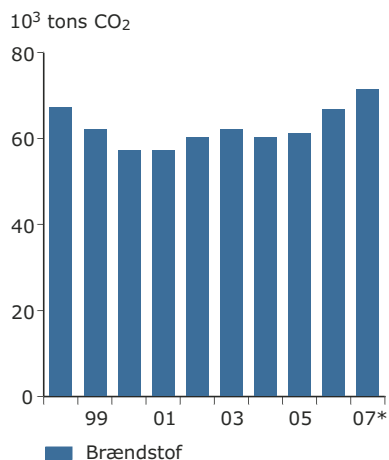
### Energieffektivitet

Alle Folketingets partier undtagen Enhedslisten indgik i februar 2008 en energiaftale.

Blandt initiativerne er, at der skal gennemføres en kortlægning og gives et oplæg til initiativer til en mere energi-effektiv indvinding af olie og gas. Resultatet skal forelægges aftalepartnerne inden 1. januar 2009.

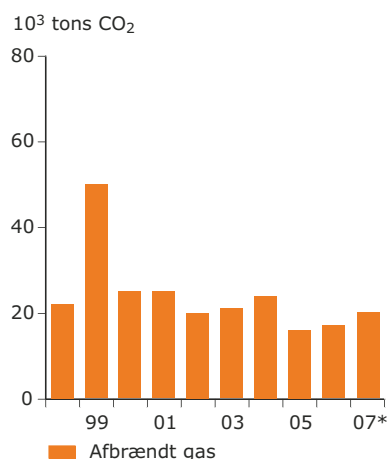
Energistyrelsen inddrager offshore-aktørerne i arbejdet med analyserne og erfaringer fra de øvrige Nordsølande vil blive inddraget.

**fig. 3.4** CO<sub>2</sub>-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



\*Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO<sub>2</sub>-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO<sub>2</sub>-kvotelovent og indeholder CO<sub>2</sub>-emission fra dieselforbrug på anlæggene

**fig. 3.5** CO<sub>2</sub>-udledning fra gasafbrænding uden nyttiggørelse pr. mio. t.o.e.



\*Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO<sub>2</sub>-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO<sub>2</sub>-kvoteloven og indeholder CO<sub>2</sub>-emission fra dieselforbrug på anlæggene

### Den europæiske CO<sub>2</sub>-kvoteordning

Pr. 1. januar 2008 var ca. 380 produktionsenheder i Danmark omfattet af kvoteordningen, heraf syv i offshoresektoren.

Siden 2005 har produktionsenhederne haft pligt til at overvåge, måle og indberette CO<sub>2</sub>-udledningen. Samtidig med udledningstilladelsen har produktionsenheden fået godkendt en plan for overvågning og måling. Hver produktionsenhed skal årligt i marts indberette sin CO<sub>2</sub>-udledning for foregående år til Energistyrelsen samt Kvoteregisteret. Ved udgangen af april returnerer hver produktionsenhed kvoter svarende til CO<sub>2</sub>-udledningen.

I CO<sub>2</sub>-kvoteloven er kriterierne for tildeling af gratis kvoter for første periode, 2005-2007, fastlagt. I denne periode har offshoresektoren i gennemsnit fået tildelt 2,2 mio. kvoter pr. år.

Miljøministeren sendte i marts 2007 en allokeringsplan for perioden 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 udledninger samt mulighed for yderligere kvoter til nye produktionsenheder.

Allokeringsplanen blev i august 2007 godkendt af EU-Kommissionen og implementeret i dansk lov ved en ændring af kvoteloven, der trådte i kraft 1. januar 2008.

Yderligere information om kvoteordningen findes på Energistyrelsen hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

### Udledning af NO<sub>x</sub>

Miljøministeriet fremlagde i 2006 en teknisk økonomisk rapport om NO<sub>x</sub>-udledningen i Danmark. Rapporten belyser, hvilke muligheder, der er for at Danmark kan opfylde forpligtelserne i EU-direktivet om nationale emissionslofter (NEC-direktivet) i 2010 og videre frem. Fremskrivningerne af NO<sub>x</sub>-udledningerne viser, at offshoresektorens andel af de fremtidige NO<sub>x</sub>-udledninger i Danmark er stigende.

Skatteministeren har i marts 2008 som opfølgning på energiaftalen fra februar 2008 i Folketinget fremsat et lovforslag, der vil pålægge en generel NO<sub>x</sub>-afgift på luftemissioner på 5 kr. pr. kg med virkning fra 1. januar 2010 til delvis opfyldelse af den danske forpligtelse. Lovforslaget omfatter også offshoresektoren.

For nye anlæg, der skal installeres offshore, vil det af VVM-redegørelserne fremgå, at nyt udstyr vil blive anlæg med lave NO<sub>x</sub>-emissioner, idet principperne for Best Available Technique (BAT) og Best Environmental Practice (BEP) følges.

### UDLEDNINGER TIL HAVET

Udledning til havet sker i forbindelse med den normale drift af produktionsanlæggene og ved udførelsen af boringer. Derudover kan der forekomme utilsigtet spild.

På ældre oliefelter produceres store mængder vand sammen med olien. På en række af de danske felter kan produktionen nå op på et meget højt vandindhold, før produktionen indstilles.

På de faste offshoreanlæg skilles vandet fra olien i procesanlæggene, hvorefter det renses og pumpes tilbage i reservoirerne. Hvis det ikke er muligt at injicere vandet, udledes det til havet.

Selv om vandet renses før det udledes, indeholder det stadig små mængder olie samt opløste eller opslemmede stoffer, som følger med op fra undergrunden. Vandet indeholder desuden rester af de kemikalier, der anvendes til behandlingen af produceret olie, gas og vand.

Fra boreplatforme udledes især olie og kemikalier, som er tilsat vandbaseret boremudder. Boremudderet anvendes i forbindelse med udførelsen af nye brønde. Udledning af oliebaseret mudder er ikke tilladt, og mudder og borespåner opsamles og sejles i land.

### **Regulering af udledningen**

Udledninger til havet reguleres i danske regler og miljøministerens Offshore Handlingsplan samt gennem aftaler i den internationale havmiljøkonvention, OSPAR.

Udledning af kemikalier reguleres af Miljøstyrelsen gennem udledningstilladelser.

Der er fastsat krav til koncentrationen af restindholdet af olie i det rensede produktionsvand, som ledes overbord. For perioden 2000-2006 har der endvidere i OSPAR-regi været fastsat mål for den absolutte mængde olie i det udledte vand.

I OSPAR behandles løbende spørgsmål vedrørende beskyttelse af havmiljøet i Nordøstatlanten, inklusive Nordsøen. Tidligere har der især været fokus på udledninger af olie til havet, men arbejdet er nu mere bredt rettet mod alle skadelige stoffer ved risikobetragtninger omkring de enkelte udledningssteder.

### **Offshore miljøhandlingsplan**

Tilsyn med operatørernes opfyldelse af miljøministerens Offshore Handlingsplan føres løbende af Miljøstyrelsen, som årligt sender en statusrapport til Folketinget. De danske operatører udarbejder hver især årligt en offentligt tilgængelig rapport, som redegør for miljøpåvirkninger som følge af olie- og gasproduktionen i den danske del af Nordsøen.

### **VVM AF UDBYGNING AF HALFDAN 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.

For øjeblikket planlægges en videreudbygning af Halfdan feltet. Operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, har derfor udarbejdet et tillæg til den VVM redegørelse, som i 2005/2006 var i offentlig høring.

Tillægget dækker de forhold vedrørende udbygningsplanen, som falder uden for den eksisterende VVM redegørelse. Tillægget var i offentlig høring fra november 2007 til januar 2008, se [www.ens.dk](http://www.ens.dk). Operatøren har besvaret de indkomne høringssvar. Efterfølgende har Miljøstyrelsen og By- og Landskabsstyrelsen vurderet, at VVM grundlaget for den ansøgte udbygning af Halfdan feltet er til stede.

## HØRINGER AF RØRLEDNINGSPROJEKTER

### Gasrørledningen Nord Stream

Et konsortium bestående af GAZPROM (51 pct.), Wintershall (20 pct.), E.ON/Ruhrgas (20 pct.) og Gasunie (9 pct.) planlægger at etablere to 1.200 km lange 48" rørledninger gennem Østersøen fra Vyborg i Rusland til Greifswald i Tyskland, se figur 3.6.

De to rørledninger planlægges at passere gennem russisk, finsk, svensk, dansk og tysk farvand og vil kunne transportere i alt 55 mia. m<sup>3</sup> naturgas om året. Den første af de to rørledninger planlægges taget i brug i 2011 og den næste i 2013. De 55 mia. m<sup>3</sup> naturgas svarer til ca. 11 pct. af EU's årlige forbrug af naturgas i 2011.

I forbindelse med planlægning af rørledningen i Østersøen er der indledt en såkaldt Espoo-høring. Høringen indebærer, at der skal ske en underretning af de lande, hvis miljø kan blive påvirket af projektet. Konsortiet har udarbejdet et dokument, som beskriver projektet og de mulige påvirkninger på miljøet. Dokumentet er sendt til samtlige lande omkring Østersøen.

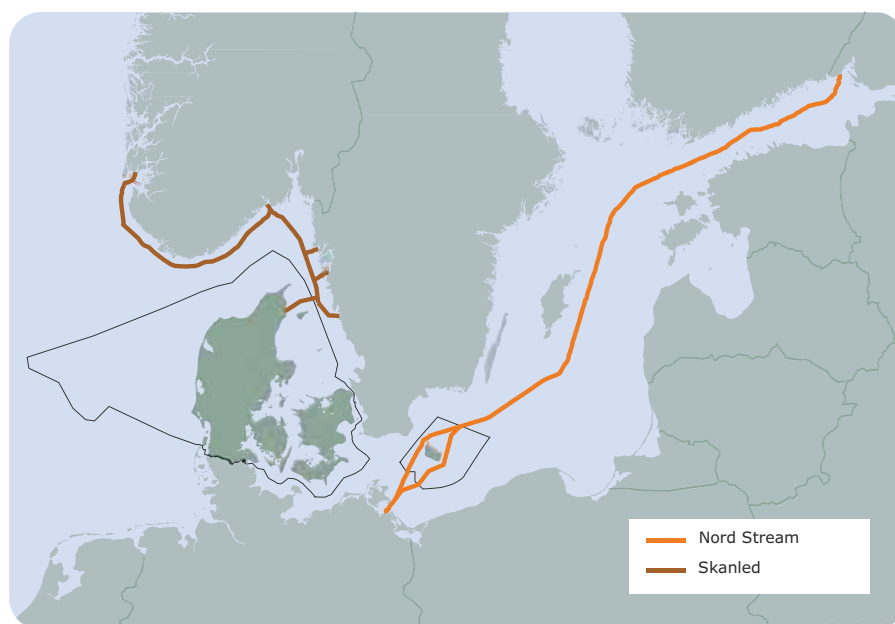
På dansk sokkelområde undersøger konsortiet muligheden for en linjeføring såvel nord som syd om Bornholm.

Konsortiet skal efterfølgende ansøge om tilladelse til etablering af rørledningen. Ansøgningen skal blandt andet indeholde en VVM-redegørelse for hele rørledningsprojektet. Redegørelsen vil blive sendt i offentlig høring.

### Gasrørledningen Skanled

Selskabet Energinet.dk undersøger sammen med det norske selskab Gassco og det svenske selskab Swedegas og en række industri- og energiselskaber muligheden for at etablere et rørledningssystem fra Norge via Sverige til Danmark.

fig. 3.6 Aktuelle rørledningsprojekter, mulige linjeføringer





Rørledningssystemet skal transportere naturgas fra gasbehandlingsanlægget Kårstø på den norske vestkyst til Rafnes på Norges østkyst og herfra videre gennem Skagerrak og Kattegat til Sverige og Danmark, se figur 3.6.

I Sverige planlægges rørledningen ilandført ved enten Lysekil, Stenungsund eller Varberg og i Danmark på Vendsyssels østkyst ved Frederikshavn eller Sæby.

Fra ilandføringen i Danmark planlægger Energinet.dk en 120 km lang landleddning via Aalborg til selskabets naturgaslager ved Ll. Thorup i Midtjylland.

I forbindelse med Skanled projektet er der indledt en Espoo-høring. Selskabet Gassco har udarbejdet et dokument, som beskriver projektet og dets mulige påvirkninger på miljøet. Dokumentet er sendt til de tre nævnte skandinaviske lande samt Tyskland og Polen.

Høringssvarene fra den offentlige høring vil blive belyst i den endelige VVM-redegørelse, som forventes fremsendt ultimo 2008 sammen med en ansøgning om tilladelse til at etablere rørledningen. En endelig beslutning om etablering af Skanled projektet forventes at kunne træffes i 2009.

## NATURBESKYTTELSE AF HAVET

### Habitatvurdering

I maj 2007 vedtog Folketinget ændringer af undergrundsloven og kontinentalsokkelloven for at gennemføre EU's habitatdirektiv og fuglebeskyttelsesdirektiv for energi-anlæg og rørledninger på havområdet.

Lovændringerne betyder, at der i forbindelse med stillingtagen til offshoreprojekter i visse tilfælde ud over en VVM-redegørelse skal foreligge en habitatvurdering. Vurderingen skal beskrive projektets virkninger på udpegede internationale naturbeskyttelsesområder for de naturtyper, dyr og planter, som området er udpeget for.

Reglerne om habitatvurdering skal modvirke forringelser af naturtyper og levesteder i naturbeskyttelsesområderne samt forstyrrelse af de dyr og planter, som områderne er udpeget for.


En revideret VVM-bekendtgørelse, der vil indeholde nærmere regler om habitatvurdering og artsbeskyttelse i forbindelse med projekter om aktiviteter og rørledninger offshore, forventes udsendt i høring i 2008.

De nuværende olie- og gasaktiviteter offshore foregår ikke i de internationale naturbeskyttelsesområder, der hidtil er udpeget. Senest i 2008 skal der tages stilling til, om der skal udpeges yderligere naturbeskyttelsesområder på havet. Det er miljøministeren, som efter miljømålsloven udpeger nye naturbeskyttelsesområder.

### Støj fra seismiske undersøgelser og nedramninger

Habitatdirektivet kræver en streng beskyttelse af blandt andet samtlige arter af hvaler og delfiner. Støj fra seismiske undersøgelser og nedramning af pæle mv. i havbunden er påvirkninger, der kan virke forstyrrende for havpattedyr som f.eks. marsvin.

Der er derfor behov for at anvende afværgeforanstaltninger, som kan give havpattedyr tilstrækkelig tid til at forlade området, inden aktiviteter iværksættes.



Ved tilladelser efter undergrundsloven til at udføre seismiske undersøgelser er det således et standardvilkår, at der anvendes en soft start-procedure. Soft start indebærer, at der som optakt til en seismisk undersøgelse foretages en langsom optrapning af lydniveauet fra den luftkanon, der anvendes i undersøgelsen.

Hvis seismiske undersøgelser foretages ved brug af detonation af sprængstoffer, stilles der tilsvarende vilkår om, at små advarselsprængninger detoneres inden for en 20-30 minutters periode inden selve undersøgelsessprængningen. Der kan også stilles vilkår om, at der inden seismiske sprængninger skal foretages observationer af, om der er havpattedyr i området, og at sprængningerne skal udsættes, hvis det er tilfældet.

Der blev i 2007 givet tilladelse til fire seismiske undersøgelser offshore, heraf tre i Nordsøen og en i farvandet syd for Ærø og Langeland. To af undersøgelserne blev gennemført i videnskabeligt øjemed.

Der stilles også vilkår om anvendelse af soft start-procedurer i godkendelser, der omfatter nedramning i havbunden i forbindelse med etablering af offshoreanlæg. Det gælder for eksempel forankringspæle til fastgørelse af platforme samt ledeforingsrør, der beskytter den øverste del af en brønd.

Produktionsanlæggene på dansk sokkel i Nordsøen samt boreplatforme og diverse skibe tilknyttet olie- og gasproduktionen er arbejdsplads for op mod 3000 personer. De ansatte har vidt forskellig faglig baggrund som smede, elektrikere, geologer, ingeniører, malere, stilladsarbejdere, cateringansatte, sygeplejersker mm. Produktionsanlæggene udgøres af omkring 50 platforme, hvoraf en del er broforbundne med hinanden.

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

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

### OFFSHORESikkerhedsLOVEN

En ny lov om sikkerhed og sundhed på offshoreanlæg, offshoresikkerhedsloven, trådte i kraft den 1. juli 2006. Loven omfatter anlæggenes sikkerhed samt de ansattes sikkerhed og sundhed.

Loven afløste den 25 år gamle havanlægslov og indeholder overgangsbestemmelser om dokumentation for sikkerheds- og sundhedsarbejdet samt ledelsessystemer. Virksomhederne har frem til den 1. juli 2007 skullet udarbejde ny dokumentation for alle offshoreanlæg i form af sikkerheds- og sundhedsredegørelser og tilpasset ledelsessystemerne til de nye krav, se boks 4.1.

En række regler fra den gamle lov er opretholdt, men vil gradvist blive erstattet af nye, som udarbejdes af Energistyrelsen efter drøftelse med arbejdsmarkedets parter i Offshoresikkerhedsrådet, se boks 4.2. På Energistyrelsens hjemmeside findes mere information om offshoresikkerhedsloven og de nye regler og vejledninger.

#### boks 4.1

##### **Sikkerheds- og sundhedsredegørelse (SSR)**

En sikkerheds- og sundhedsredegørelse skal dokumentere, at den ansvarlige virksomhed har vurderet de sikkerheds- og sundhedsmæssige risici på offshoreanlægget.

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 de potentielle farer for store ulykker og skadelige påvirkninger i arbejdsmiljøet.
- 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 til et sikkert sted 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 4.2

### **Offshoresikkerhedsrådet**

Offshoresikkerhedsrådet er nedsat i medfør af § 58 i offshoresikkerhedsloven. Rådet har til opgave at medvirke ved udarbejdelsen af regler i henhold til loven, følge den tekniske og sociale udvikling vedrørende offshoreanlæg og drøfte øvrige forhold, der er omfattet af loven.

Rådet består af en formand samt 19 medlemmer, der repræsenterer myndigheder, arbejdsgiver og arbejdstagerorganisation.

### **Erfaringer med sikkerheds- og sundhedsredegørelser**

Siden offshoresikkerhedslovens ikrafttræden i 2006 har Energistyrelsen i forbindelse med ansøgning om godkendelser modtaget sikkerheds- og sundhedsredegørelser for offshoreanlæggene.

For flytbare anlæg er sikkerheds- og sundhedsredegørelserne udarbejdet efter de retningslinjer for internationale HSE Cases<sup>1</sup>, som er udarbejdet af boreentreprenørernes organisation, IADC, og er således kendt stof.

Nye sikkerheds- og sundhedsredegørelser er udarbejdet for alle produktionsanlæggene (faste offshoreanlæg). Energistyrelsen har ved sit tilsyn fundet nogle mangler i indholdet af sikkerheds- og sundhedsredegørelserne i forhold til lovgivningen, specielt vedrørende dokumentation af styring af arbejdsmiljørisici. Gennem dialog med operatørerne er disse mangler ved at blive udbedret.

### **GODKENDELSE OG TILLADELSER I 2007**

Ved projektering af et fast offshoreanlæg skal operatøren søge at minimere risikoen for ulykker ved driften af det færdige anlæg. Energistyrelsen skal, før et fast offshoreanlæg bygges, godkende det overordnede design på grundlag af en ansøgning vedlagt en sikkerheds- og sundhedsredegørelse, se boks 4.1.

Sikkerheds- og sundhedsredegørelsen opdateres i takt med at detaljer om sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold bliver tilgængelige i løbet af projekterings-, bygge- og installationsfasen. Energistyrelsen fører tilsyn med projektet i disse faser.

Før et offshoreanlæg sættes i drift skal den driftsansvarlige virksomhed have en tilladelse af Energistyrelsen. Med ansøgningen fremsendes en sikkerheds- og sundhedsredegørelse, der påviser, at sikkerheds- og sundhedsmæssige risici i forbindelse med driften af anlægget er nedbragt så meget som det er rimeligt praktisk muligt. Dette gælder for såvel faste som flytbare offshoreanlæg.

Ved større ændringer af eksisterende offshoreanlæg, der har betydning for anlægssikkerheden (storulykkesrisici), samt en større forøgelse af bemanningen, skal Energistrelsens tilladelse indhentes før ændringen foretages.

I 2007 blev der givet en godkendelse af det overordnede design af en udbygning af den nordøstlige del af Halfdan feltet. Udbygningen omfatter installation af en satellitplatform Halfdan CA ca. 7 km nordøst for den eksisterende platform Halfdan BA samt en stigrørsplatform Halfdan BB og en beboelsesplatform Halfdan BC. De tre platforme Halfdan BA, Halfdan BB og Halfdan BC er broforbundne.

Endvidere blev der i 2007 givet tilladelse til at idriftsætte Valdemar BA platformen beliggende ca. 3,6 km fra Valdemar AA/AB platformene. Tilladelsen forudsætter, at Valdemar er broforbundet til boreplatformen Noble Byron Welliver. Der blev yderligere givet tilladelse til at idriftsætte Halfdan CA, Halfdan BB, Halfdan BC og broen mellem Halfdan BC og Halfdan BA.

Energistyrelsen meddelte i 2007 driftstilladelse til en række flytbare anlæg, herunder boreplatformene Maersk Exerter, Maersk Enhancer, Ensko 71, Noble George Sauvageau og Ensko 70 samt hotelp platformene Safe Esbjerg og Atlantic Rotterdam.

<sup>1)</sup> International Guidelines of Drilling Contractors, Health, Safety and Environmental Case (Guidelines for Mobile Offshore Drilling Units)

## TILSYNET i 2007

Tilsynet med sikkerhed og sundhed omfatter tilsyn med nye produktionsanlæg i etableringsperioden mellem godkendelsen af det overordnede design og driftstilladelsen samt tilsynet med driften af anlæggene.

På produktionsanlæg fører Energistyrelsen tilsyn med anlæggets sikkerhed samt sikkerheds- og sundhedsforhold i arbejdsmiljøet og i beboelsen. Tilsynet med redningsmidler varetages af Søfartsstyrelsen.

På flytbare offshoreanlæg fører Energistyrelsen tilsyn med sikkerhed og sundhed i arbejdsmiljøet og i beboelsen samt udstyr, der vedrører anlæggets "industrielle" funktion, f.eks. boreudstyr. Søfartsstyrelsen fører tilsyn med sikkerhed, der vedrører "maritime" forhold, blandt andet anlæggets elektriske installationer, brandforhold og redningsmidler.

I 2007 gennemførte Energistyrelsen 32 tilsynsbesøg offshore fordelt med 18 besøg på bemandede, produktionsanlæg, seks besøg på ubemandede, produktionsanlæg samt otte besøg på flytbare anlæg, dvs boreplatforme, beboelsesplatforme og kranfartøjer, se boks 4.3. Herudover er der gennemført seks tilsynsbesøg på land. Oversigt over tilsynsbesøg i 2007 findes på styrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

I 2007 blev der i lighed med tidligere år ført tilsyn med arbejdsulykker, nærved hændelser, gaslækager, vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr samt arbejdsmiljø.

### Audit af løfteoperationer

På offshoreanlæg foregår der mange tunge løft med kran. Der ankommer regelmæssigt gods fra land, som skal løftes fra forsyningsskibet til anlægget, og der er også behov for flytning af tungt gods internt på anlægget. Disse kranløft tegner sig for en væsentlig del af ulykker og nærved hændelser, både på dansk område og i de andre dele af Nordsøen.

Energistyrelsen foretog i efteråret 2006 og foråret 2007 tilsyn med løfteprocedurer og -aktiviteter hos Mærsk Olie og Gas AS, DONG E&P A/S og Noble Drilling Limited i form af en audit (systematisk gennemgang) af selskabernes procedurer mv. både på land og offshore. Offshore fandt auditten sted på produktionsanlæggene Dan F og Siri og det flytbare offshoreanlæg Noble Byron Welliver. Auditten var del af en international audit af løfteudstyr og løfteoperationer hos selskaber med aktiviteter i flere Nordsø-lande arrangeret gennem North Sea Offshore Authorities Forum, se afsnittet om internationalt samarbejde.

Der blev ved auditten konstateret behov for fortsat opmærksomhed ved valg af korrekt løfteudstyr, planlægning af løfteoperationer og risikovurdering samt internt tilsyn og uddannelse af medarbejderne.

Ved den danske del af tilsynsaktiviteterne var der særlig opmærksomhed på risikovurdering og kommunikation mellem kranførere og de personer, som modtager godset på dækket eller klargør det før et kranløft.

### Vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr

I 2007 har Energistyrelsen i forbindelse med tilsyn på offshoreanlæggene undersøgt, om operatørerne følger egne planer for vedligehold af anlæg og udstyr, specielt for vedligehold af det sikkerhedskritiske udstyr.



Sikkerhedskritisk udstyr er udstyr, der ved fejl kan medføre en alvorlig risiko for store ulykker. 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.

Tilsynet i 2007 viste, at hovedparten af offshoreanlæggene får gennemført vedligehold af sikkerhedskritisk udstyr efter planerne. Tilsynets fokus på sikkerhedskritisk udstyr fortsætter i 2008.

#### boks 4.3

##### **Tilsynsbesøg offshore**

Tilsynsbesøg offshore er primært rettet mod virksomhedens ledelsessystem for sikkerhed og sundhed.

Tilsyn på et offshoreanlæg anmeldes normalt til den driftsansvarlige virksomhed med ca. 14 dages varsel, men kan også gennemføres som uanmeldt tilsyn.

Et varslet tilsynsbesøg offshore omfatter typisk:

Et indledende møde med sikkerhedsorganisationen, hvor Energistyrelsen orienterer om tilsynets forløb og drøfter arbejdsulykker og anmeldte nærved hændelser og opfølgning på disse. Endvidere drøftes status for styringen af risici i arbejdsmiljøet (arbejdspladsvurderingen) og evt. særlige forhold, der fremgår af sikkerhedsudvalgets mødereferater. Som afslutning på mødet aftales en tidsplan for tilsynets videre forløb.

Et møde med sikkerhedsrepræsentanterne, hvor særlige arbejdsforhold drøftes og love og regler forklares.

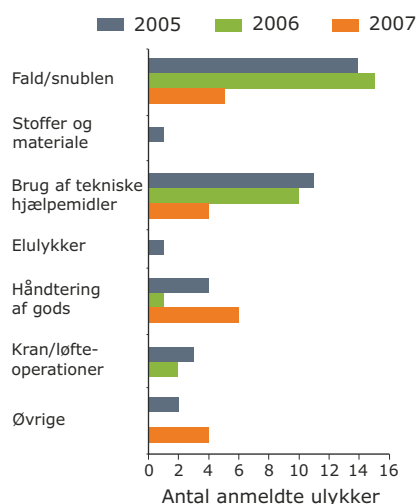
Interview af ledelsen om bord (anlægschef, tekniske chefer, sundhedskyndig, catering, mv.) hvor Energistyrelsen på en systematisk måde vurderer om selskabet på udvalgte områder kan eftervise, at regler (og særlige vilkår for offshoreanlægget) efterleves ved tilrettelæggelse og gennemførelse af arbejdsopgaver.

Rundgang på anlægget med en arbejdsleder og en sikkerhedsrepræsentant. Under rundgangen kontrollerer Energistyrelsen stikprøvevis, om forholdene på arbejdspladserne sikkerheds- og sundhedsmæssigt lever op til regler og praksis på området.

Et afsluttende møde med sikkerhedsorganisationen, hvor Energistyrelsen orienterer om de fundne observationer, som enten er afvigelser fra love og regler, herunder selskabets egne procedurer, eller forhold med potentiale for forbedringer af sikkerhed eller sundhed. Ved mødet udleveres normalt en oversigt over de fundne observationer.

Efter afslutning af tilsynsbesøget udarbejder Energistyrelsen en tilsynsrapport, der sendes til selskabet. Rapporten skal gøres tilgængelig for sikkerhedsorganisationen på anlægget. Selskabet har så en frist til at svare tilbage, hvordan man vil forholde sig til observationerne.

**fig. 4.1** Anmeldte ulykker i 2005-07 for offshoreanlæg fordelt på årsag til ulykke



#### boks 4.4

##### Anmeldelse af arbejdsulykker

Arbejdsulykker, der fører til uarbejdsdygtighed i mindst én dag ud over tilskadekomstdagen, skal anmeldes.

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

#### Gasudslip

Operatørerne på produktionsanlæggene har pligt til at registrere alle udslip af gas og straks anmelde store udslip til Energistyrelsen, se boks 4.8 og 4.9 om anmeldelse af nærvæd hændelser/gasudslip.

Ved tilsynet i 2007 har Energistyrelsen gennemgået operatørernes opfølgning på udslippene, herunder hvilke forebyggende tiltag, der iværksættes for at undgå lignende udslip fremover. Tilsynet viste, at selskaberne foretager en effektiv opfølgning på udslippene, hvilket bekræftes i faldet af antal udslip siden 2004, se fig. 4.3

#### Tilsynsstrategi

Energistyrelsen har iværksat en ny tilsynsstrategi fra januar 2008, som afspejler målsætningerne i offshore-sikkerhedsloven. Målet for tilsyn med anlæggene i den danske del af Nordsøen er at bidrage til, at sikkerheds- og sundhedsniveauet er blandt det højeste i Nordsølandene.

Offshoresikkerhedsloven placerer ansvaret for de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold hos virksomhederne og indebærer, at der skal være et større fokus på tilsyn med virksomhedernes ledelsessystemer.

Tilsynsstrategien indebærer blandt andet:

- Et årligt besøg på anlæggene med fokus på anlæggenes generelle sikkerhedsmæssige tilstand.
- Et eller flere besøg på anlæggene med fokus på mere specifikt orienterede emner.
- "Straksbesøg" på anlæg ved alvorlige hændelser.
- Løbende tilsyn med boreaktiviteter.
- Løbende tilsyn i perioden mellem designgodkendelse og driftstilladelse for faste offshoreanlæg (produktionsanlæg).
- Tilsyn ved ændringer på anlæg i drift.
- Styrket informationsindsats.

Tilsynsstrategien er blevet tiltrådt af Offshoresikkerhedsrådet, se boks 4.2.

Energistyrelsens tilsyn på offshoreanlæg har med enkelte undtagelser været varslede besøg. I 2008 gennemfører styrelsen en række uvarslede tilsynsbesøg, foreløbig har der været tilsynsbesøg på Halfdan i marts og på boreplatformen Ensco 70 i maj.

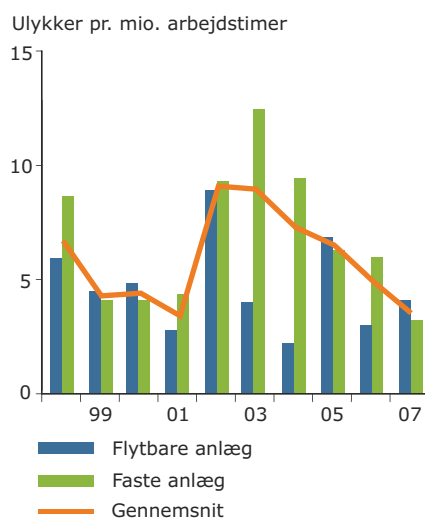
#### Psykisk arbejdsmiljø

Som led i regeringens arbejdsmiljøindsats frem til 2010 vil Energistyrelsens tilsyn i 2008 fokusere på det psykiske arbejdsmiljø på offshoreanlæggene. Den nærmere tilrettelæggelse af tilsynet med det psykiske arbejdsmiljø sker i samarbejde med arbejdsmarkedets parter i Offshoresikkerhedsrådet.

#### ARBEJDSKADER

Arbejdsskader er en fælles betegnelse for arbejdsulykker og arbejdsbetingede lidelser. Arbejdsulykker, der sker på offshoreanlæg, skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.4. Konstaterede eller formodede arbejdsbetingede lidelser skal indberettes til Arbejdstilsynet og Arbejdsskadestyrelsen af lægerne. Der henvises i øvrigt til Arbejdstilsynets hjemmeside [www.at.dk](http://www.at.dk)

fig. 4.2 Ulykkesfrekvens for offshoreanlæg



tabel 4.1 Anmeldte arbejdsulykker i 2007 fordelt efter ulykkesårsag

Årsag til ulykke	Faste	Flytbare
Fald/snublen	4	1
Brug af tekniske hjælpemidler	2	2
Håndtering af gods	1	5
Øvrige	4	0
<b>I alt</b>	<b>11</b>	<b>8</b>

tabel 4.2 Faktisk fravær for anmeldte arbejdsulykker i 2007

Varighed	Faste	Flytbare
1-3 dage	1	0
4-14 dage	1	0
2-5 uger	4	5
Mere end 5 uger	4	2
Stadig sygemeldt	1	1
<b>I alt</b>	<b>11</b>	<b>8</b>

### Arbejdsulykker

Formålet med Energistyrelsens opfølgning på arbejdsulykker er, at virksomhederne i samarbejde med sikkerhedsorganisationen styrker den forebyggende indsats på offshoreanlæggene.

Energistyrelsen registrerer og behandler samtlige anmeldte arbejdsulykker på danske offshoreanlæg og vurderer selskabernes opfølgning. Alle arbejdsulykker tages op på møder med sikkerhedsorganisationen på anlægget ved Energistyrelsens første tilsynsbesøg efter ulykken. I nogle tilfælde gennemfører Energistyrelsen straksbesøg i samarbejde med politiet, se boks 4.5.

Energistyrelsen har i 2007 i alt registreret 19 anmeldte arbejdsulykker, 11 på faste offshoreanlæg inkl. flytbare indkvarteringsenheder og otte på øvrige flytbare offshoreanlæg. Ulykkerne ses opdelt efter ulykkesårsag, som angivet i tabel 4.1 og figur 4.1.

Det faktiske fravær fordelt på de anmeldte arbejdsulykker for både faste og flytbare offshoreanlæg er angivet i tabel 4.2. Til og med 2005 er der blevet anmeldt forventet fravær og ikke det faktiske fravær. Denne ændring i opgørelsen giver et mere reelt billede af, hvor alvorlige ulykkerne er.

### Ulykkesfrekvenser

Energistyrelsen udregner hvert år en ulykkesfrekvens udtrykt som antal anmeldte ulykker pr. mio. arbejdstimer. Tidligere år er antallet af arbejdstimer baseret på en 13 timers arbejdsdag. For 2007 er dette tal ændret til 12 timer, hvilket giver en højere ulykkesfrekvens end hvis der regnes med en arbejdsdag på 13 timer. Ændringen er foretaget, fordi de driftsansvarlige virksomheder har oplyst, at der gennemsnitlig arbejdes 12 timer.

Ulykkesfrekvens for både de faste og de flytbare offshoreanlæg for de seneste år er vist i figur 4.2. Den samlede ulykkesfrekvens for flytbare og faste offshoreanlæg i 2007 var 3,6 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Det er en nedgang i forhold til 2006, hvor ulykkesfrekvensen var 4,9 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

For de flytbare offshoreanlæg er der i 2007 registreret otte arbejdsulykker, og der er leveret i alt 1,91 mio. arbejdstimer. Den beregnede ulykkesfrekvens i 2007 for flytbare offshoreanlæg er derved steget fra 2,9 i 2006 til 4,2 ulykker pr. mio. arbejdstimer i 2007. Antallet af anmeldte arbejdsulykker på faste offshoreanlæg og indkvarteringsenheder

### boks 4.5

#### Straksbesøg

Den driftsansvarlige virksomhed på offshoreanlægget skal straks indberette til politiet hvis der sker en ulykke, som medfører alvorlig personskade eller væsentlig materiel skade. Ligeledes skal større udslip af stoffer og materialer, der kan være sikkerheds- eller sundhedsfarlige straks indberettes. Indberetninger skal inden 9 dage efterfølges af en skriftlig anmeldelse. Anmeldelsen skal følges op af en redegørelse om selskabets opfølgning på ulykken, herunder hændelsesforløbet og oplysninger om, hvilke foranstaltninger der er eller vil blive truffet som følge af hændelsen.

På denne baggrund vurderer Energistyrelsen om man skal foretage et straks besøg på offshoreanlægget for at klarlægge de nærmere omstændigheder ved hændelsen.

### Anmeldelse af offshoreulykker til myndighederne i andre lande

Landene omkring Nordsøen anvender forskellige kriterier for anmeldelse af ulykker i forbindelse med olie- og gasaktiviteter offshore. Datagrundlaget for ulykkesstatistikkerne er derfor ikke ens, og det er ikke mulig at foretage en direkte sammenligning. Herudover varierer det, hvilke arbejdspladser der er omfattet af offshorestatistikken i de forskellige lande.

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

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

er 11 for 2007. Operatørerne har oplyst, at der i 2007 er leveret i alt 3,43 mio. arbejdstimer på disse offshoreanlæg. Den beregnede ulykkesfrekvens for de faste offshoreanlæg er 3,2 ulykker pr. mio. arbejdstimer for 2007, hvilket er en reduktion i forhold til 2006, hvor ulykkesfrekvensen var 5,9.

På grund af det relativt lille antal ulykker vil der kunne være betydelige udsving i frekvensen fra år til år. Det er derfor udviklingen gennem en årrække, og ikke udviklingen fra det ene år til det andet, der giver et indtryk af, om der reelt sker et fald i ulykkesfrekvensen.

**tabel 4.3** Ulykkesfrekvens offshore og i andre brancher onshore

Branche	Frekvens			
	2004	2005	2006	2007
Offshoreanlæg*	7,1	6,4	4,9	3,5
Samtlige brancher på land i alt	10,2	11,0	11,2	
Heraf:				
- Skibsværfter	38,5	50,6	57,6	
- Jord, beton og belægning	21,3	23,5	24,0	
- Murer, snedker- og tømmerforretninger	15,0	18,0	17,5	
- Isolation og installation	16,1	18,7	18,9	
- Kemisk industri	12,4	13,1	12,2	
- Tunge råmaterialer og halvfabrikata**	12,7	12,1	11,1	

\*) 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".

fig. 4.3 Utilisgittede udslip af kulbrintegas



#### boks 4.7

##### Anmeldelse af nærvæd hændelser

Ved en nærvæd hændelse forstås en hændelse, som umiddelbart kunne have ført til en ulykke med personskaade eller en skade på offshoreanlægget. De hændelser, der skal anmeldes til Energistyrelsen, er hændelser, der kunne have medført alvorlig personskaade og er nærmere beskrevet i anmeldervejledningen, som findes på Energistyrelsens hjemmeside.

#### boks 4.8 Kategorier for gasudslip

**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

#### Ulykkesfrekvenser i andre brancher i Danmark

Energistyrelsen har sammenlignet ulykkesfrekvensen på de danske offshoreanlæg med data fra andre brancher i Danmark.

Baseret på en række antagelser, se boks 4.6 er der beregnet en ulykkesfrekvens på 11,2 pr. mio. arbejdstimer for samtlige 50 branchekategorier på land i 2006. Arbejdstilsynet har endnu ikke opgjort antal for 2007.

I tabel 4.3 er vist Energistyrelsens beregnede ulykkesfrekvenser for 2004-2007 og Arbejdstilsynets seneste årsopgørelse for 2004-2006. Tabellen indeholder desuden en beregnet ulykkesfrekvens for brancher på land i Danmark, der til dels ligner offshoresektorens arbejdsforhold.

#### boks 4.6

##### Arbejdstilsynets opgørelse af ulykker

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.

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. Der foretages en omregning, således at der kan sammenlignes med de anderledes forhold offshore.

Arbejdstilsynet har i deres årsopgørelse for 2006 opgjort arbejdsulykkerne efter registreringsår, dvs. det år ulykkerne er anmeldt. I tidligere årsopgørelser er ulykkerne opgjort efter ulykkesår, dvs. det år ulykken er sket.

Det betyder, at tallene i tabel 4.3 ikke kan genfindes og sammenlignes med tallene i Energistyrelsens tidligere årsrapporter. Der blev i 2006 anmeldt omkring 49.000 arbejdsulykker på land.

#### NÆRVÆD HÆNDELSER

Væsentlige nærvæd hændelser skal anmeldes til Energistyrelsen, se boks 4.7.

Energistyrelsen har i 2007 modtaget i alt 45 anmeldelser om nærvæd hændelser. Det er en markant stigning i forhold til 2006. Det stigende antal anmeldelser vurderes ikke at afspejle en betydelig stigning i det reelle antal hændelser, men nærmere et udtryk for et øget fokus på anmeldelse af hændelser og større opmærksomhed på sikkerhed. Det øgede antal anmeldelser giver derved et mere repræsentativt indblik i hvilke situationer, der kunne have udviklet sig til ulykker under anderledes omstændigheder.

Gasudslip anses for nærvæd hændelser, og der er pligt til at anmelde udslip i klasse I og II til Energistyrelsen, se boks 4.8.

I 2007 er der ikke anmeldt udslip af gas i klasse I og II. Operatørerne har desuden oplyst, at der har været syv udslip af gas i klasse III, hvilket er et lille fald i forhold til antallet i 2006, se figur 4.3.

### **Strømsvigt på Siri platformen**

Den 12. maj 2007 oplevede Siri platformen et svigt i strømforsyningen, som medførte et stop i produktionen via en generel alarm og nødnedlukning. En efterfølgende opstart af nødgeneratoren lykkedes ikke, og følgelig blev strømforsyningen foretaget fra nød batteriet. På baggrund af dette forberedtes en mulig evakuering, da man ikke kan opholde sig på anlægget uden strøm til lys, varme mv. Efter ca. 1 time lykkedes det at etablere strøm fra nødgeneratoren, og beredskabssituationen blev afblæst.

Efter drøftelse med selskabet vurderede Energistyrelsen, at det ud fra et sikkerhedsmæssigt synspunkt ikke var nødvendigt med et straksbesøg.

DONG E&P A/S har udført en undersøgelse af årsagen, men trods grundige tekniske undersøgelser af dokumentation og udstyr samt videregående teknisk afprøvning af udstyr, er undersøgelsens konklusioner mht. årsagen ikke endelige. På grundlag af undersøgelsen er der iværksat en række anbefalinger, som vil gøre systemet mere robust.

### **Kommunikationsfejl mellem HLO (Helikopter Landing Officer) og besætning**

I forbindelse med "take-off" fra hotelplatformen Safe Esbjerg beliggende ved Gorm misforstod besætningen i helikopteren "klart dæk" melding og løftede helikopteren ca. 1 m over dækket med HLO'en i bagagerummet. HLO'en gjorde selv opmærksom på, at han stadig befandt sig i bagagerummet, og helikopteren landede igen uden at nogen kom til skade.

Selskabet anmeldte hændelsen til Statens Luftfartsvæsen og Energistyrelsen. Selskabet iværksatte en undersøgelse af hændelsen umiddelbart efter og udarbejdede en redegørelse. Energistyrelsen fulgte op ved et tilsynsbesøg og er i dialog med SLV om hændelsen og opfølgningen.

### **Arbejdsulykke under borearbejde**

Om eftermiddagen den 17. marts 2007 håndterede en medarbejder borerør på boredækket af boreplatformen Maersk Enhancer. I forbindelse med arbejdet blev han ramt på siden af hovedet af et rør og slået omkuld. Efter den tilskadekomne var tilset af boreplatformens medic, blev han fløjet til Esbjerg Sygehus. Her blev han behandlet for blandt andet hjernerystelse og efterfølgende udskrevet.

Energistyrelsen vurderede på denne baggrund, at der ikke var behov for et straksbesøg.

Operatør på boringen, Mærsk Olie og Gas AS, sendte dagen efter ulykken et undersøgelseshold til platformen, bestående af repræsentanter fra selskabet og fra platformens driftsansvarlige virksomhed, Maersk Contractors, for at undersøge hændelsesforløbet.

Som konsekvens af ulykken blev en procedure for udførelse af arbejdet på boredækket ændret, og hændelsesforløbet blev diskuteret med alle skiftehold om bord på platformen.

Energistyrelsen fulgte på et efterfølgende tilsynsbesøg op på ulykken. Her blev ændringen i proceduren bekræftet og styrelsen fik oplyst, at erfaringerne fra ulykken var blevet videreførelt i organisationen.



### **Ulykke ved brug af værktøj**

Den 12. maj 2007 kom en medarbejder ombord på boreplatformen Noble Byron Welliver til skade på boredækket. Den tilskadekomne stod på en 40 cm høj skammel og arbejdede med sammenskrining af rør, da en hydraulisk skruemaskine slog tilbage og kastede personen 2 meter bagud.

Tilskadekomne slog brystkassen og blev efterfølgende evakueret til Esbjerg Sygehus til en undersøgelse for brækkede ribben. Tilskadekomne blev raskmeldt efter 24 dage.

Den driftsansvarlige virksomhed på boreplatformen har efterfølgende foretaget en undersøgelse af hændelsen. På den baggrund blev det blandt andet konkluderet, at værktøjet som den tilskadekomne benyttede, ikke normalt bruges på dansk område. En dansk medarbejder vil derfor have mindre erfaring i brugen af denne type værktøj.

Proceduren i forbindelse med uddannelse og instruktion i brugen af den hydrauliske skruemaskine er derfor blevet ændret, ligesom en procedure for udførelse af arbejdet på boredækket er blevet ændret.

Energistyrelsen har på sit tilsyn med boreplatformen i marts 2008 konstateret, at den driftsansvarlige virksomheds opfølgning på ulykken er tilstrækkelig.

### **Dødsfald på Gorm feltet**

Søndag den 3. juni 2007 modtog Energistyrelsen anmeldelse fra Mærsk Olie og Gas AS om, at en person var fundet livløs ved foden af en trappe på Gorm F platformen. Personen blev forsøgt genoplivet på stedet, men blev efterfølgende erklæret død af en tilkaldt læge fra Søværnets Operative Kommando.

Samme aften gennemførte politiet, Mærsk Olie og Gas AS, en krisepsykolog og Energistyrelsen et besøg på Gorm anlægget for at undersøge omstændighederne omkring dødsfaldet.

Konklusionen ved den efterfølgende obduktion af afdøde var, at dødsfaldet skyldtes et sygdomsbetinget ildebefindende og ikke et fald eller lignende.

### **Brand på boreplatformen ENSCO 102**

Den 17. juni 2007 opstod der brand i maskinrummet på boreplatformen ENSCO 102. Elektrikeren på natholdet hørte et højt brag og så derefter flammer og røg komme ud under hættten på en af generatorerne. Elektrikeren slukkede straks for maskinen, hvorefter ilden døde ud og var helt slukket, da brandholdet nåede frem kort efter.

Selskabet kontaktede Energistyrelsen kort efter, at branden var slukket, og Energistyrelsen fulgte selskabets efterfølgende undersøgelser tæt.

Selskabet fandt, at den bagvedliggende årsag til branden var, at to kabler var blevet udsat for friktion, hvorved isolationsmaterialet omkring kablerne var blevet slidt af. Efterfølgende har ENSCO påført ekstra isolationsmateriale omkring kablerne i alle lignende generatorer og indført ændrede inspektionsprocedurer.

## INTERNATIONALT SAMARBEJDE

Energistyrelsen samarbejder med de øvrige sikkerhedsmyndigheder i landene rundt om Nordsøen, dels bilateralt og dels multilateralt gennem North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF), se boks 4.9. Arbejdet i NSOAF sker primært gennem fire nedsatte arbejdsgrupper, som er nærmere beskrevet på Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

### Gensidig anerkendelse af sikkerhedsuddannelser

Arbejdsgruppen vedr. offshoreuddannelse og træning, hvor Energistyrelsen er formand, har i en årrække arbejdet for en gensidig anerkendelse af den grundlæggende sikkerhedsuddannelse i Nordsølandene, således at en uddannelse taget i f.eks. Danmark er gyldig i f.eks. Norge.

I november 2007 trådte en aftale mellem operatørforeningerne i Norge, Danmark, Storbritannien og Holland om gensidig anerkendelse af den grundlæggende sikkerhedsuddannelse i kraft, idet personer med en dansk sikkerhedsuddannelse dog skal tage et supplerende kursus i undervandsevakuering af helikopter (HUET). Pr. 1. juli 2008 indføres HUET som et krav i Danmark, hvorved den danske uddannelse fuldt ud svarer til de øvrige landes uddannelse.

### Samarbejde om indikatorer for sikkerheds- og sundhedsniveauet offshore

Sikkerheden offshore udtrykkes ikke alene ved ulykkesfrekvensen, men også ved andre parametre. Gennem NSOAFs arbejdsgruppe om sikkerhed, sundhed og miljø deltager Energistyrelsen i et samarbejde med industrien i landene rundt om Nordsøen om at fastlægge et antal fælles nøgleindikatorer, som kan anvendes til at måle sikkerheds- og sundhedsniveauet på offshoreanlæggene. Det fælles sæt indikatorerne kan danne grundlag for, at sammenligne virksomhedernes sikkerheds- og sundhedsniveau på tværs af Nordsølandene og dermed anvende dem som incitament til yderligere forbedring af sikkerhed og sundhed, herunder at forebygge ulykker.

#### boks 4.9

##### NSOAF (North Sea Offshore Authorities Forum)

NSOAF er et internationalt samarbejdsforum, som beskæftiger sig med spørgsmål vedrørende offshoreaktiviteter i Nordsøen og tilknyttede områder.

Følgende lande deltager i samarbejdet (med institutionerne i parentes):

Danmark (Energistyrelsen)

Færøerne (Jarðfeingi)

Holland (Staatstoezicht op de Mijnen)

Irland (Department of Communications, Energy and Natural Resources)

Norge (Petroleumstilsynet og Ministry of Labour and Social Inclusion)

Sverige (Sveriges Geologiske Undersøgelse)

Tyskland (Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie og Federal Ministry of Economic Affairs)

UK (Health & Safety Executive)

Arbejdet i NSOAF foregår primært gennem fire permanente arbejdsgrupper, en om sikkerhed, sundhed og miljø, en om træning og uddannelse, en om boring/brønde og en om EU-spørgsmål. NSOAF mødes en gang årligt på skift i medlemslandene til en conference, hvor blandt andet de overordnede mål for arbejdet i arbejdsgrupperne aftales.

# 5 RESERVER

Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse af de danske olie- og gasreserver. Reserverne er pr. 1. januar 2008 opgjort til henholdsvis 214 mio. m<sup>3</sup> olie og 105 mia. Nm<sup>3</sup> gas.

Energistyrelsens nye opgørelse viser et fald i olie- og gasreserverne på henholdsvis 11 og 13 pct. i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 2007. Reduktionen af reserverne skyldes hovedsagelig produktionen i 2007.

Den forventede samlede indvinding af olie er i forhold til sidste års opgørelse nedskrevet med 8 mio. m<sup>3</sup>. Olieproduktionen i 2007 udgjorde 18 mio. m<sup>3</sup>, hvorfor faldet i oliereserverne samlet er 26 mio. m<sup>3</sup>.

Der er pr. 1. januar 2008 produceret 315 mio. m<sup>3</sup> olie, mens reserverne udgør 214 mio. m<sup>3</sup>. Produktionen i perioden 1972 - 2007 udgør således 60 pct. af den samlede forventede indvinding fra kendte felter og fund, se figur 5.1.

I bilag C er vist Energistyrelsens reserveopgørelse pr. 1. januar 2008.

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

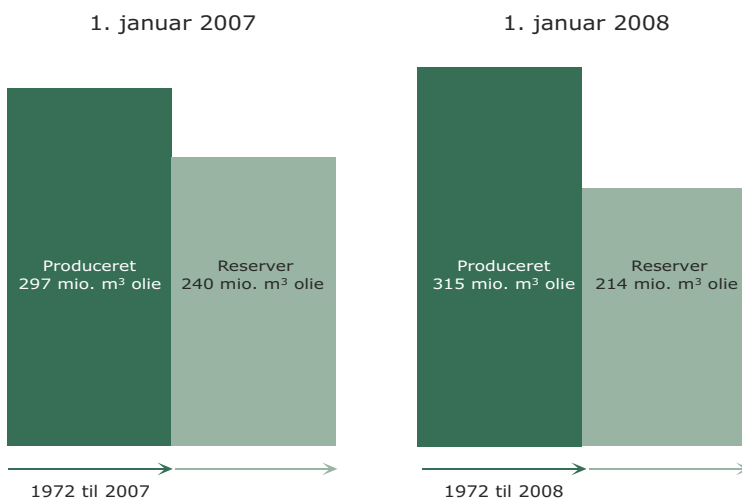
## 5 års prognose

Energistyrelsen udarbejder en 5 års prognose for produktion af olie og naturgas hvert forår, og prognosen revideres hvert efterår.

### Olie

For 2008 forventes olieproduktionen at blive 16,4 mio. m<sup>3</sup> svarende til ca. 283.000 tønder olie pr. dag, se tabel 5.1. Det er en nedgang på 9 pct. i forhold til 2007, hvor olieproduktionen var 18,1 mio. m<sup>3</sup>. I forhold til sidste års prognose for 2008 er det en nedskrivning på 8 pct., som hovedsagelig skyldes reducerede forventninger til produktionen fra felterne Syd Arne, Halfdan og Dan.

fig. 5.1 Producerede oliemængder og oliereserver



Fra 2008 til 2009 forventes olieproduktionen at aftage yderligere, mens produktionen for resten af prognoseperioden derefter forventes at være nogenlunde konstant. I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen i gennemsnit nedskrevet med 6 pct. i prognoseperioden. Det skyldes hovedsagelig reducerede forventninger til produktionen på Dan feltet samt en udsættelse af det forventede tidspunkt for idriftsættelse af Hejre feltet.

#### Naturgas

Produktionen af naturgas forventes i 2008 at blive 8,6 mia. Nm<sup>3</sup>, se tabel 5.1. I forhold til sidste års prognose er skønnet for produktionen i gennemsnit nedskrevet med 6 pct. i prognoseperioden. For årene 2008 og 2009 er nedskrivningen foretaget med baggrund i, at den faktiske produktion af naturgas i 2007 blev lavere end skønnet. For resten af prognoseperioden skyldes nedskrivningen udsættelse af det forventede tidspunkt for idriftsættelse af felterne Hejre og Amalie.

**tabel 5.1** Forventet produktion af olie og naturgas

	2008	2009	2010	2011	2012
Olie, mio. m <sup>3</sup>	16,4	15,0	15,7	15,4	15,4
Naturgas, mia. Nm <sup>3</sup>	8,6	8,6	8,2	7,3	6,7

#### Selvforsyningsgrader i de kommende 5 år

Danmark har været netto-selvforsynende med energi siden 1997. Danmark er selvforsynende med energi, når energiproduktionen overstiger energiforbruget i en samlet energimæssig opgørelse.

Forbruget af forskellige energiprodukter er ikke fordelt på samme måde som energiproduktionen. 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 2007 31 pct. større end det samlede energiforbrug. Dette er et fald i forhold til året før, hvor produktionen oversteg forbruget med 44 pct. Faldet skyldes hovedsagelig en nedgang i olieproduktionen.

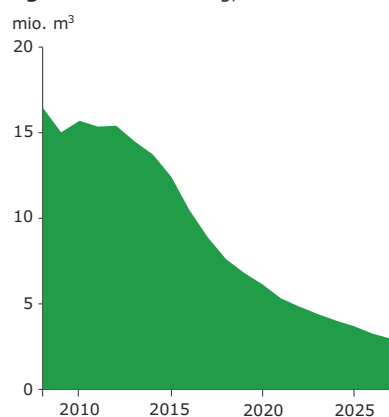
Olie- og gasproduktionen oversteg det samlede energiforbrug i 2007 med 15 pct. og det samlede forbrug af olie og gas med 92 pct.

Tabel 5.2 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i selvforsyningsgrader i de kommende 5 år. Energistyrelsen udarbejder prognoser for forbruget af olie og naturgas i Danmark. Den anførte forbrugsprognose er Energistyrelsens prognose, som lå til grund for energiaftalen af 2. februar 2008.

De forventede selvforsyningsgrader i tabellen udviser generelt et fald i forhold til de tilsvarende tal opgjort i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2006". Faldet skyldes primært, at forventningerne til olie- og gasproduktionen er nedskrevet i forhold til sidste års prognose.

Som det fremgår af tabel 5.2 forventer Energistyrelsen, at Danmark også i de kommende 5 år vil være selvforsynende med energi.

fig. 5.2 Reservebidrag, olie



tabel 5.2 Selvforsyningsgrader

	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Produktion i PJ</b>					
Olie	608	555	580	568	570
Gas	366	367	352	318	295
Vedvarende energi	156	163	181	181	187
<b>Energiforbrug i PJ</b>					
I alt	869	868	865	859	860
<b>Selvforsyningsgrader i pct.</b>					
A	185	173	180	174	170
B	112	106	108	103	101
C	130	125	129	124	122

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.

### 20 års prognose

Energistyrelsen udarbejder årligt en 20 års prognose for produktion af olie og naturgas baseret på reserveopgørelsen. Prognosen opdeles i henholdsvis et reservebidrag for olie og et reservebidrag for 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 periode fra 2009 til og med 2012 med nogenlunde konstant produktion, der skyldes udbygning af nye felter og videre udbygning af en række eksisterende felter.

I prognosen er ikke forudsat større udbygninger efter 2012, og produktionen forventes om 10 og 15 år at udgøre henholdsvis omkring halvdelen og en fjerdedel af produktionen i 2007.

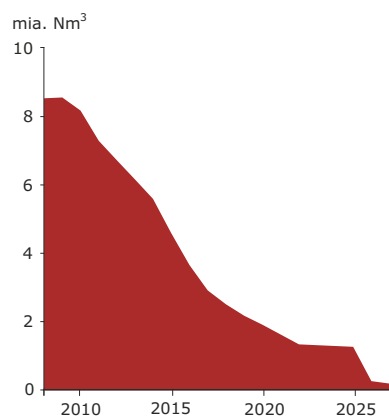
Produktionsfaldet kan dog forventes opbremses af den teknologiske udvikling, som kan øge indvindingen fra prognosens felter, og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne i blandt andet licenserne fra 6. udbudsrunde.

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.

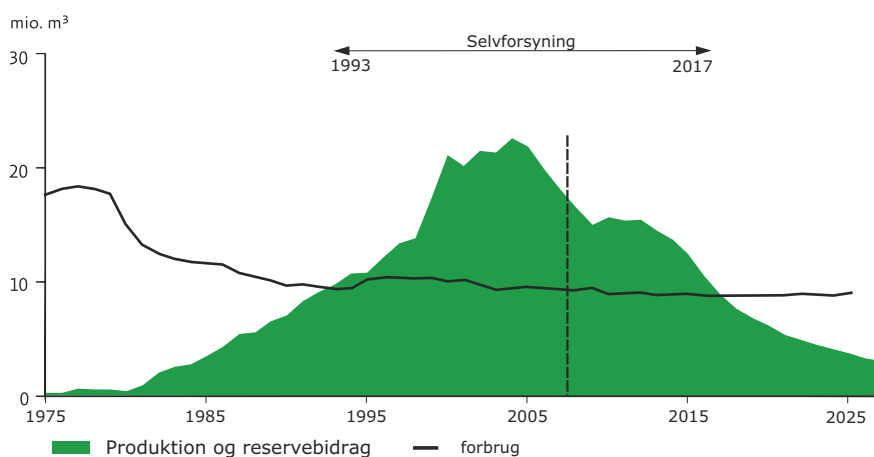
I modsætning til olieproduktionen, der umiddelbart kan afsættes til den gældende markedspris, er det en forudsætning for produktion af naturgas, at der er indgået kontrakter om levering.

Siden salget af gas begyndte i 1984, er leverancerne af naturgas fra A. P. Møllers Eneretsbevilling primært sket i henhold til kontrakter for gassalg 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



**fig 5.4** Olieproduktion og reservebidrag



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 eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra Vest via NOGAT-rørledningen til Holland.

#### **Selvforsyning i de kommende 20 år**

På figur 5.4 er for olie vist den producerede mængde samt det historiske forbrug. Endvidere fremgår reservebidraget samt styrelsens prognose, som lå til grund for energiaftalen fra februar 2008. Der er markant forskel på forløbet af prognoserne for forbrug og produktion.

Forbrugsprognosen har et næsten konstant forløb, mens produktionsprognosen er stærkt aftagende, bortset fra en årrække i starten af prognoseperioden, hvor produktionen forventes at være nogenlunde konstant.

Det aftagende forløb for produktionen skyldes, at der ikke i den viste prognose er medtaget 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 2017.

Prognoserne for naturgas udviser et lignende forløb som for olien, og Danmark forventes at være selvforsynende med naturgas til og med 2016 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 Danmarks periode med selvforsyning med olie og naturgas, se nedenfor.

### Hvorfor falder Danmarks olieproduktion?

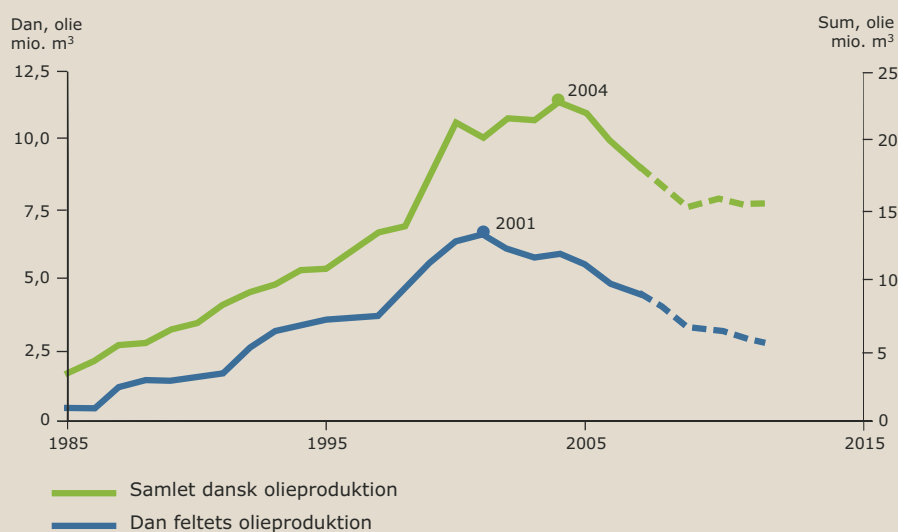
Den danske olieproduktion toppede i 2004 og har siden været faldende. I 2007 var produktionen 20 pct. mindre end i 2004.

Produktionen fra et felt vil falde af naturlige årsager. For et felt, som produceres ved naturlig dræning, vil olieproduktionen falde som følge af, at trykket i reservoiret falder. For felter med trykvedligeholdelse, eksempelvis vandinjektion, vil den samlede producerede mængde af olie og vand være nogenlunde konstant i feltets levetid. Men olieproduktionen vil falde og vandandelen stige, efterhånden som det injicerede vand vil trænge igennem til produktionsboringerne.

På figuren nedenfor er vist den historiske olieproduktion fra Dan feltet siden 1985 og en prognose for de næste 5 år. Det ses, at produktionen er steget siden midten af 80'erne og indtil 2001, hvor produktionen toppede. Den stigende olieproduktion skyldes yderligere udbygning af feltet med vandrette brønde og vandinjektion.

Feltet er også blevet udbygget yderligere efter 2001, men den yderligere produktionen fra de nye tiltag har ikke kunnet opveje det naturlige fald i olieproduktionen. Ifølge prognosen for de næste 5 år forventes også en faldende tendens for olieproduktionen fra feltet.

Olieproduktion fra Dan feltet og samtlige danske felter, mio. m<sup>3</sup>



Selv om den danske produktion består af bidrag fra mange felter, ligner forløbet for den samlede, danske olieproduktion Dan feltets produktionsudvikling. I perioden fra 1985 til 2004 blev der sat adskillige felter i produktion, og samtidig blev en række store felter udbygget med vandrette brønde og vandinjektion således, at den danske olieproduktion steg markant.

Produktionen fra de fleste danske felter har været faldende siden 2004, og det har resulteret i faldet i den samlede produktion. Af figuren ses, at den samlede produktion i anden halvdel af prognoseperioden forventes at være nogenlunde konstant, begrundet i videre udbygning af eksisterende felter og udbygning af en række nye felter.

Det videre forløb af prognosen kan ses på figur 5.2. Produktionsfaldet efter 2012 kan dog forventes opbremses af den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne i blandt andet licenserne fra 6. udbudsrunde.

## RESSOURCER

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.

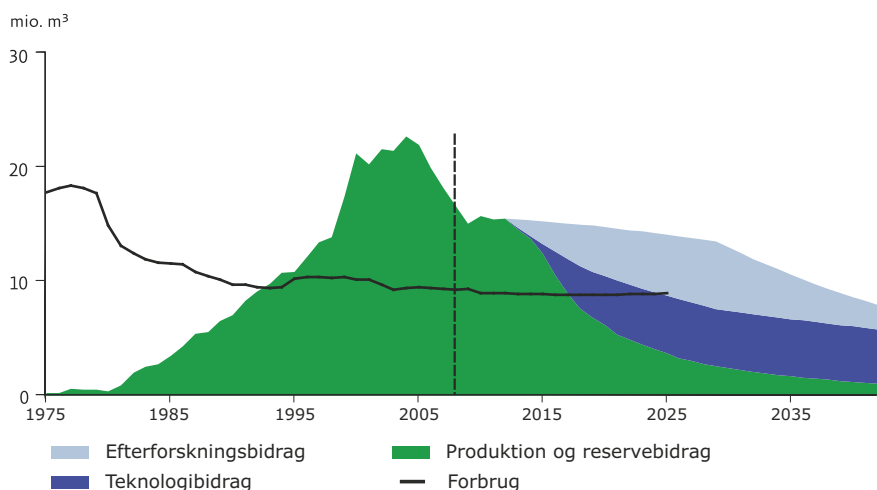
Det skal understreges, at skøn over teknologi- og efterforskningsbidragenes størrelser er behæftet med stor usikkerhed.

Energistyrelsens skøn for teknologibidraget for olie tager udgangspunkt i en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad på de danske felter med 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 forventede indvindingsgrad for olie i dag 23 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 den gennemsnitlige indvindingsgrad er steget med 9 pct. point siden 1990. Det er ikke muligt at forudse, hvilke nye teknikker der vil bidrage til yderligere produktion eller at estimere, hvor meget disse teknikker vil bidrage til produktionen.

Rapporten "Analyse vedrørende olie og naturgasressourcer, Maj 2005" er en baggrundsrapport til Energistrategi 2025. Her blev der anvendt et teknologibidrag svarende til en forøgelse af indvindingsgraden på 5 pct. point baseret på den daværende relativt lave oliepris. I rapporten blev det også fremhævet, at der med en relativ høj oliepris vil være et betydeligt incitament til udvikling af ny teknologi. Baseret på den nuværende

**fig 5.5** Olieproduktion og prognose





relativt høje oliepris skønnes det, at indvindingsgraden kan øges med 10 pct. point. Teknologibidraget forventes produceret over en længere periode end forudsat i sidste prognose.

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 blandt andet 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<sup>3</sup> olie og 152 mia. Nm<sup>3</sup> gas. Rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2003" indeholder en beskrivelse af opgørelsen og af den systematik, der er anvendt.

Styrelsens prognoseskøn for olie indeholdende reserve-, teknologi- og efterforskningsbidrag er vist på figur 5.5. Endvidere er styrelsens prognose, som lå til grund for energiaftalen fra februar 2008 vist. Danmark forventes at være selvforsynende med olie til og med 2017 baseret på reservebidraget. Hvis teknologi- og efterforskningsbidraget medregnes, skønnes Danmark at være selvforsynende med olie i omkring yderligere 20 år.

Danmark forventes at være selvforsynende med naturgas til og med 2016 på grundlag af reservebidraget. For naturgas forventes ikke noget markant teknologibidrag, da der allerede med dagens teknologi opnås en væsentlig højere indvindingsgrad end for olie. Bidraget forventes derfor ikke at forlænge Danmarks selvforsyning med naturgas væsentligt. Hvis teknologi- og efterforskningsbidraget medtages, skønnes Danmark at være selvforsynende med naturgas i omkring yderligere 10 år.

Indvindingen af kulbrinter har siden 1997 bidraget afgørende til, at Danmark er selvforsynende med energi.

Olie- og gasproduktionen har på mange måder betydning for den danske økonomi via statens skatteindtægter, effekterne på handels- og betalingsbalancen samt via overskuddet fra olie- og gassektorens aktører og ikke mindst som arbejdsplads for mange mennesker.

## VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

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

Olieprisen steg med godt 10 pct. i forhold til 2006. Den gennemsnitlige oliepris i 2007 var ved Brent-noteringen 72,5 US\$ pr. tønde mod 65,1 US\$ pr. tønde i 2006. Olieprisen har således fortsat de senere års stigninger. Udviklingen i olieprisen i 2007 ses af figur 6.1.

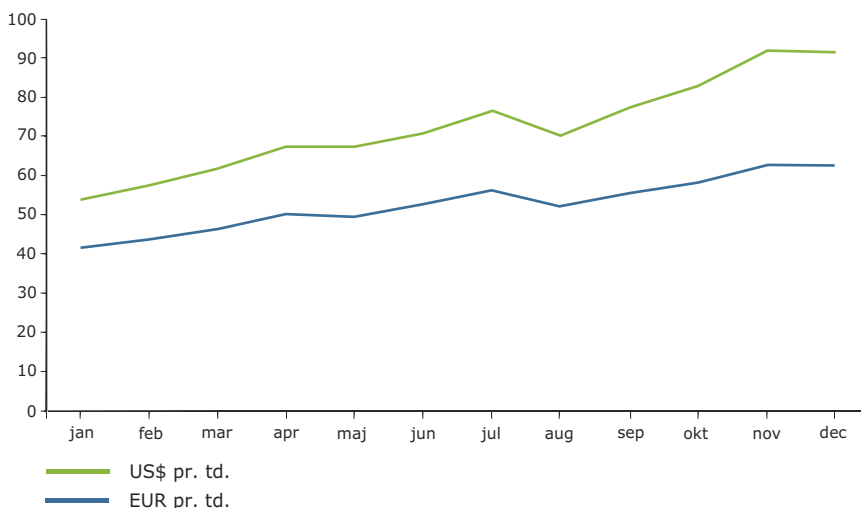
I 2007 var den gennemsnitlige dollarkurs på 5,4 kr. pr. US\$. Dette er et markant fald i forhold til perioden 2004 til 2006, hvor dollarkursen lå omkring 6 kr. pr. US\$.

I figur 6.1 er udviklingen i olieprisen også gengivet i Euro. Som det fremgår af figuren øges spændet i løbet af 2007 mellem olieprisen i US\$ og Euro. Mens der i løbet af 2007 er tale om næsten en fordobling af olieprisen i US\$, betyder den faldende dollarkurs, at stigningen målt i Euro – og dermed i danske kroner – er langt mere beskednen.

Tilsvarende betyder den faldende dollarkurs, at den gennemsnitlige oliepris målt i danske kroner er stort set uforandret fra 2006 til 2007. Den gennemsnitlige pris for en tønde Brent-olie var på 387,2 danske kroner i 2006 og på 392,1 i 2007. Olieprisens stigning i dollar medførte derfor ikke en tilsvarende stigning i indtjeningen i danske kroner.

Figur 6.2 viser olieprisens udvikling i dollar fra 1972 til 2007. Det er bemærkelsesværdigt, at olieprisen i faste priser var højere i begyndelsen af 1980'erne end gennemsnittet for 2007.

fig 6.1 Oliepriser, 2007, US\$ og EUR



Faldet i olie- og gasproduktionen i 2007 medførte et fald i værdien i danske kroner af den producerede mængde. Samlet skønnes værdien af den danske olie- og gasproduktion i 2007 til 56 mia. kr. Ifølge de foreløbige skøn for 2007 fordeler produktionsværdien sig med ca. 44,6 mia. kr. på olieproduktion og 11,4 mia. kr. fra gasproduktion.

Samlet set er der tale om et fald i værdien på godt 7 pct. i forhold til året før. Faldet skyldes, at stigningerne i olieprisen ikke har opvejet faldet i valutakursen og olieproduktionen.

I figur 2.2 i afsnittet *Udbygning og produktion* ses, hvordan olieproduktionen i 2007 fordeler sig på de ti producerende selskaber i Danmark.

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

I bilag D findes en detaljeret oversigt over økonomiske nøgletal fra 1972 til 2007.

### PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Olie- og gasproduktionen bidrager til, at Danmark er netto-selvforsynende med energi. Produktionens omfang gør det muligt at eksportere olie- og naturgas. Denne eksport har en positiv effekt på handelsbalancen og på betalingsbalancens løbende poster.

#### Handelsbalancen for olie og naturgas

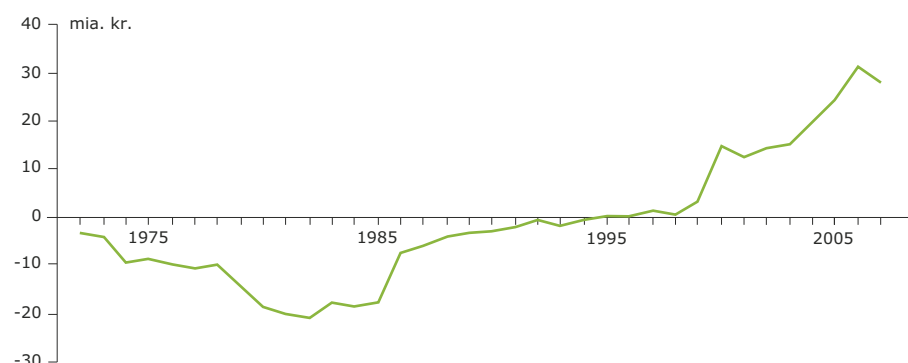
Udviklingen i Danmarks handel med udlandet inden for olie og gas ses af figur 6.3. Som det fremgår af figuren, fik Danmark i 1995 overskud på handelen med udlandet, og overskuddet er fastholdt siden.

I 2007 var overskuddet på 28,3 mia. kr. Hermed fastholdes et højt niveau, men den lavere produktion og dollarkurs medfører et fald fra året før, hvor overskuddet er opgjort til 31,5 mia. kr.

**fig 6.2** Olieprisens udvikling 1972-2007, US\$ pr. td.  
US\$ pr. td.



**fig 6.3** Handelsbalance for olie og naturgas, mia. kr., løbende priser



### Betalingsbalanceeffekten

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 er i år udarbejdet for tre forløb af olieprisen. Formålet med at beregne tre forløb er at illustrere betalingsbalanceeffektens følsomhed over for ændringer i olieprisen.

De tre forløb beregnes med en oliepris på henholdsvis 62, 90 og 120 US\$ pr. tønde og med en dollarkurs på 5,07 kr. pr. US\$. En pris på 62 US\$ pr. tønde svarer til IEA's langsigtede forventning til olieprisen.

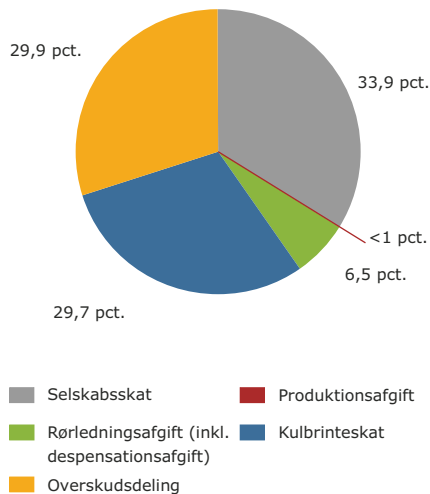
Værdien af de forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancen for prisforløbet på 90 US\$ pr. tønde er vist i tabel 6.1. Nederst i tabellen vises endvidere den beregnede effekt på betalingsbalancens løbende poster for prisforløb på henholdsvis 62 US\$ og 120 US\$ pr. tønde.

**tabel 6.1** Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr. 2007-priser, Mellem prisforløb (90 US\$/td.)

	2008	2009	2010	2011	2012
Samf. økonomisk produktionsværdi	59,3	55,2	56,6	54,4	53,8
Importindhold	4,7	4,4	4,4	3,9	3,6
Vare- og tjenestebalancen	54,6	50,7	52,2	50,5	50,2
Renter og Udbytter til udland	10,4	9,6	10,2	9,0	9,3
Betalingsbal. løbende poster	44,1	41,1	42,0	41,5	40,9
Betalingsbal. løbende poster, lavt prisforløb (62US\$/td.)	33,2	31,3	31,9	31,6	31,2
Betalingsbal. løbende poster, højt prisforløb (120US\$/td.)	56,1	52,0	53,3	52,1	50,2

Note: baseret på Energistyrelsens 5-årsprognose

**fig 6.4** Fordeling af statens indtægter i 2007



Ved en oliepris på 90 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster at ligge på 40 til 44 mia. kr. pr. år i perioden 2008-2012. Det fremgår endvidere, at en højere oliepris betyder en større effekt og omvendt.

**Statens indtægter**

Staten modtager indtægter fra indvindingen af olie og naturgas i Nordsøen via direkte indtægter fra forskellige skatter og afgifter: selskabsskat, kulbrinteskatt, 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.

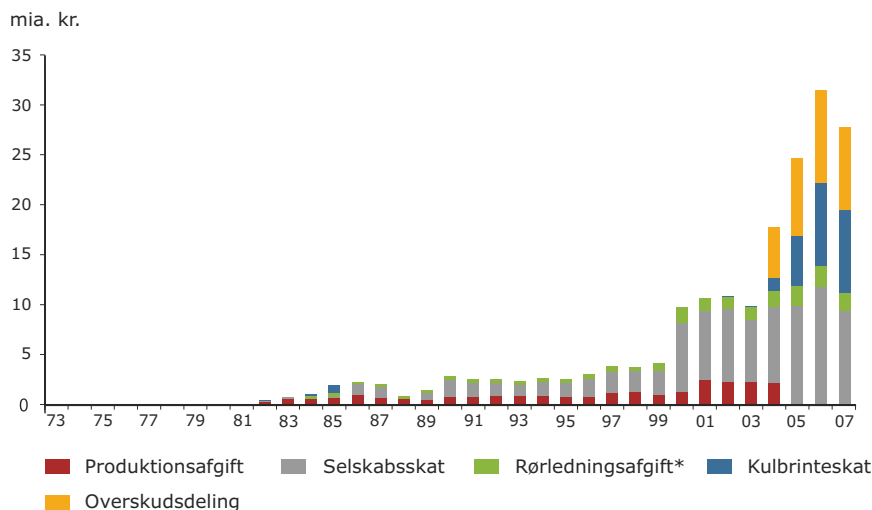
Boks 6.1 indeholder en uddybning af grundlaget for statens indtægter fra skatter og afgifter på indvindingen af olie og gas.

Med en andel på knap 34 pct. er selskabsskatten den væsentligste indtægtskilde for staten. Figur 6.4 viser fordelingen af statens skatteindtægter i 2007. Statens samlede indtægter fra indvindingen af kulbrinter i Nordsøen beløber sig i perioden 1963-2007 til 186,9 mia. kr. i 2007-priser.

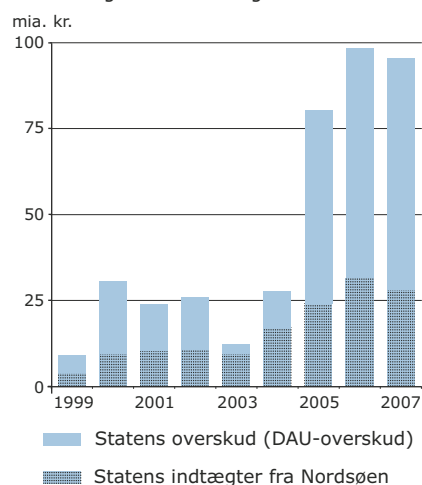
Figur 6.5 viser udviklingen i statens indtægter fra 1972-2007. Til sammenligning var den akkumulerede produktionsværdi i perioden 543,7 mia. kr., mens den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 227,4 mia. kr.

Udviklingen i 2007 har været præget af fald i produktion og en svagere dollarkurs, som ikke fuldt ud opvejes af stigningen i olieprisen. De samlede indtægter for 2007 skønnes til 27,9 mia. kr. Indtægterne i 2006 var til sammenligning rekordstore på 31,5 mia. kr. Som det fremgår af figur 6.6., udgør statens indtægter knap 30 pct. af statens overskud.

**fig 6.5** Udvikling i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1973-2007, mia. kr., 2007-priser



**fig. 6.6** 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

**boks 6.1** 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 overskudsdeling samt 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 2007. Detaljerede oplysninger findes i bilag E og på Energistyrelsens hjemmeside.

#### Selskabsskat

Selskabsskatten er statens vigtigste indtægtskilde på olie- og gasområdet. Selskabsskatten blev nedsat fra 28 pct. til 25 pct. med virkning fra den 1. januar 2007.

#### Kulbrinteskatt

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

#### Produktionsafgift

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

#### Overskudsdeling

Med virkning fra 1. januar 2004 og frem til 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnere i Eneretsbevillingen 20 pct. af overskuddet før skat og før netto-renteudgifter.

#### Olierørledningsafgift

DONG Oil Pipe A/S ejer olierørledningen mellem Gorm feltet og Fredericia. Brugere 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.

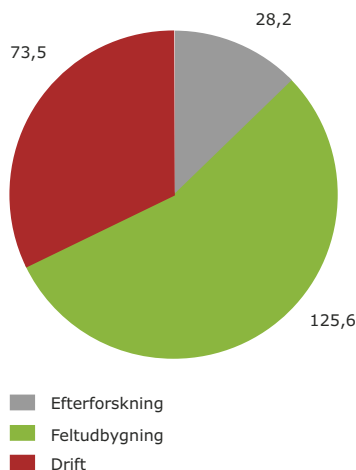
#### DONG E & P A/S

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 deltager med 20 pct. af alle nye tilladelser fra 2004. Endvidere indtræder staten med 20 pct. i DUC fra 9. juli 2012.

**fig. 6.7** Rettighedshavernes akkumulerede udgifter i perioden 1963-2007, mia. kr., 2007-priser



Tabel 6.2 viser de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter de seneste 5 år.

Statens indtjening er som følge af stigningen i olieprisen vokset betydeligt siden 2003. Det skyldes, at regeringen i 2003 indgik en aftale med A.P. Møller Mærsk, den såkaldte Nordsøaftale. Gennem en omlægning af mulighederne for fradrag betød aftalen en skærpet beskatning. Det vil sige, at jo større overskud selskaberne skaber f.eks. som følge af en højere oliepris, jo større andel betales i skat.

Statens andel varierer afhængig af om indtægterne opgøres i forhold til indkomstår eller indbetalingsår. I tabellen er statens indtægter opgjort i indbetalingsår, hvilket for 2007 betyder, at statens andel af overskuddet er på 60,5 pct. Opgjort på indkomstår er andelen 63 pct.

Skatteministeriet skønner for de kommende 5 år og med et olieprisforløb på 90 US\$ pr. tønde, at statens samlede indtægter vil være omkring 30-33 mia. kr. pr. år fra 2008 til 2012. I tabel 6.3 er vist udviklingen i statens forventede indtægter for tre olieprisforløb. Det fremgår ligeledes af tabellen, at statens andel er voksende ved stigende indtjening eksempelvis som følge af højere oliepriser.

Fremtidige skøn over selskabs- og kulbrinteskot indeholder usikkerhed om både olieprisen, produktionen og dollarkursen. Hertil kommer en usikkerhed knyttet til beregningernes stiliserede forudsætninger med hensyn til blandt andet selskabernes finansieringsudgifter.

### Investeringer og udgifter

Indsatsen omkring efterforskning, udbygning, drift og vedligeholdelse af felter er af afgørende betydning for, at Danmark kan fastholde indtægterne fra Nordsøen.

Udbygning og investering i nye felter udgør over halvdelen af rettighedernes samlede udgifter. Figur 6.7 viser fordelingen af rettighedshavernes udgifter fra 1963 til 2007. Udgifterne til efterforskning, udbygning og drift inkl. administration og transport udgør henholdsvis 13, 55 og 32 pct. af de samlede udgifter.

### Efterforskningsudgifter

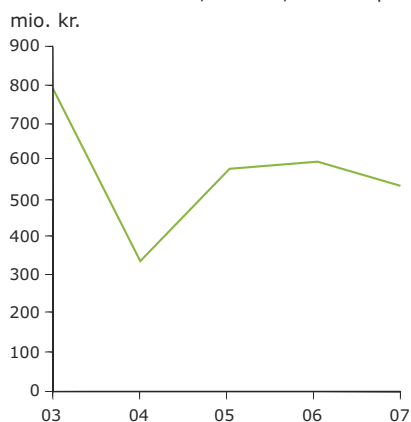
Udviklingen for efterforskningsudgifter fra 2003 til 2007 er vist i figur 6.8. For 2007 vurderes de samlede efterforskningsudgifter foreløbigt til 0,54 mia. kr. De samlede udgifter til efterforskning er således faldet lidt i forhold til 2006, hvor udgifterne blev opgjort til 0,6 mia. kr.

**tabel 6.2** Statens indtægter i de seneste 5 år, mio. kr., løbende priser

	2003	2004	2005	2006	2007
Kulbrinteskot	64	1.251	4.854	8.282	8.280
Selskabsskat	5.943	7.351	9.661	11.738	9.441
Produktionsafgift	2.181	2.104	1	1	2
Olierørledningsafgift*	1.144	1.496	2.052	2.156	1.815
Overskudsdeling	-	4.890	7.595	9.322	8.348
<b>I alt</b>	<b>9.331</b>	<b>17.092</b>	<b>24.163</b>	<b>31.499</b>	<b>27.886</b>

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

**fig. 6.8** Efterforskningsudgifter  
2003-2007, mio. kr., løbende priser



Faldet skyldes, at nogle aktiviteter er udskudt til 2008. Forventningen er derfor, at udgifterne til efterforskning vil stige til 0,8-1,0 mia. kr. i 2008 og 2009. Det er især aktiviteterne i licenserne fra 6. runde fra 2006, der ligger til grund for stigningen. Den højere oliepris forventes at bevirke, at selskaberne øger deres efterforskningsaktiviteter, også i områder udenfor Central Graven.

### Udbygningsinvesteringer

Blandt rettighedshavernes økonomiske forhold er investeringerne i udbygning af nye og eksisterende felter den mest udgiftskrævende post. Investeringen til udbygningsaktiviteter i 2007 er skønnet til 6,6 mia. kr. I forhold til året før er der tale om en stigning på 1,1 mia. kr. Til sammenligning har de årlige gennemsnitlige investeringer til udbygning de sidste 10 år været knap 5 mia. kr. Tabel 6.4 viser investeringer i feltudbygninger i perioden 2003-2007.

Størstedelen af udbygningsaktiviteterne har i 2007 fundet sted på felterne Halfdan, Syd Arne, Tyra og Valdemar. Udgifter til udbygning på disse felter udgør knap 80 pct. af de samlede investeringer i 2007.

**tabel 6.3** Statens indtægter fra olie- og gasindvinding, mia. kr., løbende priser\*

		2008	2009	2010	2011	2012
Selskabsskattegrundlag	120 US\$/td.	74,1	69,9	74,9	74,5	72,6
før skatter, afgifter og overskudsdeling	90 US\$/td.	52,8	49,8	53,5	53,1	51,4
	62 US\$/td.	33,8	31,7	34,2	33,9	32,3
Selskabsskat	120 US\$/td.	14,4	13,6	14,7	14,7	14,7
	90 US\$/td.	10,2	9,7	10,5	10,4	10,3
	62 US\$/td.	6,5	6,1	6,6	6,6	6,4
Kulbrinteskatt	120 US\$/td.	16,0	15,0	15,4	15,9	18,0
	90 US\$/td.	10,9	10,1	10,5	10,4	10,6
	62 US\$/td.	6,3	5,8	6,1	6,1	6,3
Overskudsdeling	120 US\$/td.	13,3	12,5	12,8	12,6	11,8
	90 US\$/td.	9,6	9,0	9,3	9,1	8,5
	62 US\$/td.	6,3	5,9	6,1	6,0	5,5
Produktionsafgift	120 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	90 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	62 US\$/td.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Olierørledningsafgift**	120 US\$/td.	2,9	2,7	2,9	2,9	1,8
	90 US\$/td.	2,2	2,0	2,2	2,2	1,4
	62 US\$/td.	1,5	1,4	1,5	1,5	1,0
<b>Total</b>	120 US\$/td.	46,6	43,8	45,9	46,2	46,3
	90 US\$/td.	32,9	30,8	32,4	32,1	30,8
	62 US\$/td.	20,6	19,2	20,3	20,2	19,2
Statens andel (pct.)	120 US\$/td.	63,0	62,7	61,3	61,9	63,8
	90 US\$/td.	62,3	62,0	60,6	60,5	60,0
	62 US\$/td.	60,9	60,4	59,3	59,5	59,5

\* Der er forudsat 1,73 pct. årlig inflation

\*\* Inklusiv 5% dispensationsafgift

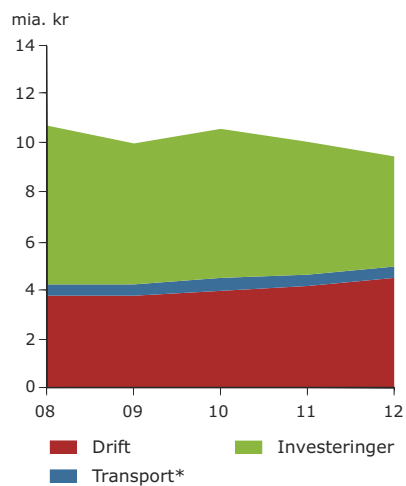
Kilde: Skatteministeriet

Note: baseret på Energistyrelsens 5-årsprognose

Anm. Nationalregnskabs periodisering (indkomstår)



**fig. 6.9** Skønnede investeringer i felter samt udgifter til drift og transport, 2007-priser



\*Eksl. rørlednings- og dispensationsafgift

Tabel 6.5 viser Energistyrelsens forventninger til udbygningsaktiviteten i perioden 2008 til 2012. Forventningerne bygger på igangværende, besluttede, planlagte samt 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*.

De forventede investeringer for perioden 2008-2012 er af samme størrelse som sidste års prognose. Der er foretaget diverse revisioner af investeringerne, og eksempelvis er de forventede investeringer i "igangværende og besluttet"-kategorien fordoblet i forhold til sidste år, idet der blandt andet er indsendt planer for projekter, som året før var medtaget under "mulig"-kategorien.

#### Udgifter til drift, administration og transport

For 2007 har Energistyrelsen skønnet udgifterne til drift, administration og transport til 3,9 mia. kr. Dette er et fald på knap 10 pct. i forhold til året før. Det skyldes primært at produktionen har været mindre i 2007. Såvel udgifterne til transport som drifts- og administrationsomkostninger er mindre end året før.

Endvidere er stigningerne i drifts- og transportomkostninger som følge af den højere oliepris ved at stagnere på et markant højere niveau end for få år siden. Eksempelvis er udgifterne til leje af en standard boreplatform 3 gange over niveauet for 4 år siden og skønnes at ligge på godt 200.000 US\$ pr. dag.

**tabel 6.4** Investeringer i feltudbygninger i perioden 2003-2007, mio. kr., løbende priser

	2003	2004	2005	2006	2007*
Cecilie	660	309	-18	7	6
Dagmar	0	0	0	0	0
Dan	943	750	750	684	436
Gorm	107	108	291	303	158
Halfdan	1.779	1.124	683	1.244	2.120
Harald	4	22	53	1	4
Kraka	0	2	0	0	0
Nini	1.288	319	163	35	204
Roar	0	0	0	0	0
Rolf	37	4	0	1	2
Siri	406	425	73	153	220
Skjold	77	8	11	4	15
Svend	0	0	0	0	0
Syd Arne	764	762	310	478	1.088
Tyra	305	459	1.020	1.426	703
Tyra Sydøst	82	96	45	45	306
Valdemar	200	52	553	991	1.322
NOGAT Pipeline	766	664	12	-	-
Diverse	-31	2	5	-	16
<b>I alt</b>	<b>7.386</b>	<b>5.105</b>	<b>3.951</b>	<b>5.373</b>	<b>6.600</b>

\*Skøn

Figur 6.9 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i investeringer, drifts- og transportudgifterne fra 2008-2012. Driftsomkostninger forventes at stige i hele perioden. Transportomkostningerne ventes at ligge på et niveau over 2007. Investeringerne forventes i starten af perioden at ligge på et højere niveau end 2007 for at falde sidst i perioden.

**tabel 6.5** Forventede investeringer i feltudbygning i perioden 2008-2012, mia. kr., 2007-priser

	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Igangværende og besluttet</b>					
Adda	0,3	1,0	-	-	-
Alma	-	-	0,6	-	-
Boje	-	-	0,5	-	-
Cecilie	0,0	-	-	-	-
Dagmar	-	-	-	-	-
Dan	0,4	0,0	0,3	-	-
Gorm	0,0	-	-	-	-
Halfdan	2,2	2,3	1,1	0,5	0,3
Harald	0,0	0,1	0,0	-	-
Kraka	0,3	-	-	-	-
Lulita	-	-	-	-	-
Nini	1,4	0,9	-	0,4	0,0
Regnar	-	-	-	-	-
Roar	-	-	-	-	-
Rolf	-	-	-	-	-
Siri	0,4	-	-	-	-
Skjold	-	-	-	-	-
Svend	-	-	-	-	-
Syd Arne	0,1	-	-	-	-
Tyra	0,3	0,4	0,1	0,8	0,5
Tyra Sydøst	0,3	-	-	-	-
Valdemar	0,9	0,4	-	-	-
<b>I alt</b>	<b>6,5</b>	<b>5,1</b>	<b>2,6</b>	<b>1,7</b>	<b>0,9</b>
Planlagt	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7
Mulig	0,0	0,7	3,4	3,5	3,0
<b>Forventet</b>	<b>6,5</b>	<b>5,8</b>	<b>6,1</b>	<b>5,4</b>	<b>4,5</b>





## INDHOLD BILAG

<b>Bilag A</b>	Producerede og injicerede mængder	<b>60</b>
<b>Bilag B</b>	Producerende felter	<b>63</b>
<b>Bilag C</b>	Reserveopgørelse	<b>104</b>
<b>Bilag D</b>	Økonomiske nøgletal	<b>105</b>
<b>Bilag E</b>	Gældende økonomiske vilkår	<b>106</b>
<b>Bilag F1</b>	Kort over dansk koncessionsområde	<b>107</b>
<b>Bilag F2</b>	Kort over dansk koncessionsområde – det vestlige område	<b>108</b>

## BILAG A: PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

### Produktion og salg

**OLIE** tusinde kubikmeter

	1972-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
<b>Dan</b>	33.232	4.767	5.745	6.599	6.879	6.326	5.929	6.139	5.712	5.021	4.650	90.999
<b>Gorm</b>	30.791	2.865	3.384	3.110	2.180	2.887	2.838	2.469	1.978	1.897	1.639	56.040
<b>Skjold</b>	25.348	1.896	1.825	1.975	1.354	1.659	1.532	1.443	1.310	1.214	1.015	40.571
<b>Tyra</b>	15.696	931	892	1.000	872	801	918	723	773	845	764	24.214
<b>Rolf</b>	3.375	92	77	83	51	51	104	107	79	89	103	4.212
<b>Kraka</b>	2.354	314	404	350	253	157	139	199	211	222	176	4.778
<b>Dagmar</b>	955	13	10	8	4	6	7	2	0	0	0	1.005
<b>Regnar</b>	728	43	29	14	33	18	19	19	16	11	0	930
<b>Valdemar</b>	842	95	86	77	181	353	435	491	423	470	881	4.335
<b>Roar</b>	747	327	259	285	317	175	121	98	94	51	35	2.509
<b>Svend</b>	2.192	635	521	576	397	457	280	326	324	296	299	6.301
<b>Harald</b>	794	1.690	1.332	1.081	866	578	425	314	237	176	139	7.632
<b>Lulita</b>	-	143	224	179	66	24	20	19	35	68	55	833
<b>Halfdan</b>	-	-	222	1.120	2.965	3.718	4.352	4.946	6.200	6.085	5.785	35.394
<b>Siri</b>	-	-	1.593	2.118	1.761	1.487	925	693	703	595	508	10.383
<b>Syd Arne</b>	-	-	757	2.558	2.031	2.313	2.383	2.257	2.371	1.869	1.244	17.783
<b>Tyra SØ</b>	-	-	-	-	-	493	343	580	614	446	377	2.852
<b>Cecilie</b>	-	-	-	-	-	-	166	310	183	116	88	863
<b>Nini</b>	-	-	-	-	-	-	391	1.477	623	377	323	3.192
<b>I alt</b>	<b>117.054</b>	<b>13.810</b>	<b>17.362</b>	<b>21.134</b>	<b>20.207</b>	<b>21.505</b>	<b>21.327</b>	<b>22.612</b>	<b>21.886</b>	<b>19.847</b>	<b>18.083</b>	<b>314.827</b>

### Produktion

**GAS** millioner Normalkubikmeter

	1972-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
<b>Dan</b>	12.378	1.343	1.410	1.186	1.049	945	786	764	651	561	456	21.531
<b>Gorm</b>	11.695	633	537	426	306	480	339	216	218	207	175	15.231
<b>Skjold</b>	2.251	146	154	158	104	123	92	77	93	77	69	3.343
<b>Tyra</b>	42.861	3.638	3.878	3.826	3.749	3.948	3.994	4.120	3.745	3.792	3.916	81.468
<b>Rolf</b>	142	4	3	4	2	2	4	5	3	4	4	177
<b>Kraka</b>	695	106	148	119	100	52	25	23	24	28	28	1.348
<b>Dagmar</b>	144	2	2	2	1	1	3	2	0	0	0	158
<b>Regnar</b>	46	4	2	1	3	1	2	2	1	1	0	63
<b>Valdemar</b>	323	54	49	55	78	109	151	218	208	208	355	1.808
<b>Roar</b>	3.296	1.458	1.249	1.407	1.702	1.052	915	894	860	489	367	13.689
<b>Svend</b>	237	84	65	75	48	61	43	38	34	28	28	740
<b>Harald</b>	1.092	2.741	2.876	2.811	2.475	2.019	1.563	1.232	1.091	927	781	19.608
<b>Lulita</b>	-	69	181	160	27	6	5	5	13	38	33	537
<b>Halfdan</b>	-	-	37	178	522	759	1.142	1.449	2.582	2.948	2.675	12.292
<b>Siri</b>	-	-	142	197	176	157	110	63	115	58	47	1.064
<b>Syd Arne</b>	-	-	167	713	774	681	544	461	484	366	233	4.423
<b>Tyra SØ</b>	-	-	-	-	-	447	452	1.233	1.337	1.108	848	5.426
<b>Cecilie</b>	-	-	-	-	-	-	14	24	15	8	6	67
<b>Nini</b>	-	-	-	-	-	-	29	107	49	29	24	239
<b>I alt</b>	<b>75.159</b>	<b>10.281</b>	<b>10.901</b>	<b>11.316</b>	<b>11.116</b>	<b>10.844</b>	<b>10.213</b>	<b>10.934</b>	<b>11.523</b>	<b>10.878</b>	<b>10.046</b>	<b>183.210</b>

De månedlige produktionstal for 2007 findes på Energistyrelsens hjemmeside [www.ens.dk](http://www.ens.dk)

## Brændstof\*

GAS millioner Normalkubikmeter

	1972-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
Dan	726	148	172	179	184	182	198	201	205	218	208	2.621
Gorm	1.308	152	149	142	111	146	135	137	124	124	135	2.664
Tyra	1.415	224	239	229	243	245	242	249	247	241	233	3.808
Dagmar	21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21
Harald	5	14	14	13	10	9	8	8	7	8	8	104
Siri	-	-	8	21	22	21	20	19	21	25	25	183
Syd Arne	-	-	3	32	34	45	49	45	52	53	55	367
Halfdan	-	-	-	-	-	-	-	20	39	39	39	138
I alt	3.475	539	585	618	604	648	652	679	694	709	703	9.906

## Afbrænding\*

	1972-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
Dan	1.534	43	56	67	79	55	71	37	23	29	27	2.020
Gorm	1.087	71	71	66	88	81	66	57	61	61	48	1.756
Tyra	580	42	58	58	68	61	54	63	55	51	43	1.132
Dagmar	121	2	2	2	1	1	3	2	0	0	0	135
Harald	77	19	12	7	11	3	1	1	1	2	2	138
Siri	-	-	73	9	15	9	23	65	15	7	7	222
Syd Arne	-	-	114	41	9	11	12	11	14	11	11	234
Halfdan	-	-	-	-	-	-	4	25	16	20	17	81
I alt	3.397	177	386	250	270	222	234	262	185	181	154	5.717

## Injektion

	1972-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
Gorm	8.039	24	25	45	4	14	6	4	3	0	0	8.164
Tyra	14.303	2.908	3.074	3.104	2.773	2.535	2.312	1.612	1.285	761	1.094	35.760
Siri**	-	-	61	167	139	126	109	111	143	64	45	965
I alt	22.343	2.933	3.160	3.316	2.916	2.675	2.428	1.727	1.431	824	1.139	44.890

## Salg\*

	1984-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
Dan	10.860	1.261	1.371	1.238	1.412	1.521	1.679	1.635	1.750	1.810	1.777	26.313
Gorm	3.654	535	448	334	209	364	228	99	126	103	66	6.166
Tyra	30.418	2.060	1.870	1.971	2.493	2.776	2.948	4.580	4.598	4.574	4.143	62.430
Harald	1.010	2.777	3.032	2.950	2.482	2.013	1.558	1.228	1.096	954	804	19.903
Syd Arne	-	-	50	640	730	625	483	406	418	302	168	3.822
Halfdan	-	-	-	-	-	-	4	319	1.226	1.421	1.091	4.062
I alt	45.944	6.633	6.770	7.133	7.326	7.299	6.900	8.267	9.214	9.164	8.049	122.696

\*) De anvendte navne henviser til behandlingscentre.

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

## Udledning

**CO<sub>2</sub>-UDLEDNING** tusinde tons

	1972-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
<b>Brændstof</b>	7.910	1.226	1.343	1.476	1.459	1.577	1.591	1.642	1.694	1.675	1.690	23.281
<b>Afbrænding</b>	7.732	402	1.126	645	646	535	564	664	457	470	449	13.690
<b>I alt</b>	<b>14.643</b>	<b>1.628</b>	<b>2.469</b>	<b>2.122</b>	<b>2.104</b>	<b>2.112</b>	<b>2.154</b>	<b>2.306</b>	<b>2.151</b>	<b>2.144</b>	<b>2.139</b>	<b>35.972</b>

CO<sub>2</sub>-udledning fra anvendelse af dieselolie er ikke medtaget frem til og med 2005.

CO<sub>2</sub>-udledningen er beregnet under anvendelse af parametre, som er specifikke for de enkelte år og for de enkelte anlæg fra 1998.

Opgørelsen er fra 2006 baseret på verificerede CO<sub>2</sub>-emissionsdata fra rapportering i henhold til CO<sub>2</sub>-kvoteloven og indeholder CO<sub>2</sub>-emission fra dieselforbrug på anlæggene.

## Produktion

**VAND** tusinde kubikmeter

	1972-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
<b>Dan</b>	8.071	2.976	4.220	5.277	6.599	6.348	7.183	8.053	9.527	10.936	12.152	81.343
<b>Gorm</b>	12.153	3.177	3.468	3.980	3.353	4.017	4.420	5.173	5.252	4.822	4.708	54.523
<b>Skjold</b>	9.808	3.938	3.748	4.333	2.872	3.007	3.525	3.688	4.270	4.328	3.885	47.403
<b>Tyra</b>	10.265	2.020	2.033	3.046	2.545	2.261	3.039	2.977	3.482	3.150	2.725	37.543
<b>Rolf</b>	2.793	411	366	358	181	168	270	308	290	316	383	5.843
<b>Kraka</b>	1.368	347	329	256	352	306	208	426	320	297	359	4.567
<b>Dagmar</b>	2.358	338	246	241	102	160	375	90	3	0	0	3.914
<b>Regnar</b>	1.103	407	363	139	475	257	316	396	352	255	1	4.064
<b>Valdemar</b>	139	52	55	48	150	272	310	325	792	937	854	3.933
<b>Roar</b>	110	146	199	317	386	301	476	653	662	498	560	4.308
<b>Svend</b>	66	272	582	1.355	954	1.051	1.330	1.031	1.309	1.205	1.200	10.356
<b>Harald</b>	-	5	15	39	98	78	43	15	12	12	18	335
<b>Lulita</b>	-	3	5	11	23	14	14	15	38	92	96	311
<b>Halfdan</b>	-	-	56	237	493	367	612	2.099	2.825	3.460	4.086	14.234
<b>Siri</b>	-	-	319	1.868	2.753	3.041	2.891	1.648	1.692	2.032	2.530	18.774
<b>Syd Arne</b>	-	-	15	60	119	390	751	1.124	800	1.136	1.652	6.046
<b>Tyra SØ</b>	-	-	-	-	-	250	596	466	437	377	669	2.795
<b>Cecilie</b>	-	-	-	-	-	-	25	331	637	651	576	2.220
<b>Nini</b>	-	-	-	-	-	-	3	63	729	822	621	2.239
<b>I alt</b>	<b>48.235</b>	<b>14.093</b>	<b>16.019</b>	<b>21.566</b>	<b>21.456</b>	<b>22.287</b>	<b>26.386</b>	<b>28.879</b>	<b>33.429</b>	<b>35.325</b>	<b>37.075</b>	<b>304.750</b>

## Injektion

	1972-97	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	I alt
<b>Dan</b>	29.429	11.817	14.964	17.464	18.176	16.123	18.063	20.042	20.281	21.520	20.230	208.108
<b>Gorm</b>	33.122	8.376	8.736	10.641	6.549	8.167	7.066	7.551	7.251	6.544	6.678	110.681
<b>Skjold</b>	37.722	6.291	5.866	6.520	4.805	6.411	6.386	6.451	6.045	5.711	6.098	98.307
<b>Halfdan</b>	-	-	82	13	620	2.532	5.162	5.759	9.710	11.026	12.107	47.012
<b>Siri</b>	-	-	1.231	3.778	4.549	4.507	3.383	1.681	1.347	1.923	3.499	25.898
<b>Syd Arne</b>	-	-	-	52	1.991	4.397	5.316	4.947	5.608	5.362	4.296	31.967
<b>Nini</b>	-	-	-	-	-	-	71	916	502	912	413	2.813
<b>Cecilie</b>	-	-	-	-	-	-	-	87	194	30	95	406
<b>I alt</b>	<b>100.273</b>	<b>26.484</b>	<b>30.878</b>	<b>38.469</b>	<b>36.689</b>	<b>42.138</b>	<b>45.446</b>	<b>47.435</b>	<b>50.937</b>	<b>53.027</b>	<b>53.416</b>	<b>525.192</b>

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



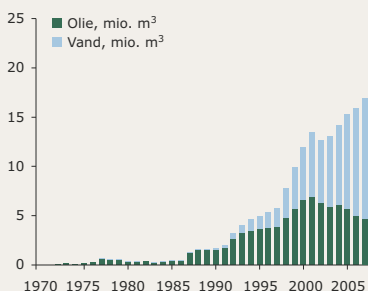
# BILAG B: PRODUCERENDE FELTER

## Signaturforklaring

### PRODUKTION

#### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 91,00 mio. m<sup>3</sup>  
 Gas: 21,53 mia. Nm<sup>3</sup>  
 Vand: 81,34 mio. m<sup>3</sup>



#### 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 2008.

#### Oliefelt (f.eks. Dan, Halfdan, Siri)

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)

Produktionen fra et gasfelt består af gas, vand og kondensat, som er en let olie. Grundet trykforskel mellem reservoiret og overfladen bliver en del af gassen fortættet ved overfladen, således at der ligeledes produceres flydende kulbrinter, såkaldt kondensat.

#### Olie- og gasfelt (f.eks. Tyra Sydøst)

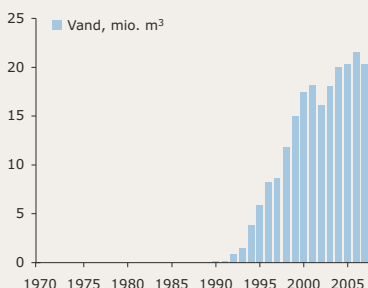
Olie-, gas-, kondensat- og vandproduktion

Produktion for 2007 kan ses i bilag A.

### INJEKTION

#### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Vand: 208,11 mio. m<sup>3</sup>



#### 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 2008. 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)

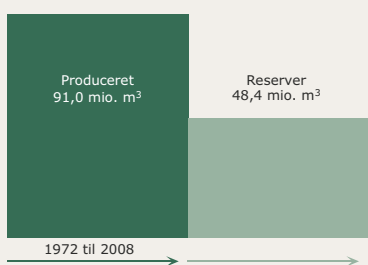
På f.eks. Halfdan feltet anvendes vandinjektion til at fortrænge olien mod olieproduktionsbrønde.

#### Felter med gasinjektion (f.eks. Tyra)

Enkelte felter anvender injektion af gas for at optimere produktionen af flydende kulbrinter.

### RESERVER

Olie: 48,4 mio. m<sup>3</sup>  
 Gas: 4,9 mia. Nm<sup>3</sup>



#### 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 2008 og den forventede tilbageværende mængde, reserven.

#### Produceret

Akkumuleret produktion af olie eller gas, som er produceret frem til 1. januar 2008.

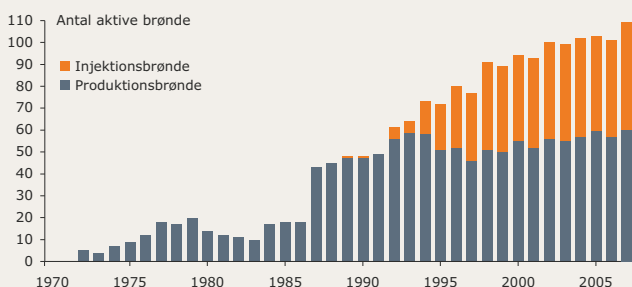
#### Reserve

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 2008

2007-priser 27,2 mia. kr.



#### Udbygning og investering

Akkumulerede 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.

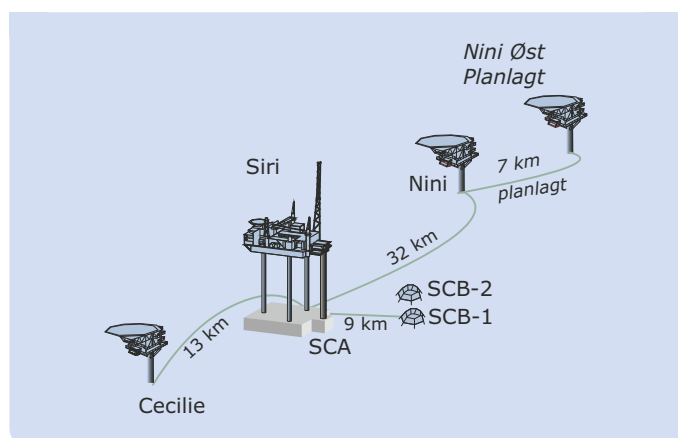
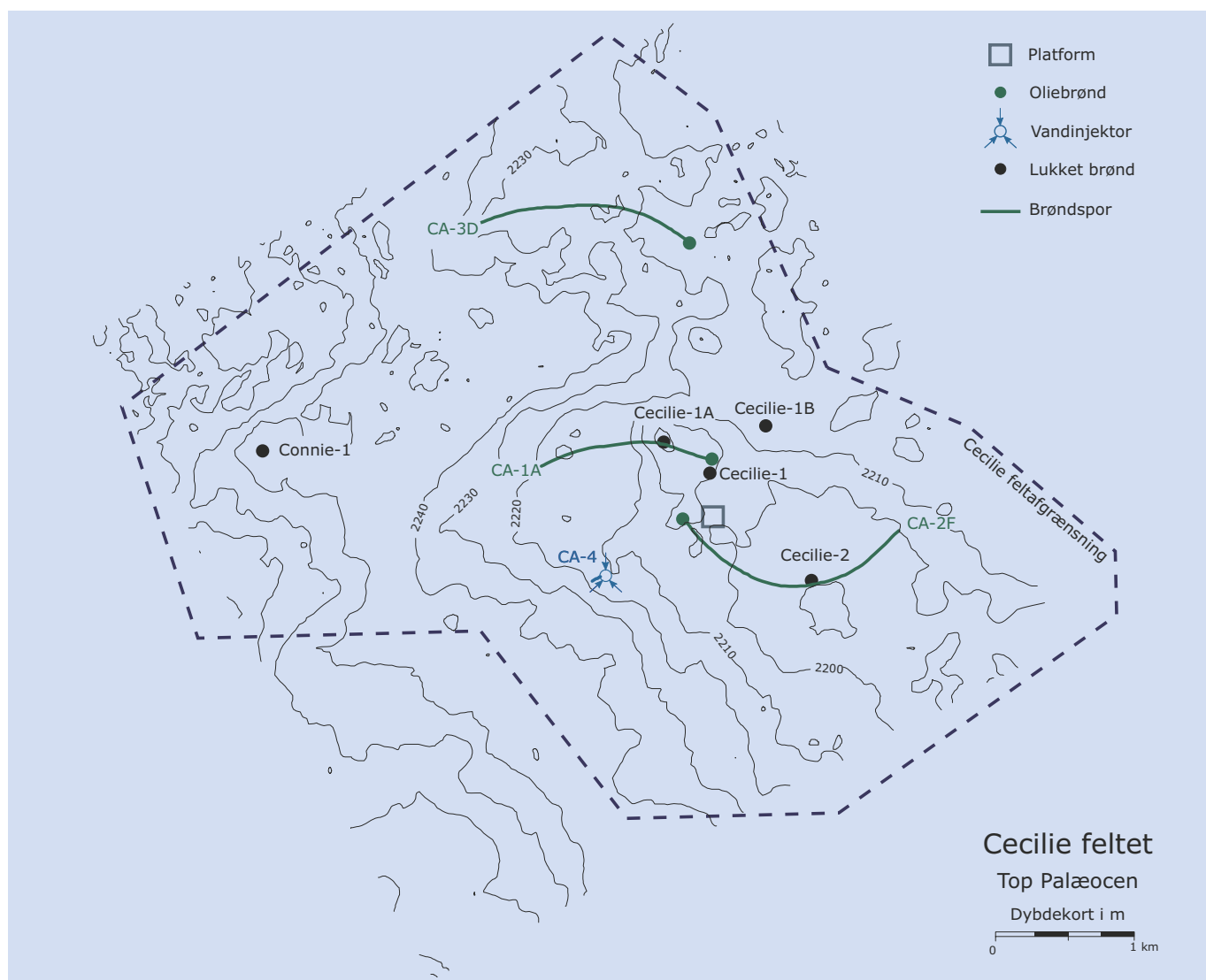
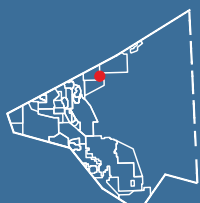
Brøndene er opdelt i produktionsbrønde og injektionsbrønde. Figuren viser brøndenes primære funktion i det pågældende år, dvs. enten produktion eller injektion. En brønd kan producere i en periode og derefter at bliver konverteret til injektor inden for samme år.

■ Injektionsbrønde ■ Produktionsbrønde ■ Prod./Injekt brønde\*

\*Kun for Tyra feltet. Enkelte brønde skifter mellem injektion og produktion.

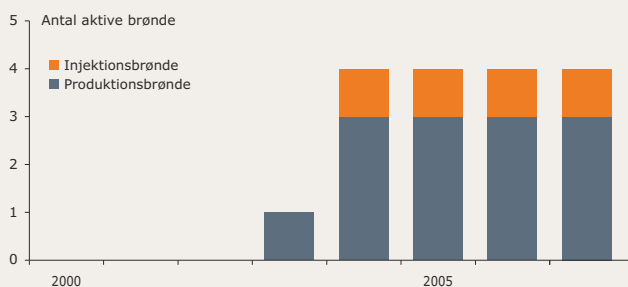
# BILAG B: PRODUCERENDE FELTER

## CECILIE FELTET



### UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 1,3 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

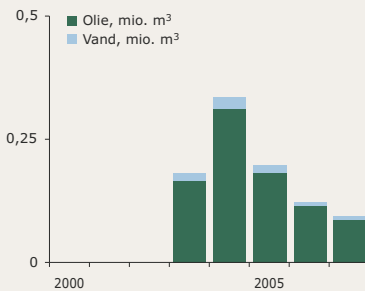
Produktionsbrønde: 3  
Vandinjek. brønde: 1

Vanddybde: 60 m  
Feltafgrænsning: 22,6 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.200 m  
Reservoirbjergart: Sandsten  
Geologisk alder: Paleocæn

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

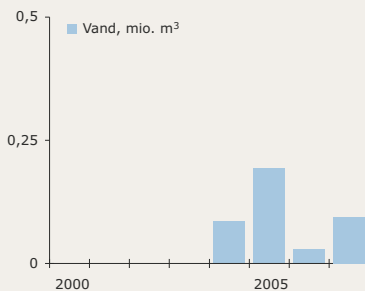
Olie: 0,86 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,07 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 2,22 mio. m<sup>3</sup>



## INJEKTION

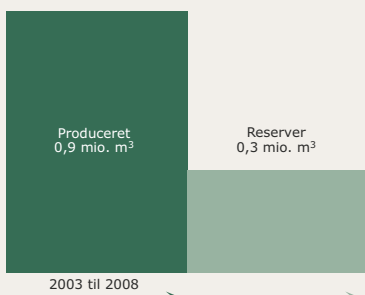
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Vand: 0,95 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 0,3 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,0 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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.

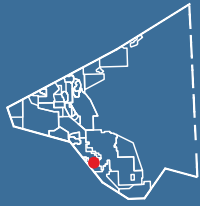
## PRODUKTIONSSTRATEGI

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" flerfaserledning. 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.

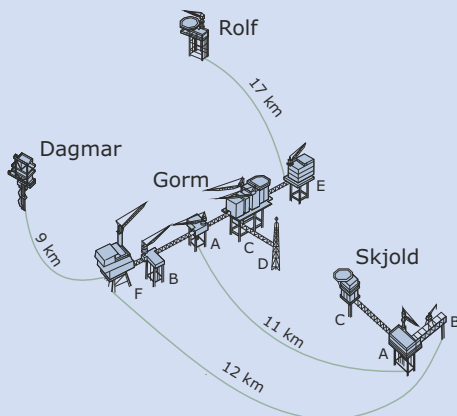
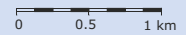
# DAGMAR FELTET



- Platform
- Oliebrønd
- Lukket brøndspor

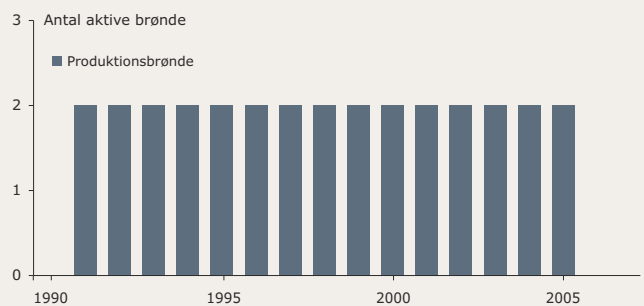
## Dagmar feltet Top Kalk

Dybdekort i ft



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 0,5 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

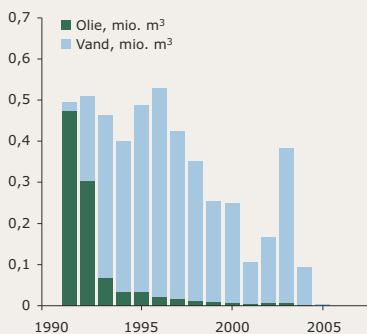
Produktionsbrønde: 2

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

## PRODUKTION

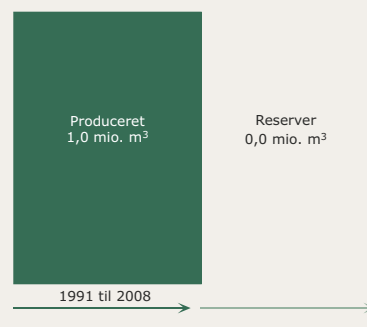
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 1,01 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,16 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 3,91 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 0,0 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,0 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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.

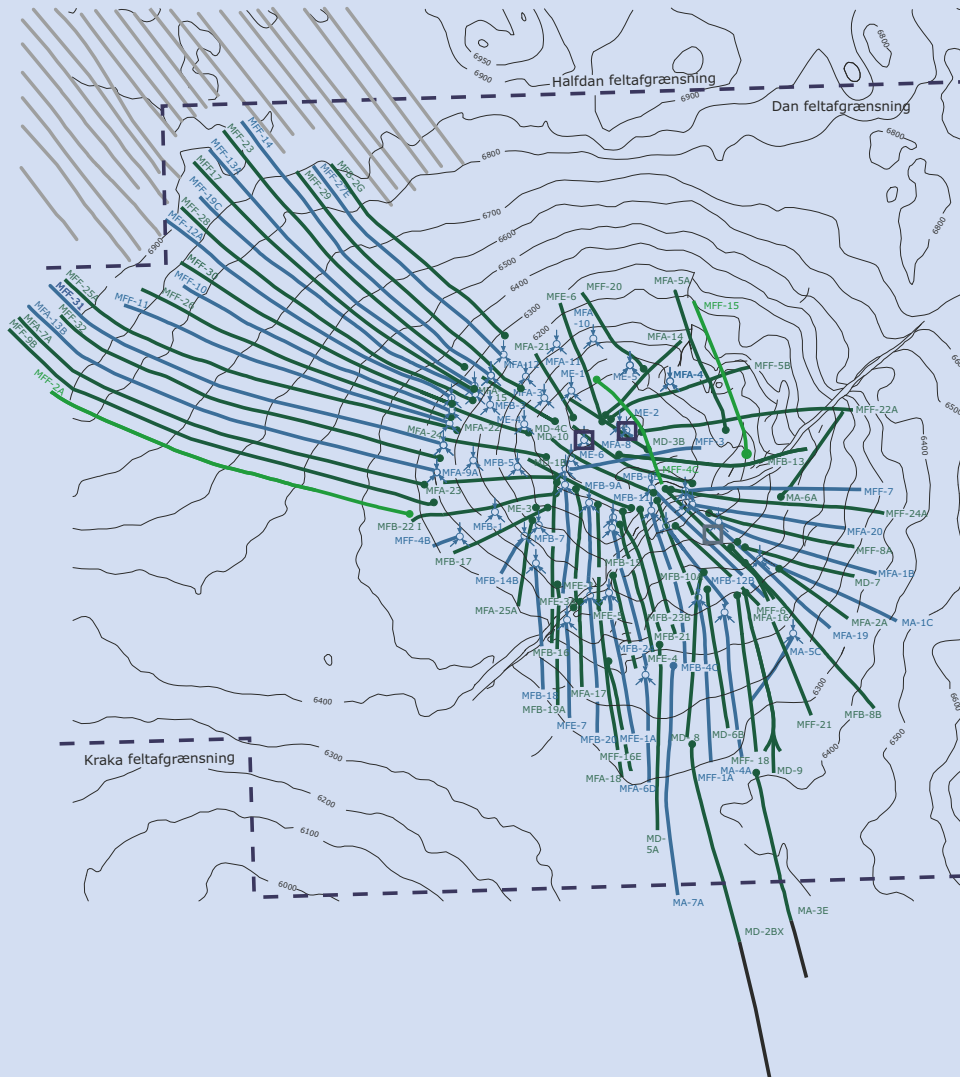
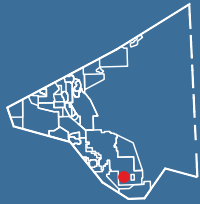
## PRODUKTIONSSTRATEGI

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 og 2007 har de to produktionsbrønde været lukket ned, men det er planlagt at genåbne de to brønde i 2008 for at vurdere det resterende potentiale.

## ANLÆG

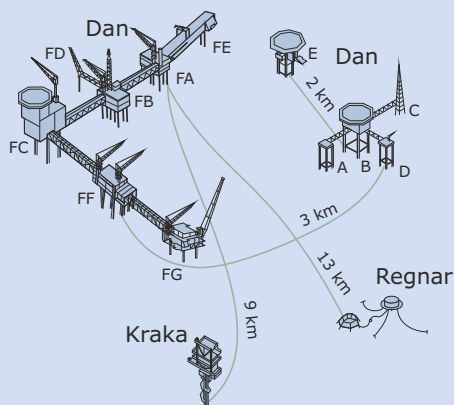
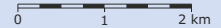
Dagmar feltet er udbygget som satellit til Gorm feltet med en ubemandet indvindingsplatform uden helidæk. Produktionen sendes ubehandlet til Gorm F platformen, hvor der er installeret særlige behandlingsfaciliteter for Dagmars svovlbrinteholdige produktion. Den forholdsvis ringe gasproduktion fra Dagmar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

# DAN FELTET



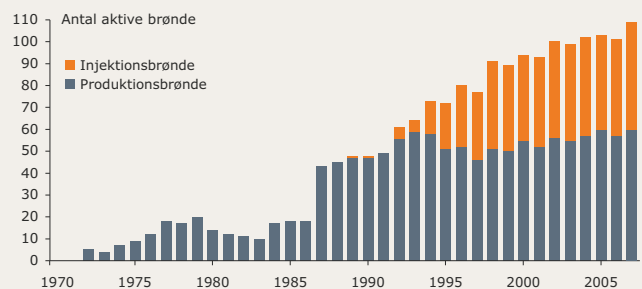
- Platform
- Oliebrønd
- ⊕ Vandinjektor
- Brøndspor
- Boret i 2007
- Forkastning

Dan feltet  
Top kalk  
Dybdekort i ft



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 27,2 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

Tidligere navn: Abby  
Beliggenhed: Blok 5505/17  
Tilladelse: Eneretsbevillingen  
Operatør: Mærsk olie og Gas AS  
Fundet år: 1971  
I drift år: 1972

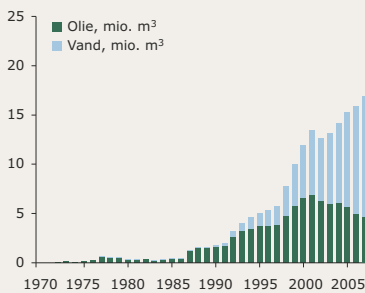
Produktionsbrønde: 59  
Vandinjek. brønde: 50

Vanddybde: 40 m  
Feltafgrænsning: 121 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 1.850 m  
Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

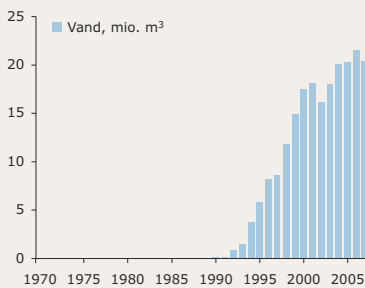
Olie: 91,00 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 21,53 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 81,34 mio. m<sup>3</sup>



## INJEKTION

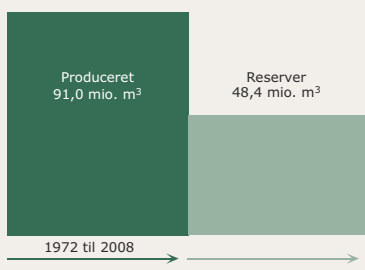
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Vand: 208,11 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 48,4 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 4,9 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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. Det er et oliefelt med 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 gennemsylle mest muligt af reservoiret med vand.

## ANLÆG

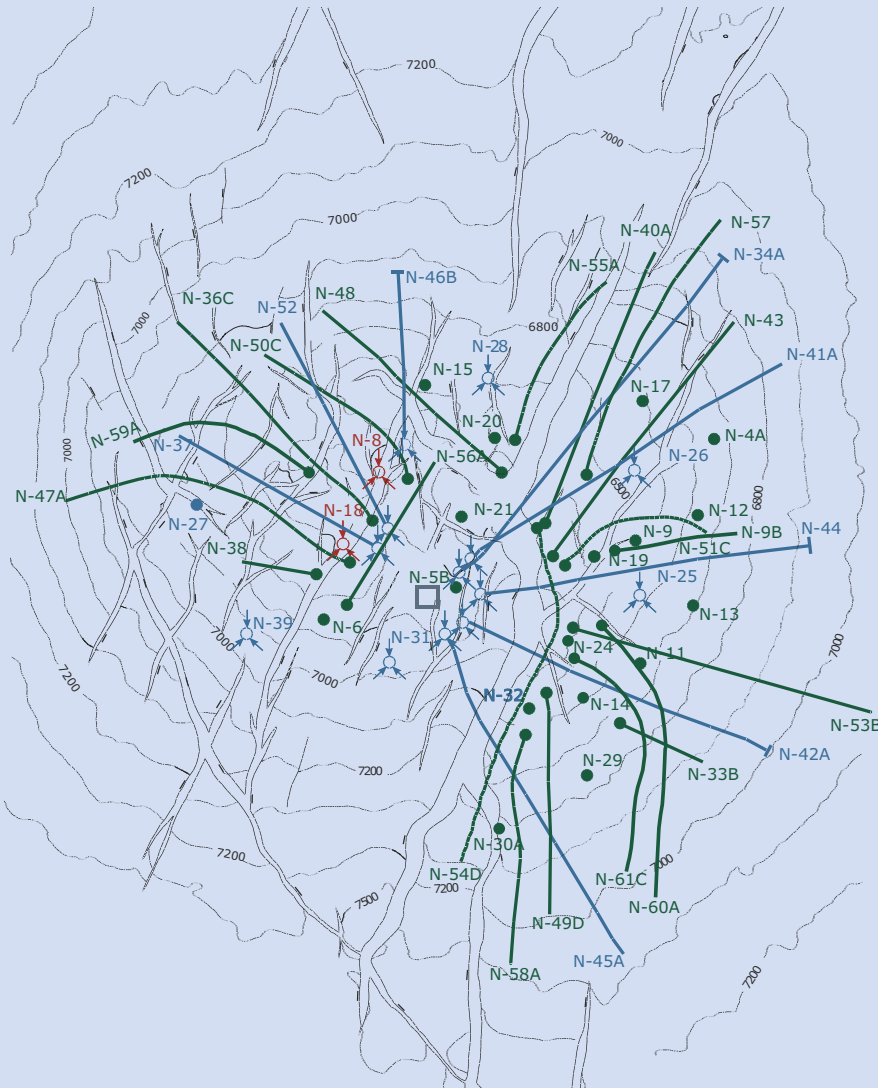
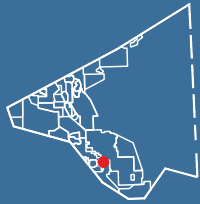
Dan feltet er udbygget med seks indvindingsplatforme A, D, E, FA, FB og FE, en kombineret indvindings- og behandlingsplatform FF, en behandlingsplatform FG med afbrædningstårn samt to behandlings- og indkvarteringsplatforme B og FC og to afbrædningsplatforme C og FD.

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 og 5 personer på B platformen.

# GORM FELTET

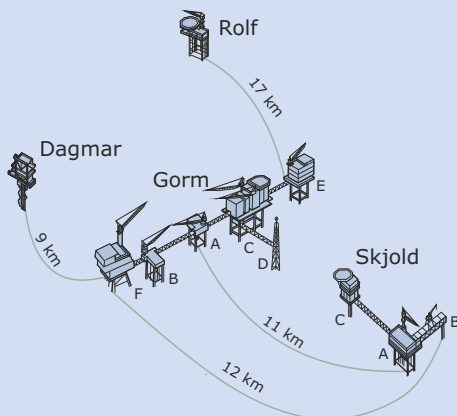
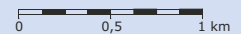


- Platform
- Oliebrønd
- Vandinjektor
- Gasinjektor
- Brøndspor
- Top kalk, anført nedefra
- Forkastning

## Gorm feltet

Top Kalk

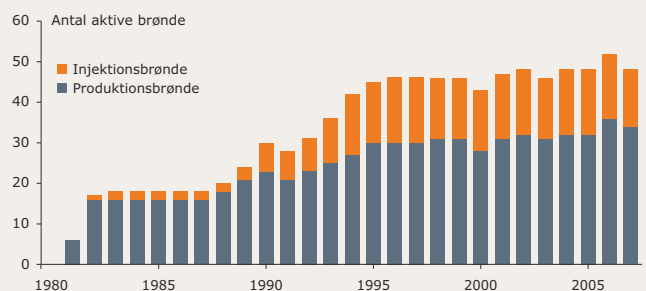
Dybdekort i ft



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**

2007-priser 13,0 mia. kr.





## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

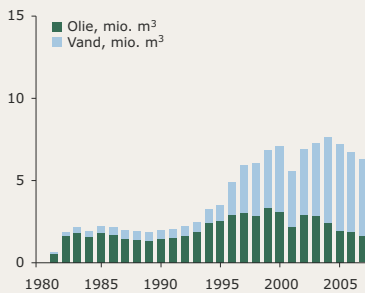
Produktionsbrønde: 36  
Gasinjek. brønde: 2  
Vandinjek. brønde: 14

Vanddybde: 39 m  
Feltafgrænsning: 33 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.100 m  
Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

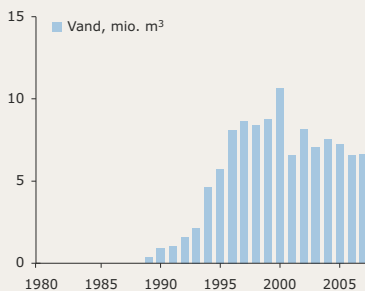
Olie: 56,04 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 15,23 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 54,52 mio. m<sup>3</sup>



## INJEKTION

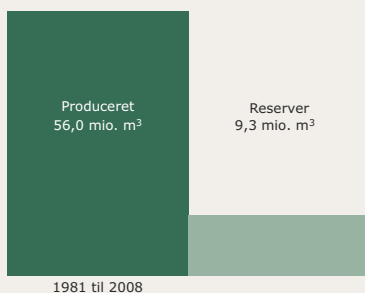
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Gas: 8,16 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 110,68 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 9,3 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,9 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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.

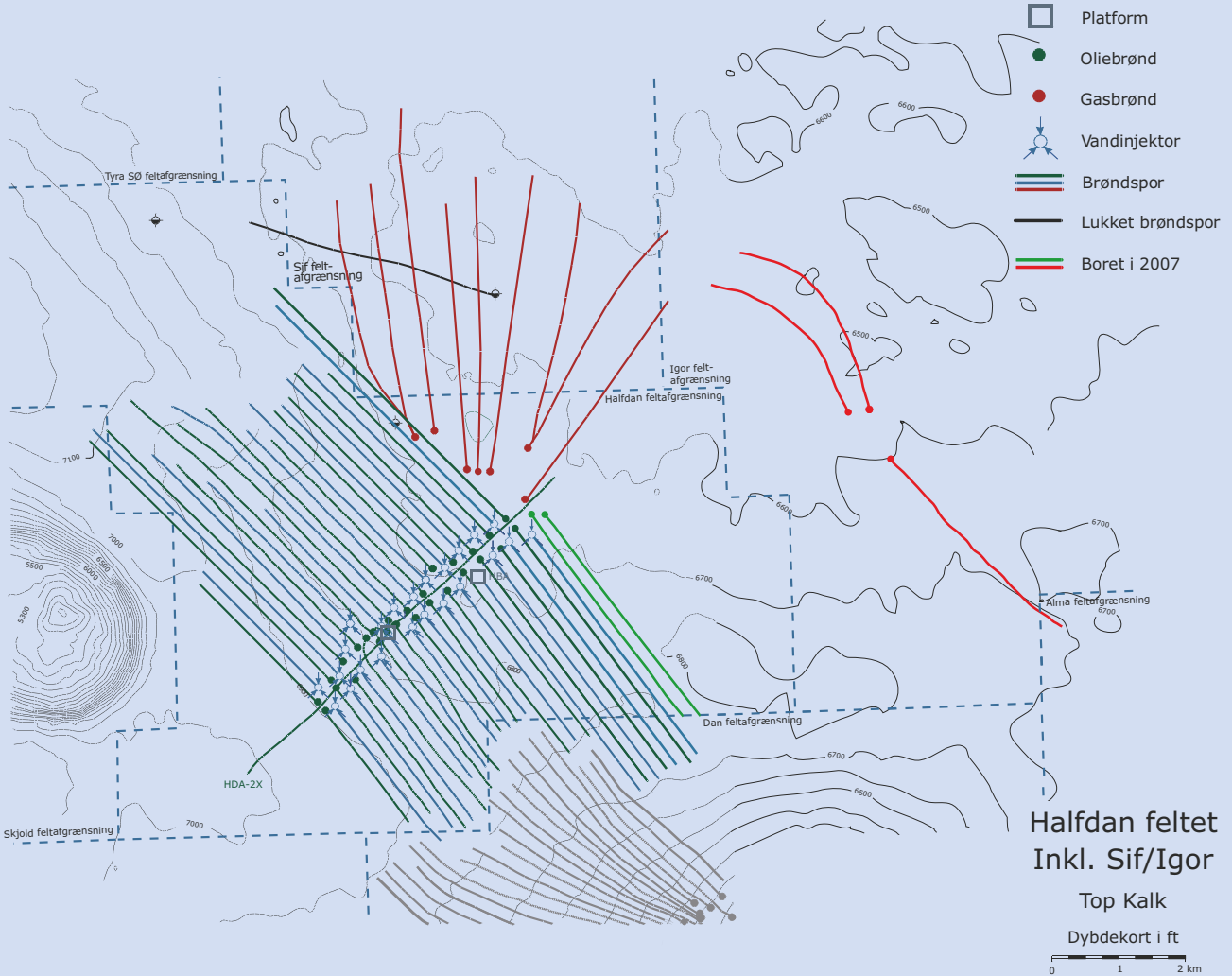
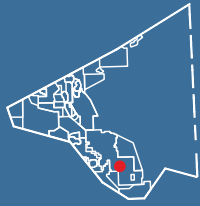
## ANLÆG

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.

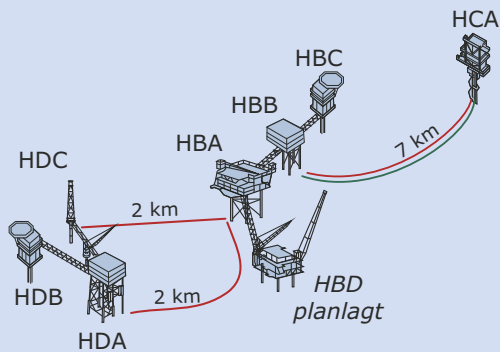
På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.

# HALFDAN FELTET INKL. SIF OG IGOR



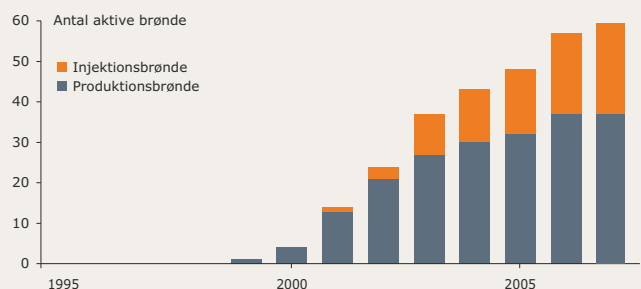
Mere detaljerede kort findes på side 74 og 75.

## Halfdan



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 12,8 mia. kr.



## FELT DATA

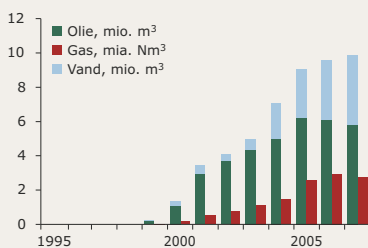
PR. 1.1.2008

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:	29 (Halfdan)
Vandinjek. brønde:	24 (Halfdan)
Gasprod. brønde:	10 (Sif)
Vanddybde:	43 m
Feltafgrænsning:	107 km <sup>2</sup> (Halfdan) 109 km <sup>2</sup> (Igor) 40 km <sup>2</sup> (Sif)
Reservoirdybde:	2.050-2.100 m
Reservoirbjergart:	Kalksten
Geologisk alder:	Danien og Øvre Kridt

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

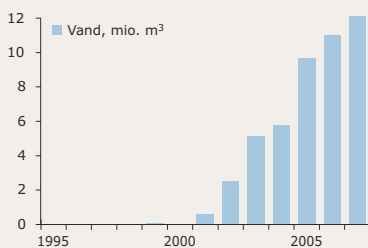
Olie:	35,39 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	12,29 mia. Nm <sup>3</sup>
Vand:	14,23 mio. m <sup>3</sup>



## INJEKTION

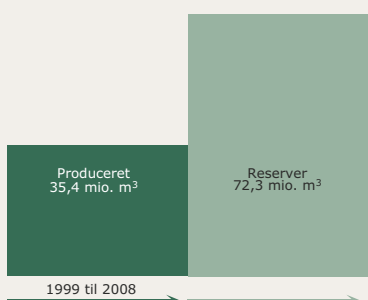
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Vand:	47,01 mio. m <sup>3</sup>
-------	---------------------------



## RESERVER

Olie:	72,3 mio. m <sup>3</sup>
Gas:	26,4 mia. Nm <sup>3</sup>



## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Halfdan feltet omfatter forekomsterne i Halfdan, Sif og Igor områderne, og der er tale om 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 trykafledning.

## ANLÆG

Halfdan feltet er udbygget med to platformskomplekser Halfdan D og Halfdan B samt en ubemandet satellitplatform Halfdan CA.

Halfdan D består af en kombineret indvindings- og behandlingsplatform HDA, en indkvarteringsplatform HDB og en afbrændingsplatform HDC, mens Halfdan B består af en ubemandet indvindingsplatform HBA og en ubemandet stigrørsplatform HBB. Halfdan B komplekset indeholder desuden er beboelsesplatform HBC.

Halfdan B er placeret ca. 2 km fra Halfdan D og forsynes herfra med el, injektionsvand og løftegas.

Produktionen fra oliebrøndene på HBA og væskeproduktionen fra Sif/Igor føres til behandling på Halfdan D komplekset og videre til Gorm for slutbehandling og videre til land.

Gassen fra Sif/Igor installationerne på HBA platformen føres til Tyra Vest, mens gassen fra Halfdan D sendes til Dan for ilandføring eller til eksport til Holland via NOGAT ledningen.

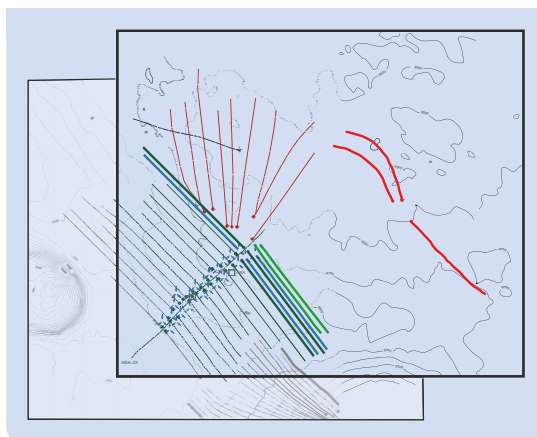
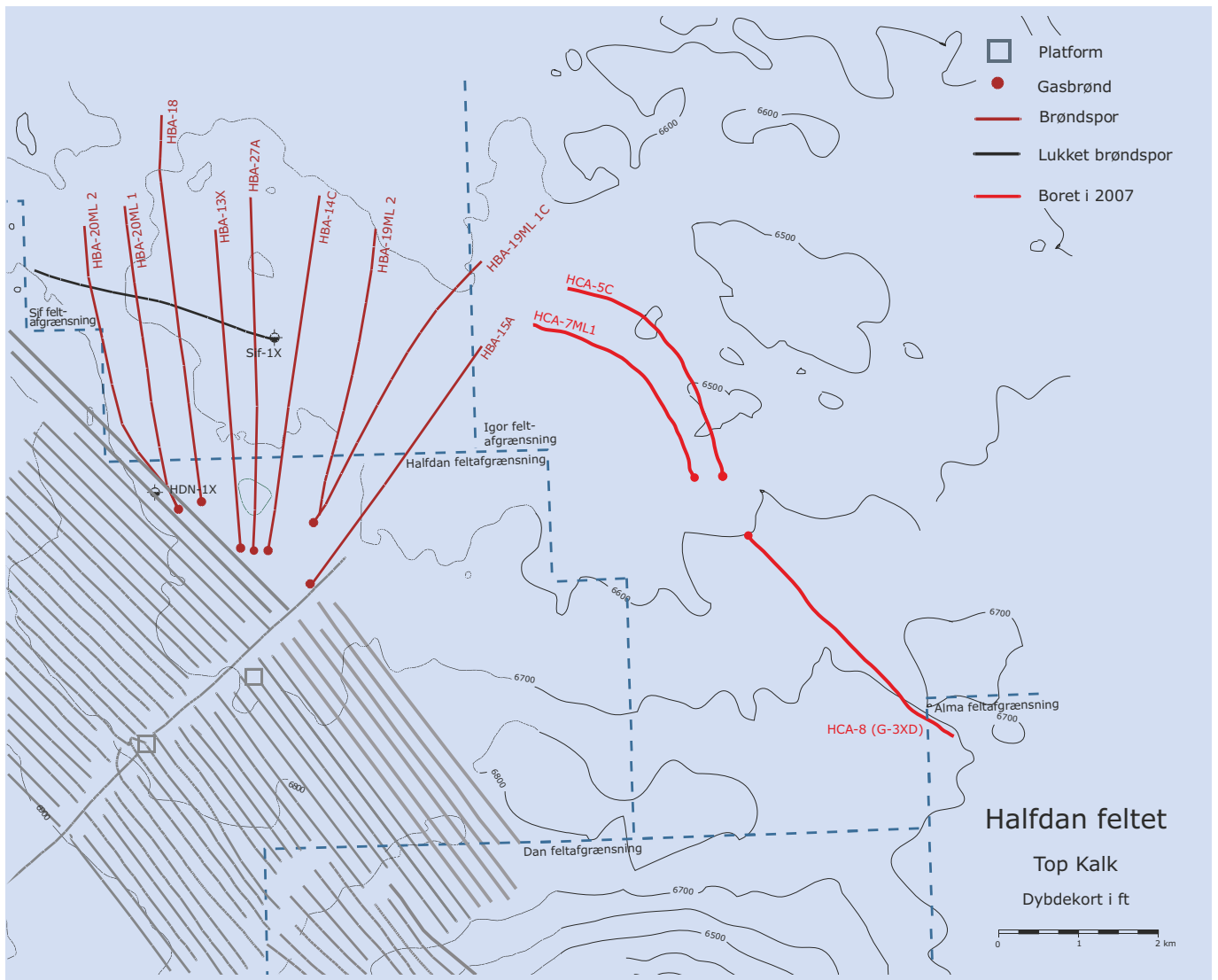
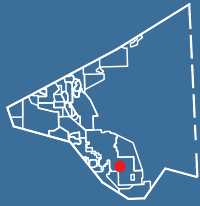
Anlæggene på Dan forsyner Halfdan D og B med injektionsvand. Produktionsvandet fra Halfdan og Sif/Igor udledes til havet efter rensning.

På Halfdan HDB er der indkvartering til 32 personer, mens der på Halfdan HBC er indkvartering til 80 personer.

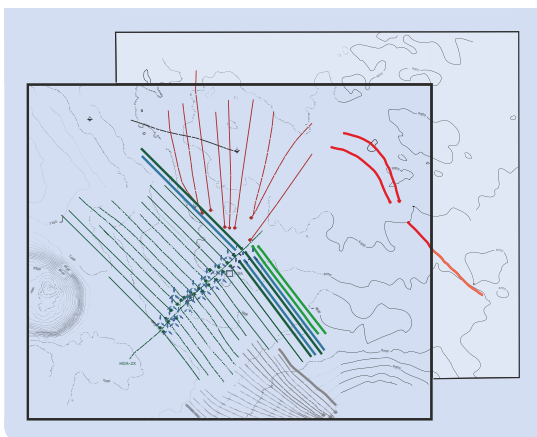
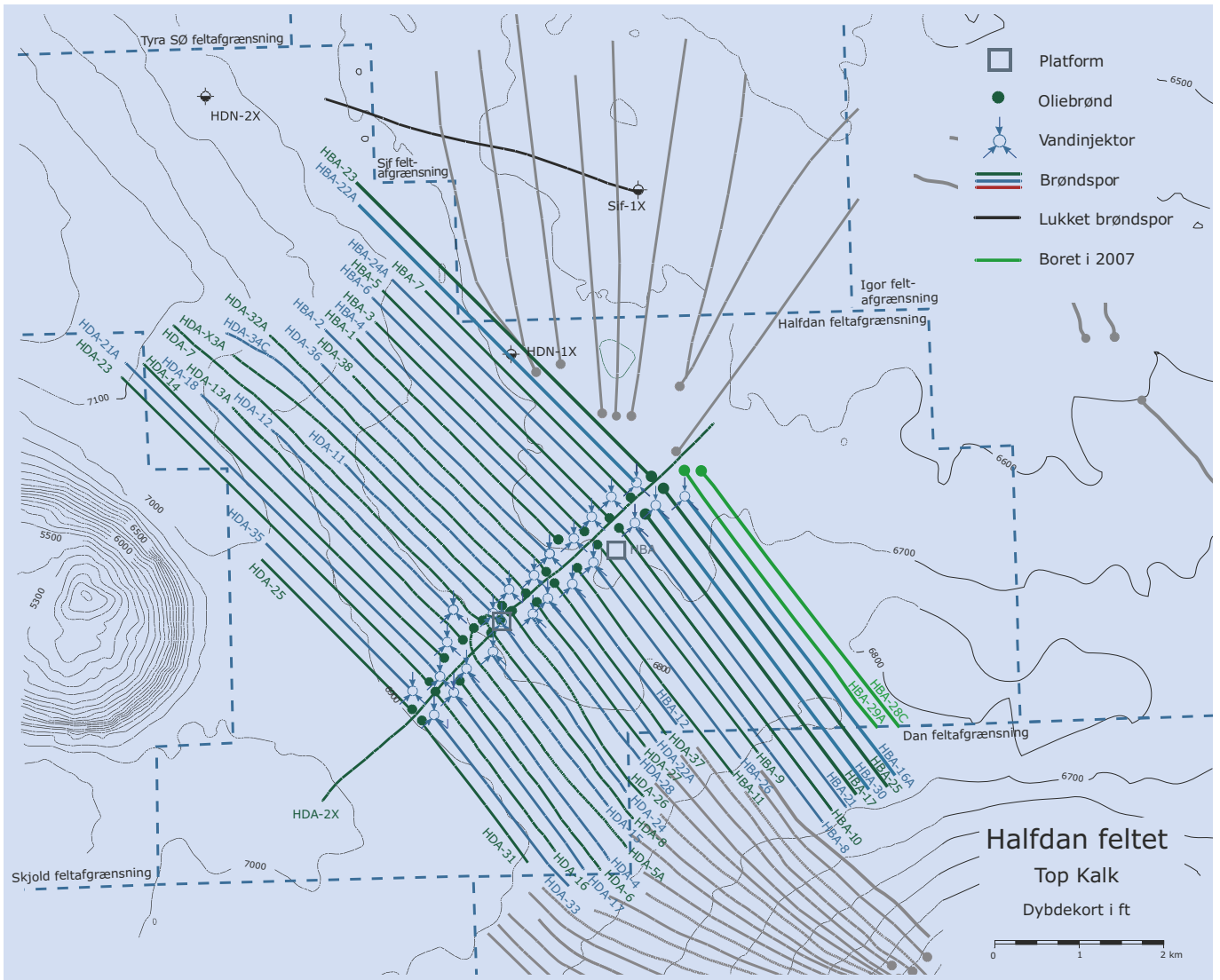
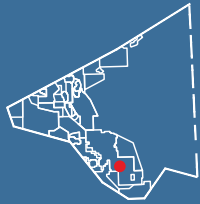
Satellitplatformen Halfdan HCA med plads til 10 brønde er placeret ca. 7 km nordøst for Halfdan B komplekset. Efter separation på Halfdan HCA i en væske og en gasfase føres produktionen gennem to nye rørledninger til Halfdan B

For at øge behandlings- og transportkapaciteten for produktionen fra Halfdan feltet er en ny 20" rørledning under etablering for transport af olie og produceret vand fra Halfdan B komplekset til Dan FG platformen på Dan feltet.

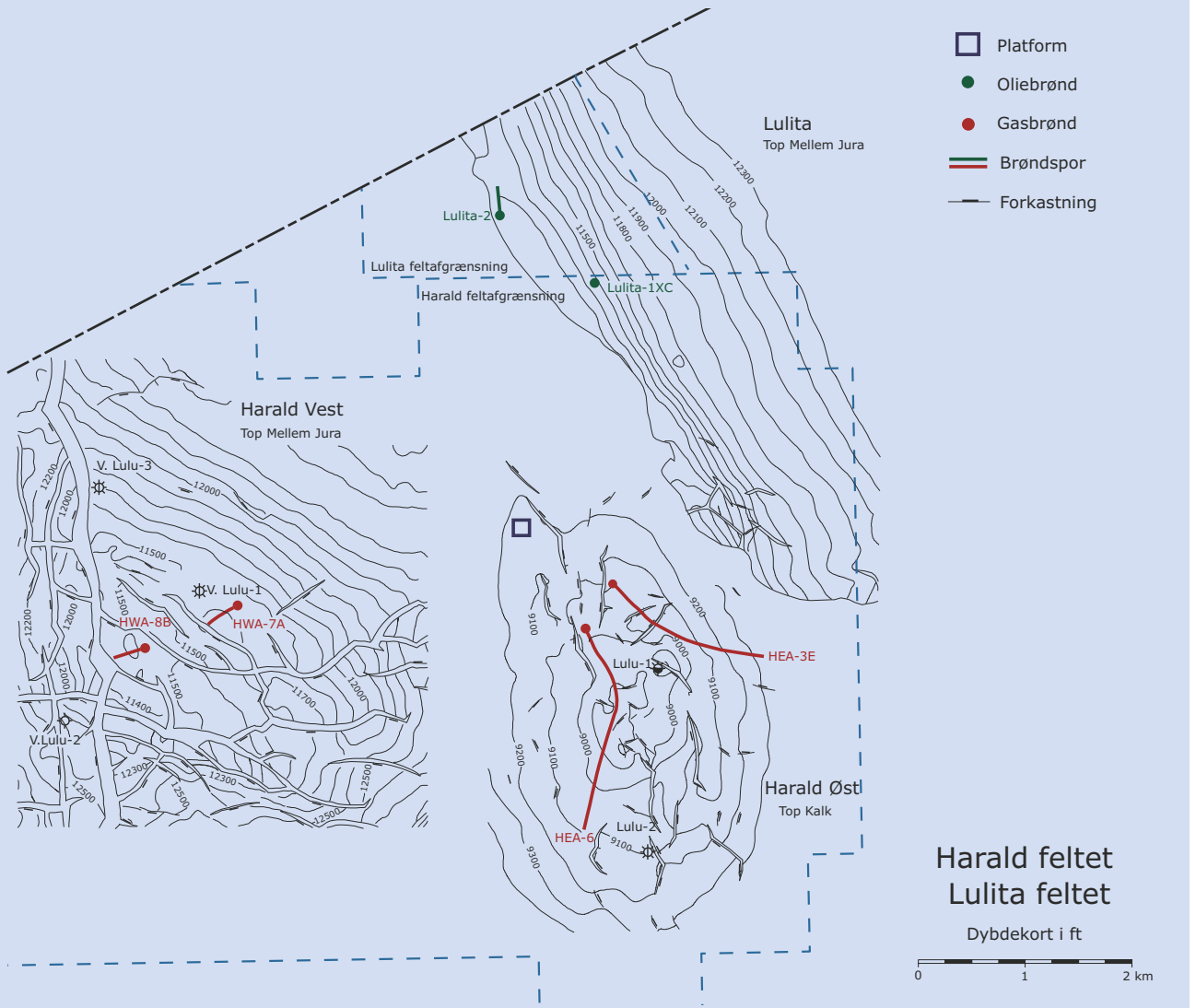
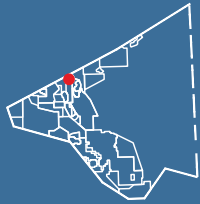
# HALFDAN FELTET NORD



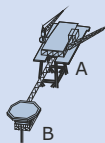
# HALFDAN FELTET SYD



# HARALD FELTET

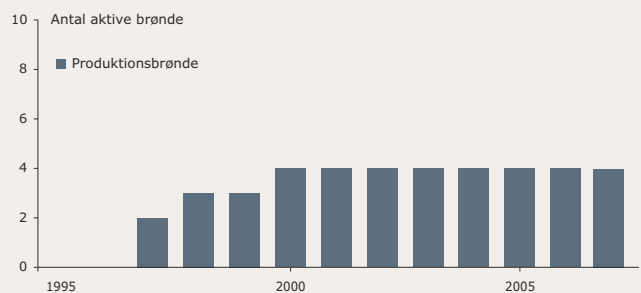


Harald / Lulita



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 3,6 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

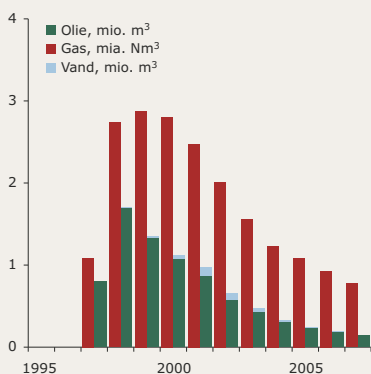
Gasprod. brønde: 2 (Harald Øst)  
2 (Harald Vest)

Vanddybde: 64 m  
Feltafgrænsning: 56 km<sup>2</sup>  
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

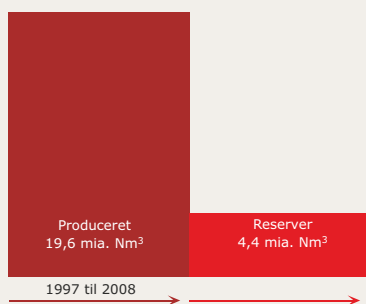
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 7,63 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 19,61 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 0,34 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie og kondensat: 0,9 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 4,4 mia. Nm<sup>3</sup>



## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Harald feltet består af to akkumulationer, Harald Øst (Lulu) og Harald Vest (Vest Lulu), 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 Jura alder og har en tykkelse på 100 meter.

## PRODUKTIONSSTRATEGI

Både Harald Øst og Harald Vest reservoirerne produceres ved at lade gassen ekspandere 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

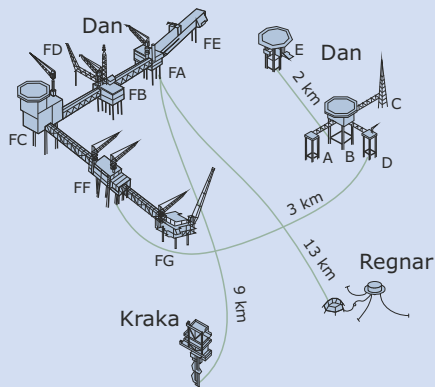
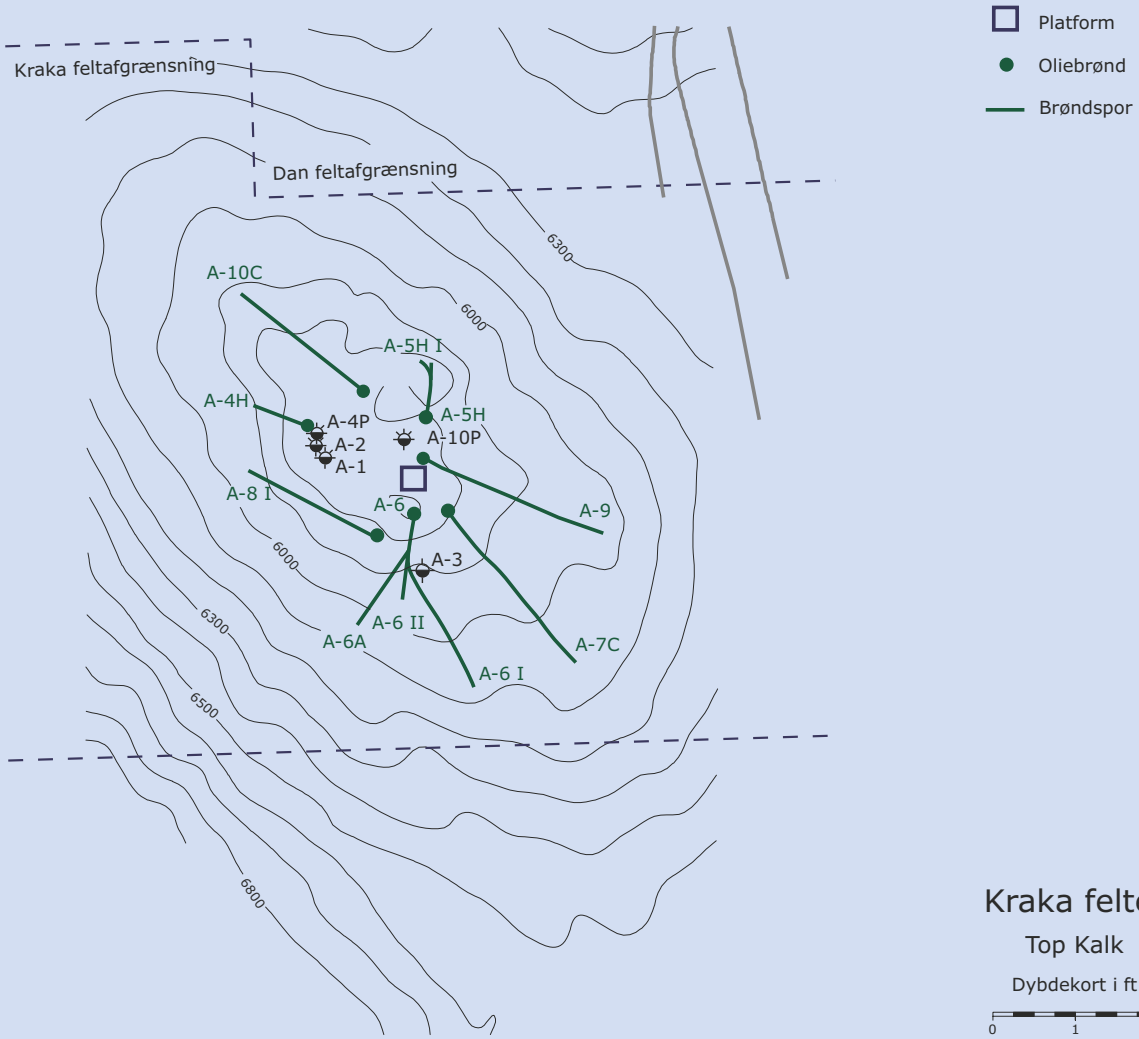
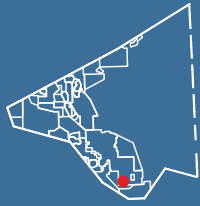
Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B. Den ubehandlede kondensatproduktion og den færdigbehandlede gas føres til Tyra Øst. Det producerede vand udledes til havet efter rensning.

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.

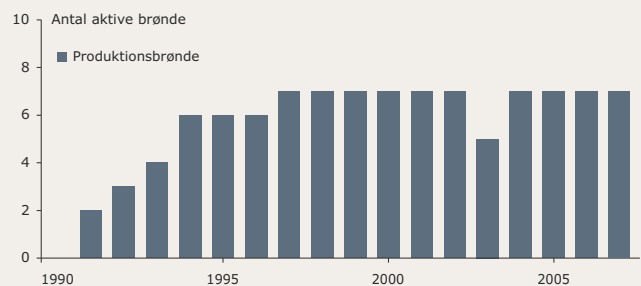
Se også under Lulita feltet.

# KRAKA FELTET



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 1,5 mia. kr.





## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

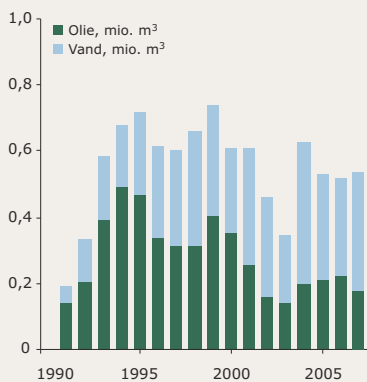
Produktionsbrønde: 7

Vanddybde: 45 m  
Feltafgrænsning: 81 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 1.800 m  
Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

## PRODUKTION

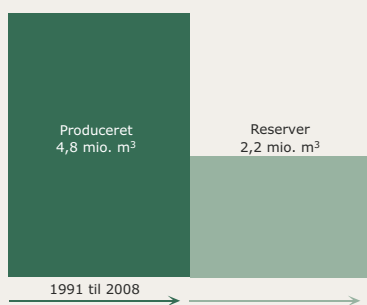
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 4,78 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 1,35 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 4,57 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 2,2 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,3 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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. Oliezone er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Feltet har en mindre gaskappe.

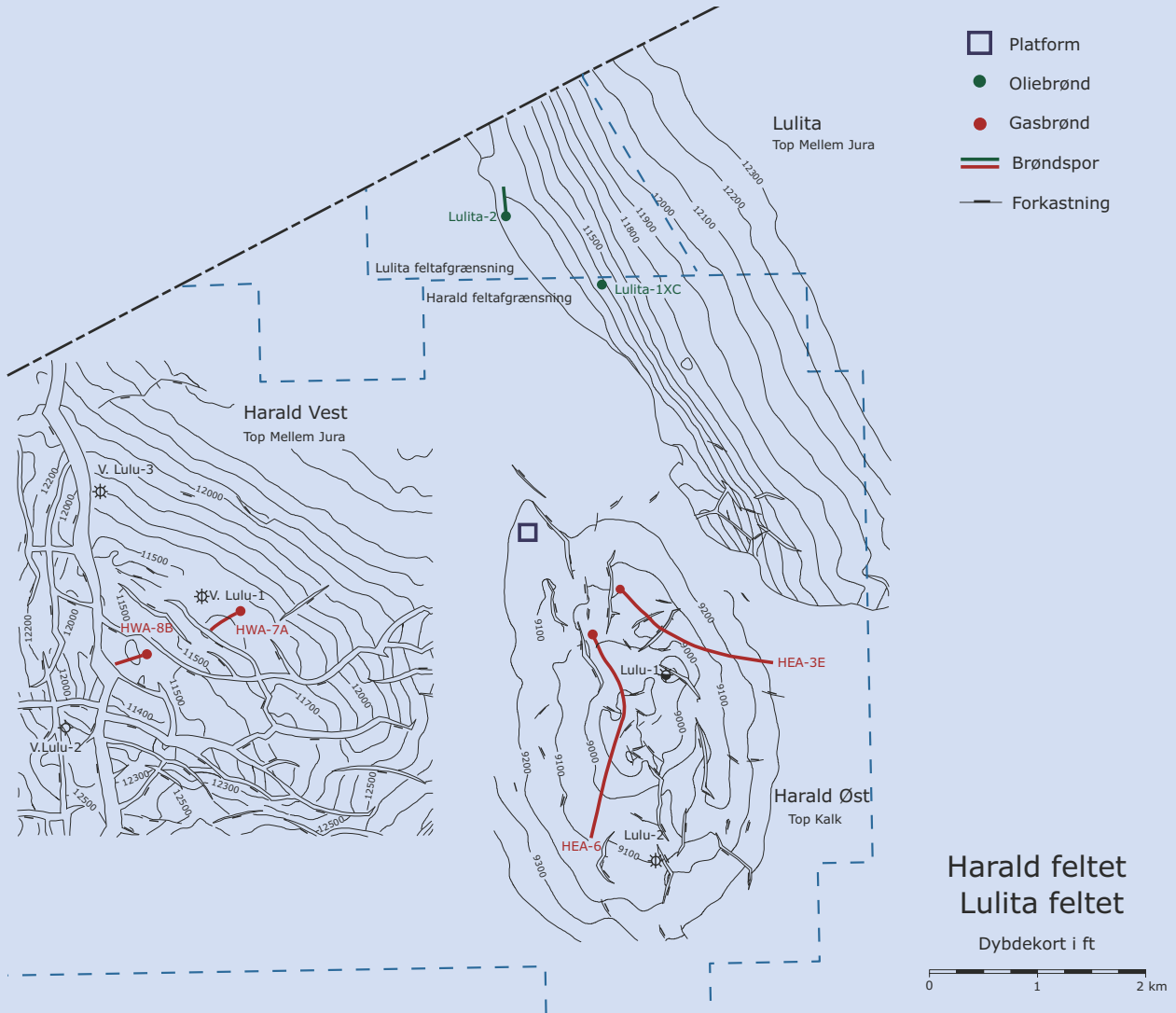
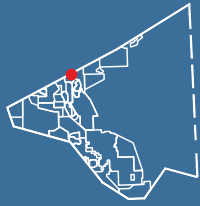
## PRODUKTIONSSTRATEGI

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.

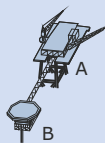
## ANLÆG

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

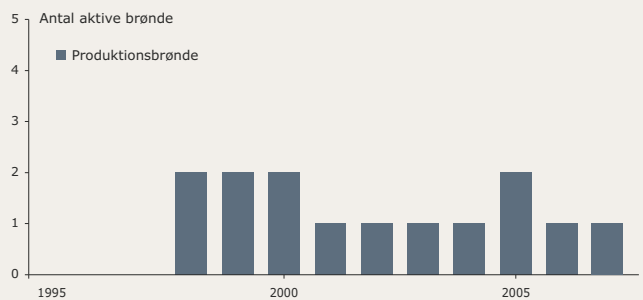


Harald / Lulita



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 0,1 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

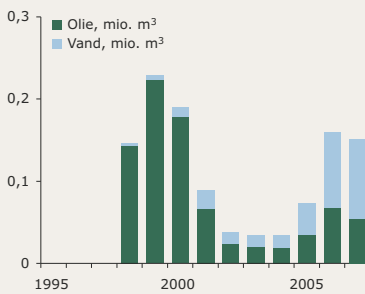
Produktionsbrønde: 2

Vanddybde: 65 m  
Areal: 3 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 3.525 m  
Reservoirbjergart: Sandsten  
Geologisk alder: Mellem Jura

## PRODUKTION

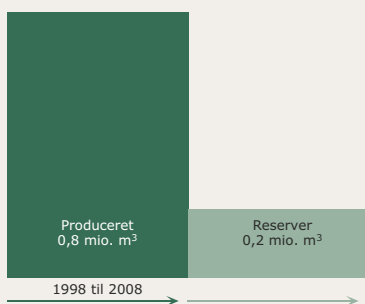
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 0,83 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,54 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 0,31 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 0,2 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,4 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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.

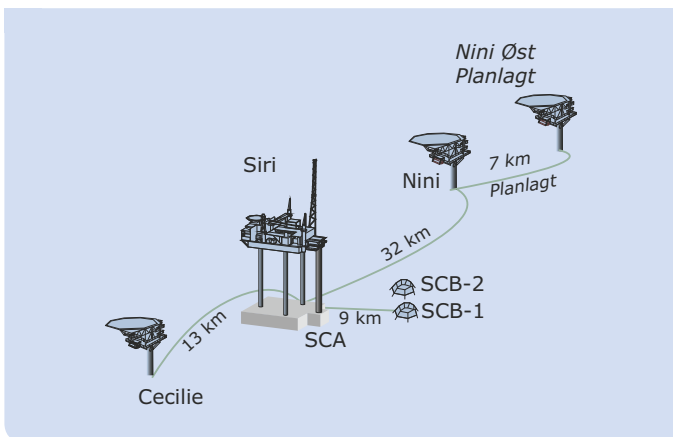
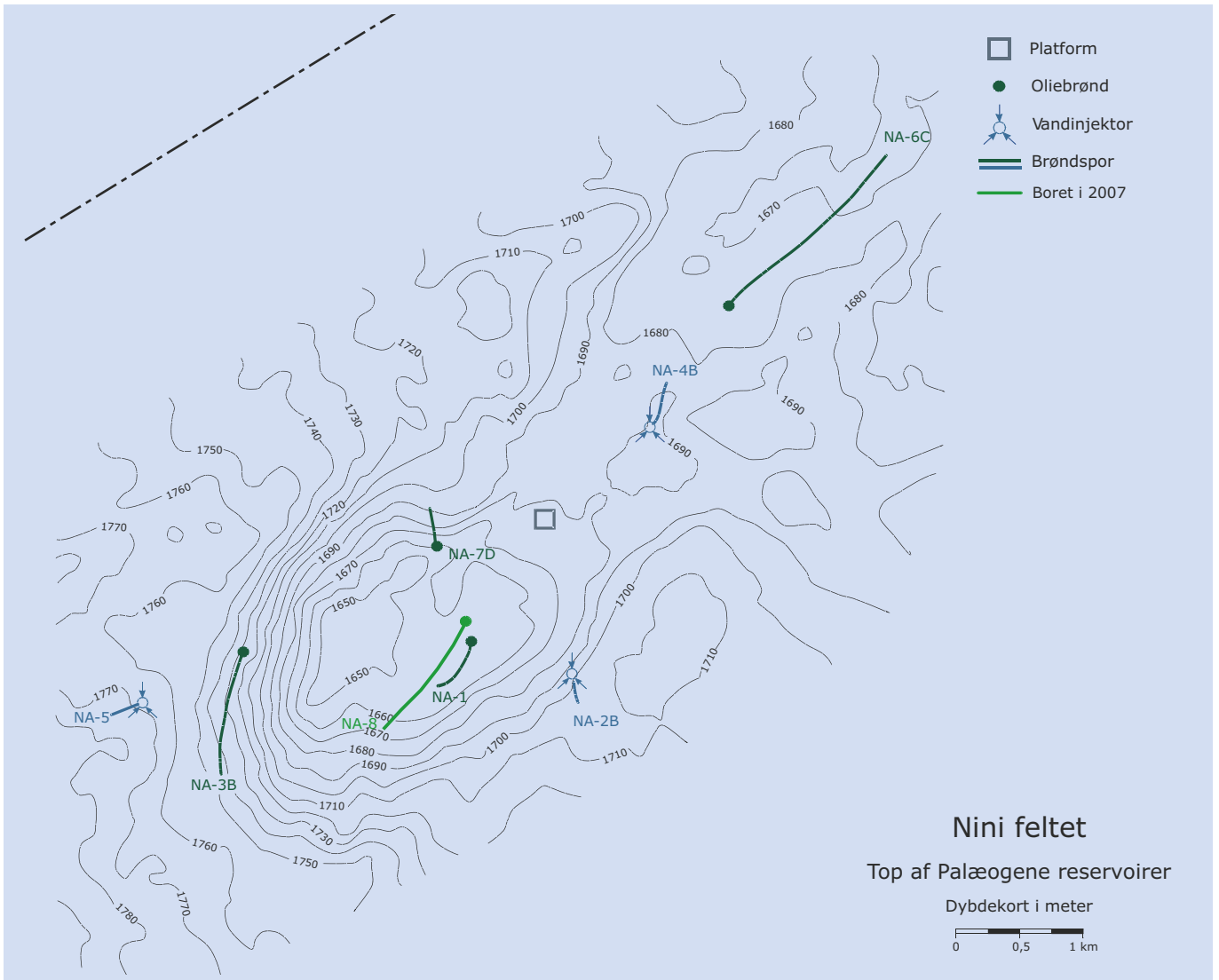
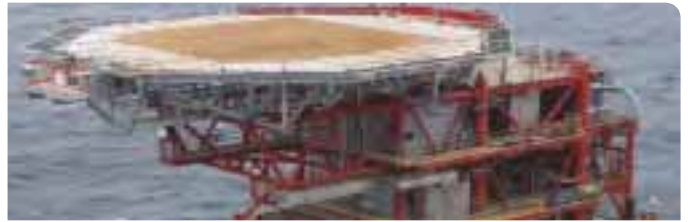
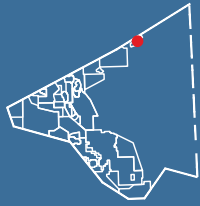
## ANLÆG

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.

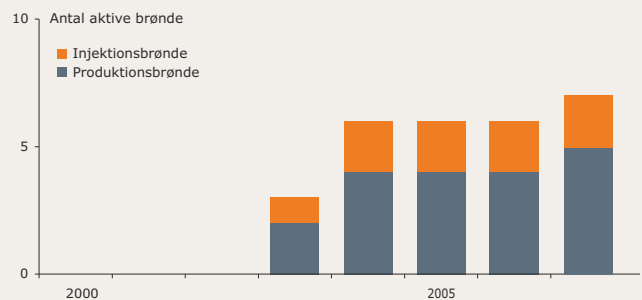
# NINI FELTET



## UDBYGNING OG INVESTERING

### Akk. investeringer pr. 1. januar 2008

2007-priser 2,4 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

Produktionsbrønde: 6  
Vandinjek. brønde: 2

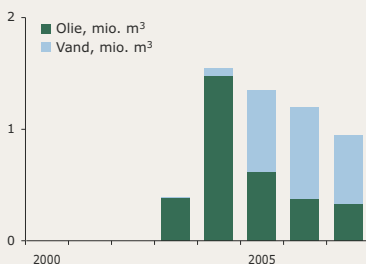
Vanddybde: 60 m  
Feltafgrænsning: 48,8 km<sup>2</sup>  
(44,6 km<sup>2</sup> pr. 29.01.2008)

Reservoirdybde: 1.700 m  
Reservoirbjergart: Sandsten  
Geologisk alder: Eocæn/Palæogen

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

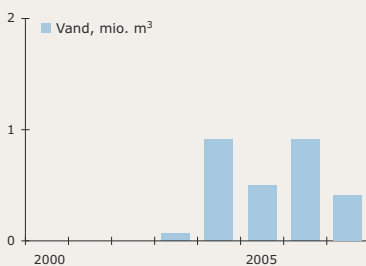
Olie: 3,19 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,24 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 2,24 mio. m<sup>3</sup>



## INJEKTION

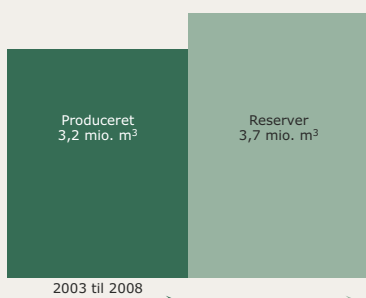
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Vand: 2,81 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 3,7 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,0 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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.

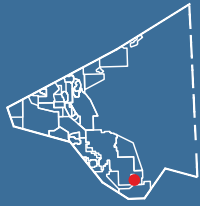
## ANLÆG

Nini feltet er udbygget som satellit til Siri feltet med en ubemandet indvindingsplatform med helidæk. Produktionen sendes ubehandlet gennem en 14" flerfaserledning 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.

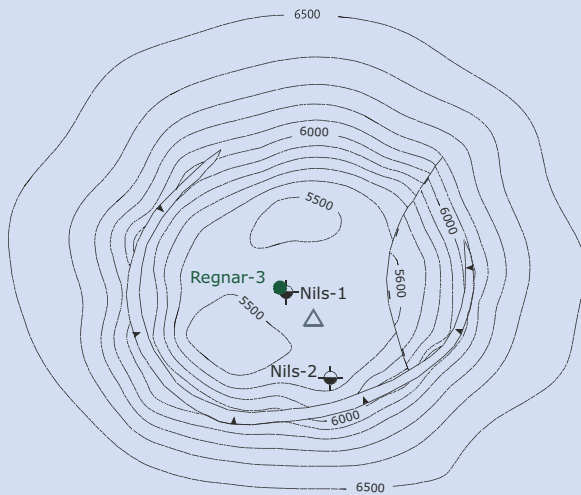
Energistyrelsen har 29. januar 2008 godkendt etablering af en ny ubemandet indvindingsplatform i den østlige del af Nini feltet. Platformen er af samme udformning som Nini platformen og vil blive forsynet med en helikopterlandingsplads. Produktionen fra Nini Øst vil blive sendt ubehandlet til Siri platformen via Nini platformen. Injektionsvand og løftegas til Nini Øst vil blive leveret fra Siri via Nini platformen.

Den nye platform og de tre rørledninger ventes installeret i 2009.

# REGNAR FELTET



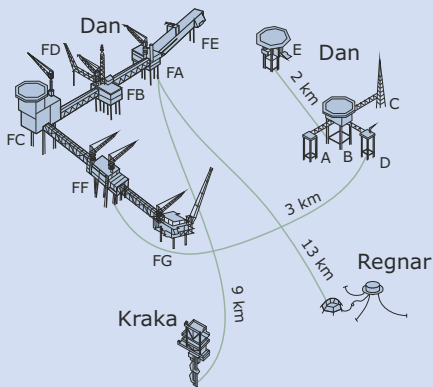
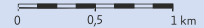
- △ Undervandsinstallasjon
- Oliebrønd
- Forkastning



## Regnar feltet

Top Kalk

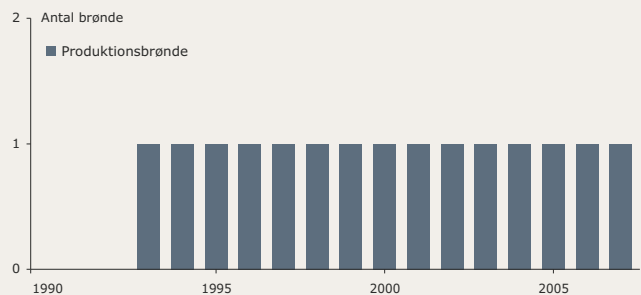
Dybdekort i ft



## UDBYGNING OG INVESTERING

### Akk. investeringer pr. 1. januar 2008

2007-priser 0,3 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

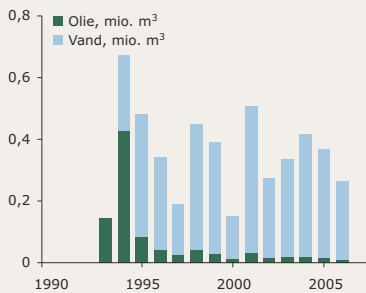
Produktionsbrønde: 1

Vanddybde: 45 m  
Feltafgrænsning: 20 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 1.700 m  
Reservoirbjergart: Kalksten og Dolomit  
Geologisk alder: Øvre Kridt og Zechstein

## PRODUKTION

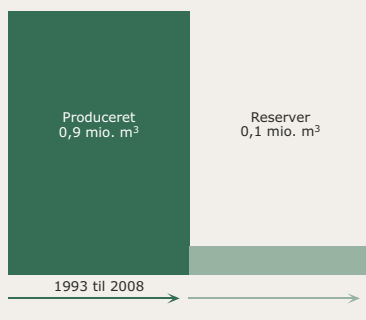
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 0,93 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,06 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 4,06 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 0,1 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,0 mia. Nm<sup>3</sup>



## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

## PRODUKTIONSSTRATEGI

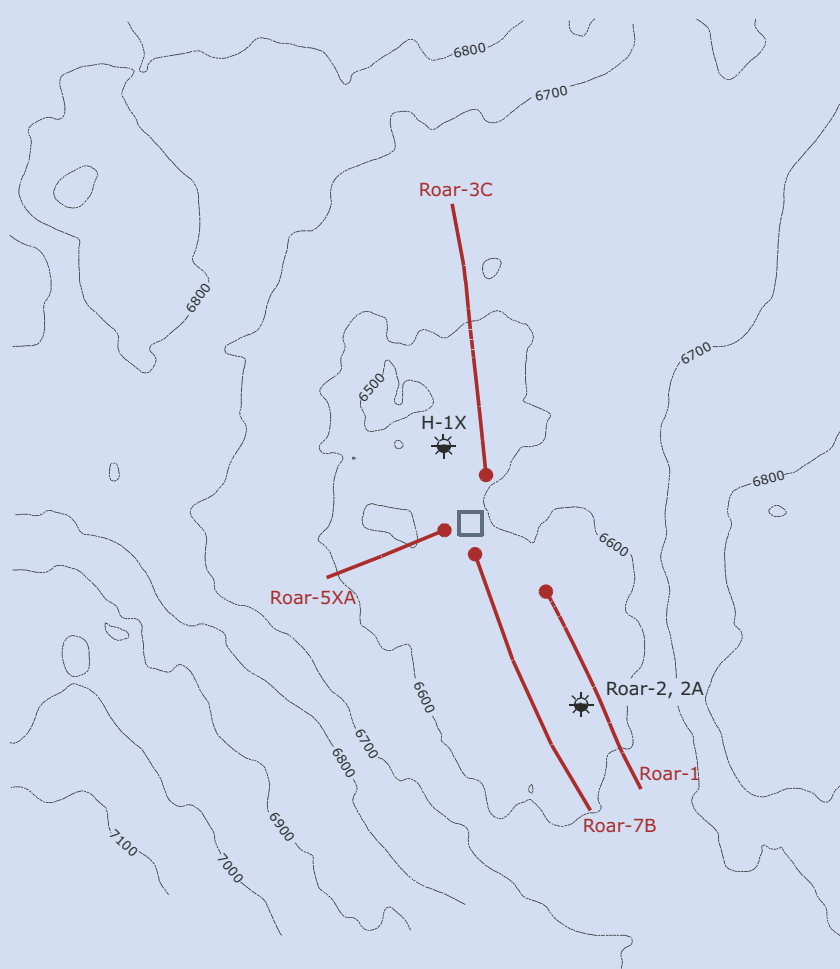
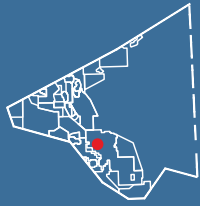
Regnar produceres fra en lodret brønd placeret på toppen af strukturen. Olien fortrænges mod produktionsbrønden af indstrømmende vand fra den underliggende vandzone. Målet for indvindingen er at fortrænge og producere mest mulig af olien fra den tætte del af formationen.

## 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.

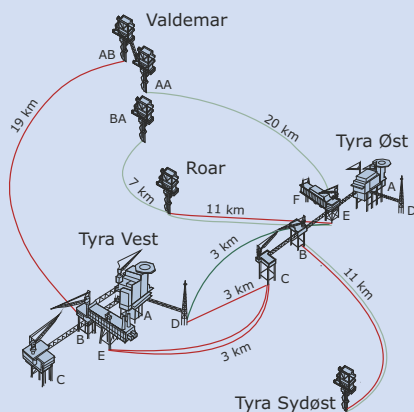
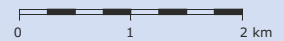
# ROAR FELTET



## Roar feltet

Top Kalk

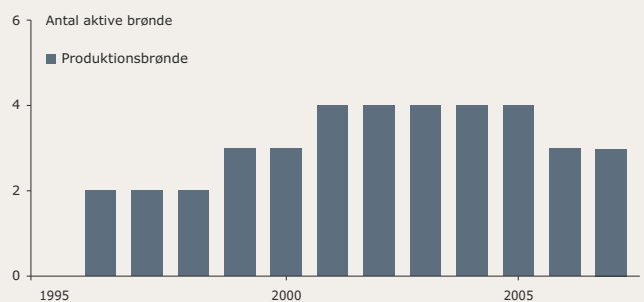
Dybdekort i ft



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**

2007-priser 0,7 mia. kr.





## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

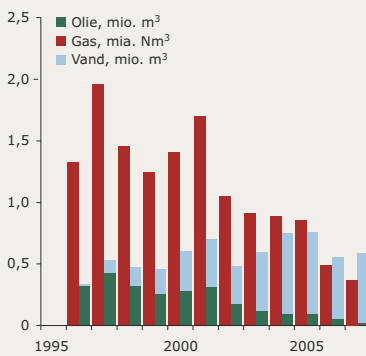
Gasprod. brønde: 4

Vanddybde: 46 m  
Feltafgrænsning: 41 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.025 m  
Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

## PRODUKTION

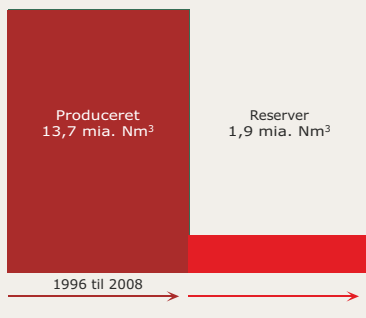
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 2,51 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 13,69 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 4,31 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 0,2 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 1,9 mia. Nm<sup>3</sup>



## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

## PRODUKTIONSSTRATEGI

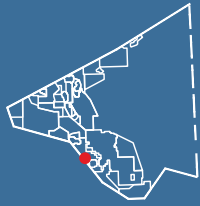
Roar feltet produceres ved at lade gassen ekspandere. Tilrettelæggelse af produktionen fra Roar feltet er underlagt hensynet om optimeret produktion af flydende kulbrinter på Tyra feltet ved at maksimere aftrækket fra øvrige gasfelter og derved minimere gasaftrækket fra Tyra.

## ANLÆG

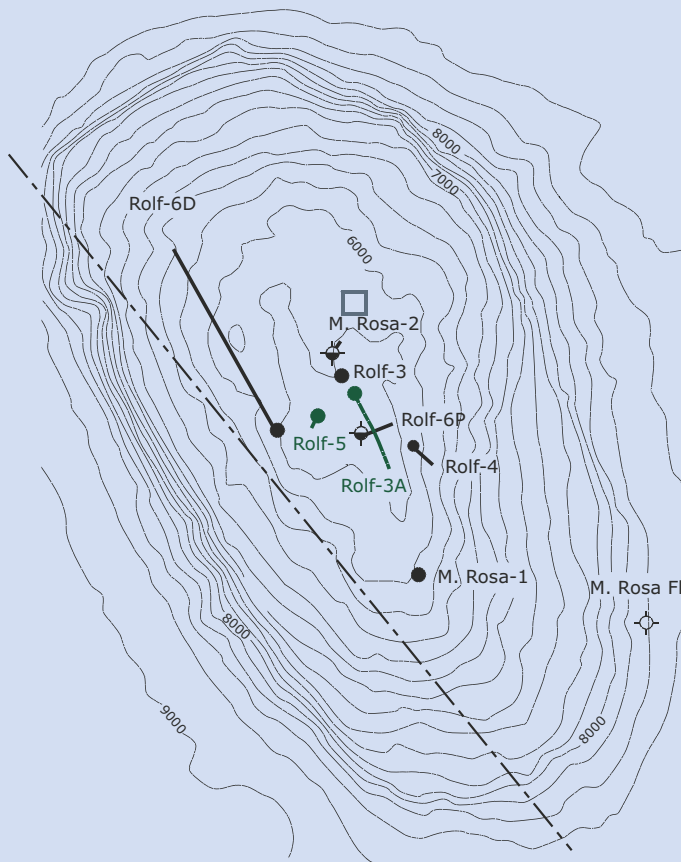
Roar er udbygget som satellit til Tyra feltet med en ubemandet indvindingsplatform af STAR typen uden helidæk. Produktionen sendes efter separation i en gas- og en væskefase i to rørledninger til Tyra Øst for behandling og ilandføring. Roar platformen forsynes med kemikalier gennem en rørledning fra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

I 2007 blev 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



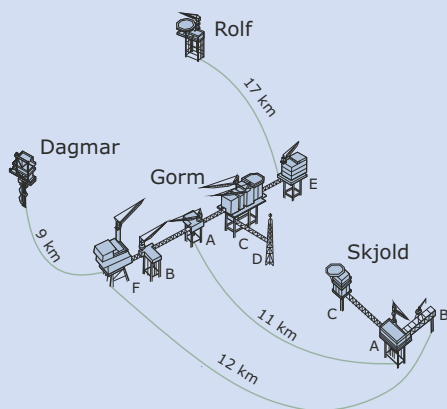
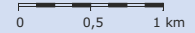
- Plattform
- Oliebrønd
- Lukket brønd
- Brøndspor



## Rolf feltet

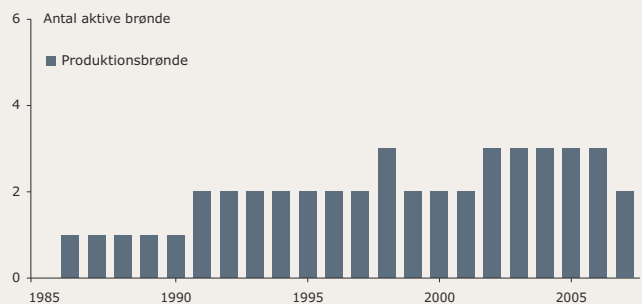
Top Kalk

Dybdekort i ft



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 1,1 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

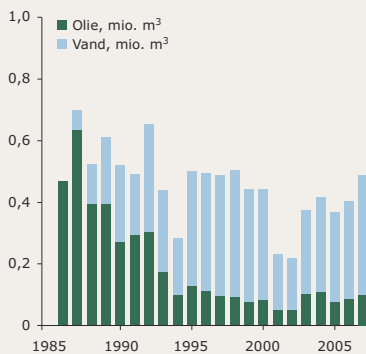
Produktionsbrønde: 2

Vanddybde: 34 m  
Areal: 8 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 1.800 m  
Reservoirbjergart: Kalksten og Dolomit  
Geologisk alder: Danien, Øvre Kridt og Zechstein

## PRODUKTION

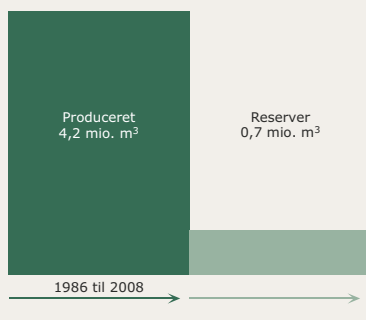
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 4,21 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,18 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 5,84 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 0,7 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,0 mia. Nm<sup>3</sup>



## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

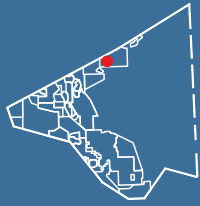
## PRODUKTIONSSTRATEGI

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.

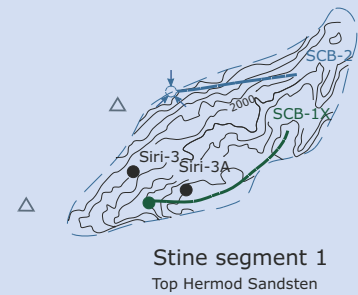
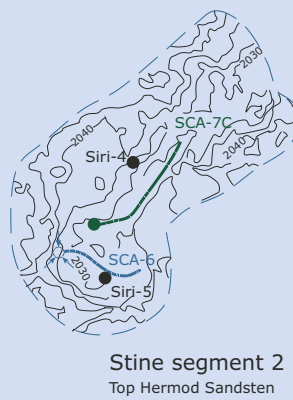
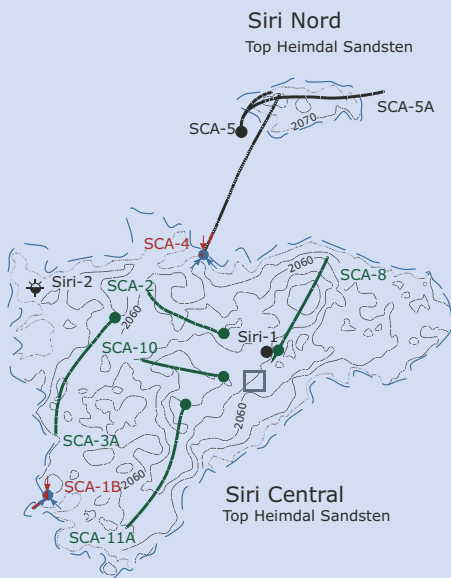
## ANLÆG

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.

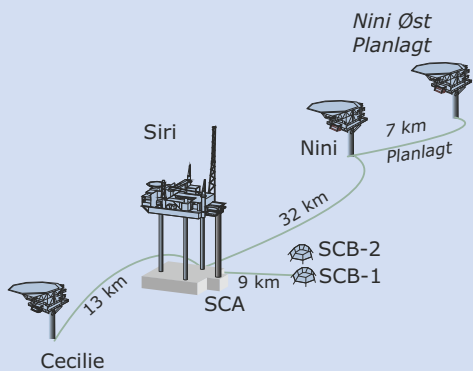
# SIRI FELTET



- Platform
- Undervandsinstallation
- Oliebrønd
- Gas- og vandinjektor
- Lukket brønd
- Brøndspor
- Lukket brøndspor

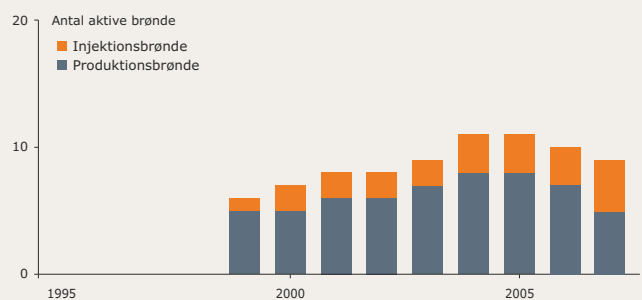


**Siri feltet**  
Dybdekort i meter



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 5,5 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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)

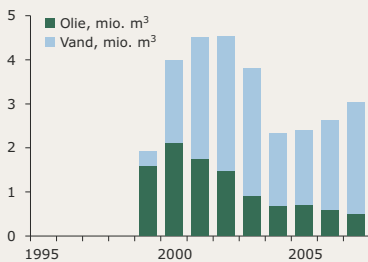
Vand/gas  
injek.brønde: 2 (Siri Central)

Vandydbde: 60 m  
Feltafgrænsning: 42 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.060 m  
Reservoirbjergart: Sandsten  
Geologisk alder: Paleocæn

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

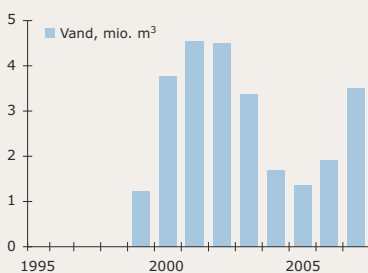
Olie: 10,38 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 1,06 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 18,77 mio. m<sup>3</sup>



## INJEKTION

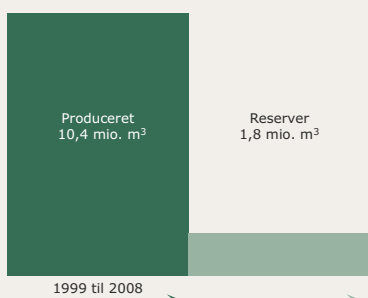
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Gas: 0,97 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 25,90 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 1,8 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,0 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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 platformen og Stine segment 2 (SCA) er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform.

Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for produktionen samt et behandlingsanlæg for produktionsvandet. Desuden er der udstyr til samtidig injektion af gas og vand.

Stine segment 1 (SCB) er udbygget som satellit til Siri platformen og består af to undervandsinstallationer med en produktions- og en injektionsbrønd.

Produktionen fra SCB føres til Siri platformen for færdigbehandling. Injektionsvand og løftegas til satellitinstallationerne på SCB, Nini og Cecilie leveres fra Siri platformen. Injektionsvandet til SCB leveres gennem en afgrening på vandledningen til Nini.

Den producerede olie føres til en lagertank på havbunden. Tanken har en kapacitet på 50.000 m<sup>3</sup>. Herfra eksporteres olien via en lastebøje til et tankskib.

På Siri er der indkvartering til 60 personer.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

Tidligere navn: Ruth  
Beliggenhed: Blok 5504/16  
Tilladelse: Eneretsbevillingen  
Operatør: Mærsk olie og Gas AS  
Fundet år: 1977  
I drift år: 1982

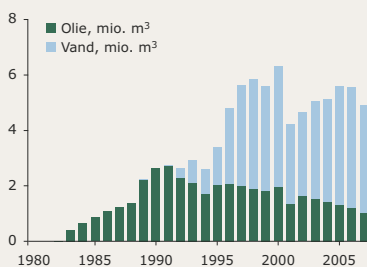
Produktionsbrønde: 19  
Vandinjek.brønde: 9

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

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

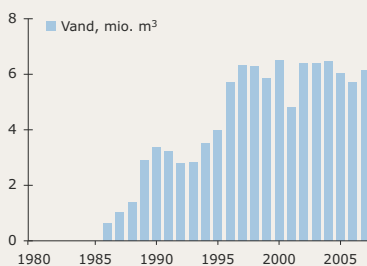
Olie: 40,57 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 3,34 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 47,40 mio. m<sup>3</sup>



## INJEKTION

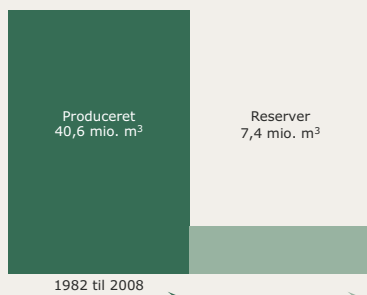
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Vand: 98,31 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 7,4 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,5 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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

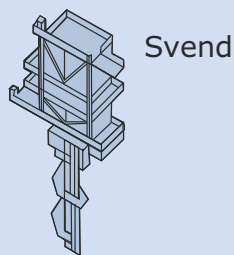
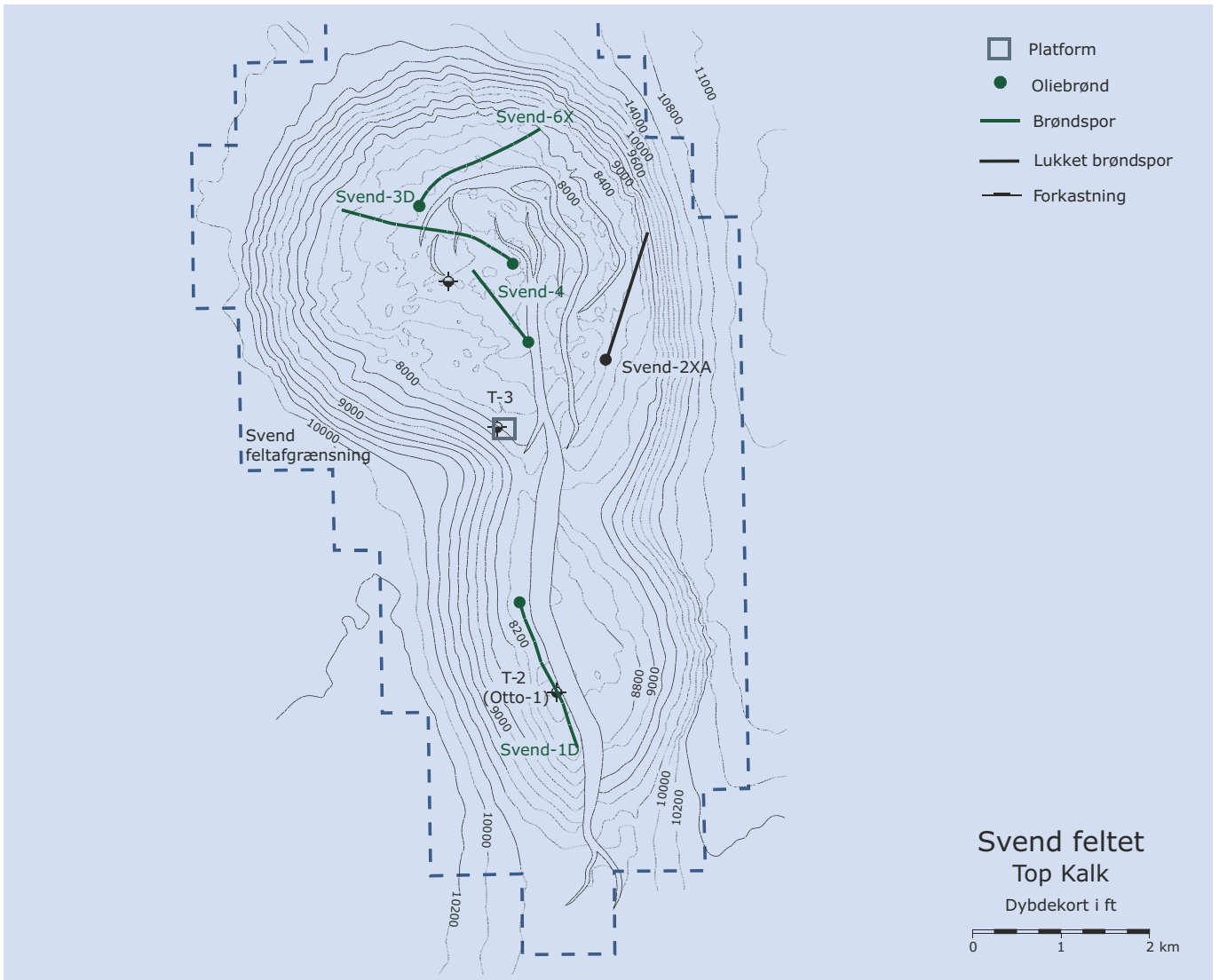
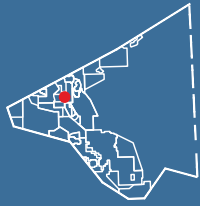
Indvindingen af olie fra Skjold foregår ved vedligeholdelse af reservoirtrykket ved injektion af vand. Oliien produceres overvejende fra vandrette brønde på reservoirets flanker, hvor produktions- og injektionsbrønde ligger skiftevis i et radiale mønster.

## 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.

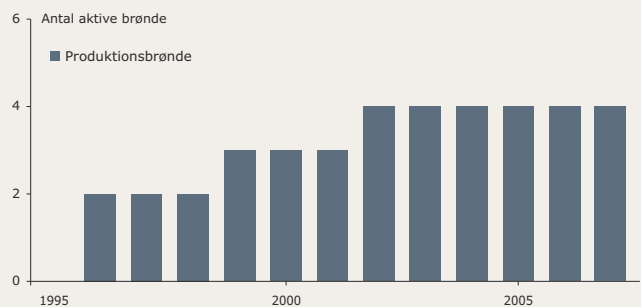
På Skjold C er der indkvartering for 16 personer.

# SVEND FELTET



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 1,2 mia. kr.





## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

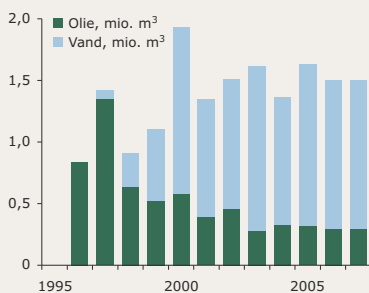
Produktionsbrønde: 4

Vanddybde: 65 m  
Feltafgrænsning: 48 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.500 m  
Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danién og Øvre Kridt

## PRODUKTION

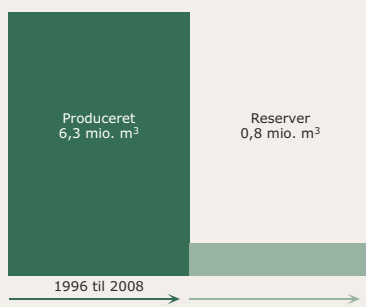
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 6,30 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,74 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 10,36 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 0,8 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 0,1 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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.

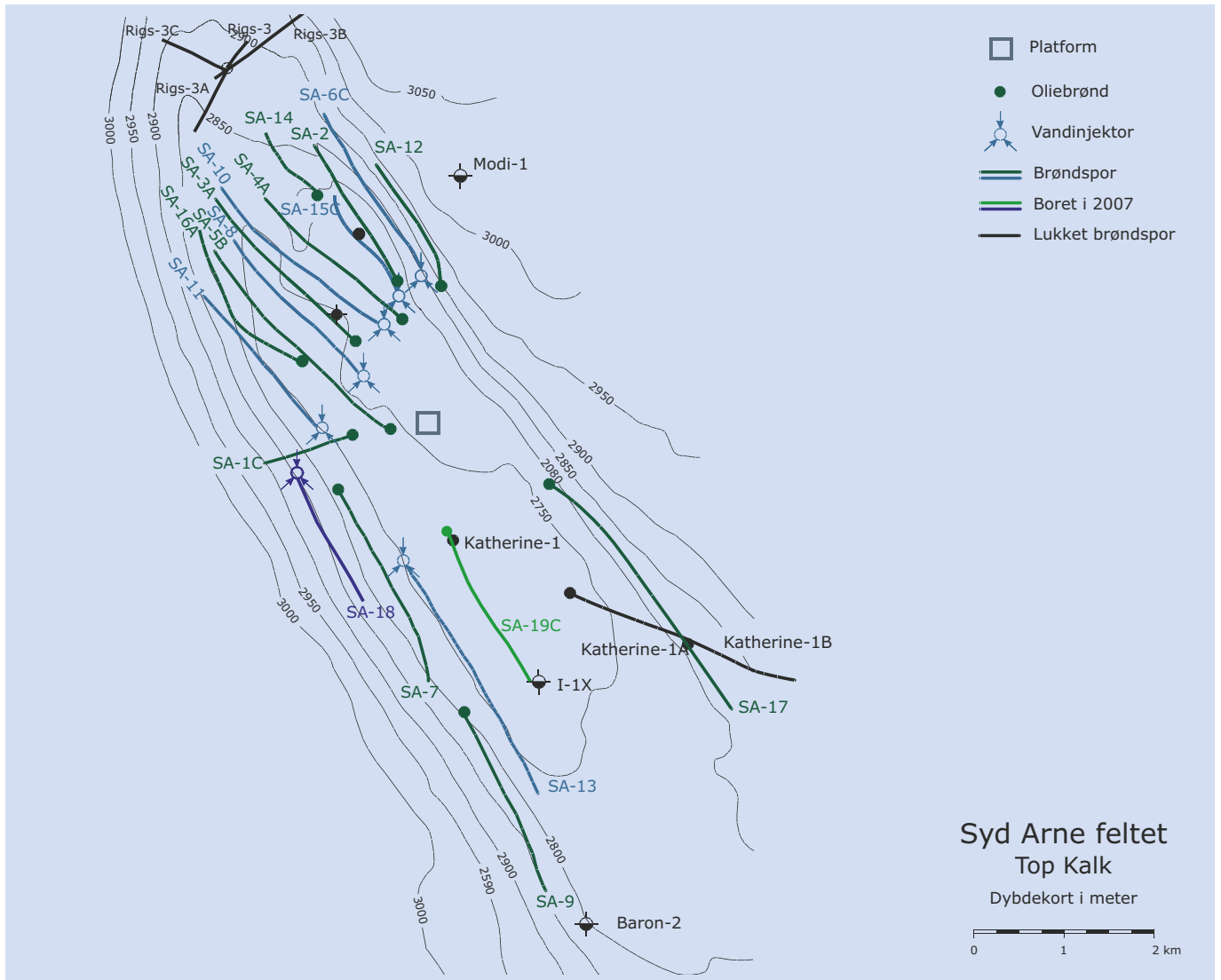
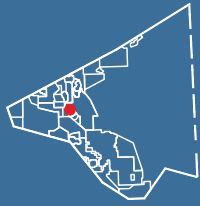
## PRODUKTIONSSTRATEGI

Olieproduktionen maksimeres ved naturlig dræning over oliens boblepunkt samtidig med at brøndenes produktionstid maksimeres.

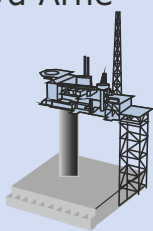
## ANLÆG

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

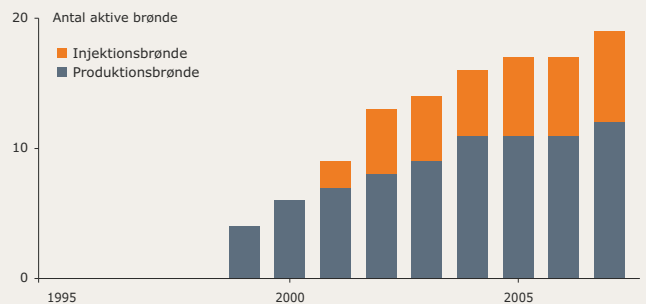


## Syd Arne



### UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 10,9 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

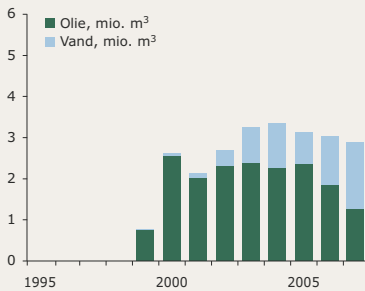
Produktionsbrønde: 12  
Vandinjek.brønde: 7

Vanddybde: 60 m  
Feltafgrænsning: 93 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.800 m  
Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danién, Øvre Kridt og Nedre Kridt

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

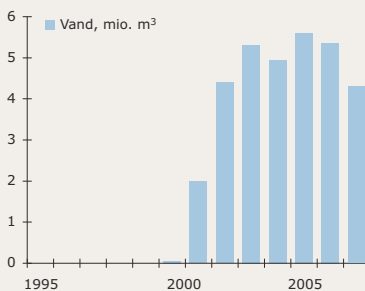
Olie: 17,78 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 4,42 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 6,05 mio. m<sup>3</sup>



## INJEKTION

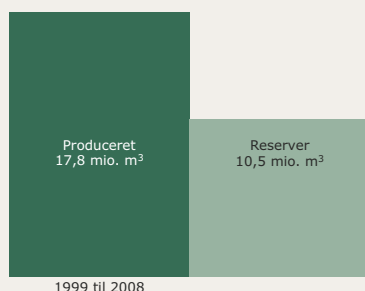
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Vand: 31,97 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 10,5 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 5,2 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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

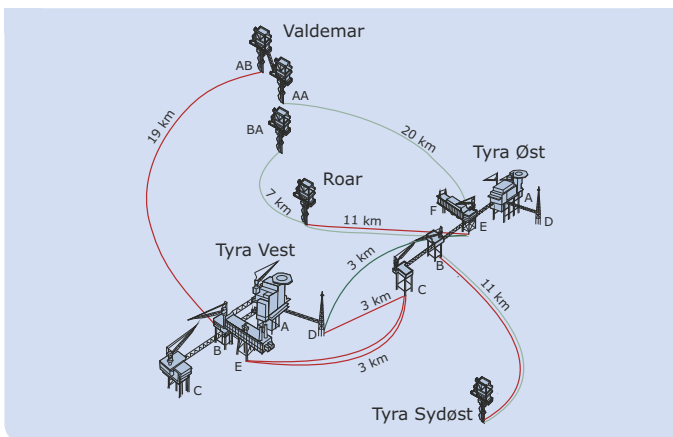
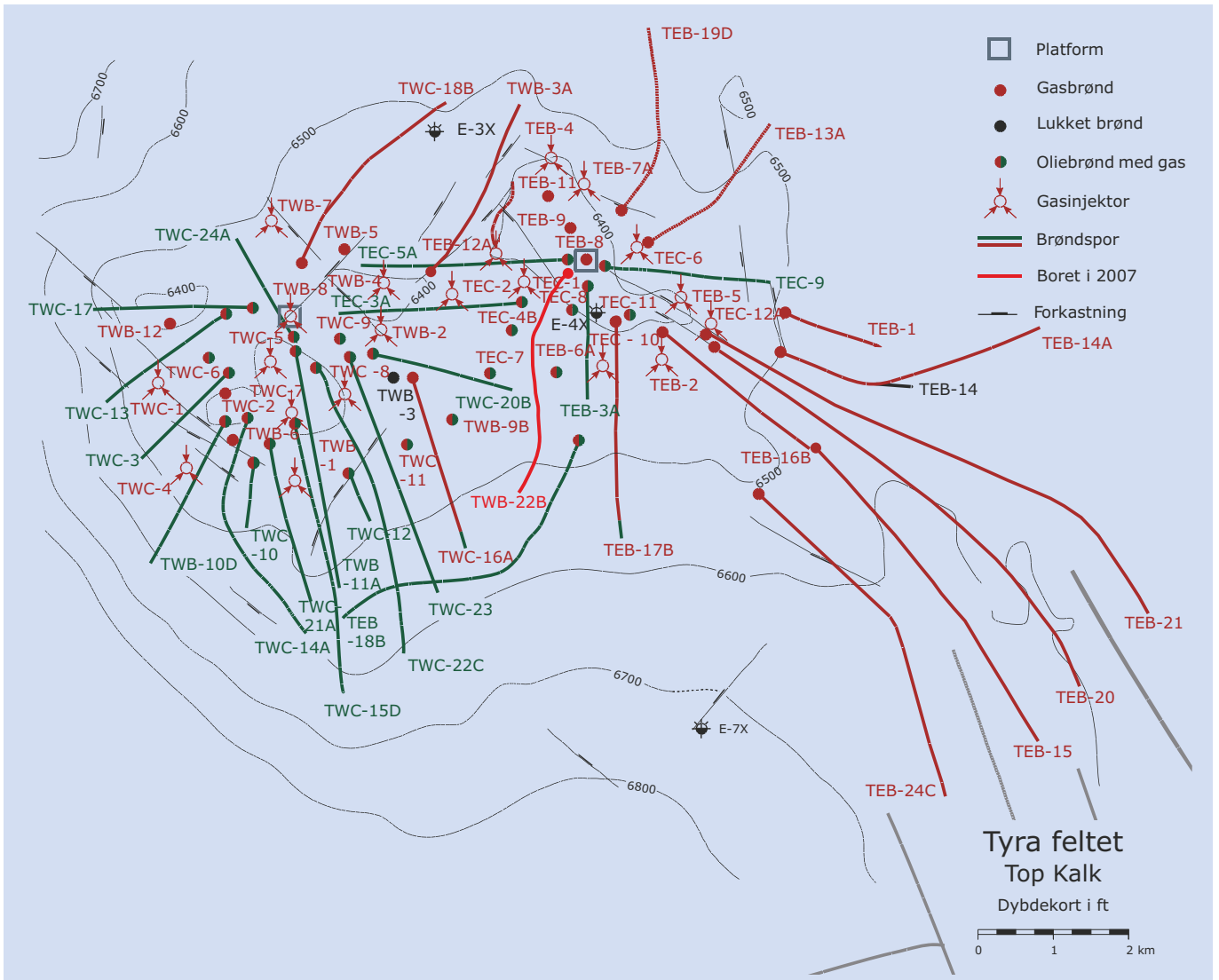
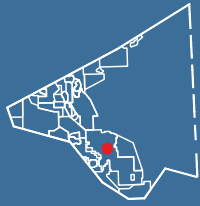
Feltet er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform.

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<sup>3</sup>. Olie eksporteres via tankskib. Gassen føres gennem en gasrørledning til Nybro på den jyske vestkyst.

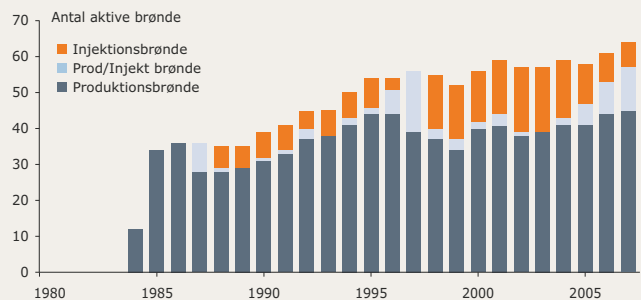
På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer.

# TYRA FELTET



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 29,3 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

Tidligere navn: Cora  
Beliggenhed: Blok 5504/11 og 12  
Tilladelse: Eneretsbevillingen  
Operatør: Mærsk Olie og Gas AS  
Fundet år: 1968  
I drift år: 1984

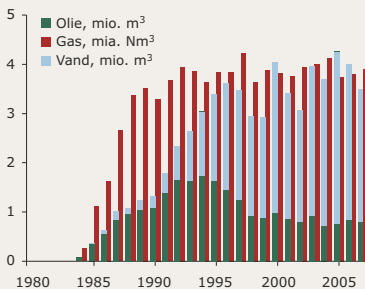
Gasprod. brønne: 20  
Olie/Gasprod. brønne: 28  
Prod./Injek. brønne: 20

Vanddybde: 37-40 m  
Areal: 90 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.000 m  
Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

## PRODUKTION

### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

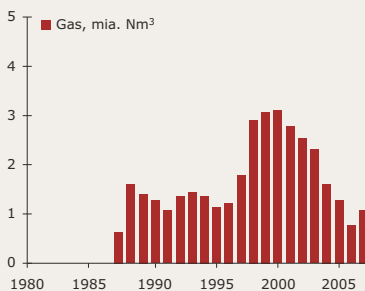
Olie: 24,21 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 81,47 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 37,54 mio. m<sup>3</sup>



## INJEKTION

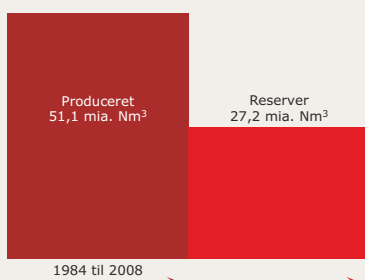
### Akk. injektion pr. 1. januar 2008

Gas: 35,76 mia. Nm<sup>3</sup>



## RESERVER\*

Olie: 7,5 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 27,2 mia. Nm<sup>3</sup>



\*) Figuren viser Tyra og Tyra SØ samlet.

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

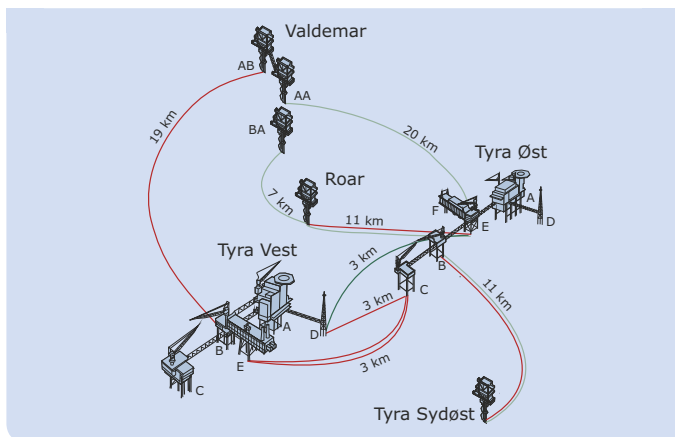
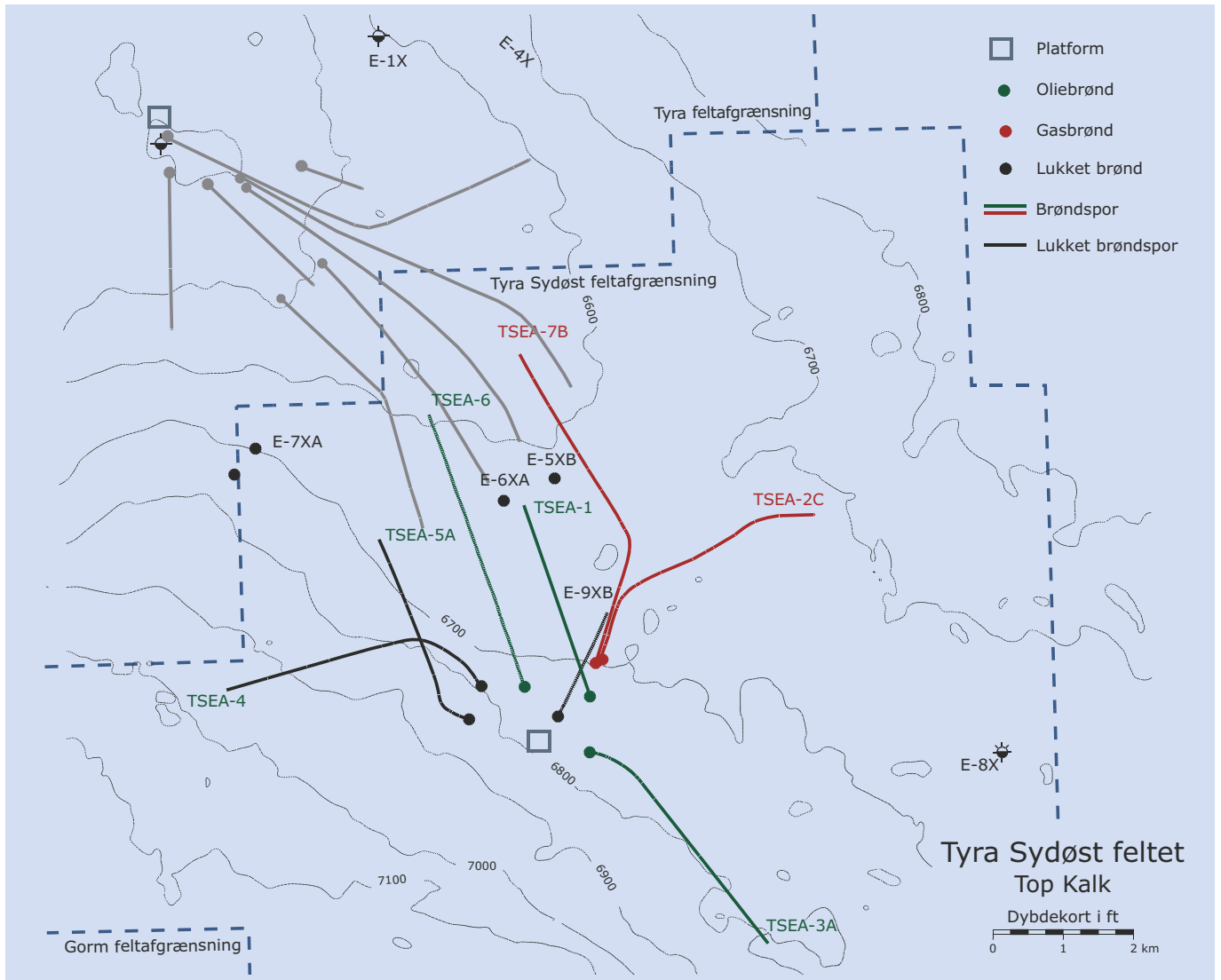
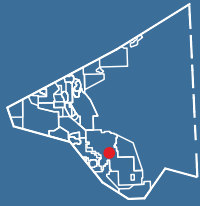
Tyra Øst består af to indvindingsplatforme TEB og TEC, en behandlings- og indkvarteringsplatform TEA, en afbrændingsplatform TED samt en stigrørsplatform TEE med et tilknyttet bromodul understøttet af en STAR søjlekonstruktion TEF.

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 højeste 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.

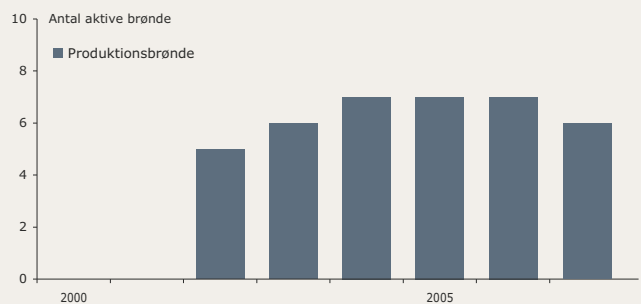
På Tyra Øst er der indkvartering til 96 personer, mens der på Tyra Vest er indkvartering til 80 personer.

# TYRA SYDØST FELTET



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 1,6 mia. kr.



## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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

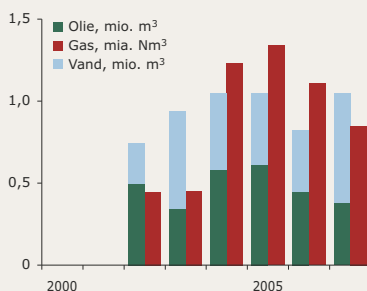
Olieprod. brønde: 3  
Gasprod. brønde: 2

Vanddybde: 38 m  
Feltafgrænsning: 113 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.050 m  
Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

## PRODUKTION

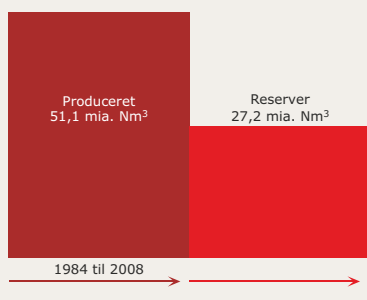
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 2,85 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 5,43 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 2,80 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER\*

Olie: 7,5 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 27,2 mia. Nm<sup>3</sup>



\*) Figuren viser Tyra og Tyra SØ samlet.

## GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Tyra Sydøst strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af Øvre Kridt kalklagene. Strukturen er opdelt i to blokke adskilt af en nordøstsydvest 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

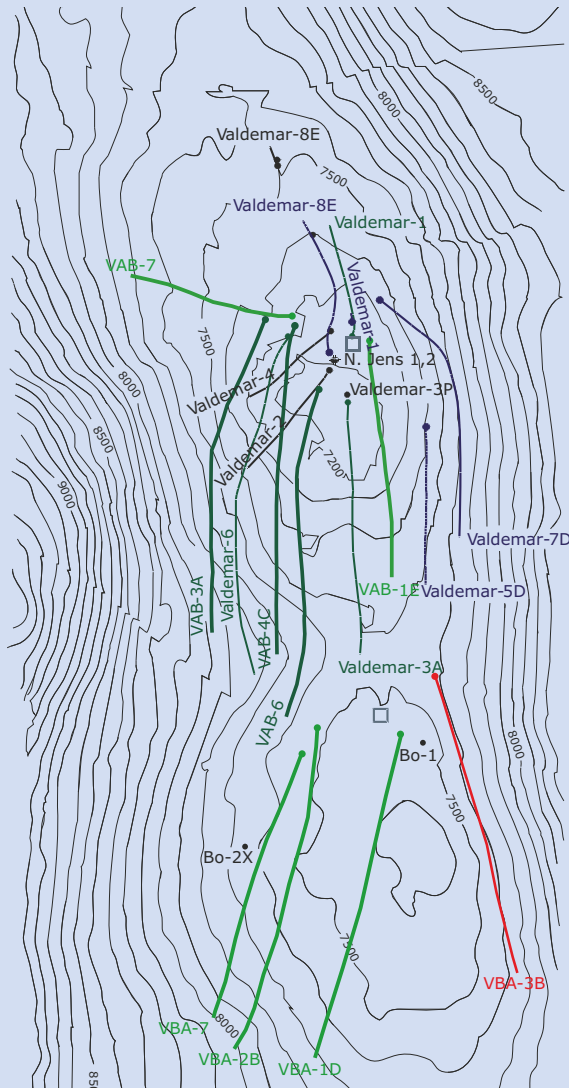
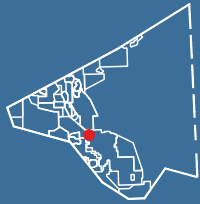
Indvindingen af olie og gas foregår med naturlig dræning.

I 2007 er to olieboringer lukket med henblik på re-boring som gasbrønde.

## 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

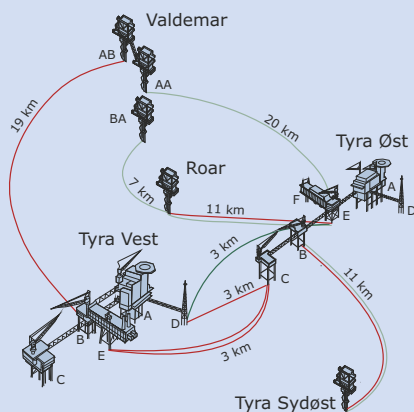
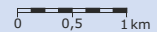


- Platform
- Oliebrønd
- Gasbrønd
- Lukket brønd
- Brøndspor i Øvre Kridt
- Boret i 2007
- Brøndspor
- Lukket brøndspor
- Forkastning

## Valdemar feltet

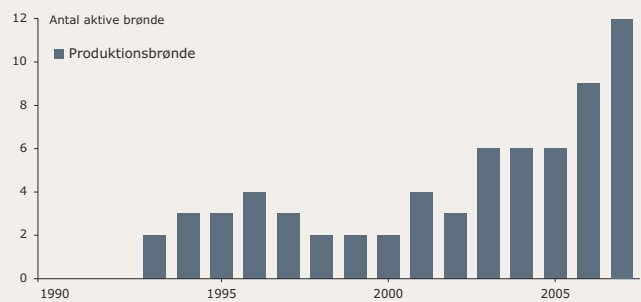
Top Tuxen Kalk

Dybdekort i ft



## UDBYGNING OG INVESTERING

**Akk. investeringer pr. 1. januar 2008**  
2007-priser 4,9 mia. kr.





## FELT DATA

PR. 1.1.2008

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)

Olieprod. brønde: 14  
Gasprod. brønde: 1

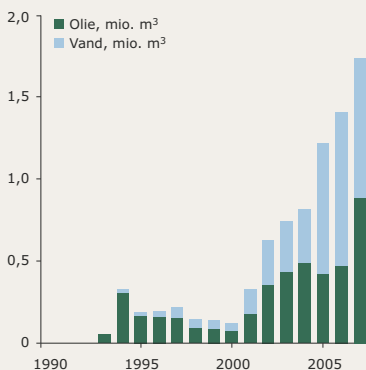
Vanddybde: 38 m  
Feltafgrænsning: 96 km<sup>2</sup>  
Reservoirdybde: 2.000 m (Øvre Kridt)  
2.600 m (Nedre Kridt)

Reservoirbjergart: Kalksten  
Geologisk alder: Danien, Øvre og  
Nedre Kridt

## PRODUKTION

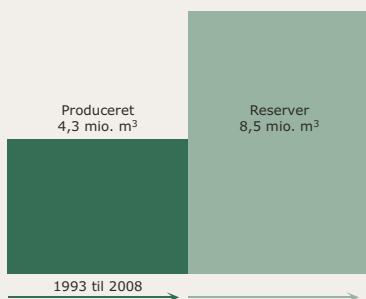
### Akk. produktion pr. 1. januar 2008

Olie: 4,34 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 1,81 mia. Nm<sup>3</sup>  
Vand: 3,93 mio. m<sup>3</sup>



## RESERVER

Olie: 8,5 mio. m<sup>3</sup>  
Gas: 5,4 mia. Nm<sup>3</sup>



## 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. De meget lavpermeable lag i Nedre udviser meget vanskelige produktions-egenskaber i visse dele af Valdemar feltet, hvorimod reservoirkvaliteten i de øvre kalkstensreservoirer er sammenlignelige med andre danske felter som Gorm og Tyra.

I Bo området har det vist sig, 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 indvindings-teknikken med lange vandrette brønde med sandfyldte, kunstige sprækker har gjort det muligt at indvinde olie kommercielt fra Nedre Kridt. Desuden foregår der indvinding fra Danien/Øvre Kridt.

## ANLÆG

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

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

## BILAG C: PRODUCEREDE MÆNGDER OG RESERVER PR. 1. JAN. 2008

OLIE, mio. m <sup>3</sup>					GAS, mia. Nm <sup>3</sup>				
Produceret	Endelig indvinding			Reserver	Produceret	Endelig indvinding			Reserver
	Lav	Forv.	Høj			Lav	Forv.	Høj	
<b>Igangværende og besluttet</b>					<b>Igangværende og besluttet</b>				
Adda	-	0	1	1	Adda	-	0	0	0
Alma	-	0	0	1	Alma	-	0	1	1
Boje området	-	1	1	1	Boje området	-	0	0	0
Cecilie	1	0	0	1	Cecilie	0	-	-	-
Dagmar	1	0	0	0	Dagmar	0	0	0	0
Dan	91	33	48	62	Dan	22	3	5	7
Gorm	56	5	9	14	Gorm	7	1	1	1
Halfdan	35	50	72	95	Halfdan	12	16	26	36
Harald	8	1	1	1	Harald	20	3	4	6
Kraka	5	1	2	3	Kraka	1	0	0	0
Lulita	1	0	0	0	Lulita	1	0	0	1
Nini	3	2	4	6	Nini	0	-	-	-
Regnar	1	0	0	0	Regnar	0	0	0	0
Roar	3	0	0	0	Roar	14	1	2	2
Rolf	4	0	1	1	Rolf	0	0	0	0
Siri	10	1	2	4	Siri	0	-	-	-
Skjold	41	4	7	11	Skjold	3	0	1	1
Svend	6	1	1	1	Svend	1	0	0	0
Syd Arne	18	*	11	*	Syd Arne	4	*	5	*
Tyra**	27	4	8	10	Tyra**	51	15	27	38
Valdemar	4	4	8	12	Valdemar	2	2	5	8
<b>Sub total</b>	<b>315</b>		<b>177</b>		<b>Sub total</b>	<b>138</b>		<b>79</b>	
<b>Planlagt</b>					<b>Planlagt</b>				
Amalie	-	1	1	2	Amalie	-	1	2	3
Freja	-	1	1	2	Freja	-	0	0	0
<b>Sub total</b>			<b>2</b>		<b>Sub total</b>			<b>2</b>	
<b>Mulig</b>					<b>Mulig</b>				
Prod. felter	-	4	8	12	Prod. felter	-	1	3	4
Øvr. felter	-	1	1	2	Øvr. felter	-	1	4	7
Fund	-	16	26	38	Fund	-	8	17	31
<b>Sub total</b>			<b>35</b>		<b>Sub total</b>			<b>24</b>	
<b>Total</b>	<b>315</b>		<b>214</b>		<b>Total</b>	<b>138</b>		<b>105</b>	
Januar 2007	297		240		Januar 2007	129		120	

\*) ikke beregnet

\*\*) Tyra Sydøst inkluderet

## BILAG D: 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	578	54,4	6,0	1,8	24,8	24.163
2006	5.374	4.222	600	65,1	5,9	1,9	31,5	31.493
2007*	6.584	3.869	536	72,5	5,4	1,7	28,3	27.886

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

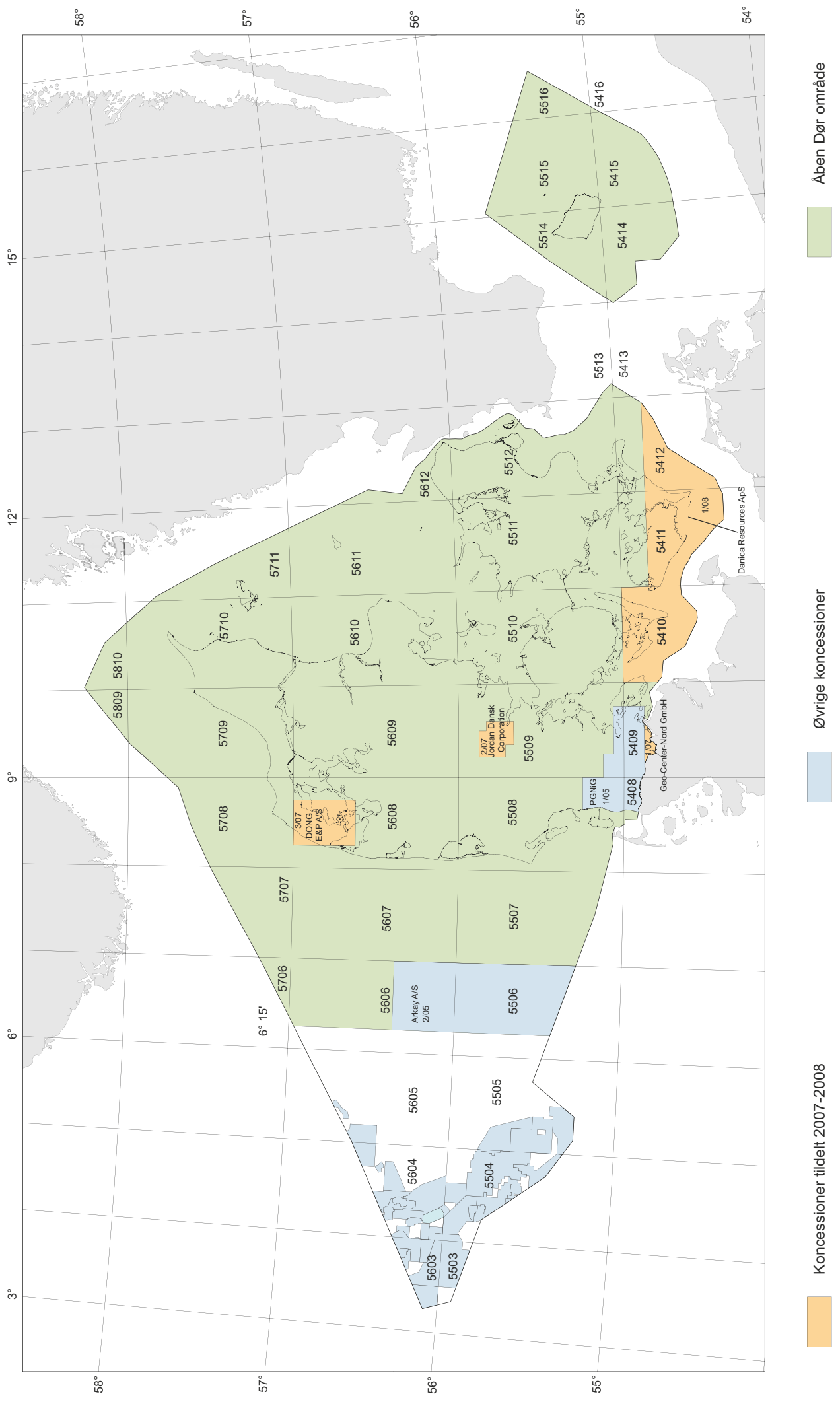
5) Investeringer er inkl. NOGAT pipeline

\*) Skøn

## BILAG E: GÆLDENDE ØKONOMISKE VILKÅR

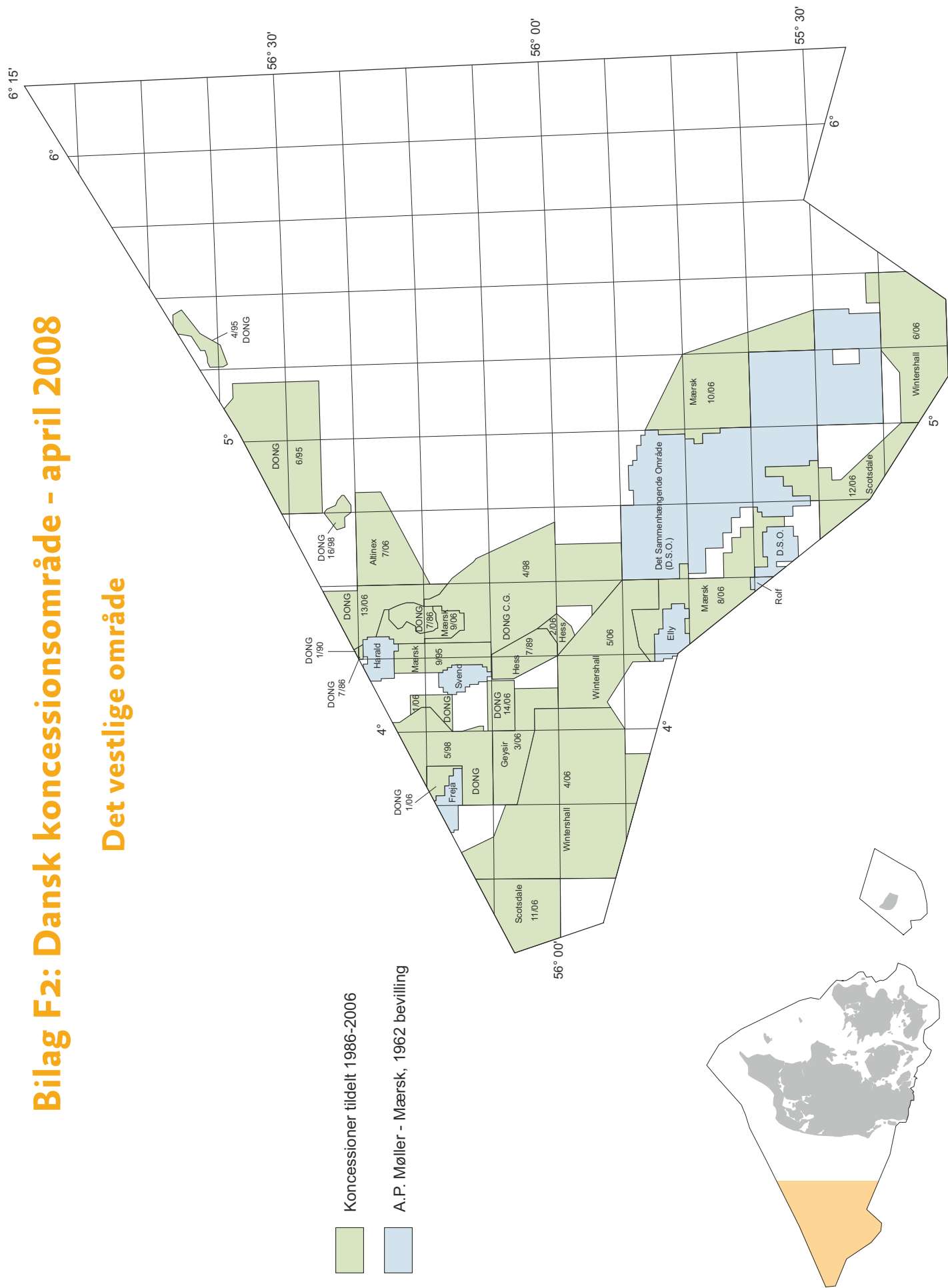
	Eneretsbevillingen pr. 1/1-2004	Tilladelser meddelt før 1/1-2004	Tilladelser meddelt efter 1/1-2004
<b>Selskabsskat</b>	25 pct.  Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct.  Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.	25 pct.  Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten.
<b>Kulbrinteskate</b>	52 pct.  Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer.  Overgangsregler for investeringer og uudnyttede underskud fra før 1. januar 2004.	70 pct.  Fradrag på 25 pct. i 10 år (i alt 250 pct.) for investeringer.	52 pct.  Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer.
<b>Produktionsafgift</b>	Nej	2. runde tilladelser, betaler en produktionsafhængig afgift:  1000 td/dag      Sats 0 - 5              2 pct. 5 - 20             8 pct. 20 -                16 pct.  Fradragsberettiget i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	Nej
<b>Rørlednings/dispensationsafgift</b>	5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften.  Rørledningsafgiften kan fratrækkes i kulbrinteskatten, men kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 pct.  Rørlednings/dispensationsafgiften kan fradrages i grundlaget for produktionsafgift samt selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.	5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften.  Rørledningsafgiften kan fratrækkes i kulbrinteskatten, men kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget.
<b>Statsdeltagelse</b>	20 pct. fra 9. juli 2012	20 pct.  1., 2. og 3. runde: Statsdeltagelse "båret" i efterforskningsfasen.  I udbygnings- og produktionsfasen er den betalende andel afhængig af produktionens størrelse.  4. og 5. runde samt Åben Dør: Fuld betalende andel.	20 pct.
<b>Overskudsdeling</b>	Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betales 20 pct. af den selskabs-skattepligtige indkomst før skat og før nettorenteudgifter.	Nej	Nej

# Bilag F1: Dansk koncessionsområde - april 2008



# Bilag F2: Dansk koncessionsområde - april 2008

## Det vestlige område





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 2007 beskriver som de tidligere rapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne på dansk område og en gennemgang af produktionen. Rapporten indeholder også en beskrivelse af de sikkerheds- og sundhedsmæssige forhold ved olie- og gasproduktionen samt miljø og klima.

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>



Klima- og Energiministeriet

Energistyrelsen  
Amaliegade 44  
1256 København K

Tlf 33 92 67 00  
Fax 33 11 47 43  
[ens@ens.dk](mailto:ens@ens.dk)

[www.ens.dk](http://www.ens.dk)

CVR-nr: 59 77 87 14

ISBN: 978-87-7844-726-5