



Danmarks olie- og gasproduktion 2004

FORORD

Olieproduktionen i 2004 satte ny rekord, idet den oversteg den tidligere produktionsrekord fra 2002 med 5 pct. Samtidig satte mængden af solgt gas i 2004 ny rekord.

Den store produktion og den høje oliepris har medført, at værdien af den producerede olie og gas i 2004 var knap 39 mia. kr. Dette har betydet, at staten modtog et rekordstort beløb i skatter og afgifter på godt 18 mia. kr. Dette er næsten en fordobling i forhold til 2003.

Stigningen i produktionen skyldes investeringer i den fortsatte udbygning af en række eksisterende felter. I forbindelse med udbygninger og driften fokuserer Energistyrelsen på, at niveauet for sikkerhed og sundhed på dansk område også fremover er blandt de højeste i Nordsøen.

Efterforskningen af kulbrinter i den danske del af Nordsøen begyndte i 1966. Efter næsten 40 års efterforskning og indvinding viser nye resultater, at der stadig er spændende muligheder for den videre efterforskning.

Fire ud de 12 hidtidige efterforskningsboringer på koncessionerne tildelt i 5. udbudsrunde har resulteret i fund af kulbrinter. To fund er allerede sat i produktion, mens to fund i de dybereliggende sandsten af Jura alder fortsat er under vurdering. Her har en vurderingsboring i 2004 bekræftet udbredelsen af fundet og mulig produktion. Dette har fremhævet efterforskningspotentialet for jura sandsten på dansk område.

I foråret 2005 er der åbnet for ansøgninger i en 6. udbudsrunde. Det udbudte område dækker arealer i Central Graven og de tilstødende områder. Energistyrelsen har i 2003 foretaget en opgørelse af kulbrintepotentialet for den danske del af Central Graven og i Siri kanalen. Her vurderes det, at der endnu er et betydeligt kulbrintepotentiale i det danske område. Dette sammenholdt med den meget høje oliepris forventes at medføre en fortsat interesse for det danske område blandt olie-selskaberne. Forsat efterforskning er nødvendig, for at olie-gassektoren også i fremtiden vil kunne bidrage positivt til den danske økonomi.

København, maj 2005

Ib Larsen



Direktør



OMREGNINGSFAKTORER

Referencetryk og -temperatur for de nævnte enheder:

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

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

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

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

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

Sammensætningen og dermed brændværdien af råolie og naturgas varierer fra felt til felt. Sammensætningen af den danske råolie varierer lidt over tiden, og derfor er omregningsfaktorerne til t og GJ tidsafhængige. I nedenstående tabel er gennemsnittet for 2004 baseret på tal oplyst af raffinaderier. Den nedre brændværdi er angivet.

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

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

Nogle enheders forkortelser:

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

| | FRA | TIL | GANG MED |
|-----------------|---------------------|-------------------|---------------------------|
| Råolie | m ³ (st) | stb | 6,293 |
| | m ³ (st) | GJ | 36,3 |
| Naturgas | m ³ (st) | t | 0,86 ⁱ |
| | Nm ³ | scf | 37,2396 |
| | Nm ³ | GJ | 0,03977 |
| | Nm ³ | t.o.e. | 949,89 x 10 ⁻⁶ |
| Rummål | Nm ³ | kg·mol | 0,0446158 |
| | m ³ (st) | scf | 35,3014 |
| | m ³ (st) | GJ | 0,03574 |
| | m ³ (st) | kg·mol | 0,0422932 |
| Energi | m ³ | bbl | 6,28981 |
| | m ³ | ft ³ | 35,31467 |
| | US gallon | in ³ | 231* |
| | bbl | US gallon | 42* |
| Energikvivalent | t.o.e. | GJ | 41,868* |
| | GJ | Btu | 947817 |
| | cal | J | 4,1868* |
| Densitet | °API | kg/m ³ | 141364,33/(°API+131,5) |
| | °API | γ | 141,5/(°API+131,5) |

*) Eksakt værdi.

i) Gennemsnitsværdi for de danske felter.



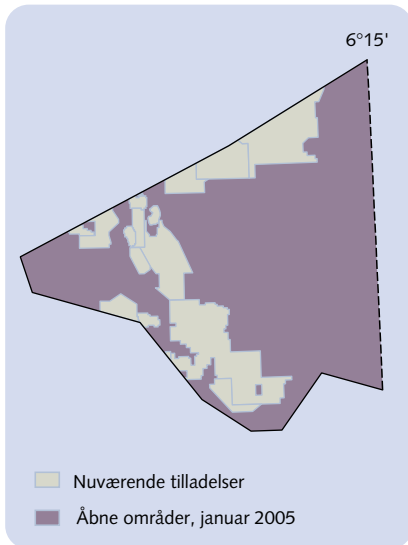
| | |
|--|-----------|
| Forord | 3 |
| Omregningsfaktorer | 4 |
| 1. Koncessioner og efterforskning | 6 |
| 2. Udbygning | 13 |
| 3. Produktion | 20 |
| 4. Gorm feltets udvikling | 26 |
| 5. Miljø | 33 |
| 6. Sikkerhed og sundhed | 36 |
| 7. Reserver | 43 |
| 8. Økonomi | 52 |

| | | |
|----------------|-----------------------------------|-----------|
| Bilag A | Producerede og injicerede mængder | 60 |
| Bilag B | Producerende felter | 63 |
| Bilag C | Økonomiske nøgletal | 94 |
| Bilag D | Gældende økonomiske vilkår | 95 |

Koncessionskort

1. KONCESSIONER OG EFTERFORSKNING

fig. 1.1 Åbne områder



I 2004 blev der i alt udført ti efterforsknings- og vurderingsboringer på dansk område. Derved blev niveauet for efterforskningsaktiviteterne fra 2003 opretholdt.

Vurderingsboringerne i 2004 har i flere tilfælde medført positive ændringer af reserverne for de eksisterende felter og har vist, at udbredelsen af kulbrinteforekomsterne omkring de eksisterende felter stadig kan efterforskes nærmere. Endvidere har boringen Hejre-2 bekræftet udbredelsen af kulbrinter i dybere-liggende sandsten af Jura alder.

6. UDBUDSRUNDE

Siden 1983 er ansøgere til koncessioner på dansk område blevet inviteret i udbudsrunder. Der har i alt været afholdt fem udbudsrunder, og i 1996 blev der desuden indført en Åben Dør procedure for områder øst for 6° 15' østlig længde.

Det er 7 år siden, at der sidst har været udbudt arealer i Central Graven og de tilstødende områder, og den 6. udbudsrunde åbnes i foråret 2005 for ansøgere i en periode på ca. 6 måneder. Figur 1.1 viser de åbne områder pr. 1. januar 2005. Det åbne område i udbud omfatter alle ikke-koncessionsbelagte områder vest for 6° 15' østlig længde og udgør 73 pct. af det samlede areal på 19.744 km².

Enkelte af de nuværende koncessioner er endvidere afgrænset i dybden, da det siden 1. udbudsrunde i 1984 har været et standardvilkår i tilladelse, at der ved forlængelse af en tilladelse med henblik på indvinding foretages en afgrænsning af forekomsten såvel arealmæssigt som i dybden. De tilladelser, der på nuværende tidspunkt er afgrænset i dybden, ses på figur 1.2. I tillæg til de åbne arealer vil olieselskaberne derfor også have mulighed for at ansøge om tilladelse til efterforskning i de dybereliggende lag under de angivne tilladelser.

Nærmere vilkår og regler ved 6. udbudsrunde kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Hovedparten af de arbejdsforpligtelser, som olieselskaberne påtog sig i 5. udbudsrunde i 1998, er nu opfyldt.

Fire af de 12 hidtidige efterforskningsboringer på koncessionerne, som er tildelt i 5. udbudsrunde, har resulteret i fund af kulbrinter: Cecilie feltet blev sat i produktion i 2002 og Connie forekomsten i 2004. Svane og Hejre fundene i de dybereliggende sandsten af Jura alder er under fortsat vurdering, og Hejre fundet blev positivt bekræftet i 2004 ved vurderingsboringen Hejre-2, jf. nedenfor. Boringen bekræftede udbredelsen og mulig produktion fra kulbrinteforekomsten og fremhævede efterforskningspotentialer for Jura sandsten på dansk område.

Det er snart 40 år siden, at efterforskningen i den danske del af Nordsøen begyndte. Trods dette viser nye resultater stadig spændende muligheder for den videre efterforskning. Energistyrelsen opgjorde i 2003 kulbrintepotentialet for den danske del af Central Graven samt i Siri kanalen. På baggrund af opgørelsen vurderes det, at der endnu er et betydeligt kulbrintepotentiale i det danske område. Opgørelsen kan findes i rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2003" på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

fig. 1.2 Tilladelser afgrænset i dybden

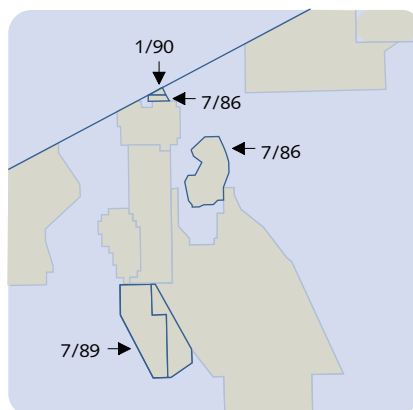
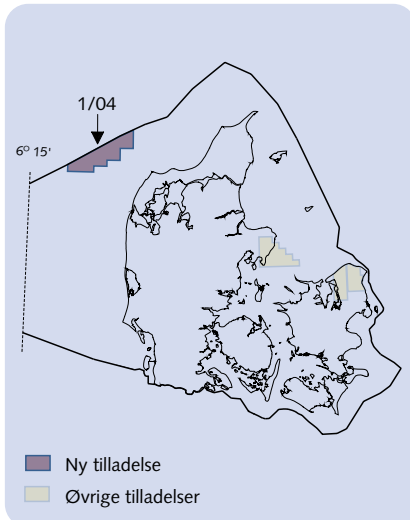


fig. 1.3 Ændringer i Åben Dør området



Ny statslig enhed

DONG Efterforskning og Produktion A/S har hidtil varetaget den statslige deltagelse i tilladelser til efterforskning og indvinding af kulbrinter. Som konsekvens af den politiske aftale om at gennemføre en delvis privatisering af DONG E&P A/S, kan selskabet ikke varetage statsdeltagelsen i nye koncessioner. Der er derfor behov for at etablere en ny struktur til varetagelse heraf.

Statens betalende andel på 20 pct. i nye koncessioner skal fremover varetages af en ny statslig enhed, der vil blive etableret i 2005. Den statslige enhed vil varetage administrationen af statsdeltagelsen i nye tilladelser i 6. udbudsrunde og nye tilladelser i Åben Dør proceduren.

Fra 2012 vil enheden desuden kunne varetage statsdeltagelse på 20 pct. i DUC. Den statslige deltagelse i DUC er en følge af aftalen af den 20. september 2003 mellem Økonomi- og erhvervsministeren og A.P. Møller- Mærsk.

NY TILLADELSE

Økonomi- og erhvervsministeren gav den 2. november 2004 CLAM Petroleum Danske B.V., Kerr-McGee International ApS, Arco Denmark Ltd. og DONG E&P A/S en tilladelse til efterforskning og indvinding af kulbrinter. DONG E&P A/S varetager statens andel på 20 pct. og er tillige operatør for tilladelsen. Tilladelsen, der har nummer 1/04, omfatter et område i den østlige del af Nordsøen ved grænsen til Norge, se figur 1.3. Dette blev således den sidste tilladelse, hvor DONG E&P A/S varetager statsdeltagelsen.

Tilladelsen blev givet i Åben Dør området, som omfatter hele området øst for 6°15' østlig længde. Åben Dør proceduren giver olieselskaberne mulighed for løbende at ansøge om tilladelser i området.

ÆNDRINGER AF TILLADELSER

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

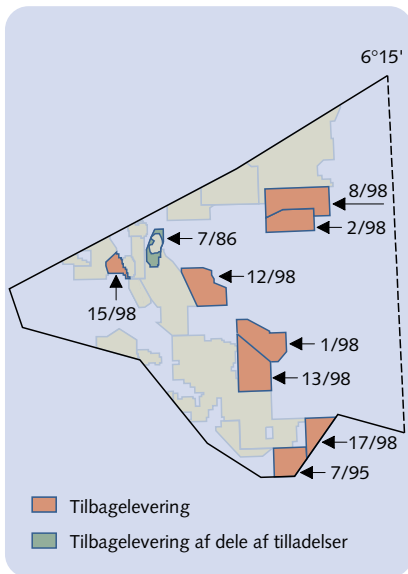
Forlængelser af tilladelser

Energistyrelsen har i 2004 meddelt forlængelse af tilladelsesperioden for de i tabel 1.1 angivne tilladelser. Det er en forudsætning for forlængelserne, at rettighedshaverne har forpligtet sig til at foretage yderligere efterforskningsarbejder i de pågældende områder.

tabel 1.1 Forlængelse af tilladelser

| Tilladelse | Operatør | Indtil |
|------------|-------------------------------|------------|
| 4/95 | DONG E&P A/S | 15-05-2005 |
| 6/95 | DONG E&P A/S | 15-05-2005 |
| 9/95 | Mærsk olie og Gas AS | 01-01-2007 |
| 4/98 | Phillips Petroleum Int. Corp. | 15-06-2006 |
| 5/98 | Phillips Petroleum Int. Corp. | 15-06-2006 |
| 11/98 | DONG E&P A/S | 15-12-2005 |
| 16/98 | DONG E&P A/S | 15-06-2005 |

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



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

Nogle tilladelser kan dog indeholde bestemmelser om, at rettighedshaveren på et nærmere fastsat tidspunkt i løbet af 6-års perioden enten skal tilbagelevere tilladelsen eller forpligte sig til at udføre for eksempel en efterforskningsboring. Efter de første 6 år kan Energistyrelsen forlænge en tilladelse med op til 2 år ad gangen, hvis rettighedshaveren - efter at have udført hele det oprindelige arbejdsprogram - vil påtage sig yderligere forpligtelser til at efterforske.

Godkendte overdragelser

Energistyrelsen skal godkende alle overdragelser af tilladelser og vilkårene herfor.

I tilladelse 1/02 øgede Odin Energi A/S selskabets andel til 10 pct. ved at overtage en andel på 5 pct. fra Tethys Oil AB. Overtagelsen har virkning fra den 1. januar 2004.

Amerada Hess ApS overdrog selskabets andel på 42 pct. i tilladelse 11/98 til Wintershall Noordzee B.V. Overdragelsen har virkning fra den 1. maj 2004.

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

Tilbageleveringer af dele af tilladelser

I tilladelse 7/86 er der i 2004 foretaget en revideret feltafgrænsning af Amalie feltet. Tilladelsen blev givet i 1986 i 2. udbudsrunde. Der blev påvist kulbrinter i sandsten af Jura alder, og i 1991 blev Amalie feltet erklæret kommercielt. DONG E&P A/S er operatør for olieselskaberne i tilladelsen.

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

tabel 1.2 Tilbageleveringer af dele af tilladelser

| Tilladelse | Operatør | Ændret |
|------------|--------------|------------|
| 7/86 | DONG E&P A/S | 07-10-2004 |

OPHØRTE TILLADELSER

Alle tilbageleverede tilladelser i 2004 er fra området i og omkring Central Graven, og der er derfor ingen ændringer for Åben Dør området. De tilbageleverede tilladelser fremgår af tabel 1.3 og af figur 1.4.

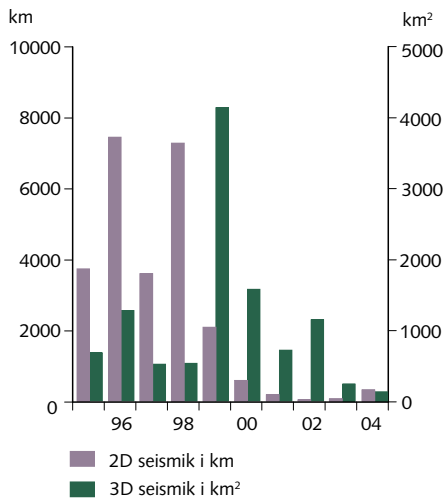
Data, som tilvejebringes i medfør af tilladelser efter undergrundsloven, omfattes generelt af en 5-årig fortrolighedsperiode. For tilladelser, som ophører eller opgives, begrænses fortrolighedsperioden dog til 2 år.

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

tabel 1.3 Ophørte tilladelser

| Tilladelse | Operatør | Ophør |
|------------|-------------------------------|------------|
| 7/95 | Mærsk Olie og Gas AS | 15-11-2004 |
| 1/98 | Clam Petroleum Danske B.V. | 15-06-2004 |
| 2/98 | Clam Petroleum Danske B.V. | 15-06-2004 |
| 8/98 | Kerr-McGee International ApS | 15-06-2004 |
| 12/98 | Amerada Hess ApS | 15-06-2004 |
| 13/98 | Noble Energy (Europe) Limited | 15-09-2004 |
| 15/98 | Mærsk Olie og Gas AS | 15-09-2004 |
| 17/98 | Mærsk Olie og Gas AS | 15-06-2004 |

fig. 1.5 Årlig seismik



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

FORUNDERSØGELSER

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

TGS Nopec udførte i 2004 en 2D seismisk undersøgelse i Nordsøen. Hovedparten af undersøgelserne foregik på norsk og engelsk område, men flere linier blev forlænget ind på dansk område.

I tilladelse 6/95 udførte DONG E&P A/S en 4D seismisk undersøgelse af Siri feltet. Undersøgelsen blev gennemført i foråret 2004.

Den 4. dimension i 4D seismik er tiden. Ved at sammenligne ny og tidligere 3D seismik, fås oplysninger om de ændringer, der er sket i reservoiret over tid. Dette kan forbedre forståelsen af reservoiret og optimere indvindingen.

BORINGER

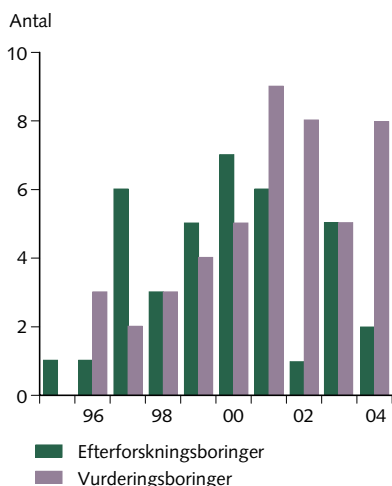
Der blev i 2004 udført to efterforskningsboringer og otte vurderingsboringer, se figur 1.6. I statistikken er medregnet boringer, som er påbegyndt i 2004.

Placeringen af de neden for omtalte boringer fremgår af figur 1.8.

Vurderingsboringerne på felterne er endvidere vist på feltkortene i bilag B.

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

fig. 1.6 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Efterforskningsboringer

Vivi-1 (5605/10-5)

I tilladelse 4/95 borede DONG E&P A/S efterforskningsboringen Vivi-1. Boringen ligger godt 15 km nordøst for Nini feltet og blev afsluttet i september efter godt 14 dages boring. Vivi-1 blev boret lodret til kalk af Danien alder og sluttede i en dybde af 1.727 meter. Efterfølgende blev der udført en sideboring, Vivi-1A, som skulle undersøge endnu et efterforskningsmål. Boringen fandt kulbrinter i sandsten af Palæogen alder, hvorfra der blev udtaget borekerner til en nærmere vurdering af fundet.

Fasan-1 (5505/9-3)

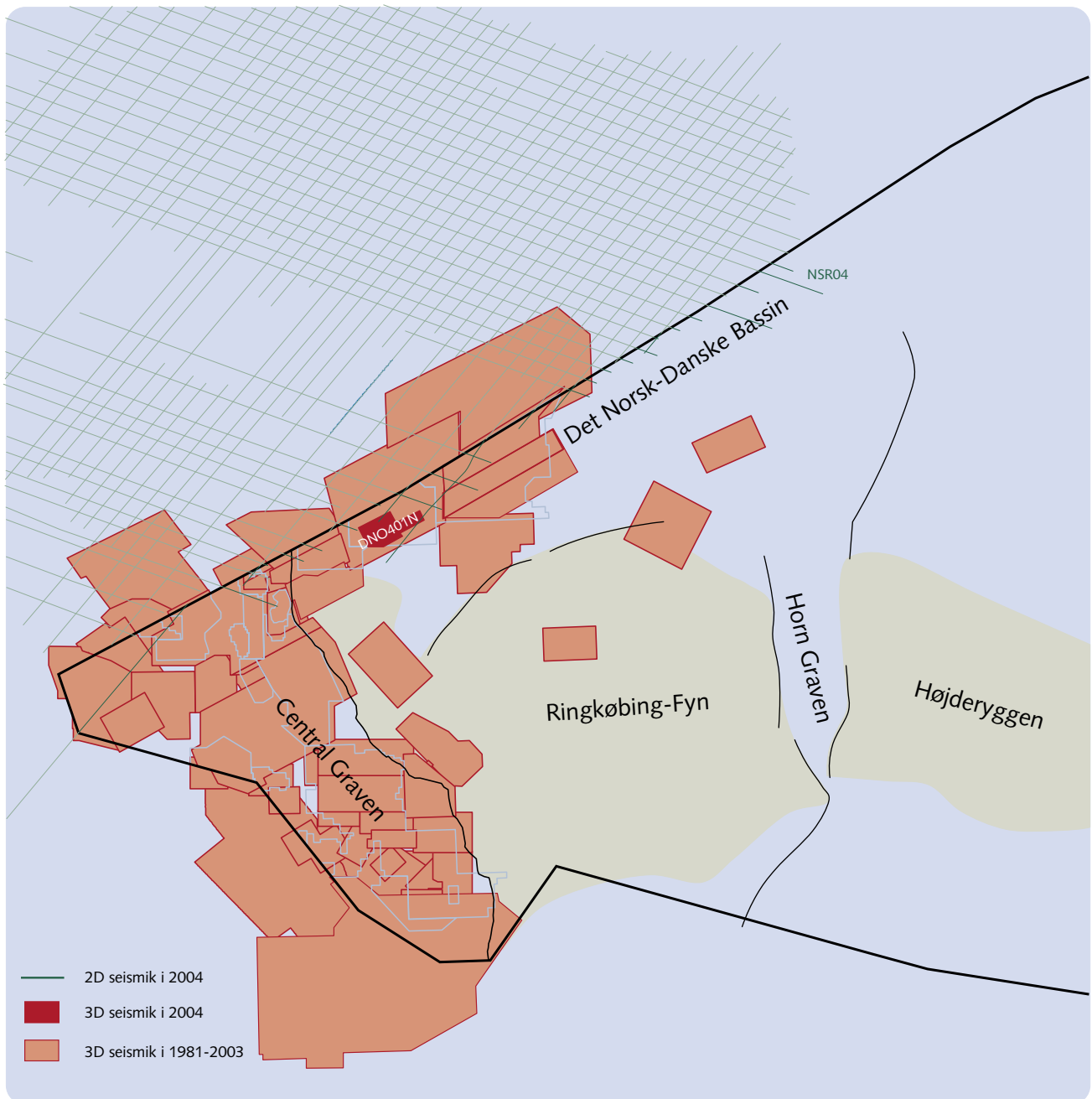
Efterforskningsboringen Fasan-1 blev boret ca. 20 km øst for Tyra feltet i Nordsøen. EDC (Denmark), operatør for licens 13/98, udførte boringen i samarbejde med DONG E&P A/S. Fasan-1 blev boret lodret og afsluttet i en dybde af 3.761 meters dybde i sedimenter af Øvre Jura alder. Fasan-1 boringen understøttede kun delvist den geologiske model, og der blev kun fundet spor af kulbrinter.

Vurderingsboringer

Bo-2X (5504/7-12)

Mærsk Olie og GAS AS udførte i juni-juli 2004 vurderingsboringen Bo-2X. Boringen ligger i den sydlige del af Valdemar feltet i det såkaldte Bo område.

fig. 1.7 Seismiske undersøgelser



Området er tidligere anboret, og boringen havde til formål at vurdere udbredelsen af forekomsten. Bo-2X blev udført som en lodret boring og sluttede i lag af Nedre Kridt alder. Boringen påviste kulbrinter, og Energistyrelsen har efterfølgende modtaget en udbygningsplan for området, se afsnittet *Udbygning*.

SCB-1X (5605/13-4)

I tilladelse 6/95 udførte DONG E&P A/S som operatør for tilladelsen vurderingsboringen SCB-1X. Boringen skulle vurdere udbredelsen af olie mellem forekomsterne Stine segment 1 og Stine segment 2 ved Siri feltet. Boringen fandt olie i de forventede lag af Palæogen alder. Der blev efterfølgende udført et vandret sidespor i Stine segment 1 forekomsten med henblik på produktion.

CA-3 (5604/20-10)

I juli 2004 afsluttede DONG E&P A/S vurderingsboringen CA-3 i tilladelse 16/98. Boringen blev udført fra Cecilie platformen og skulle vurdere udbredelsen af Connie olieforekomsten nordvest for den producerende Cecilie forekomst. Både Cecilie og Connie olieforekomsterne ligger i sandsten af Palæogen alder. Efterfølgende blev der til den nordlige del af området boret et vandret brøndspor, CA-3D, hvorfra der er iværksat produktion.

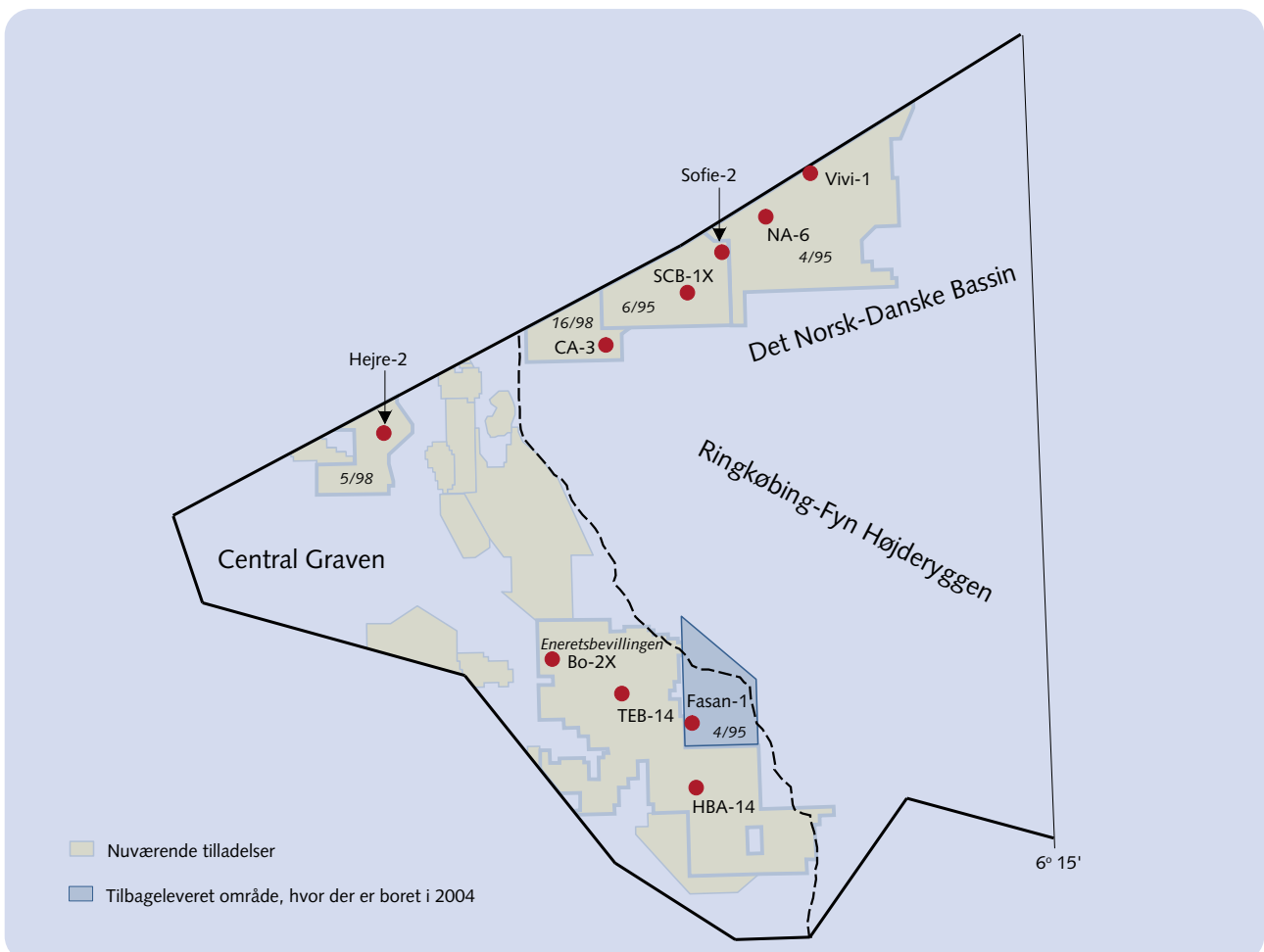
HBA-14 (5505/13-10)

Mærsk Olie og Gas AS udførte i august-november 2004 vurderings- og produktionsbrønden HBA-14. Inden udførelse af det vandrette produktionsspor blev der udført et pilothul gennem lag af Danien og Maastrichtien alder. HBA-14 blev boret fra HBA platformen fra Halfdan feltet og skulle vurdere gasforekomsten i Halfdan området. Brønden har produceret siden november.

NA-6 (5605/10-6)

I tilladelse 4/95 borede DONG E&P A/S i september-november en produktionsboring, NA-6C, ved Nini feltet. Inden den endelige placering af det vandrette produktionsinterval blev pilothullet, NA-6B, udført for at vurdere udbredelsen af olieforekomsten i sandsten af Palæogen alder.

fig. 1.8 Efterforsknings- og vurderingsboringer



Sofie-2 (5605/13-05)

DONG E&P A/S, som er operatør for olieselskaberne i tilladelse 6/95, afsluttede i december 2004 vurderingsbrønden Sofie-2. Sofie olieforekomsten blev fundet i 2003 og ligger mellem Nini feltet og Siri feltet. Sofie-2 blev udført som en lodret boring og sluttede i en dybde af 1.951 meter i kalk af Danien alder. Der blev efterfølgende udført et sidespor, Sofie-2A, for at afgrænse forekomsten mod nord-vest. Sofie-2/2A viste, at forekomsten er mere kompliceret end forventet, og fundet er nu under en nærmere evaluering.

Hejre-2 (5603/28-05)

ConocoPhillips Petroleum International Corporation Denmark, som er operatør for selskaberne i tilladelse 5/98, påbegyndte vurderingsboringen Hejre-2 i november 2004. Hejre-2 blev boret ca. 1 km nordøst for Hejre-1 boringen, som gjorde kulbrintefund i 2001. Boringen blev boret lodret og afsluttede i en dybde af 5.399 meter i lag af præ Jura alder. Ved en prøveproduktion blev der produceret kulbrinter med gode produktionsrater.

TEB-14 (5504/12-12)

Mærsk Olie og Gas AS udførte i oktober-december 2004 produktions- og vurderingsboringen TEB-14/14A på Tyra feltet. Brønden er boret væsentligt længere mod øst end de eksisterende Tyra borer. Der blev udført pilothuller til dybere lag omkring midt på og i spidsen af boringen. Formålet var at indhente oplysninger om laggrænser og væskesammensætning.

2. UDBYGNING



Udbygningen af de danske olie- og gasfelter i Nordsøen fortsatte i et højt tempo i 2004. I 2003 blev tre nye felter sat i produktion, og udbygningen af disse felter fortsatte i 2004.

Produktionen fra Halfdan feltet indenfor Sif afgrænsningen blev iværksat i juli 2004 fra HBA platformen, og der er blevet udført yderligere borer til området. Samtidig er et nyt behandlingsanlæg på Halfdan HDA platformen med en kapacitet på 120.000 tønder olie pr. dag taget i brug.

På en række af de eksisterende felter er der gennem året boret yderligere produktions- og injektionsbrønde. Det samlede antal udførte brønde til produktionsformål i 2004 er 23 mod 24 brønde udført i 2003.

I slutningen af året blev der fremsendt ansøgninger om godkendelse af udbygninger af felterne Dan, Gorm og Dagmar samt Bo området i Valdemar feltet.

Figur 2.3 viser de eksisterende produktionsanlæg i den danske del af Nordsøen ved indgangen til 2005.

I bilag B findes en oversigt over samtlige producerende felter. Oversigten indeholder en række faktuelle oplysninger om felterne samt kort. De borer, som er udført i 2004, er på kortene markeret med lys farve.

UDBYGNING AF EKSISTERENDE FELTER

Cecilie feltet

Cecilie feltet ligger i "Siri kanalen" i den nordlige del af det danske område, se figur 2.1. Feltet blev fundet i 2000, og DONG E&P A/S er operatør på feltet.

Produktionen fra feltet startede i august 2003 fra en ubemandet satellit til Siri platformen. Produktionen fra Cecilie feltet føres til Siri platformen til behandling, lagring og videre transport.

Udbygningen fortsatte i 2004 med boring af en yderligere produktionsbrønd, CA-2C, og en injektionsbrønd, CA-4.

Reservoiret har vist sig at være kompliceret opbygget af tilsyneladende adskilte sandlegemer. Desuden har borerne påvist forskellige dybdemæssige placeringer af olie-vandkontakten i de forskellige dele af reservoiret. Der er blevet udført pilothuller ved flere af borerne forud for boring af produktionsintervallet.

I 2004 blev der desuden godkendt en plan for udnyttelse af Connie forekomsten, som er en del af Cecilie feltet. I 2004 blev der udført en vurderingsboring, CA-3, til forekomsten fra installationerne på Cecilie feltet. Efterfølgende blev der boret et vandret brøndspor, CA-3D, til den nordlige del af området, se feltkort i bilag B. Produktionen fra Connie såvel som fra resten af Cecilie feltet ligger væsentligt under det forventede.

fig. 2.1 Udbygning i Siri kanalen

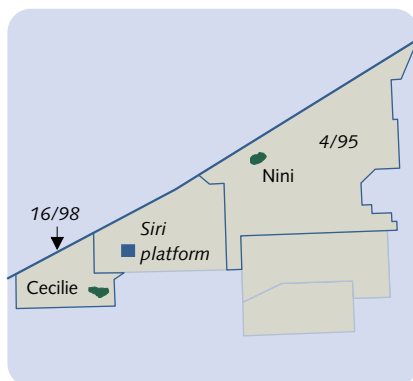
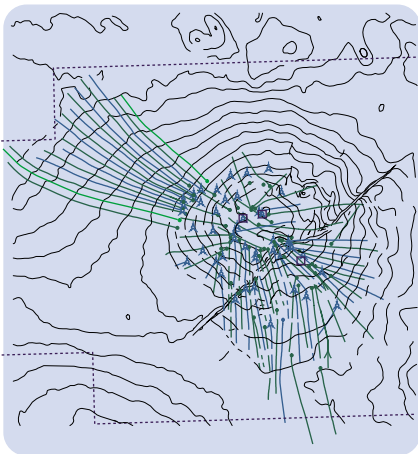


fig. 2.2 Dan feltet



Dagmar feltet

Produktionen fra Dagmar feltet startede i 1991. I december 2004 har operatøren Mærsk Olie og Gas AS ansøgt om tilladelse til en yderligere udbygning af Dagmar feltet. Der planlægges udført én boring fra den eksisterende platform på feltet. Reserverne forventes øget med ca. 550.000 m³ olie med den nye boring.

Dan feltet

Dan feltet har været i produktion siden 1972, men der findes stadig yderligere potentiale for udbygninger.

Sidst i 2003 blev der godkendt et opdateret brøndmønster for den vestlige flanke over mod Halfdan feltet, hvilket indebærer udførelse af yderligere fire brønde.

I 2004 blev der udført en produktionsboring, MFF-27E, i den nordlige del af vestflanken. Derudover er der i 2004 udført en injektionsboring, MFF-31, på den sydlige del af vestflanken. Denne boring vil i starten producere olie, men planlægges senere konverteret til vandinjektion. De to resterende boringer planlægges boret i den sydlige del af vestflanken og planlægges udført i 2005.

I 2002 blev der godkendt en plan med en ændret indvindingsstrategi for området under gaszonen i den sydøstlige reservoirblok på feltet. Indvindingen fra dette område er hidtil foregået med konventionel vandinjektion, dvs. ved så lave rater, at reservoirbjergarten ikke opsprækkes ved injektionen. Der er foreløbig iværksat forsøg med højrate vandinjektion. Forsøgsperioden strækker sig frem til den 1. oktober 2005. I 2005 vil en ny behandlingsplatform, DFG, blive installeret på feltet.

Operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, har i sommeren 2004 fremsendt en ansøgning om godkendelse af en plan for videre udbygning af Dan feltet. Et nyt studie af indvindingsgraden i feltet har identificeret områder i feltet, der ikke drænes optimalt. Planen, der er godkendt i starten af 2005, indeholder boring af op til yderligere seks nye brønde i den nordøstlige del af feltet.

Gorm feltet

På Gorm feltet blev der i 2004 foretaget en genboring af en enkelt vandret produktionsboring.

Operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, fremsendte i september 2004 en plan for yderligere udbygning af feltet. Feltet har produceret olie siden 1981. Tekniske studier har identificeret områder i feltet, der ikke drænes optimalt, og planen omfatter boring af fire nye brønde. Samtidig planlægges der tilsvarende udvidelser og forbedringer af behandlingsanlæggets kapacitet. Planen skitserer desuden muligheden for yderligere at bore op til fem brønde baseret på erfaringerne fra de første brønde.

Halfdan feltet

En af de vigtigste begivenheder i den danske del af Nordsøen i 2004 var produktionsstart af behandlingsanlægget på Halfdan feltet. Anlægget er placeret på den kombinerede indvindings- og procesplatform, Halfdan HDA, og har en kapacitet på 120.000 tønder olie pr. dag.

Siden operatøren, Mærsk Olie og Gas AS, satte feltet i produktion i 1999 er olien og gassen blevet behandlet på henholdsvis Gorm og Dan feltet.

fig. 2.3 Produktionsanlæg i Nordsøen 2004

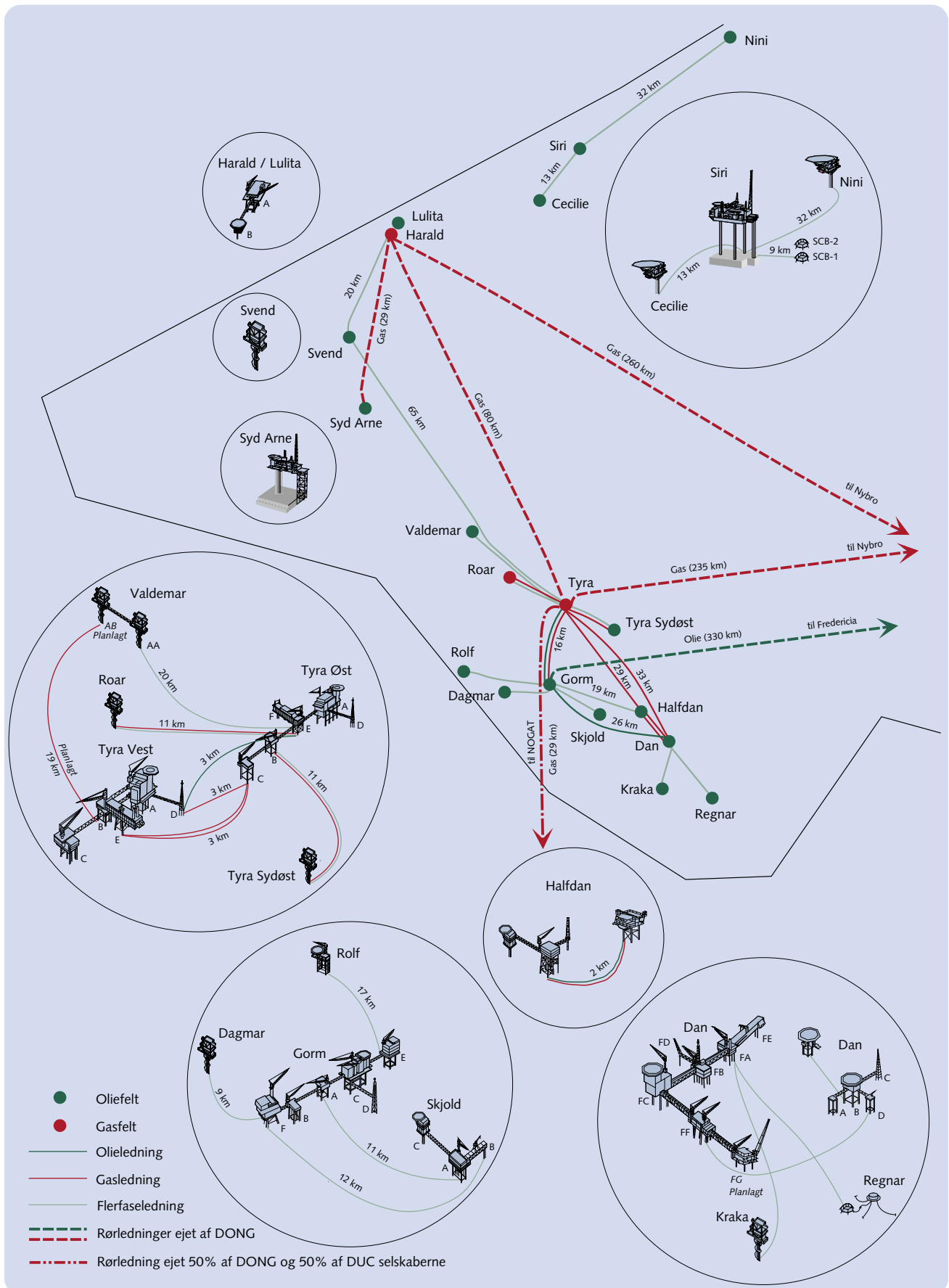
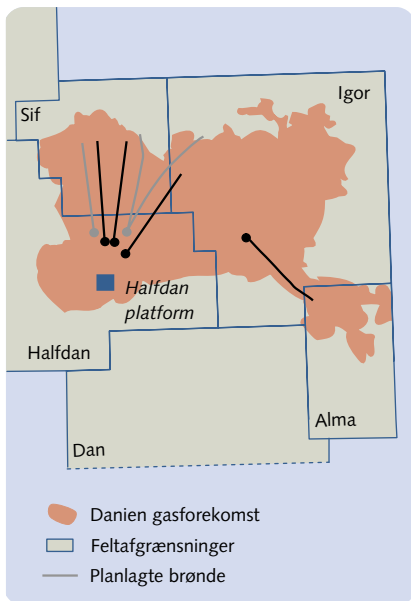


fig. 2.4 Udbygning i Halfdan området



Med det nye anlæg er der nu mulighed for at sende gassen direkte til Tyra Vest fra platformen HDC på Halfdan feltet samt gennem en tilslutning på rørledningen ved HBA. Den stabiliserede råolie sendes til land via pumpeplatformen Gorm E.

Udbygningen af Halfdan feltet er sket i flere faser og er stadig i gang. Der er i løbet af 2004 udført to produktionsbrønde og fire vandinjektionsbrønde. De er alle sat i produktion, idet vandinjektionsbrøndene producerer olie i en periode inden konvertering.

I 2004 blev der godkendt en plan for en yderligere udbygning på fire boreriger på feltet, to produktionsboringer og to injektionsboringer. Boringerne planlægges udført i den nordøstlige del af feltet, hvor der muligvis er potentiale for yderligere udbygning.

Den samlede planlagte udbygning af feltet omfatter nu i alt 50 brønde, 27 produktionsbrønde og 23 vandinjektionsbrønde.

Halfdan feltet; Sif og Igor

Tidligere er Halfdan, Sif og Igor blevet omtalt som tre mere eller mindre adskilte felter. Visse dele af forekomsten har været benævnt Halfdan Nordøst. Imidlertid er der nu stor sikkerhed omkring, at der er tale om én stor sammenhængende kulbrinteforekomst på flere niveauer, se figur 2.4.

Området mod nord og øst indeholder gas, primært beliggende på Danien niveau, mens den sydvestlige del primært indeholder olie beliggende på Maastrichtien niveau.

Der er godkendt en samlet plan for udnyttelsen af Danien-delen af forekomsten.

Den første del af udbygningen bestående af tre brønde er færdiggjort i 2004. Boringerne er udført fra platformen Halfdan HBA på Halfdan feltet. Her sendes gassen gennem en tofase-separator, inden den sendes gennem rørledningen til Tyra Vest. Væskefasen blandes med olieproduktionen fra Halfdan feltet og færdigbehandles i procesanlægget på Halfdan HDA.

Andet trin af udbygningen omfatter boring af yderligere tre brønde. På figur 2.4 er de planlagte brønde vist.

Borearbejdet med den fjerde brønd er indledt i februar 2005. Brønden planlægges udført med to separate grene i reservoiret. Dette er en teknik, som ikke før er anvendt på dansk område. Gasproduktion vil ske fra begge grene i brønden, og det vil også være muligt efterfølgende at restimulere grenene hver for sig.

Nini feltet

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

Nini feltet og Cecilie feltet er begge sandstensfelter beliggende i Siri kanalen. Nini feltet har ligesom Cecilie feltet vist sig være opbygget af en række tilsyneladende adskilte sandlegemer. På begge felter har der været udført en række pilothuller for at kunne placere brøndenes produktionsspor optimalt.





Udbygningen i 2004 er sket i den nordøstlige del af feltet, se feltkort i bilag B. De olieholdige sandlegemer i dette område blev påvist i 2003 med brønden, NA-4A.

Pilothullet i brønden, NA-6, påviste yderligere kulbrinter, og resultaterne herfra resulterede i placering af produktionsbrøndsporet, NA-6C.

Derudover blev der i 2004 foretaget en genboring af brønden, NA-4A. Det nye brøndspor, NA-4B, blev placeret i et område tættere på platformen end NA-6C. NA-4B brønden forventes senere at blive konverteret til vandinjektion for at opretholde trykket i reservoiret.

Siri feltet

Ombygning af procesanlægget på Siri platformen som følge af tilslutningen af Cecilie og Nini felterne blev afsluttet medio 2004 med idriftsættelse af en ny kompressor. Dette har reduceret behovet for afbrænding af gas på platformen, idet den producerede gas igen kan injiceres i reservoiret. DONG E&P A/S er operatør på feltet.

Indenfor Siri feltafgrænsningen er der i 2004 sket en udbygning af den nærliggende forekomst, Stine segment 1. Segmentet ligger ca. 10 km øst for Siri platformen. På grund af afstanden til Siri platformen og forekomstens størrelse er udbygningen sket med undervandsinstallation. Udbygningen består af en produktionsboring og en vandinjektionsboring til at opretholde trykket. Forekomsten er den anden på dansk område, som udnyttes via en undervandsinstallation.

Udførelsen af produktionsboringen blev kombineret med en vurderingsboring, SCB-1X, til området mellem Stine segment 1 og 2, se feltkort i bilag B. Der blev påvist olie i området med en afvigende olie-vandkontakt i forhold til både segment 1 og segment 2. Produktionssporet af SCB-1 brønden blev herefter boret øverst i reservoiret på segment 1, og efterfølgende blev vandinjektionsbrønden SCB-2 boret i vandzonen. Produktionen fra segmentet er i overensstemmelse med forventningerne.

Syd Arne feltet

I 2004 har operatøren Amerada Hess ApS udført tre nye vandrette boringer på Syd Arne feltet.

I den nordlige del af feltet blev der udført en ny vandinjektionsbrønd, hvis primære formål er at give trykstøtte til produktionsbrønden SA-2. Den nye brønd blev boret delvist i Danien reservoiret. Resultaterne fra den nye brønd viste, at der sker en tryksænkning i Danien reservoiret fra produktionsboringen SA-2, som er placeret i det underliggende Maastrichtien reservoir. Efter en kort prøveproduktion blev vandinjektion indledt.

I den nordvestlige del af feltet blev der etableret en ny produktionsbrønd. Trykforholdene langs boringen var ikke som forventet, og boringen blev derfor kortere end planlagt.

Efterforsknings- og vurderingsboringen, Katherine-1, blev udført i slutningen af 2003 på Syd Arne feltet. På baggrund af resultaterne herfra blev der i slutningen af 2004 boret en produktionsbrønd, SA-17, i den sydøstlige del af feltet.

I løbet af 2005 forventes der indsamlet nye seismiske data, så der kan udarbejdes en ny kortlægning af Syd Arne feltet. På baggrund af blandt andet denne nye kortlægning forventes der udført flere indvindingsboringer på feltet i de kommende år.

Tyra feltet

I 2003-04 blev der etableret en ny 26" gasrørledning fra Tyra Vest til platformen F/3 på Hollandsk sektor. Rørledningen er en tilslutning til NOGAT rørledningen, som fører gas til Holland. Rørledningen har en kapacitet på 15 mio. Nm³ pr. dag, og den blev taget i brug den 18. juli 2004.

Ejerne af den nye ledning er DONG (50 pct.), Shell (23 pct.), A.P. Møller (19,5 pct.) og Texaco (7,5 pct.). Mærsk Olie og Gas AS er operatør for rørledningen.

Ved årsskiftet eksporteres der ca. 7 mio. Nm³ pr. dag via rørledningen. Den øgede eksport har medført et behov for etablering af flere gasbrønde. Som følge heraf er der efter en pause på 3 år igen blevet boret på Tyra Øst.

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

Der er indsamlet en række oplysninger fra området, herunder fra de udførte boringer til Tyra Sydøst feltet, se nedenfor. På denne baggrund er der på Tyra feltet blevet boret brønden TEB-14/14A. Brønden er boret væsentligt længere mod øst end de eksisterende Tyra boringer. Samtidig er der midt på og i enden af boringen udført pilothuller for at indhente oplysninger om laggrænser og væskesammensætning. Oplysningerne indikerer, at der er potentiale for udførelse af yderligere boringer.

Tyra Sydøst feltet

Produktion fra Tyra Sydøst feltet startede i 2002, og i 2004 blev en syvende gas-



produktionsbrønd udført, se feltkort i bilag B. Mærsk Olie og Gas AS er operatør på feltet.

Samtidig er der godkendt en udvidelse af det eksisterende vandbehandlingsanlæg på Tyra Øst, hvor produktionsvand fra Tyra Sydøst feltet renses.

Som det fremgår af feltkortet i bilag B, er de to østligste brønde angivet som gasbrønde. Boringer har dog også konstateret olie i området, men oliezone har vist sig tyndere end forventet.

Valdemar feltet; Bo området

Den 30. december 2004 har Mærsk Olie og Gas AS ansøgt om tilladelse til udbygning af Bo området i Valdemar feltet. Bo-2X vurderingsboringen blev boret i sommeren 2004 og påviste bedre oliemætninger og porøsiteter i området end tidligere antaget.

På baggrund af resultaterne fra brønden blev der udført en gentolkning af 3D seismiske data i området. Disse oplysninger danner grundlag for en plan for udbygning og produktion af olie og gas fra området.

Planen indebærer etablering af en ny platform med plads til ti brønde samt rørledninger til Roar platformen. I første omgang planlægges der udført seks produktionsbrønde. Der er således mulighed for senere at udføre fire yderligere boringer.

På baggrund af de planlagte seks produktionsbrønde forventes der produceret ca. 24 mio. tønder olie og ca. 3 mia. m³ gas. Produktion af olie og gas fra Bo området forventes at starte i løbet af 2007.

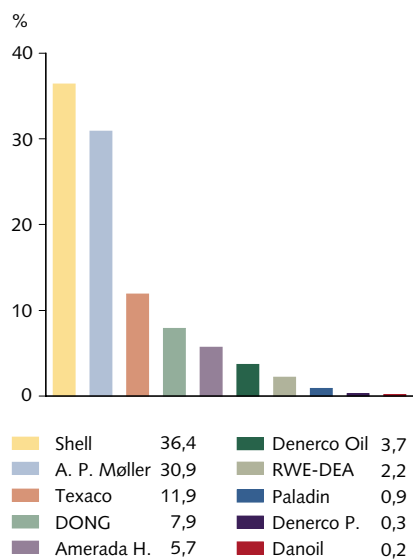
KOMMENDE FELTER

I de kommende år forventes der foretaget udbygning af en række mindre felter, Adda, Alma, Amalie, Boje området af Valdemar feltet, Elly samt Freja, se figur 3.4.

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

3. PRODUKTION

fig. 3.1 Selskabsmæssig fordeling af olieproduktionen



Olieproduktionen i 2004 satte ny rekord, idet den oversteg den tidligere produktionsrekord fra 2002.

Samtidig satte også salget af gas ny rekord i 2004, og der blev igangsat gasproduktion fra Sif/Igor delen af Halfdan feltet. Ibrugtagningen af en ny rørledning til gaseksport i 2004 gjorde stigningen i gassalget mulig.

I alt 250 brønde bidrog i 2004 til indvinding af olie og gas i den danske del af Nordsøen. Produktionen skete via 130 brønde, hvoraf 28 er egentlige gasproduktionsbrønde.

I flere af felterne opretholdes trykket gennem injektion af vand. Dette sker gennem 100 vandinjektionsboringer. I to af disse boringer foretages der samtidig injektion af gas. På felterne anvendes i alt 20 brønde til injektion af gas.

I 2004 var der ti selskaber, som modtog og solgte olie fra de danske felter. I figur 3.1 er vist den procentvise fordeling af hvert selskabs produktion af olie i forhold til den totale olieproduktion i 2004.

OLIEPRODUKTION

Olieproduktionen i 2004 satte ny rekord. Produktionen på 22,6 mio. m³ oversteg den tidligere produktionsrekord fra 2002 med 5 pct. I 2002 var den samlede olieproduktion på 21,5 mio. m³. Udviklingen i den samlede olieproduktion fremgår af figur 3.2.

Årsagen til stigningen i olieproduktionen er den fortsatte udbygning af eksisterende felter. På omkring halvdelen af de eksisterende felter steg olieproduktionen som følge af den fortsatte udbygning, se afsnittet *Udbygning*.

GASPRODUKTION

Produktionen af gas i 2004 var med 10,93 mia. Nm³ en del under rekorden fra år 2000, hvor den samlede gasproduktion var på 11,31 mia. Nm³. Mængden af solgt gas satte derimod rekord i 2004 med 8,26 mia. Nm³. Den hidtidige gas salgerekord var fra 2001 og lød på 7,33 mia. Nm³.

Det øgede gassalg skyldes en ny rørledning til gaseksport, som går fra Tyra Vest til platformen F/3 på den Hollandske NOGAT ledning, se afsnittet *Udbygning*. Rørledningen blev taget i brug den 18. juli 2004 og har en kapacitet på 15 mio. Nm³ pr. dag. I 2004 blev ca. 10 pct. af den samlede solgte gas eksporteret gennem NOGAT ledningen. Under halvdelen af den nye lednings kapacitet blev udnyttet i 2004.

Den øgede mængde salgsgas bevirker, at den mængde gas, der er reinjiceret i felterne, er faldet. I 2004 blev der reinjiceret 1,73 mia. Nm³ gas mod 2,43 mia. Nm³ i 2003. Dette svarer til et fald på næsten 30 pct.

Mængden af gas anvendt til brændstof i forbindelse med olie- og gasproduktionen offshore steg i 2004 med 4 pct. til 0,68 mia. Nm³. Derudover blev der af tekniske-

fig. 3.2 Produktion af olie og gas

mio. t. o. e.

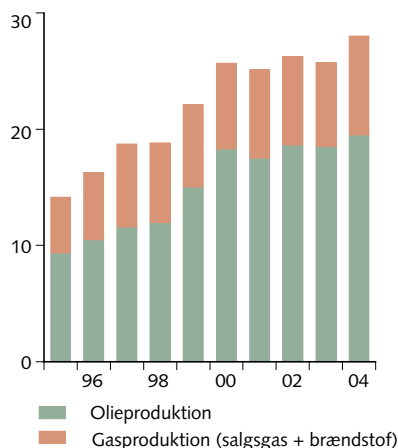
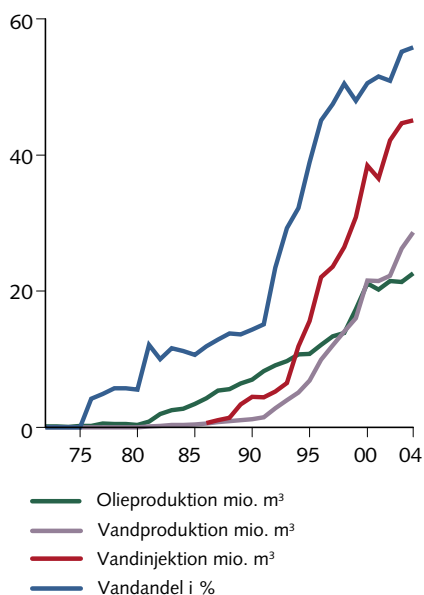


fig. 3.3 Udvikling i olie- og vandproduktion



og sikkerhedsmæssige grunde afbrændt 0,26 mia. Nm³ gas. Oversigt over forbruget og afbrændingen af gas fremgår af afsnittet *Miljø*.

INJEKTION OG PRODUKTION AF VAND

For en stor del af oliefelterne understøttes olieproduktionen ved vandinjektion. I 2004 blev der i alt injiceret 45,1 mio. m³ vand i danske oliefelter.

Den producerede mængde vand steg i 2004 til 28,6 mio. m³. Dermed udgør vandandelen næsten 56 pct. af den producerede mængde væske.

Vandinjektion har øget indvindingen fra mange af de danske felter betydeligt sammenlignet med naturlig indvinding. Men vandinjektion har samtidig medført en øget produktion af vand sammen med olien, se figur 3.3. Figuren viser udviklingen i den årlige produktion af olie og vand, vandinjektion og vandandel af produktionen.

Vandinjektion blev indledt i Skjold feltet i 1986, og felterne Dan og Gorm fulgte efter i 1989.

Da der blev påbegyndt vandinjektion i de danske felter, var ca. 5 pct. af den nuværende forventede, endelige indvinding produceret.

I den efterfølgende periode frem til 1991, blev der produceret yderligere 5 pct. af den nuværende forventede endelige indvinding med en lav vandandel på under 15 pct. Når vandandelen kun stiger svagt i perioden frem til 1991, skyldes det, at nye brønde almindeligvis producerer med en lav vandandel og at en række større felter, Gorm, Skjold og Rolf, sættes i produktion i perioden.

I den efterfølgende periode fra 1991 til 1998 stiger vandandelen til at udgøre omkring halvdelen af væskeproduktionen. Dette skyldes, at der sker en kraftig stigning i vandproduktionen på de gamle felter, og samtidig sættes der kun en række mindre, nye felter i produktion i perioden.

Fra 1998 og frem til 2002 udgør vandandelen omkring 50 pct. Dette skyldes, at produktion fra en række nye større felter, Syd Arne, Siri og Halfdan, påbegyndes i denne periode. I perioden produceres yderligere 25 pct. af den forventede, samlede indvinding.

PRODUCERENDE FELTER

Produktionen af olie og gas fra dansk område begyndte i 1972 fra Dan feltet. Olieproduktionen er gennem årene øget som følge af udbygning af nye felter og yderligere udbygning af eksisterende felter.

Produktionen i 2004 kom fra 19 felter. I 2004 er der igangsat gasproduktion fra Sif/Igor delen af Halfdan feltet. Figur 3.4 viser et kort over de producerende felter.

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

Produktion fra kalk- og sandstensreservoirer

Langt størsteparten af den danske olie produceres fra forekomster i kalk. I 2004 kom ca. 90 procent af olieproduktionen fra kalkreservoirer, mens de resterende ca. 10 procent kom fra sandstensforekomster.

Der er stor forskel i både porøsitet og permeabilitet for de to typer formationer. Porøsitet angiver, hvor stor en del af reservoirbjergarten der er mikroskopiske hulrum, som kan indeholde olie, gas eller vand. Porøsiteten i kalkfelter er typisk op til 30-45 pct., hvor porøsiteten i sandstensfelter sjældent overstiger 25 pct.

Permeabiliteten angiver, hvor let væske eller gas strømmer i reservoiret. Jo højere permeabilitet, jo lettere strømmer de forskellige fluider. I sandsten er permeabiliteten typisk mange størrelsesordener over permeabiliteten i kalkreservoirer. Denne forskel i permeabilitet betyder, at det tager længere tid at producere fra kalkstensfelterne.

Produktionsforløbet for en brønd eller et felt afhænger af en række reservoirregenskaber, blandt andet voluminet af reservoiret, permeabilitet i reservoiret, herunder evt. sprækkepermeabilitet samt evt. trykstøtte fra en gaskappe og/eller en vandzone.

Ved indvinding fjernes olie fra hulrummene i reservoiret og trykket falder. Derved sker der en udvidelse af den resterende mængde gas, olie og vand. Samtidig kan der også ske en sammenpresning af hulrummene i reservoiret, kompaktion. Dette vil igen øge trykket og derved øge indvindingen. Kalken har vist sig generelt at være svagere end sandsten, hvilket betyder at med et givet trykfald i reservoiret har kalk større tilbøjelighed til at kompaktere end sandsten. Hvis der samtidig er vand til stede svækkes kalken yderligere.

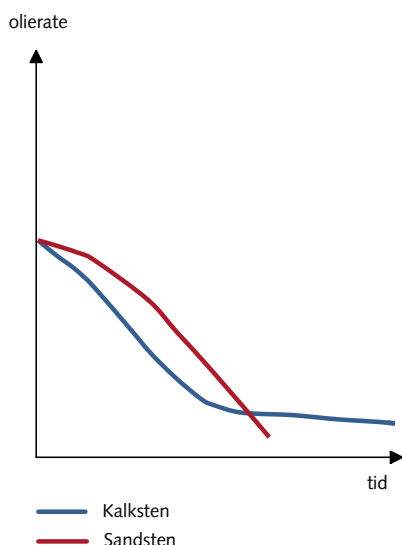
Når trykfaldet i oliezone har forplantet sig til vandzonen, vil denne udvide sig og bevirke, at vand strømmer ind i de tidligere oliefyldte hulrum. Nogle danske felter har på denne måde en stærk naturlig trykstøtte, hvilket normalt medfører en forøgelse af indvindingsgraden. I felter, der ikke har en tilstrækkelig trykstøtte, injiceres der derfor ofte vand for derved at opretholde trykket og fortrænge olien i porerne med vand. Dette gælder for alle typer af reservoirer.

De store forskelle i egenskaberne for reservoirer i kalk og sandsten afspejles i de typiske produktionsprofiler, der fås for de to typer af felter. Figur 3.5 viser typiske produktionsforløb for kalk og sandsten.

Det ses af figuren, at ved indvinding fra sandstensreservoirer fås forholdsvis høje rater i en relativ kort produktionsperiode dvs. reservoiret "tømmes" hurtigt. Indvinding fra kalkfelter strækker sig derimod over længere tid, idet olien bevæger sig væsentlig langsommere i kalk. Dette medfører en lang produktionshale med en mindre rate. På dansk område er der en række kalkfelter, som har produceret i over 20 år.

Heldigvis er den effektive permeabilitet i de danske kalkfelter ofte højere end selve kalkmaterialets naturlige permeabilitet. Dette skyldes, at reservoirets permeabilitet øges af naturlige sprækker i kalken. I sådanne tilfælde fås ofte en produktionsprofil, der er en kombination af de to viste på figur 3.5. I starten af indvindingsperioden dominerer strømmingen i de højermeable sprækker og senere afspejles den lave permeabilitet i kalken.

fig. 3.5 Produktionsforløb for kalk- og sandsten



I forhold til tidligere udgaver af rapporten ”Danmarks olie- og gasproduktion” er der foretaget en mindre ændring i den måde, produktionen fra enkelte felter rapporteres, se boks 3.1.

I bilag B findes en skematisk gennemgang af alle de felter, der producerer olie og gas. Udviklingen af produktionen gennem 2004 for en række felter er kort beskrevet i det følgende.

Kraka feltet

I første halvdel af 2004 blev der gennemført en række brøndarbejder på de eksisterende brønde, hvilket har bragt alle brønde tilbage på produktion. Det har resulteret i, at feltets gennemsnitlige daglige produktion i 2004 er øget med ca. 40 pct. i forhold til 2003.

Rolf feltet

Brønden Rolf-6D blev oprindeligt opgivet som produktionsboring, da den ikke stødte på producerbar olie. På grund af problemer med de to øvrige produktionsboringer, har Rolf-6D i perioden 2002 til 2004 produceret vand for at holde eksportrørledningen tilstrækkelig varm. Dette har samtidig bevirket en mindre

Boks 3.1 Allokering af produktion

På figur 3.4 ses de producerende felter på dansk område. Omkring flere af felterne er der angivet feltafgrænsninger, som er administrative afgrænsninger af olie- og gasforekomsterne. Specielt i Det Sammenhængende Område ligger felterne tæt og indeholder olie og gas i forskellige lag. Efterhånden som der er opnået større viden om felterne, har det i flere tilfælde vist sig, at nogle af forekomsterne strækker sig fra en afgrænsning og ind i naboafgrænsningen. For eksempel er det blevet klart, at der tale om én og samme gasforekomst, som i Danien lagene strækker sig fra Igor afgrænsningen i øst, gennem Sif afgrænsningen og ind i Halfdan afgrænsningen. Tilsvarende strækker den underliggende Maastrichtien oliezone i Halfdan sig ind i Sif afgrænsningen.

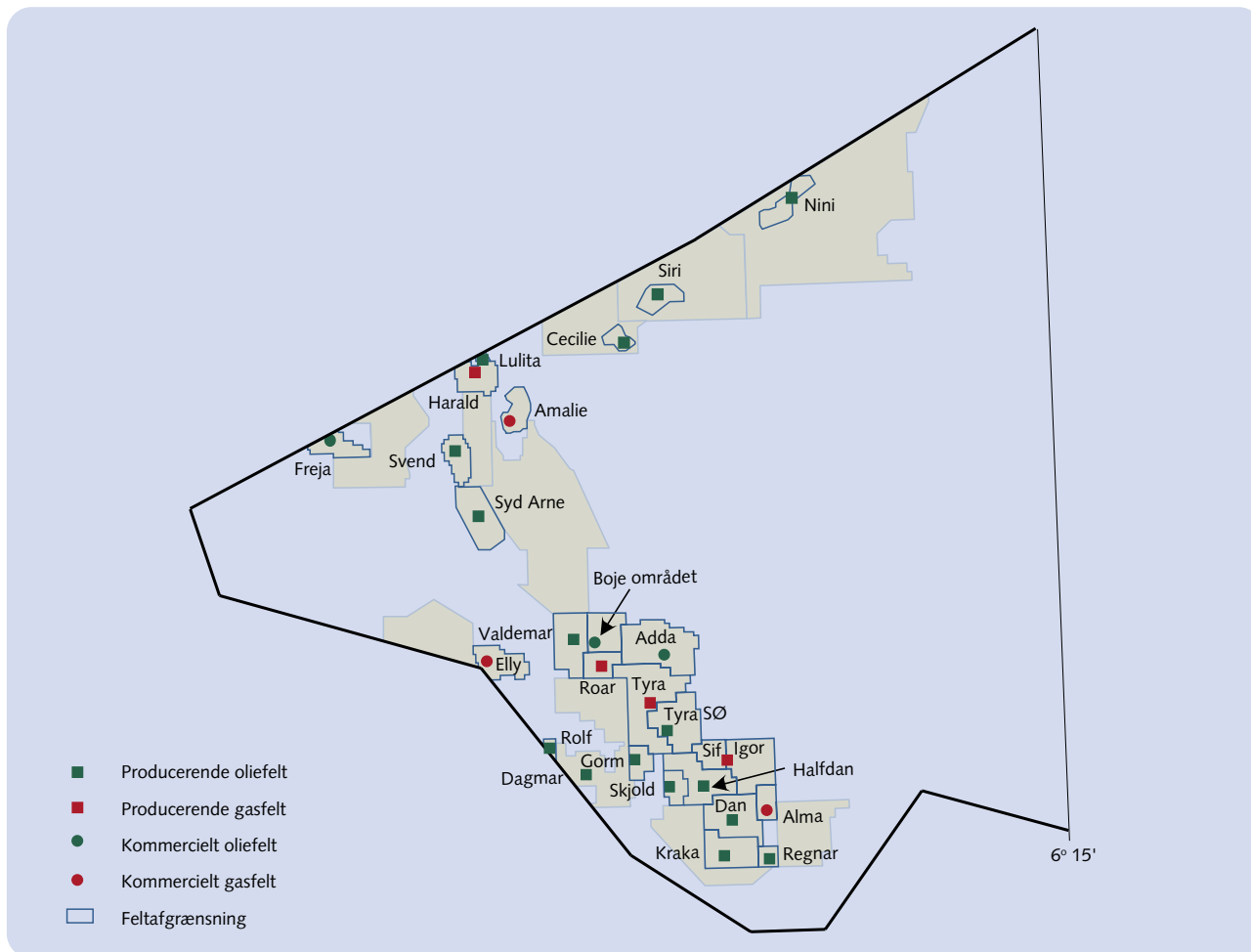
Felterne produceres i flere tilfælde med lange, vandrette brønde. Fra en af Halfdan platformene er der boret en lang gasbrønd, som producerer fra både Halfdan, Sif og Igor afgrænsningerne. Flere af oliebrøndene fra Dan feltet er tilsvarende boret ind i Halfdan afgrænsningen og omvendt.

Hidtil har det haft skattemæssig betydning, at produktionen fra sådanne brønde blev beregnet og fordelt (allokeret) på de respektive feltafgrænsninger.

Pr. 1. januar 2004 gælder det imidlertid ikke længere for felterne inden for Eneretsbevillingen som følge af Nordsøaftalen fra 2003 og en ændring af kulbrinteskatteloven.

Som en konsekvens heraf opgøres produktionen fra Sif/Igor ikke længere særskilt, men er indeholdt i produktionen fra Halfdan. Generelt allokeres produktionen fra olie- og gasbrøndene nu til de felter, hvorfra brøndene er boret.

fig. 3.4 Danske olie- og gasfelter



produktion af olie, som er blevet trukket ned i brønden. Med de to andre boringer tilbage i fast drift er produktion fra Rolf-6D dog igen indstillet.

Sif og Igor (Halfdan feltet)

I området findes en gasforekomst, som strækker sig ind over feltafgrænsningerne Halfdan, Sif og Igor.

I 2003 blev der foretaget en prøveproduktion fra brønden i Sif delen af Halfdan, og i 2004 blev der igangsat permanent gasproduktion, se afsnittet *Udbygning*. I 2004 er der desuden udført en brønd, der rækker ind i Igor. De udførte brønde har produktionszoner indenfor både Halfdan, Sif og Igor feltafgrænsningerne. Produktionsforholdene i området har vist sig at være vanskeligere end forventet.

Udnyttelsen af forekomsten sker fra Halfdan feltets installationer, og produktion fra Sif og Igor er i bilag A rapporteret sammen med produktionen fra Halfdan feltet.

Siri feltet

Siri feltet består af Siri Central og de nærliggende segmenter Stine 1 og 2. Den samlede olieproduktion fra Siri feltet og de nærliggende Stine segmenter 1 og

2 er faldet med ca. 25 pct. i 2004 i forhold til året før. Dette skyldes blandt andet, at enkelte brønde på Siri feltet har været lukkede i perioder af 2004 på grund af problemer med håndtering af den producerede gas.

Faldet er sket til trods for, at produktionen fra Stine segment 1 startede i maj 2004 fra brønden SCB-1. I oktober 2004 er der påbegyndt vandinjektion i segmentet i injektionsbrønden SCB-2.

Tyra Sydøst

Olieproduktion fra Tyra Sydøst feltet startede i 2002, og i 2004 blev den syvende produktionsbrønd udført, se feltkort i bilag B. Brønden producerer overvejende gas, og feltet har vist sig mere gasholdigt end antaget i udbygningsplanen.

Valdemar feltet

Valdemar feltet producerer fra to reservoirer i henholdsvis Nedre Kridt og Øvre Kridt.

Olieproduktionen fra feltet lå 15 pct. højere i 2004 i forhold til 2003. Stigningen skyldes en fortsat positiv effekt fra to nye produktionsbrønde udført i 2003. Reservoiret i Nedre Kridt har vist sit potentiale ved at have en stabil lav vandproduktion, og der er ansøgt om en yderligere udbygning af Nedre Kridt reservoiret, se afsnittet *Udbygning*.

4. GORM FELTETS UDVIKLING

Gorm feltet har produceret olie og gas siden 1981 og er derved et af de ældste felter på dansk område. Udnyttelsen af feltet har siden produktionsstart gennemgået en række forskellige faser. Disse faser afspejler blandt andet den øgede viden om feltet samt den teknologiske udvikling.

Gorm feltet er et typisk dansk oliefelt. En gennemgang af feltets historie kan derfor medvirke til en belysning af den meget store udvikling, der har været for olie- og gasfelterne i den danske del af Nordsøen.

Til trods for at feltet har produceret i 24 år, er der fortsat planer om yderligere udbygning af feltet. Ved udgangen af 2004 modtog Energistyrelsen en plan for at forbedre indvindingen af olie fra feltet. Planen omfatter yderligere borer og udvidelser af produktionsanlæggene.

DANNELSE AF GORM RESERVOIRET

Undergrunden omkring Gorm feltet består af grundfjeld, hvorpå der er aflejret skiftende lag af lersten og sandsten. I Zechstein-perioden for ca. 250 mio. år siden blev der desuden aflejret lag af salt, som dækkede det meste af Nordsøen. Oven på saltet er der aflejret en række lag, blandt andet kalk, der er afsat i Kridt til Danien tid. Nogle af disse ca. 65 mio. år gamle kalklag udgør reservoiret i Gorm feltet. Efterfølgende har lagenes vægt medført, at saltlaget er blevet delvist flydende, så saltpuder har skubbet sig op mod kalklagene og dannet salt diapirer. Den opskydende salt har dannet en "bule" i kalklagene ved Gorm feltet, en såkaldt domestruktur, der fungerer som en fælde for olien.

Domestrukturens kalkaflejringer er desuden gennemskåret af en hovedforkastning, der deler feltet i to dele, se figur 4.1. Efterfølgende har området været udsat for indsynkning samt yderligere aflejring af sand og ler.

I dag ligger de kalklag, hvor der produceres olie og gas fra, ca. 2.100 meter under havets overflade.

Kalken består hovedsagelig af skeletterne fra døde mikroorganismer, der har levet i havet, blandt andet coccoliter, foraminiferer og dinoflagellater. Kalkaflejringerne består desuden af hulrum, som udgør kalkens porøsitet. Disse hulrum kan indeholde olie, gas og vand. På Gorm feltet når porøsiteten op på omkring 40 pct. i de reservoirlag, hvorfra der produceres olie, mens porøsiteterne aftager ude på flankerne af feltet.

Muligheden for at indvinde olie afhænger af oliens evne til at bevæge sig gennem reservoiret, den såkaldte permeabilitet. Gorm feltets permeabilitet er størst i de opsprækkede områder centralt på Gorm feltet, mens permeabiliteten på flankeområderne falder væsentligt.

Olien, der indvindes på Gorm feltet, formodes at være dannet fra jurassiske lersten med indhold af organisk materiale. Kulbrinterne dannes, når disse lag over en periode på millioner af år er udsat for høje temperaturer og tryk.

fig. 4.1 Vern (Gorm) strukturen 1978



Den dannede olie har bevæget sig gennem undergrunden (migration) og er blevet fanget i den dome, som blev dannet af saltens optrængen i kalken. Kulbrinternes videre migration er stoppet på grund af nogle overliggende tætte lag, bestående af palæogene lersten og mergelsten ("cap rock").

EFTERFORSKNINGSBORING NUMMER 16

Den første efterforskningsboring efter kulbrinter i den danske del af Nordsøen blev udført i 1966. Med denne boring blev oliefeltet Kraka fundet. I årene 1968-69 blev gasfelterne Tyra, Igor og Roar påvist, og i foråret 1971 blev oliefeltet Dan fundet. På dette tidspunkt var der udført i alt 15 efterforsknings- og vurderingsboringer på land og i Nordsøen i Eneretsbevillingens område.

Boring nummer 16 blev udført på den såkaldte Vern struktur i maj-juni 1971. I denne første boring, N-1, blev der påvist olie.

I 1975 og 1976 blev der udført to yderligere efterforsknings- og vurderingsboringer på Vern strukturen. De tre første boringer, N-1, N-2 og N-3 fremgår af figur 4.1, som også viser den daværende kortlægning af toppen af kalklagene på feltet.

I forbindelse med beslutningen om at indvinde olie fra Vern strukturen blev det nye oliefelt navngivet Gorm feltet. Feltet blev opkaldt efter Gorm den Gamle, der var dansk konge frem til år 958.

Gorm feltet ligger inden for området, der er omfattet af eneretsbevillingen fra 1962. Mærsk Olie og Gas AS er operatør på Gorm feltet.

GORM FELTET UDBYGGES

Den første fase af udbygningen

På baggrund af resultaterne fra de tre første efterforsknings- og vurderingsboringer blev der udført grundige studier af de geologiske og reservoirmæssige forhold i området.

Dette førte frem til en plan for etablering af produktion af olie og gas fra feltet. Der blev i 1979-1981 planlagt og installeret i alt fem platforme, som alle var forbundet med broer. To platforme havde plads til de planlagte boringer, og derudover blev der installeret en beboelses- og behandlingsplatform, en afbrændingsplatform samt en platform, hvorfra olien ledes til land gennem en planlagt rørledning.

I denne første fase af feltets udbygning blev der etableret i alt 16 produktionsbrønde samt to brønde til reinjektion af den producerede gas. Figur 4.2 viser et kort fra 1986 af toppen af kalklagene og de i alt 18 brønde.

Figur 4.3 viser antallet af produktions- og injektionsboringer, der er udført på Gorm feltet siden 1980.

Produktionen af olie og gas fra Gorm feltet startede i maj 1981. Efter igangsætning af olieproduktionen fra Gorm feltet steg den danske olieproduktion meget væsentligt. I alt blev der i perioden 1978-1982 investeret ca. 2,3 mia. kr. (årets priser) i denne første fase af udbygningen, se figur 4.8.

fig. 4.2 Gorm feltet 1986

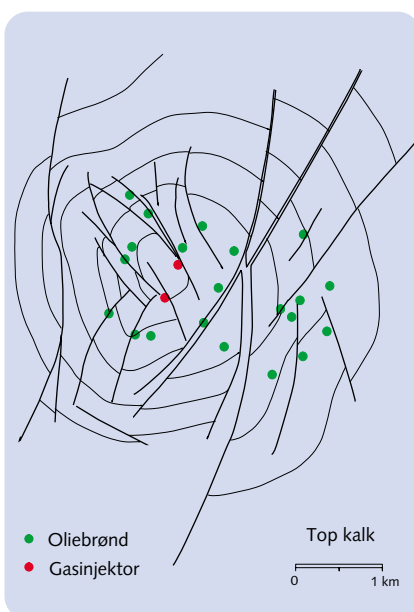
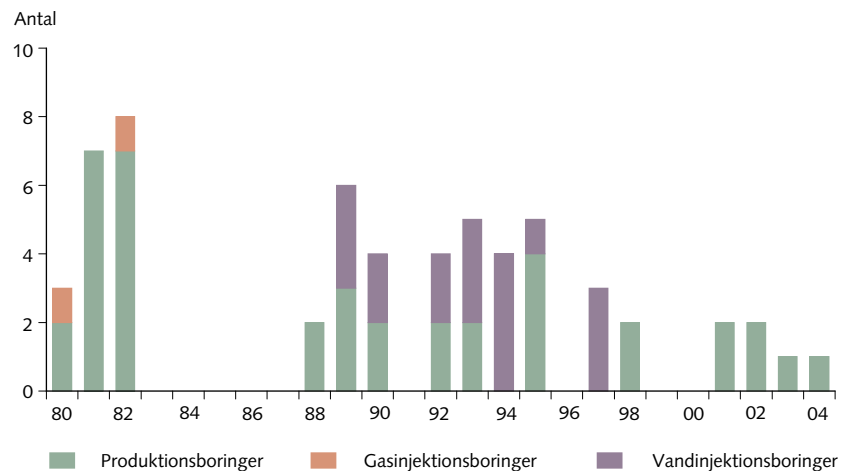


fig. 4.3 Boringer på Gorm feltet



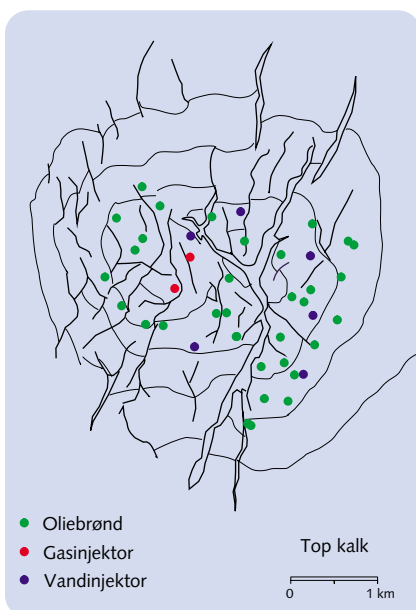
I perioden 1981-1984 blev olien fra Gorm feltet lastet direkte i tankskibe ved feltet. I maj 1984 blev olierørledningen fra Gorm E platformen til Fredericia taget i brug. Al den producerede olie fra Gorm feltet er siden transporteret gennem denne rørledning. Olierørledningen, der ejes af DONG Olierør A/S, benyttes også til transport af olie fra en række andre oliefelter.

De første år blev der produceret olie ved naturlig dræning, dvs. det naturlige høje tryk i undergrunden pressede olien mod borerne og op til overfladen. Med produktionen faldt trykket i reservoiret efterhånden, hvilket medførte, at olien ikke så let kunne strømme op til overfladen. Derfor blev der i slutningen af 1980'erne etableret gasløft på flere af produktionsboringerne.

Etablering af vandinjektion

I efteråret 1987 blev der udarbejdet planer om etablering af vandinjektion på Gorm feltet. Mærsk Olie og Gas AS havde indhentet de første positive erfaringer fra injektion af vand i kalkfelter fra Skjold feltet, hvor vandinjektion blev indledt i 1986.

fig. 4.4 Gorm feltet 1991

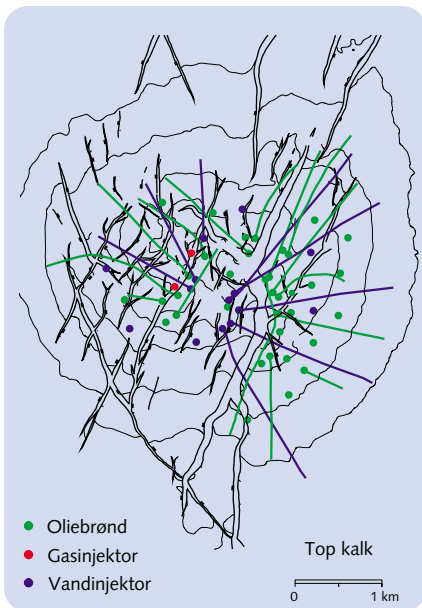


I 1989 blev der indledt forsøg med injektion af rensset havvand på Gorm feltet. Formålet var at opretholde trykket og dermed forbedre olieproduktionen. Samtidigt blev der udført flere nye produktionsboringer. Vand til injektion på Gorm feltet blev de første år leveret gennem en rørledning fra Skold feltet.

Vandinjektionen viste sig også at fungere tilfredsstillende på Gorm feltet, og i 1991 blev der derfor udarbejdet en ny udbygningsplan med fokus på udbredelse af vandinjektion til større dele af feltet. Figur 4.4 viser et kort over Gorm feltet, som det så ud i 1991. De første vandinjektionsboringer er vist på kortet. Det ses også, at der endnu ikke anvendes vandrette borer på Gorm.

I 1991 blev der installeret en ny platform på feltet. Der blev derved mulighed for udførelse af flere borer på feltet, og platformen havde desuden plads til behandlingsudstyr, blandt andet pumper til injektion af vand. Udstyret på den nye platform blev udformet, så det kunne håndtere produktion med et indhold af svovlbrinte. Svovlbrinte optræder naturligt i visse oliefelter (f.eks. Dagmar feltet), og kan desuden dannes i forbindelse med injektion af havvand.

fig. 4.5 Gorm feltet 2003



Op gennem 1990'erne blev der som følge af udbygningsplanen fra 1991 udført i alt ti nye produktionsboringer og 13 vandinjektionsboringer, se figur 4.3. Der anvendes nu lange vandrette boringer, som er med til at forbedre indvindingen markant, se figur 4.5 og 4.6. Desuden konverteres ældre produktionsboringer til brug for vandinjektion.

Som det fremgår af figur 4.6, er der siden midten af 90'erne injiceret meget store mængder vand på feltet. Formålet har været at genskabe et højere tryk i reservoiret. Samtidig gennemskylles reservoiret med vand, som fremmer olieproduktionen.

Optimering af produktionen

I perioden 2001-2003 blev der udført seks produktionsbrønde. Nogle af disse brønde er erstatninger for ældre brønde. Visse dele af de ældre brønde var ikke længere intakte, og drænedes derfor ikke reservoiret tilfredsstillende.

Figur 4.5 viser et kort over Gorm feltet fra 2003, hvor alle boringerne, der nu anvendes til produktion og injektion, er vist. I bilag B findes en række tekniske oplysninger om Gorm feltet pr. 1. januar 2005 og et mere detaljeret kort.

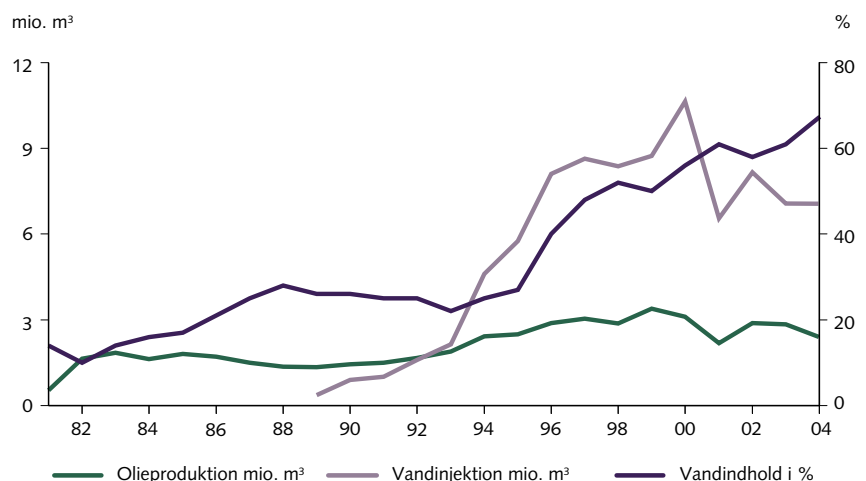
Udbygning betyder mere viden

Den første udbygning af Gorm feltet skete på baggrund af data fra tre boringer samt erfaringer fra andre felter i området.

Men ved de efterfølgende års udbygning og produktion er der indsamlet meget store mængder af data og erfaringer. Dette betyder, at der løbende er opbygget en større og mere detaljeret viden om feltet, herunder om feltets geologiske opbygning.

Ved en sammenligning af de fire figurer med feltkort ses, hvordan toppen af kalklagene (reservoiret) gennem årene har været kortlagt. Hovedopdelingen af feltet i en østlig og en vestlig blok, adskilt af en nord-syd gående hovedforkastning er et gennemgående træk i alle kortene.

fig. 4.6 Olieproduktion på Gorm feltet



Figurerne viser desuden, at der anbores stadig større dele af feltet, efterhånden som der opnås en bedre viden om feltets opbygning og fordelingen af olie og gas i reservoiret.

PRODUKTION FRA FELTET

Olieproduktion

Siden produktionen af olie og gas blev indledt fra Gorm feltet i 1981, er der frem til den 1. januar 2005 produceret 50,42 mio. m³ olie og 14,63 mia. Nm³ gas.

Den samlede olieproduktion fra Gorm feltet udgør 20 pct. af den samlede danske olieproduktion i perioden fra 1972 til og med 2004 på i alt 255 mio. m³. I figur 4.6 er der for Gorm feltet vist den årlige produktion af olie, den årlige vandinjektion samt andelen af vand i den samlede væskeproduktion.

På baggrund af erfaringerne med produktionen er der løbende investeret i nye produktions- og injektionsboringer samt i nyt behandlingsudstyr, jf. ovenfor. Disse investeringer afspejles i forløbet af produktionen af såvel olie som vand, se figur 4.6.

Det er bemærkelsesværdigt, at den højeste årlige olieproduktion fra feltet er opnået i 1999 - hele 18 år efter den første olie blev produceret fra feltet. Det ses desuden af figuren, at den årlige vandinjektion er øget meget betragteligt gennem 1990'erne med en efterfølgende øget olieproduktion. Dette har dog også medført øget produktion af vand. Vandindholdet i væskeproduktionen er således øget fra ca. 26 pct. i 1990 til ca. 68 pct. ved udgangen af 2004.

Gasproduktion

Gorm feltet har et beskedent indhold af gas, der produceres sammen med olie og vand. I de første år af feltets levetid blev størstedelen af den producerede gas injiceret i reservoiret. Dette skete dels for at undgå afbrænding af gassen uden nyttiggørelse, og dels for at opretholde trykket i feltet.

Siden 1993 er den løbende injektion af gas ophørt. I stedet transporteres den producerede gas til Tyra feltet, hvorfra den eksporteres til land. Der injiceres dog mindre mængder af gas i de situationer, hvor det ikke er muligt at eksportere gassen eksempelvis på grund af midlertidige driftsstop af modtagefaciliteter for gas på Tyra feltet.

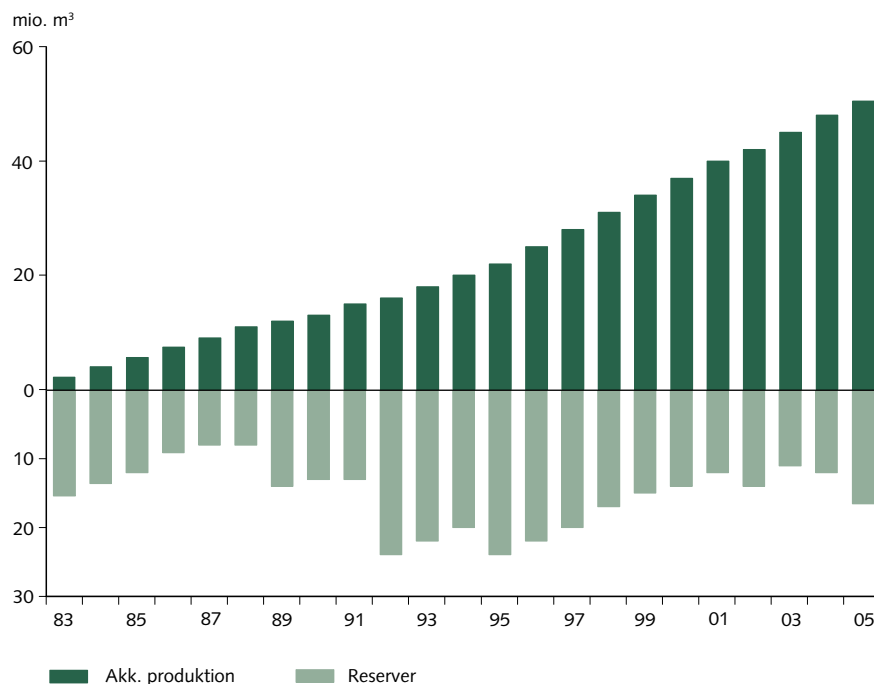
Reserver

Med udbygning og produktion opnås der mere og bedre viden om feltet. Derfor foretages der løbende vurderinger af, hvor store mængder olie der kan produceres fra et felt. En sådan reserveopgørelse tager udgangspunkt i de principper, som er omtalt i afsnittet *Reserver*.

I figur 4.7 er vist den løbende vurdering af oliereserverne på Gorm feltet og den akkumulerede olieproduktion siden 1981. Summen af disse udgør den forventede endelige indvinding af olie fra Gorm feltet.

Frem til slutningen af 1988 blev det vurderet, at den endelige olieindvinding ville blive 19 mio. Nm³. I forbindelse med overvejelserne om vandinjektion blev det vurderet, at den endelige indvinding fra feltet ville kunne øges yderligere. Navnlig i forbindelse med udbygningsplanen fra 1991, blev vurderingen af den endelige

fig. 4.7 Olieproduktion og -reserver for perioden 1983-2005



olieindvinding øget betydeligt til 40 mio. Nm³. Siden har det vist sig, at vurderingerne løbende har kunnet øges. Således vurderes det pr. 1. januar 2005, at den endelige olieindvinding fra Gorm feltet vil blive 67 mio. m³.

Skønnet for den endelige olieindvinding fra Gorm feltet er over perioden 1983 til 2005 steget fra 18 mio. Nm³ til 67 mio. m³, altså mere end en tredobling. Baggrunden for denne stigning kan tilskrives øget viden om feltets opbygning samt udvikling og anvendelse af nye teknikker, såsom vandrette borer og vandinjektion.

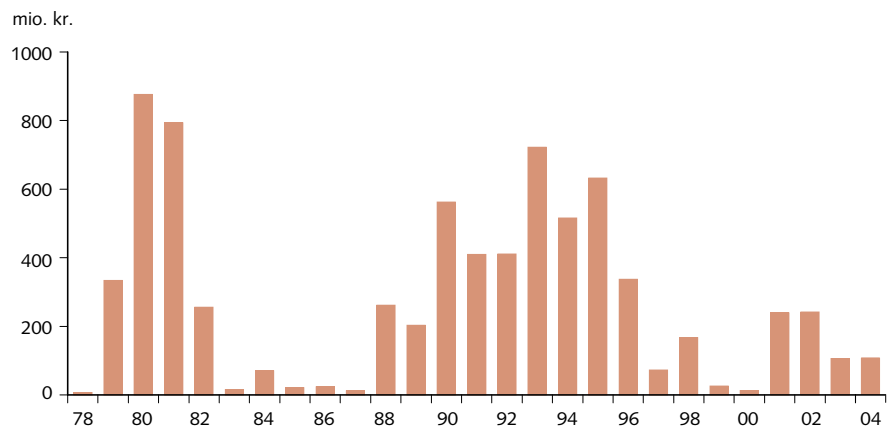
Med udgangspunkt i dagens viden om de tilstedeværende mængder olie på Gorm feltet er skønnet for indvindingsgraden for olie øget fra ca. 10 pct. i starten af 1980'erne til ca. 39 pct. ved udgangen af 2004. Indvindingsgraden er et udtryk for den endelige indvinding i forhold til de tilstedeværende mængder.

Investeringer og driftsudgifter

Den ovennævnte stigning i den endelige indvinding af olie har været afhængig af løbende investeringer i nye platforme og brønde samt nyt behandlingsudstyr på feltet. I figur 4.8 vises de løbende investeringer i faste anlæg og borer på Gorm feltet i årets priser. Ved en sammenligning med figur 4.3 kan det ses, at der løbende er foretaget investeringer ved udførelse af nye borer.

Samlet set er der i 2004-priser investeret 11,6 mia. kr. i udbygning af feltet. Det svarer til, at der er investeret omkring 170 kr. pr. m³ o.e., der pr. 1. januar 2005 kan forudses indvundet fra Gorm feltet frem til ophør af produktion fra feltet. Hertil kommer udgifter til finansiering af investeringerne. Desuden bemærkes, at der senere skal afholdes investeringer til fjernelse af anlæggene.

fig. 4.8 Investeringer i Gorm feltet, årets priser



Udgifterne til drift af Gorm feltet har varieret over årene, og ligger i intervallet 100-250 kr. pr. produceret m³ o.e. i 2004-priser. Det må forventes, at driftsudgifterne varierer over tid, og at driftsudgifterne pr. produceret enhed mod slutningen af et oliefeltets levetid vil stige.

Ny udbygningsplan

Der arbejdes løbende på at forbedre indvindingen af olie og gas fra felterne i Nordsøen. Mærsk Olie og Gas AS fremsendte i efteråret 2004 en plan for yderligere udbygning af Gorm feltet. Planen er baseret på et integreret studium af de geologiske og reservoirmæssige modeller, som er blevet opdateret med erfaringer indhentet gennem feltets produktionshistorie. Studiet har identificeret områder i feltet, der ikke drænes optimalt, og derfor planlægges der udført fire nye brønde. Samtidig planlægges der udvidelser og forbedringer af behandlingsanlæggets kapacitet.

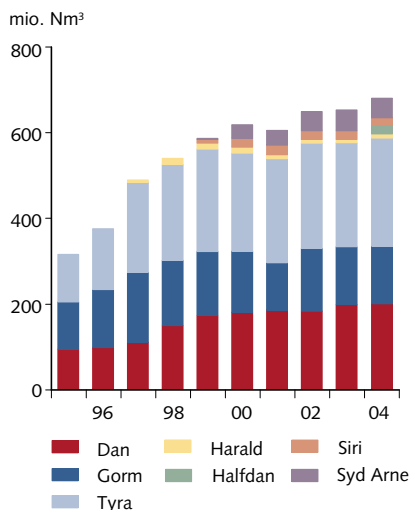
De nye brønde forventes at øge indvindingen fra Gorm feltet med ca. 3 mio. m³ olie frem til år 2020. De samlede investeringer i forbindelse med udbygningen er anslået til 500 mio. kr., hvoraf brøndudgifterne er 360 mio. kr.

Afhængig af erfaringerne fra de første fire brønde er der mulighed for at bore op til fem yderligere brønde.

Det er således stadig muligt at forbedre indvindingen af olie fra Gorm feltet, og Energistyrelsen har foråret 2005 godkendt den fremsendte udbygningsplan. Boringen af de nye brønde forventes indledt i løbet af 2005.

5. MILJØ

fig. 5.1 Brændstofforbrug



Ved indvinding af olie og gas fra havanlæg sker der udledninger til det omgivende miljø, såvel til luften som til havet. Udledningerne består blandt andet af NO_x og CO₂, der udledes til luften, og kemikalier og olierester, som udledes til havet.

UDLEDNINGER TIL LUFTEN

Udledninger til luften kommer fra afbrænding af gas og olie. De afbrændte mængder reguleres via undergrundsloven. Udledningen af CO₂ reguleres i henhold til loven om CO₂-kvoter, mens den øvrige udledning til luften pt. ikke reguleres.

Gasafbrænding

Ved produktion og transport af olie og gas forbruges betydelige energimængder. Det er desuden nødvendigt at afbrænde en del gas, der af sikkerhedsmæssige grunde eller på grund af anlæggets tekniske udformning ikke kan nyttiggøres. Afbrænding med nyttiggørelse, dvs. som brændstof, udgør ca. 3/4 af den totale afbrænding offshore. Størrelsen af udledningen fra det enkelte anlæg eller felt afhænger af produktionens størrelse samt anlægstekniske og naturgivne forhold.

Forbruget af gas til brændstof på procesanlæggene og mængden af gas afbrændt uden nyttiggørelse gennem de seneste 10 år er vist på figurene 5.1 og 5.2. Af figur 5.1 fremgår det, at der er sket en betydelig stigning i forbruget af gas til brændstof på de danske produktionsanlæg. Årsagen til dette er stigende produktion af olie og gas og stadig ældre felter. Der er ligeledes sket en stigning i afbrændingen uden nyttiggørelse, men som det fremgår af figur 5.2 er der her betydeligt større årlige variationer.

Fra 2003 til 2004 er den samlede mængde af afbrændt gas steget med 59 mio. Nm³. Dette svarer til en samlet stigning på ca. 7 pct. fordelt på en stigning for gas til brændstof på 27 mio. Nm³ (4 pct.) og en stigning for afbrænding af gas uden nyttiggørelse på 32 mio. Nm³ (14 pct.).

Den væsentligste del af stigningen fra 2003 til 2004 skyldes en øget afbrænding på Siri platformen, hvor afbrændingen uden nyttiggørelse er steget fra 23 mio. Nm³ i 2003 til 65 mio. Nm³ i 2004. Stigningen svarer således næsten til en tredobling på Siri platformen og udgør 2/3 af den totale stigning for 2004. Sammenlignet med et "normalt" år for Siri (årene 2000-02) er der tale om en femdobling.

Årsagen til den store stigning på Siri platformen er, at den planlagte ombygning af procesanlægget i forbindelse med indfasning af de nye felter Nini og Cecilie har været væsentligt forsinket. Niveaueet for afbrænding blev normaliseret i løbet af november. Således var afbrændingen i december 2004 kun ca. 1 mio. Nm³.

På DUC's anlæg har der i 2004 været en stigning i brændstofforbruget på ca. 30 mio. Nm³, hvilket primært skyldes et nyt behandlingsanlæg ved Halfdan, se afsnittet *Udbygning*. Samtidig har DUC felterne reduceret afbrændingen uden nyttiggørelse med 10 mio. Nm³ svarende til ca. 5 pct.

På Syd Arne platformen er brændstofforbruget faldet fra 49 mio. Nm³ i 2003 til 45 mio. Nm³ i 2004. Afbrændingen uden nyttiggørelse er stort set uændret på et fortsat lavt niveau.

fig. 5.2 Gasafbrænding

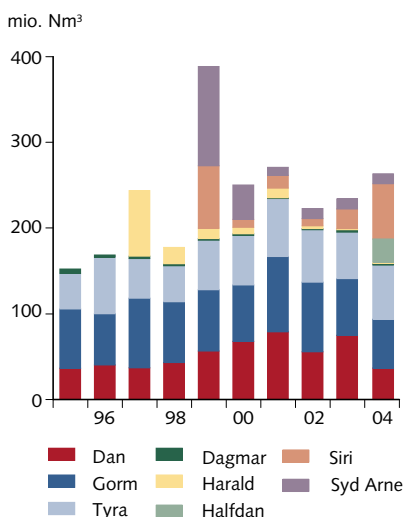
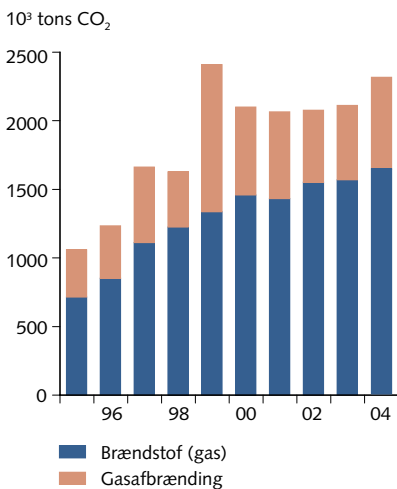


fig. 5.3 CO₂-udledning fra produktionsanlæg i Nordsøen



CO₂-udledning

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

Udviklingen i CO₂-udledningen fra produktionsanlæggene i Nordsøen siden 1995 er vist på figur 5.3. Det ses, at den samlede udledning i 2004 udgjorde ca. 2,3 mio. tons CO₂. Produktionsanlæggene i Nordsøen bidrager med ca. 4 pct. af den samlede CO₂-udledning i Danmark.

På figur 5.4 ses de sidste 10 års CO₂-udledning stammende fra afbrænding af gas til brændstof i forhold til kulbrinteproduktionens størrelse.

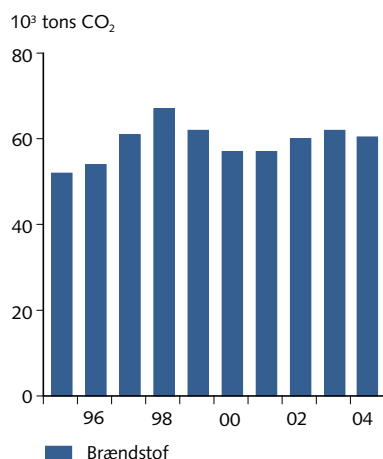
Det fremgår af figuren, at CO₂-udledningen fra brændstofforbruget vurderet i forhold til produktionens størrelse generelt er steget igennem de seneste 10 år fra et niveau på ca. 50.000 tons CO₂ pr. mio. t.o.e. til et niveau på ca. 60.000 tons CO₂ pr. mio. t.o.e. Fra 2003 til 2004 har der dog været et mindre fald.

Den generelle stigning skyldes blandt andet, at felternes gennemsnitlige alder er steget. Naturgivne forhold medfører, at energiforbruget pr. produceret t.o.e. stiger gennem et felts levetid. Et eksempel på dette er vandinjektion, der øger udbyttet fra reservoirerne, men også kræver ekstra energi.

På figur 5.5 ses det, at udviklingen i CO₂-udledning fra gasafbrænding uden nyttiggørelse i forhold til produktionens størrelse har udvist en generelt faldende tendens siden begyndelsen af 1990'erne. Der har været flere undtagelser, blandt andet årene 1997 og 1999, hvor opstart af nye felter har krævet ekstraordinært store afbrændinger. Senest har 2004 ligeledes brudt den faldende tendens, som følge af den store afbrænding på Siri feltet og opstarten af Halfdan feltets behandlingsanlæg.

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

fig. 5.4 CO₂-udledning fra brændstofforbrug pr. mio. t.o.e.



Den europæiske CO₂-kvoteordning

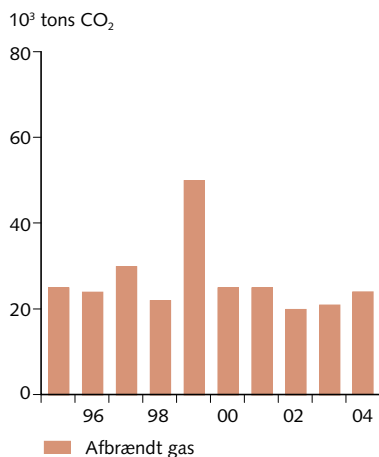
En betydelig del af energisektoren og den energitunge industri, inklusive offshore-sektoren, er fra den 1. januar 2005 omfattet af en kvoteordning for CO₂-udledning. Ordningen omfatter alle 25 medlemslande i EU og derved flere end 10.000 produktionsenheder i EU.

CO₂-kvoteordningen er en væsentlig del af den danske klimastrategi for at indfri Danmarks internationale forpligtelser under Kyoto Protokollen.

Folketinget vedtog i juni 2004 en lov om CO₂-kvoter, der fastlægger den danske del af ordningen. Pr. 1. januar 2005 er 377 produktionsenheder i Danmark omfattet, og heraf er syv i offshoresektoren.

En produktionsenhed er en teknisk enhed, der består af et eller flere anlæg, beliggende på samme lokalitet. Produktionsenheder til indvinding af olie og gas er omfattet, hvis den samlede indfyrede effekt på anlæg til energiproduktion er på 20 MW eller derover. Såvel produktion af energi til brug ved indvindingen af olie og gas, som afbrænding af kulbrinter (flaring) uden energiudnyttelse er omfattet på sådanne produktionsenheder.

fig. 5.5 CO₂-udledning fra gasafbrænding pr. mio. t.o.e.



I offshoresektoren består en produktionsenhed af alle anlæg på et felt, uanset om de er placeret på en eller flere platforme eller behandler kulbrinter fra flere felter.

I oktober 2004 blev der givet tilladelser til at udlede CO₂ til de offshore produktionsenheder, der er omfattet af kvoteordningen. Med tilladelsen forpligtes de enkelte produktionsenheder blandt andet til at overvåge og måle CO₂-udledningen fra produktionsenheden. Produktionsenheden har sammen med udlednings-tilladelsen fået godkendt en overvågningsplan, som beskriver, hvordan overvågningen og målingen gennemføres.

Hver produktionsenhed fik i oktober 2004 udmeldt, hvor mange gratis kvoter, der kunne forventes tildelt. Hovedreglen er, at der tildeles kvoter svarende til den gennemsnitlige udledning i perioden 1998 – 2002 eller svarende til udledningen i 2002, hvis den er højere. I 2002 udledte offshoresektoren 2,1 mio. tons CO₂. For perioden 2005 – 2007 har offshoresektoren fået tildelt gennemsnitligt 2,2 mio. kvoter pr. år. Disse gratis kvoter er i januar 2005 blevet sat ind på en konto for hver produktionsenhed i Kvoteregisteret. Kvoterne er omsættelige og kan handles på det europæiske kvotemarked.

UDLEDNINGER TIL HAVET

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

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

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

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

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

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

VVM i forbindelse med offshore aktiviteter

Inden Energistyrelsen kan give godkendelse af nye indvindingsprojekter for olie og gas offshore skal der foreligge en miljømæssig vurdering af projektet, en såkaldt VVM redegørelse (Vurdering af Virkning på Miljøet). Ifølge VVM reglerne skal VVM redegørelser fremlægges for offentligheden og sendes til høring hos berørte myndigheder. Høringsperioden skal være mindst 8 uger.

Der er i 2004 ikke blevet udarbejdet nye VVM redegørelser i forbindelse med udbygninger i Nordsøen. De udbygningsaktiviteter, som er godkendt af Energistyrelsen i 2004, er alle omfattet af tidligere udarbejdede VVM redegørelser og har således været fremlagt i offentlig høring.

6. SIKKERHED OG SUNDHED



Selskaber, som udfører efterforskning, indvinding og produktion af olie og gas i Nordsøen, er ansvarlige for, at aktiviteterne foregår sikkerheds- og sundhedsmæssigt fuldt forsvarligt.

Tilsynet med aktiviteterne og arbejdsforholdene i den danske del af Nordsøen varetages af Energistyrelsen. Styrelsen skal godkende nye anlæg og ændringer på eksisterende. Ligeledes skal flytbare anlæg godkendes, inden de kommer ind på dansk område.

FOKUSOMRÅDER I 2004

Energistylens tilsynsindsats har i 2004 blandt andet været målrettet mod forebyggelse af arbejdsulykker.

I operatøernes egenkontrollsystem indgår vedligehold af materiel som en vigtig sikkerhedsfaktor. Ved tilsynsbesøg i 2004 har Energistyrelsen derfor undersøgt, om operatørens planer for vedligehold af anlæg og udstyr følges, især om vedligehold af det sikkerhedskritiske udstyr bliver gennemført rettidigt. Sikkerhedskritisk udstyr er udstyr, der indgår i systemer til brand- og gasdetektion, til nedlukning og trykaflastning af procesanlæg samt til brandbekæmpelse, evakuering og sikkerhedsudstyr generelt.

Fra efteråret 2004 har Energistyrelsen ved tilsynsbesøg på anlæggene gennemgået registrerede gaslækager med ledelsen offshore. Formålet har været at sikre en større bevågenhed og bedre forebyggelse, se desuden nedenfor.

Yderligere er der i tilsynet sat fokus på håndtering af brøndkontrol og boringsrelateret sikkerhedsudstyr på boreplatforme, se boks 6.1.

Tilsynsbesøg på anlæg

Der er i 2004 gennemført 34 tilsynsbesøg offshore, en række tilsynsbesøg og audits onshore samt besøg på boreplatforme i udlandet. Tilsynsbesøg på faste produktionsanlæg, indkvarteringsenheder og boreplatforme foretages med jævne intervaller, og når det i øvrigt skønnes nødvendigt.

På Energistylens hjemmeside, www.ens.dk, findes en oversigt over samtlige tilsynsbesøg. På hjemmesiden er der desuden oplysninger om de faste anlæg i den danske del af Nordsøen og en oversigt over flytbare anlæg på dansk område i 2004.

Brugerundersøgelse af Energistylens tilsyn

I sommeren 2004 gennemførte Rambøll Management på vegne af Energistyrelsen en spørgeskemaundersøgelse blandt medarbejderne på offshore installationerne i Nordsøen. Formålet med undersøgelsen var at få information om, hvordan offshore personalet oplever og vurderer Energistylens tilsyn.

Omkring 1.700 ansatte havde mulighed for at deltage i undersøgelsen, og 497 har deltaget, hvilket svarer til ca. 29 pct. En tredjedel af dem, som har svaret på undersøgelsen, er medlem af sikkerhedsorganisationen på den installation, hvor de arbejder.

Boks 6.1 Boringsrelateret sikkerhedsudstyr på boreplatforme

Energistyrelsen er tilsynsmyndighed for boringsrelaterede sikkerhedsforhold på boreplatforme.

Et væsentligt led i varetagelsen af sikkerheden er det såkaldte "well control" udstyr. Dette udstyr bruges til at hindre, at tryk eller væskestrømme fra borerer undslipper på ukontrolleret måde.

Well control udstyret på en boreplatform omfatter såvel højtryksventiler som det hjælpeudstyr, der skal anvendes for at betjene ventilerne samt andet udstyr, der under kritiske situationer er nødvendigt for at kunne styre tryk og væskestrømninger i borerer.

Well control udstyret er underlagt certificerings- og vedligeholdelsessystemer. Efterlevelse af disse systemer er væsentlige for sikkerheden på boreplatforme.

På denne baggrund besluttede Energistyrelsen at gennemføre et målrettet tilsynsprojekt vedrørende well control udstyr. Formålet med projektet er at kontrollere well control udstyrets sikkerhedsforhold for alle boreplatforme i dansk sektor.

Som indledning på projektet gennemgik Energistyrelsen dokumentationsmateriale vedrørende certificerings- og vedligeholdelsesforhold for hver enkelt boreplatform. Herefter vurderer styrelsen forholdene baseret på den modtagne dokumentation og ved tilsynsbesøg / audit på udvalgte boreplatforme. I 2004 blev der således gennemført en "Well Control" audit på boreplatformen ENSCO 101.

Projektet videreføres i 2005 og afsluttes med en rapport.

Energistyrelsen har på baggrund af undersøgelsens resultater iværksat nogle tiltag, som skal forbedre Energistyrelsens dialog og information. For eksempel orienterede Energistyrelsen i foråret 2005 om den nye anmeldelsesbekendtgørelse på alle tilsynsbesøg offshore, ligesom der medbringes eksemplarer af nye regler til uddeling.

Rambøll Managements rapport og Energistyrelsens opfølgingsplan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

ULYKKER, LIDELSER OG NÆRVED HÆNDELSER

Forebyggelse af arbejdsulykker

Det er Energistyrelsens vurdering, at en grundig undersøgelse af de arbejdsulykker, der sker, kan bidrage til at forebygge arbejdsulykker. Derfor er samtlige anmeldte arbejdsulykker i 2004 blevet behandlet i forbindelse med tilsynsbesøg på de berørte anlæg offshore, herunder sikkerhedsorganisationens rolle og opfølgning på ulykkerne.

tabel 6.1 Anmeldte ulykker opdelt på kategorier

| Kategorier | Faste | Flytbare |
|-------------------------------|-------|----------|
| Fald /snublen | 14 | 1 |
| Stoffer og materialer | 1 | 0 |
| Brug af tekniske hjælpemidler | 7 | 2 |
| Faldne genstande | 2 | 0 |
| Håndtering af gods | 6 | 0 |
| Kran/løfteoperationer | 2 | 0 |
| Øvrige | 8 | 1 |

Energistyrelsen forsøger at fastholde sikkerhedsorganisationens løbende prioritering af arbejdet med de bagvedliggende årsager til ulykkerne. Energistyrelsen vil i 2005 fortsætte med at behandle ulykker på tilsynsbesøg, herunder opfølgning på anmeldte arbejdsulykker.

Anmeldte arbejdsulykker

Arbejdsulykker på havanlæg, som fører til arbejdsudygtighed i mere end én dag ud over tilskadekomstdagen, skal anmeldes til Energistyrelsen.

For at lette anmeldelse af arbejdsulykker offshore er der etableret en speciel anmeldelsesdel til offshore sektoren i det elektroniske anmeldelsessystem EASY, se boks 6.2.

Energistyrelsen har i 2004 modtaget 44 anmeldelser af arbejdsulykker. Ulykkerne opdeles i kategorier, som angivet i tabel 6.1. Det forventede fravær i forbindelse med de anmeldte ulykker er angivet i tabel 6.2 og 6.3.

Af de anmeldte arbejdsulykker er 40 indtruffet under drift, vedligeholdelse og/eller konstruktionsarbejde på faste produktionsanlæg og indkvarteringsenheder. Én af de anmeldte arbejdsulykker er indtruffet under den tilskadekomnes friperiode på et fast anlæg. Denne arbejdsulykke er medtaget i tabel 6.1 og tabel 6.2, men ikke medtaget i beregningen af ulykkesfrekvensen nedenfor.

tabel 6.2 Forventet fravær på faste havanlæg

| Varighed | Antal anmeldelser |
|-----------------|-------------------|
| 1-3 dage | 3 |
| 4-14 dage | 22 |
| 2-5 uger | 6 |
| Mere end 5 uger | 8 |
| Ikke oplyst | 1 |

De resterende fire anmeldte arbejdsulykker er sket på flytbare enheder (boreplatforme).

Der var i 2004 ingen ulykker med dødelig udgang. Den 24. maj 2004 skete der dog en alvorlig ulykke på boreplatformen ENSCO 71. Energistyrelsen har på baggrund af den efterfølgende undersøgelse af omstændighederne ved ulykken foretaget politianmeldelse.

Ulykkesfrekvenser

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

Ifølge de selskaber, som har opereret på dansk sektor i 2004, er der leveret i alt 4,11 mio. arbejdstimer på de faste produktionsanlæg og de tilknyttede indkvarteringsenheder. På de flytbare enheder, boreplatforme og kranfartøjer er der i 2004 i alt leveret 1,92 mio. arbejdstimer.

tabel 6.3 Forventet fravær på flytbare havanlæg

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

Den beregnede ulykkesfrekvens for 2004 for de faste produktionsanlæg og indkvarteringsenheder er 9,5 ulykker pr. mio. arbejdstimer. Den beregnede ulykkesfrekvens for flytbare enheder er 2,1 ulykker pr. mio. arbejdstimer.

Antallet af anmeldte arbejdsulykker på faste produktionsanlæg er faldet fra 49 i 2003 til 39 i 2004, mens antallet af arbejdstimer, der er leveret på de faste produktionsenheder og de tilknyttede indkvarteringsenheder i 2004 er steget væsentligt i forhold til 2003. Dette fører samlet til et fald i den beregnede ulykkesfrekvens fra 12,6 i 2003 til 9,5 i 2004.

For de flytbare havanlæg er der i 2004 anmeldt fire arbejdsulykker, mens der i 2003 blev anmeldt 11 arbejdsulykker. Der er sket et fald i antallet af arbejdstimer

Boks 6.2 Anmeldelse af arbejdsskader sket offshore

I februar 2005 trådte en ny bekendtgørelse om anmeldelse og registrering af arbejdsskader og nærved hændelser i kraft.

For at lette anmeldelse af arbejdsulykker offshore er der nu udviklet og etableret en speciel anmeldelsesdel til offshore sektoren i EASY. Det Elektroniske AnmeldeSYstem er udviklet af Arbejdstilsynet og Arbejdsskade-styrelsen.

I 2004 er godt 36 pct. af anmeldelserne modtaget via EASY. Det er kun muligt for virksomheder med et cvr-nummer at tilmelde sig systemet og dermed anmelde elektronisk.

I 2004 er der afholdt en række informations- og demonstrationsmøder om EASY med operatørerne på dansk område og samtlige entreprenører, der har anmeldt arbejdsulykker i 2003.

Foreløbig er offshore delen i EASY alene udbygget til anmeldelse af arbejdsulykker. Materielle skader på havanlægget og nærved hændelser skal stadig anmeldes direkte til Energistyrelsen. Arbejdsbetingede lidelser skal fortsat anmeldes til Arbejdstilsynet.

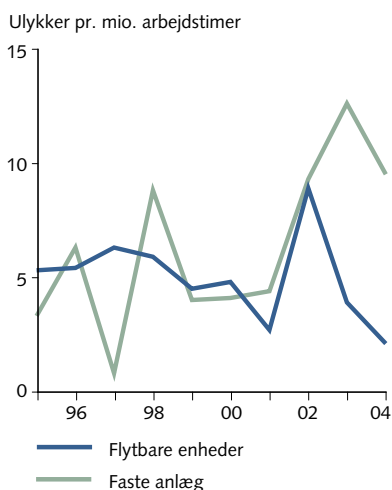
Et direkte link til EASY og yderligere materiale om anmeldelser kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, www.ens.dk.

på de flytbare havanlæg fra 2003 til 2004. Den beregnede ulykkesfrekvens for flytbare enheder er faldet fra 3,9 i 2003 til 2,1 i 2004.

Figur 6.1 viser udviklingen i ulykkesfrekvensen gennem de seneste 10 år.

Fra 2005 har Energistyrelsen mulighed for at få oplyst den faktiske fraværlængde i forbindelse med ulykker. Dette vil gøre det muligt at foretage en mere nuanceret vurdering af ulykkerne. Oplysningerne kan indhentes fra arbejdsgiver som følge af en ny bekendtgørelse om registrering og anmeldelse af arbejdsskader m.v.

fig. 6.1 Ulykkesfrekvens for havanlæg



Arbejdsbetingede lidelser

Energistyrelsen har i 2004 modtaget tre anmeldelser af formodede eller konstaterede arbejdsbetingede lidelser, som kan henføres til arbejde på et havanlæg. Ingen af de tre lidelser har på nuværende tidspunkt forhindret genoptagelse af arbejdet. To af de tre har fået stillet hoveddiagnosen hudlidelse, og en har fået stillet hoveddiagnosen muskel- og skeletlidelse.

En oversigt over den procentvise fordeling på hoveddiagnoser af de arbejdsbetingede lidelser, som er anmeldt til Energistyrelsen siden 1993, kan findes på www.ens.dk.

Nærved hændelser

Ved en nærved hændelse forstås en hændelse, som umiddelbart kunne have ført til en ulykke eller en skade på havanlægget eller skibet. De hændelser, der frem-



over skal anmeldes til Energistyrelsen, er listet i Anmeldevejledningen, som findes på Energistyrelsens hjemmeside.

Energistyrelsen har i 2004 modtaget fem indberetninger om nærved hændelser.

To af de anmeldte nærved hændelser omhandler gaslækager, se også nedenfor. For disse to indberettede nærved hændelse blev der af operatøren gennemført en nøjere undersøgelse, og rapporterne er sendt til Energistyrelsen.

Ved den tredje nærved hændelse forstuede en ansat foden. Denne hændelse er både anmeldt som arbejdsulykke og som en nærved hændelse. Det skyldes, at der kunne være sket langt større skade, end der faktisk skete.

Den fjerde hændelse skete på et flytbart anlæg. En ansat klatrede uden for rækværket, hvor der var et fald på 3 meter, uden at påføre sig sikkerhedsline. En anden ansat så det, og operationen blev straks standset.

Den sidste af de indberettede nærved hændelser blev opdaget under en intern sikkerhedsinspektion. Det blev konstateret, at der var foretaget en uhensigtsmæssig konstruktionsændring af udstyr til brug for arbejde i højden (reb-understøttet arbejde, "man riding"). Det er i indberetningen anført, at udstyret efter inspektionen og inden brug blev modificeret for at forhindre en potentiel ulykke.

Der er i 2004 blevet fulgt op på samtlige anmeldte nærved hændelser, herunder gaslækager.

Påsejling af boreplatform

Fredag den 12. marts 2004 sejlede en supplybåd ind i et ben på boreplatformen ENSCO 71. Boreplatformen var i gang med borearbejde for DONG E&P A/S på en fritstående lokalitet ved Siri feltet i Nordsøen. Der var kun ringe materiel skade på såvel boreplatformens ben som supplybåden og ingen personskade ved hændelsen.

GASLÆKAGER

Gaslækager har været et fokusområde i 2004. Afhængig af type og størrelse er gaslækager, også kaldet utilsigtede kulbrinteudslip, nu en anmeldepligtig nærved hændelse.

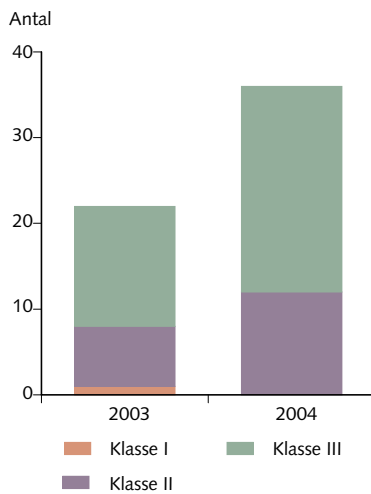
Operatørerne har, efter anmodning fra Energistyrelsen, indberettet gaslækager sket på de enkelte anlæg i 2003 og 2004. Udslippene er indberettet med angivelse af dato, type og størrelsen af udslip og fordeles på tre kategorier, se boks 6.2. Samlet er der indberettet 22 gaslækager i 2003 fordelt med et udslip i klasse I, syv udslip i klasse II og 14 udslip i klasse III, se figur 6.2. For 2004 er der indberettet 36 gaslækager fordelt med ingen udslip i klasse I, 12 udslip i klasse II og 24 udslip i klasse III. Energistyrelsen har overfor operatørerne fulgt op på samtlige lækager i klasse I og II.

I 2005 får Energistyrelsen bedre mulighed for løbende opfølgning, idet gaslækager i klasse I og II vil blive indberettet løbende.

Boks 6.3 Kategorier af gaslækager

Klasse I: > 10 kg/sek. eller kortvarigt mere end 100 kg
Klasse II: 1-10 kg/sek. eller kortvarigt mere end 10 kg
Klasse III: 0,1-1 kg/sek. eller kortvarigt mere end 1 kg

fig.6.2 Utilsigtede kulbrintelækager



REGLERNE PÅ HAVANLÆGSOMRÅDET

Ny havanlægslov

Energistyrelsen har i 2004 gennemført forberedelser til en ny lov til afløsning af den snart 25 år gamle havanlægslov.

En ny lov skal give offshore sektoren et tidssvarende juridisk grundlag for arbejdet med sikkerhed og sundhed offshore. Desuden skal den danne grundlag for, at sikkerheden i den danske offshore sektor fortsat kan være blandt de højeste i Nordsølandene.

Det forventes, at Transport- og Energiministeren vil fremsætte lovforslaget i Folketinget i slutningen af 2005.

Nye og ændrede regler

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

Anvendelse af tekniske hjælpemidler

I 2004 blev der gennemført en ændring i bekendtgørelsen om anvendelse af tekniske hjælpemidler på havanlæg. Det betyder, at arbejde i højden, herunder stilladsarbejde, rapelling, stiger og løfteredskaber, er blevet omfattet af denne bekendtgørelse.

Bekendtgørelse om elektrisk stærkstrømsanlæg og elektrisk materiel

Reglerne om el-udstyr på offshore produktionsanlæg blev ændret i 2004. Det betyder, at der nu kun er mindre forskelle på reglerne offshore og på land.

Regler om registrering og anmeldelse af arbejdsskader m.v.

Nye regler om registrering og anmeldelse af arbejdsskader m.v. på havanlæg trådte i kraft den 1. februar 2005. Udarbejdelse er sket i 2004 af Energistyrelsen i samarbejde med arbejdsmarkedets parter.

Til bekendtgørelsen er udarbejdet en vejledning, som blandt andet indeholder en beskrivelse af, hvilke nærvæd hændelser der er anmeldningspligtige samt en udførlig beskrivelse af, hvilke oplysninger der skal oplyses i forbindelse med anmeldelse af arbejdsskader.

Reglerne om stoffer og materialer

Reglerne om leverandørers pligter i forbindelse med stoffer og materialer på havanlæg og anvendelsen af stoffer og materialer blev ændret i slutningen af 2004 med ikrafttræden den 17. januar 2005.

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

Regler om inddragelse af sygefravær i arbejdspladsvurderingen

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

Retssikkerhed ved anvendelse af tvangsindgreb og oplysningspligt

I 2004 vedtog Folketinget lov om retssikkerhed ved forvaltningens anvendelse af tvangsindgreb og oplysningspligt. Loven trådte i kraft den 1. januar 2005 og indeholder en fastsættelse af en del i praksis fastslåede principper.

Loven opstiller konkrete regler, som forvaltningen er underlagt ved foretagelse af for eksempel tilsynsbesøg og regler om oplysningspligt, herunder blandt andet beskyttelse mod selvinkriminering, når en person, fysisk som juridisk, bliver pålagt oplysningspligt af forvaltningen i en konkret sag.

LETTEELSE AF ADMINISTRATIVE BYRDER

Til opfyldelse af regeringens målsætning om at reducere de administrative byrder for erhvervslivet nedsatte Økonomi- og Erhvervsministeriet i 2004 en byrdekomité inden for energiområdet med deltagelse af relevante brancheorganisationer og virksomheder. Komitéen har til opgave at komme med forslag til konkrete lettelser, som vil kunne bidrage til at lette byrderne allerede i 2005. Derudover skal byrdekomitéen udarbejde en samlet plan for reduktion af byrder frem til 2010.

Komitéen fremlagde lige inden årsskiftet 2004/05 en liste over forenklingsforslag på energiområdet med en overordnet tidsplan for det videre arbejde. 30 konkrete forslag vedrører offshore området, hvoraf fem efterfølgende umiddelbart er blevet gennemført. Det drejer sig om afskaffelse af rutinemæssige rapporteringer af en række oplysninger til tilsynsmyndighederne samt om afskaffelse af kravet om indhentning af forhåndstilladelse til afbrænding af gas offshore. Det er samtidig understreget overfor selskaberne, at afskaffelse af tilladelsessystemet ikke må føre til en forøget afbrænding.

Blandt de øvrige forslag vil en del kunne gennemføres i forbindelse med et forslag til en ny offshore sikkerhedslov, som forventes fremsat ultimo 2005, mens andre forslag til lettelser afventer selskaberne initiativ til en forenklet rapporteringsprocedure og -form.

OFFSHORE SIKKERHEDSUDDANNELSER

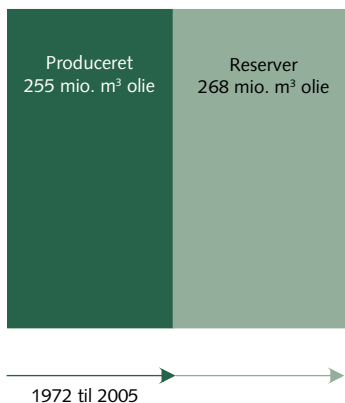
Nordsølandene samarbejder om en fælles høj standard for sikkerhedsuddannelser offshore.

I 2004 anmodede NSOAF (*North Sea Offshore Authorities' Forum*) den internationale sammenslutning af boreentreprenører, IADC (*International Association of Drilling Contractor*) om at udarbejde forslag til et obligatorisk, grundlæggende sikkerhedskursus for alle, som arbejder offshore i Nordsølandene. Dette arbejde forventes afsluttet inden udgangen af 2005.

Parallelt hermed er en arbejdsgruppe med repræsentanter for olie- og gasproducenterne i Nordsølandene (DK, N, NL og UK) gået i gang med tilsvarende arbejde. Resultatet af dette arbejde forventes medio 2006.

7. RESERVER

fig. 7.1 Producerede mængder og reserver



Energistyrelsen foretager hvert år en opgørelse over de danske olie- og gasreserver. Reserverne er pr. 1. januar 2005 opgjort til henholdsvis 268 mio. m³ olie og 132 mia. Nm³ gas.

Energistyrelsens nye opgørelse viser et fald i både olie- og gasreserverne på 3 pct. i forhold til opgørelsen pr. 1. januar 2004. Reduktionen af reserverne skyldes hovedsagelig produktionen i 2004.

Den forventede indvinding af olie er i forhold til sidste års opgørelse opskrevet med 14 mio. m³. Olieproduktionen i 2004 udgjorde 22,6 mio. m³, hvorfor faldet i oliereserverne i alt er 9 mio. m³.

Der er pr. 1. januar 2005 produceret 255 mio. m³ olie, og produktionen udgør således næsten halvdelen af den forventede indvinding, se figur 7.1. Produktionen har ikke før udgjort så stor en andel af den forventede indvinding, og med udgangspunkt i den aktuelle reserveopgørelse er den danske olieproduktion "ved halvvejsmærket". Den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne kan dog tilføje opgørelsen yderligere reserver i fremtiden.

Udviklingen i oliereserverne er vist på figur 7.2, og de aktuelle reserver overstiger lige netop gennemsnittet for den viste periode.

Felternes gennemsnitlige forventede indvindingsgrad for olie er 23 pct., og dermed er forventningen steget 1 pct. point i forhold til sidste års opgørelse, se figur 7.2. Den gennemsnitlige indvindingsgrad er de samlede indvindelige oliemængder i forhold til de samlede tilstedeværende mængder.

R/P-FORHOLD OG PRODUKTION

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

R/P-forholdet er 12 beregnet på grundlag af den nye reserveopgørelse. Dette betyder, at en olieproduktion på 2004-niveau beregningsmæssigt vil kunne opretholdes i de næste 12 år. R/P-forholdet i den forrige opgørelse pr. 1. januar 2004 var 13.

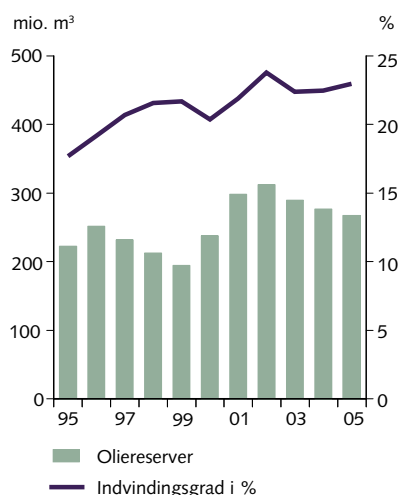
R/P-forholdet anvendes ofte, fordi det giver et sammenligneligt mål for, hvor langt reserverne rækker. Det kan imidlertid ikke erstatte en egentlig prognose, især ikke hvis der forventes store variationer i størrelsen af den fremtidige produktion, se figur 7.7 samt den tilhørende tekst om 20 års prognosen.

RESERVEOPGØRELSE

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

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

fig. 7.2 Oliereserver og indvindingsgrad



Boks 7.1 Reservekategorier

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

Igangværende indvinding

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

Besluttet indvinding

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

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

Planlagt indvinding

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

Mulig indvinding

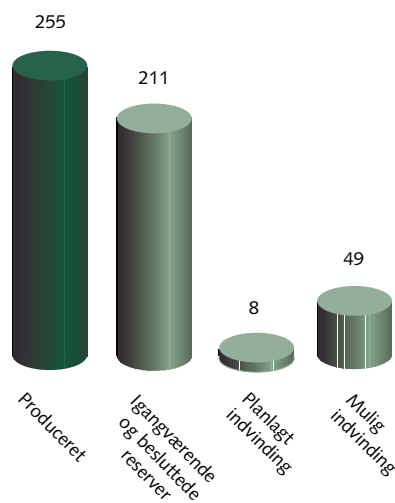
Mulig indvinding omfatter produktion under anvendelse af kendt teknologi, dvs. teknologi, som i dag anvendes i områder, hvor forholdene er sammenlignelige med forholdene i Nordsøen. Dette kan for eksempel være vandinjektion i større skala end hidtil eller mere udbredt anvendelse af vandrette brønde.

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

En beskrivelse af den systematik, som Energistyrelsen anvender ved udarbejdelse af reserveopgørelsen og produktionsprognoserne, er anført i boks 7.1.

Tabel 7.1 viser Energistylsens opgørelse over reserver af olie og gas fordelt på felter og kategorier.

For de enkelte felter er der angivet de opgjorte lave, forventede og høje reserve-skøn for at illustrere den usikkerhed, som er forbundet med opgørelsen. Ved en vurdering af Danmarks samlede reserver er det ikke realistisk at forudsætte, at det lave eller det høje skøn vil blive opfyldt for samtlige felter. Det samlede reservepotentiale for et stort antal felter bør derfor baseres på de forventede skøn.

fig. 7.3 Olieindvinding, mio. m³

Det fremgår af figur 7.3, at de forventede oliereserver udgør mellem 219 og 268 mio. m³. Forskellen på de to tal svarer til de mulige reserver på 49 mio. m³. Reserverne for kategorierne planlagt og mulig indvinding svarer til en stigende grad af usikkerhed med hensyn til, om reserverne kan udnyttes kommercielt.

På tilsvarende måde illustrerer figur 7.4, at de forventede gasreserver udgør mellem 95 og 132 mia. Nm³. Gasproduktionen er anført som nettoproduktion, altså produceret gas minus reinjiceret gas. Det skal bemærkes, at de angivne gasmængder afviger fra de mængder, som kan markedsføres som naturgas, idet differencen udgøres af et fradrag på skønsmæssigt 10-15 pct., som forbruges eller afbrændes på platformene i forbindelse med produktionen.

I sidste års reserveopgørelse var reserverne for felterne Halfdan og Sif/Igor specificeret, da felterne blev vurderet som mere eller mindre adskilte. Det vurderes nu med stor sikkerhed, at der er tale om én stor, sammenhængende kulbrinteforekomst på flere niveauer, og fremover omtales de tre felter under ét som Halfdan feltet. Mod nord og øst indeholder feltet gas, primært beliggende på Danien niveau, mens feltets sydvestlige del primært indeholder olie beliggende på Maastrichtien niveau.

I forhold til Energistyrelsens reserveopgørelse for januar 2004 er der foretaget en række ændringer. Disse ændringer skyldes yderligere produktionserfaringer samt nye modeller af visse af felterne som følge af forbedret kendskab. De områder, hvor Energistyrelsen har foretaget væsentlige ændringer af reserverne, omtales i det følgende.

Igangværende og besluttet indvinding

I reserveopgørelsen for januar 2004 var der under kategorien planlagt indvinding medtaget bidrag for udbygning af Nord Jens området på Valdemar feltet og en etablering af vandbehandlingsanlæg på Harald platformen til Lulita produktionen. I juni 2004 blev udbygningsplanen for Valdemar godkendt, og indvindingen er derfor flyttet til nærværende kategori. I forbindelse med idriftsættelse af anlægget for Lulita feltet er reserverne medregnet i denne kategori.

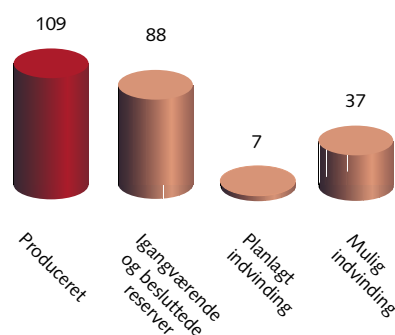
Reserverne på Cecilie er nedskrevet på grundlag af nye boreoplysninger og produktionserfaringer.

Reserverne på Dan er opskrevet som følge af produktionserfaringer og yderligere udbygning af den nordøstlige del af feltet ifølge en plan, der blev godkendt i februar 2005. Planen er nærmere beskrevet i afsnittet *Udbygning*.

Reserverne er opskrevet på Gorm feltet på grund af positive produktionserfaringer og yderligere udbygning af feltet ifølge en plan, der blev godkendt i foråret 2005. Planen er yderligere omtalt i afsnittet *Udbygning*.

Oliereserverne på Halfdan feltets sydlige del er opskrevet på grund af positive produktionserfaringer og yderligere udbygning af feltet, idet en plan for videre udbygning blev godkendt i juni 2004. Gasreserverne på Halfdans nordøstlige del (Sif delen) er nedskrevet på grund af produktionserfaringer.

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

fig. 7.4 Gasindvinding, mia. Nm³

tabel 7.1 Producerede mængder og reserver pr. 1. januar 2005

| | OLIE, mio. m ³ | | | | GAS, mia. Nm ³ | | | | |
|--|---------------------------|------------|-----|-----|--|------------|------------|----|----|
| | Endelig indvinding | | | | Endelig indvinding | | | | |
| | Produceret | Reserver | | | Produceret | Reserver | | | |
| Lav | | Forv. | Høj | Lav | | Forv. | Høj | | |
| Igangværende og besluttet indvinding: | | | | | Igangværende og besluttet indvinding: | | | | |
| Adda | - | 0 | 1 | 1 | Adda | - | 0 | 0 | 0 |
| Alma | - | 0 | 1 | 1 | Alma | - | 1 | 1 | 2 |
| Boje området | - | 1 | 1 | 1 | Boje området | - | 0 | 0 | 0 |
| Cecilie | 0 | 0 | 1 | 1 | Cecilie | - | - | - | - |
| Dagmar | 1 | 0 | 0 | 0 | Dagmar | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Dan | 76 | 32 | 67 | 120 | Dan | 20 | 4 | 10 | 19 |
| Elly | - | 1 | 1 | 1 | Elly | - | 4 | 4 | 4 |
| Gorm | 50 | 8 | 17 | 26 | Gorm | 6 | 1 | 2 | 3 |
| Halfdan | 17 | 36 | 78 | 141 | Halfdan | 4 | 8 | 15 | 32 |
| Harald | 7 | 1 | 1 | 2 | Harald | 17 | 4 | 6 | 8 |
| Kraka | 4 | 0 | 2 | 3 | Kraka | 1 | 1 | 1 | 2 |
| Lulita | 1 | 0 | 0 | 1 | Lulita | 0 | 0 | 0 | 1 |
| Nini | 2 | 1 | 2 | 3 | Nini | - | - | - | - |
| Regnar | 1 | 0 | 0 | 0 | Regnar | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Roar | 2 | 0 | 1 | 1 | Roar | 12 | 2 | 5 | 8 |
| Rolf | 4 | 0 | 0 | 1 | Rolf | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Siri | 9 | 1 | 2 | 3 | Siri | - | - | - | - |
| Skjold | 37 | 3 | 7 | 9 | Skjold | 3 | 0 | 1 | 1 |
| Svend | 5 | 1 | 1 | 1 | Svend | 1 | 0 | 0 | 0 |
| Syd Arne | 12 | * | 15 | * | Syd Arne | 3 | * | 6 | * |
| Tyra | 22 | 1 | 5 | 8 | Tyra | 37 | 19 | 23 | 27 |
| Tyra Sydøst | 1 | 3 | 4 | 5 | Tyra Sydøst | 2 | 5 | 10 | 13 |
| Valdemar | 3 | 4 | 6 | 8 | Valdemar | 1 | 2 | 4 | 5 |
| Sub total | 255 | 211 | | | Sub total | 109 | 88 | | |
| Planlagt indvinding | | | | | Planlagt indvinding | | | | |
| Amalie | - | * | 2 | 3 | Amalie | - | * | 3 | 5 |
| Freja | - | 1 | 1 | 2 | Freja | - | 0 | 0 | 0 |
| Dagmar | - | 0 | 1 | 1 | Dagmar | - | 0 | 0 | 0 |
| Valdemar | - | 2 | 4 | 6 | Valdemar | - | 2 | 3 | 6 |
| Sub total | | 8 | | | Sub total | | 7 | | |
| Mulig indvinding | | | | | Mulig indvinding | | | | |
| Prod. felter | - | 14 | 29 | 48 | Prod. felter | - | 11 | 27 | 46 |
| Øvr. felter | - | 0 | 1 | 2 | Øvr. felter | - | 0 | 0 | 0 |
| Fund | - | 12 | 20 | 33 | Fund | - | 4 | 11 | 20 |
| Sub total | | 49 | | | Sub total | | 37 | | |
| Total | 255 | 268 | | | Total | 109 | 132 | | |
| Januar 2004 | 232 | 277 | | | Januar 2004 | 100 | 136 | | |

* ikke beregnet

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

Planlagt indvinding

I december 2004 blev der indsendt planer for yderligere udbygning af Dagmar feltet og Bo området på Valdemar feltet. Planerne er under behandling i styrelsen, og de tilhørende reserver er derfor medtaget under nærværende kategori.

Planerne er yderligere omtalt i afsnittet *Udbygning*.

Mulig indvinding

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

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

Ved anvendelse af vandrette brønde vurderes der at være et yderligere indvindingspotentiale af henholdsvis olie fra Bo området i Valdemar feltet og gas fra den nordøstlige del af Halfdan feltet.

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

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

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

Reserverne i felterne Dan, Gorm, Skjold, Halfdan og Syd Arne vurderes at udgøre omkring 75 pct. af de samlede danske oliereserver. De resterende 25 pct. af reserverne er opgjort for mere end 30 felter og fund.

I gennemsnit for samtlige danske felter og fund udgør den forventede indvindingsgrad ca. 23 pct. På felter som Dan, Gorm og Skjold med gunstige indvindingsforhold forventes opnået en gennemsnitlig indvindingsgrad på ca. 37 pct. med anvendelse af blandt andet injektion af vand og gas. I opgørelsen indgår imidlertid også bidrag fra de relativt store olieforekomster i Tyra og Tyra Sydøst felterne, som grundet særligt vanskelige indvindingsforhold har relativt lave indvindingsgrader.

PRODUKTIONSPROGNOSE

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

5 års prognose

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

tabel 7.2 Olieproduktion, mio. m³

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|----------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Igangværende og besluttet | | | | | |
| Adda | - | - | - | - | - |
| Alma | - | - | - | - | 0,2 |
| Boje området | - | - | - | - | - |
| Cecilie | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 |
| Dagmar | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Dan | 6,1 | 5,6 | 5,2 | 4,9 | 4,5 |
| Elly | - | - | - | - | 0,1 |
| Gorm | 2,3 | 2,2 | 2,0 | 1,6 | 1,3 |
| Halfdan | 5,9 | 5,9 | 5,7 | 5,4 | 5,1 |
| Harald | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Kraka | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Lulita | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 |
| Nini | 1,3 | 0,4 | 0,2 | 0,1 | 0,1 |
| Regnar | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Roar | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 |
| Rolf | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 |
| Siri | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,2 | 0,2 |
| Skjold | 1,2 | 1,0 | 0,8 | 0,7 | 0,6 |
| Svend | 0,2 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Syd Arne | 1,9 | 1,6 | 1,5 | 1,3 | 1,2 |
| Tyra | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,3 |
| Tyra Sydøst | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,2 |
| Valdemar | 0,4 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,7 |
| I alt | 22,0 | 19,6 | 17,9 | 16,2 | 14,9 |
| Planlagt | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,9 | 0,8 |
| Planlagt forløb | 22,1 | 19,8 | 18,3 | 17,2 | 15,7 |
| Muligt | - | - | 1,7 | 2,9 | 3,3 |
| Muligt forløb | 22,1 | 19,8 | 20,0 | 20,1 | 19,0 |

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

Den forventede olieproduktion fremgår af tabel 7.2. Prognosen inklusive planlagt indvinding betegnes det planlagte forløb, mens prognosen inklusive mulig indvinding benævnes det mulige forløb. Den seneste produktion samt det planlagte og mulige forløb er vist på figur 7.5.

For 2005 forventes olieproduktionen at blive 22,1 mio. m³ svarende til ca. 381.000 tønder olie pr. dag. Prognosen for både det planlagte og mulige forløb har en aftagende tendens. Dog er prognosen for det mulige forløb næsten konstant for perioden 2006 til 2009.

Det planlagte forløb

I forhold til det planlagte forløb, som blev bragt sidste år, er den forventede produktion ændret. Ændringerne af forventningerne til produktionen er en nedskrivning for årene 2005 og 2006 samt en opskrivning for årene 2008 og 2009.

Nedskrivningen af den forventede produktion for 2005 og 2006 skyldes hovedsagelig en nedskrivning af produktionen på felterne Cecilie og Syd Arne, mens opskrivningen for årene 2008 og 2009 overvejende skyldes en opskrivning af produktionen på felterne Dan, Gorm og Halfdan.

Væsentlige ændringer af produktionsforventningerne omtales i det følgende.

Forventningen til produktionen fra Dan er justeret i henhold til de seneste produktionserfaringer og indeholder bidrag fra yderligere udbygning af den nordøstlige del af feltet.

Energistyrelsen godkendte i foråret 2005 en udsættelse af idriftsættelsestidspunktet for Boje området til den 1. januar 2011, og den forventede produktion er korrigeret i overensstemmelse hermed.

For Cecilie feltet er forventningerne til produktionen i prognoseperioden nedskrevet på grundlag af nye boreoplysninger og produktionserfaringer.

På felterne Gorm og Halfdan er produktionen justeret i henhold til de seneste produktionserfaringer og indeholder bidrag fra yderligere udbygning af felterne.

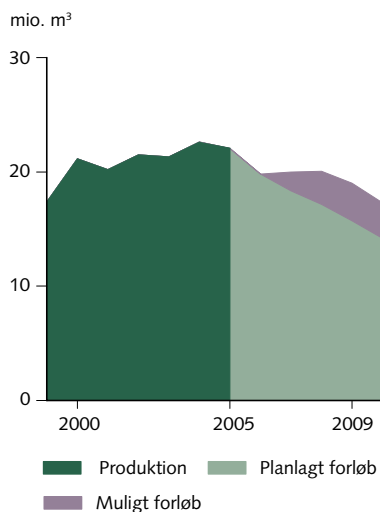
Dan og Halfdan forventes i prognoseperioden at være de felter, der har den største produktion med en andel af den samlede produktion i det planlagte forløb på i gennemsnit 58 pct.

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

På Valdemar er produktionen justeret i henhold til de seneste produktionserfaringer og indeholder bidrag fra yderligere udbygning af Nord Jens området.

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

fig. 7.5 Produktion og prognoser for perioden 2000-2009



Det mulige forløb

I tabel 7.2 er medtaget bidrag fra kategorien mulig indvinding.

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

Prognosen for det mulige forløb har en aftagende tendens med en gennemsnitlig årlig olieproduktion i prognoseperioden på 20,2 mio. m³ svarende til ca. 348.000 tønder olie pr. dag.

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

I forhold til det mulige forløb, som blev bragt sidste år, er den forventede produktion nedskrevet med i gennemsnit 12 pct. i prognoseperioden. Dette skyldes hovedsagelig, at dele af produktionen i kategorien mulig indvinding i sidste års prognose forventes at blive realiseret senere end forudsat sidste år.

Forventningen til produktion af naturgas er vist på figur 7.6. I prognosen er medregnet naturgasproduktion som følge af nye eksportkontrakter gennem rørdelingen fra Tyra Vest via NOGAT ledningen til Holland. Yderligere kondensatproduktion som følge af den øgede gasproduktion til de nye kontrakter er medtaget i produktionsprognosen i tabel 7.2.

20 års prognose

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

Det planlagte og mulige forløb

Prognosen for både det planlagte og mulige forløb er aftagende, se figur 7.7.

Produktionen for det mulige forløb forventes i midten af prognoseperioden at udgøre omkring 50 pct. af produktionsskønnet for 2005. Der forventes således et kraftigt fald i olieproduktionen ifølge prognosen. Dette fald kan muligvis opbremses af den teknologiske udvikling og eventuelle nye fund som følge af efterforskningsaktiviteterne.

Produktion af naturgas

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

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

I 1997 blev der endvidere indgået aftale om køb af gassen fra Syd Arne feltet mellem Amerada Hess-gruppen og DONG Naturgas A/S, og i 1998 blev der ind-

fig. 7.6 Produktion af naturgas fordelt på behandlingscentre og skønnet fremtidigt salg af naturgas

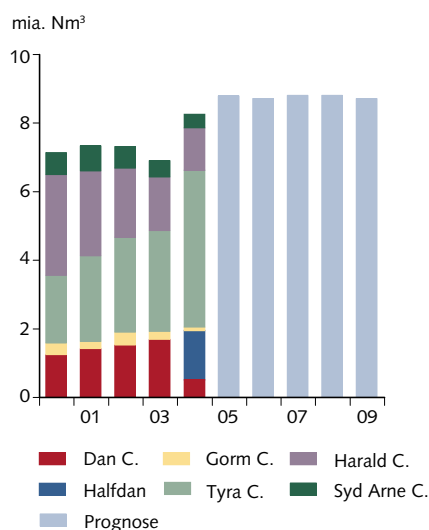
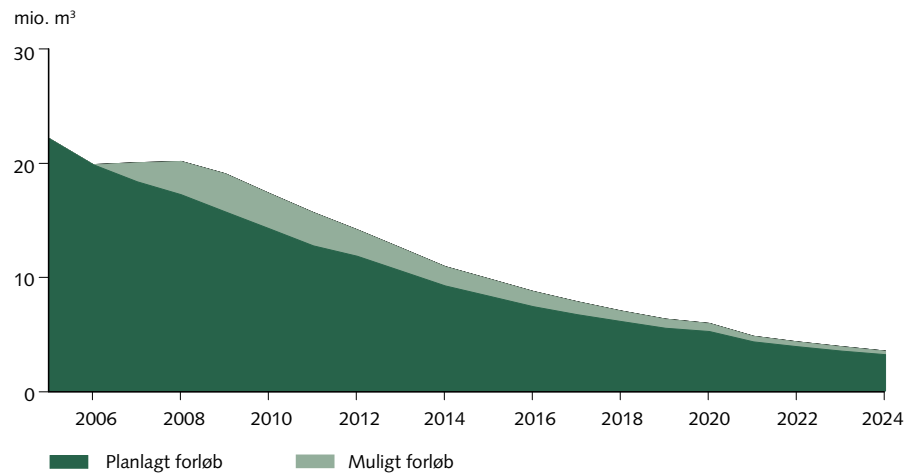


fig. 7.7 Produktionsprognoser for perioden 2005-2024



gået kontrakt med DONG Naturgas A/S om leverance af DONG-gruppens andel af gassen fra Lulita feltet. Endvidere er der medregnet naturgasproduktion som følge af nye eksportkontrakter gennem rørledningen fra Tyra Vest via NOGAT ledningen til Holland.

Energistyrelsens prognose for det mulige forløb er blandt andet baseret på, at kontrakterne med DUC omfatter en samlet mængde på omkring 170 mia. Nm³ frem til år 2020. Desuden indgår der omkring 8 mia. Nm³ i det mulige forløb fra Syd Arne.

RESSOURCER

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

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

Potentiale for teknologisk udvikling

Der vil i samfundet generelt og indenfor oliebranchen specifikt kunne forventes en løbende teknologisk udvikling. Indenfor oliebranchen forventes der at ske en videreudvikling og billiggørelse af eksisterende teknikker samt udvikling af ny teknik, som kan føre til en øget produktion. Indenfor andre brancher kan der endvidere ske en teknologisk udvikling, hvorefter den ny teknologi kan finde anvendelse i oliebranchen.

Der vil også i samfundet generelt finde en teknologisk udvikling sted, som kan finde anvendelse indenfor oliebranchen. Et eksempel herpå er udviklingen af stadig større computere og mere intelligent udstyr.

Den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie i reserveopgørelsen er 23 pct., og som supplement til reserveopgørelsen er der estimeret et teknologibidrag, som svarer til en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad med omkring 5 procentpoint svarende til godt 100 mio. m³ olie. Det skal understreges, at en antagelse om en forøgelse af den gennemsnitlige indvindingsgrad for olie med omkring 5 procentpoint er baseret på en vurdering af den historiske udvikling, idet det ikke er muligt at forudse, hvilke nye teknikker der vil bidrage til yderligere produktion samt at estimere, hvor meget disse teknikker vil bidrage til produktionen.

I forbindelse med olie, indvundet ved anvendelse af ny teknologi, vil der være en medfølgende gasproduktion. Størrelsen af denne gasmængde er meget usikker, men er sandsynligvis af mindre betydning. Det er derfor forudsat, at den anvendes som brændstof i forbindelse med indvindingen af olien.

For indvinding fra gasfelter kan det nævnes, at indvinding fra tynde gaszoner, som for eksempel på den nordøstlige del af Halfdan feltet, kun er økonomisk mulig ved anvendelse af vandrette brønde.

Det må forventes, at der også i fremtiden sker en teknologiudvikling for indvinding af gas. Eksempelvis vil der ske en yderligere effektivisering af indvindingen fra tynde gaszoner ved hjælp af vandrette brønde.

Som supplement til reserveopgørelsen er der for gasfelter estimeret et teknologibidrag på omkring 15 mia. Nm³ gas. Bidraget svarer næsten til den samlede indvinding fra Roar feltet.

Efterforskningspotentiale

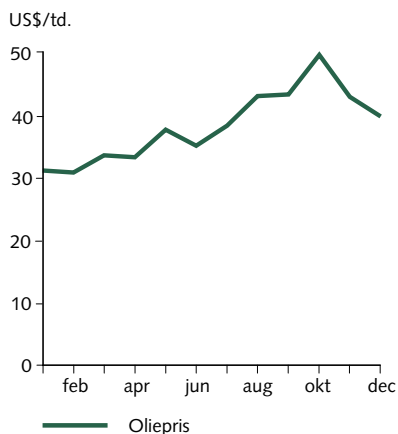
I forbindelse med 6. udbudsrunde har Energistyrelsen lavet en opgørelse over kulbrinteressourcerne i endnu ikke-anborede strukturer, det såkaldte efterforskningspotentiale.

Opgørelsen over de prospektive ressourcer er udelukkende foretaget for Central Graven i den danske sektor samt for Siri kanalen. Dette skyldes, at områderne dækker samtlige producerende felter og kommercielle fund i det danske område. De to områder er desuden dele af det samme kulbrintesystem, hvor kulbrinterne hovedsagelig er dannet ud fra lersten fra Farsund Formationen af Jura alder. Det er valgt at afgrænse opgørelsen til den danske del af Central Graven og Siri kanalen, idet kulbrintepotentialet for resten af Danmark er vanskeligt at vurdere og derfor meget usikkert.

Efterforskningspotentialet er medio 2003 vurderet til 205 mio. m³ olie og 152 mia. Nm³ gas. Rapporten "Danmarks olie- og gasproduktion 2003" indeholder en beskrivelse af opgørelsen og af den systematik, der er anvendt.

8. ØKONOMI

fig. 8.1 Olieprisen udvikling i 2004



Olie- og gasproduktionen har på flere måder en positiv betydning for den danske økonomi. Danmark er blevet selvforsynende med energi gennem indvindingen af kulbrinter. Derudover giver produktionen af olie og gas et samfundsøkonomisk overskud. Overskuddet kommer olie- og gassektoren til gode, og samtidig opnår staten en andel af overskuddet gennem beskatning og deltagelse i olie- og gasproduktionen.

PRISER PÅ RÅOLIE OG DOLLARKURS

Værdien af den producerede danske olie og gas påvirkes især af udviklingen i den internationale pris på råolie og dollarkursen.

Den gennemsnitlige notering for en tønde Brent-råolie i 2004 var 38,2 US\$. Dette er en væsentlig højere oliepris i forhold til 2003, hvor den gennemsnitlige notering var 28,8 US\$ pr. tønde.

Olieprisen udvikling i 2004 ses af figur 8.1, mens den historiske udvikling i olieprisen ses i *Bilag C*.

I 2004 var den gennemsnitlige dollarkurs ca. 6 kroner pr. dollar, hvilket er lavere end gennemsnittet for 2003, se *Bilag C*.

VÆRDIEN AF OLIE- OG GASPRODUKTIONEN

Værdien af den danske olie- og gasproduktion i alt kan i 2004 opgøres til ca. 39 mia. kr., hvilket er en stigning på 27 pct. i forhold til niveauet i 2003. Det høje produktionsværdi i 2004 skyldes den relativt høje oliepris i 2004. I forhold til 2003 er der desuden sket et mindre stigning i produktionen, jf. afsnittet *Produktion*, men samtidig har der været et mindre fald i dollarkursen.

De foreløbige tal for 2004 viser, at olieproduktionen havde en værdi på 32,6 mia. kr. og gassen en værdi på 6,3 mia. kr. I figur 3.1 i afsnittet *Produktion* ses, hvordan produktionen i 2004 fordeler sig på de 10 producerende selskaber.

Den fremtidige udvikling i produktionsværdien er fortrinsvis påvirket af omfanget af produktion, udviklingen i dollarkursen og endelig de fremtidige priser på olie og gas. Energistyrelsen udarbejder på baggrund af de kendte og mulige reserver en produktionsprognose for den fremtidige udvikling i produktionen. Det er vanskeligt at forudsige udviklingen i dollarkursen og olieprisen, og der vil derfor være et betydeligt omfang af usikkerhed i en fremskrivning af udviklingen i produktionsværdien.

SELVFORSYNINGSGRADER

Produktionen af olie og gas har bevirket, at Danmark siden 1997 har været selvforsynende med energi. I 2004 var den samlede produktion af olie, gas og vedvarende energi 53 pct. større end det samlede energiforbrug. Dette er en stigning i forhold til året før, hvor produktionen oversteg forbruget med 41 pct. Olie- og gasproduktionen var i 2004 38 pct. større end det samlede energiforbrug og 111 pct. større end det samlede forbrug af olie og gas.

Tabel 8.1 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i selvforsyningsgrader i de kommende 5 år. Forløb A og B viser forholdet mellem den danske olie- og

gasproduktion og henholdsvis det samlede danske forbrug af olie og gas og det samlede energiforbrug. Forløb C viser den forventede udvikling i forholdet mellem produktionen af olie, gas samt vedvarende energi og det samlede energiforbrug i Danmark.

Som tabellen viser, forventer Energistyrelsen, at Danmark også i de kommende 5 år vil være selvforsynende med energi.

PRODUKTIONENS BETYDNING FOR DANSK ØKONOMI

Samtidig med at olie- og gasproduktionen betyder, at Danmark bliver selvforsynende med energi, påvirkes den danske økonomi positivt på to andre områder. Olie- og gasaktiviteterne har dels en positiv betydning på handelsbalancen dels en gavnlig effekt på betalingsbalancens løbende poster.

Handelsbalancen for olie og gas

Siden 1995 har Danmark haft overskud på handelsbalancen for olie og gas. Handelsbalancen viser forskellen mellem værdien af den samlede import og eksport af olie og gas.

I 2004 er overskuddet på handelsbalancen opgjort til godt 19 mia. kr. Dette er en betydelig stigning i forhold til 2003, hvor det tilsvarende overskud blev opgjort til godt 15 mia. kr. Stigningen kan til dels forklares med det relativt høje niveau for olieprisen.

Betalingsbalanceeffekten

En del af den producerede olie og gas finder anvendelse i Danmark og fortrænger en ellers nødvendig import af energi, mens en anden del af produktionen eksporteres.

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

Tabel 8.1 Selvforsyningsgrader

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|
| Produktion i PJ | | | | | |
| Råolie | 803 | 721 | 728 | 731 | 692 |
| Gas | 376 | 377 | 380 | 387 | 392 |
| Vedv. energi | 141 | 141 | 142 | 148 | 141 |
| Energiforbrug i PJ | | | | | |
| Total | 850 | 852 | 860 | 877 | 884 |
| Selvforsyningsgrader i pct. | | | | | |
| A | 217 | 200 | 200 | 196 | 179 |
| B | 139 | 129 | 129 | 127 | 123 |
| C | 155 | 145 | 145 | 144 | 139 |

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

Disse beregninger udføres for både et lavt, et mellem og et højt olieprisforløb på henholdsvis 20, 30 og 40 US\$ pr. tønde og med en dollarkurs på 5,8 kr. pr. US\$. Beregningerne for de forskellige prisforløb illustrerer, hvor følsom økonomien er overfor ændringer i olieprisen.

Værdien af de forskellige poster i beregningen af olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt for prisforløbet på 30 US\$ er vist i tabel 8.2. Nederst i tabellen vises endvidere den beregnede effekt på betalingsbalancens løbende poster for henholdsvis det lave prisforløb på 20 US\$ og det høje prisforløb på 40 US\$.

Den øverste del af tabellen viser den samfundsøkonomiske produktionsværdi, og denne defineres som summen af produktionsværdien for olie og gas. Herefter fratrækkes importindholdet i de forventede udgifter. Effekten på betalingsbalancens løbende poster fremkommer ved herefter at fratrække udbytte- og rentebetalingen til udlandet.

Ved en oliepris på 30 US\$ pr. tønde skønnes olie- og gasaktiviteternes effekt på betalingsbalancens løbende poster i perioden 2005-2009 at ligge på mellem 20 og 22 mia. kr. Det lave og det høje prisforløb viser, at olieprisen har stor indflydelse på olie- og gasaktiviteternes effekt på dansk økonomi.

Statens indtægter

Statens udbytte fra indvindingen af olie og gas i Nordsøen kan opdeles i to indtægtskilder. For det første har staten en række direkte indtægter fra forskellige skatter og afgifter: *selskabsskat, kulbrinteskate, produktionsafgift, overskudsdeling, olieferledningsafgift og dispensationsafgift*. For det andet deltager DONG E&P A/S i visse dele af olie- og gasaktiviteterne, og herigennem opnår staten indirekte en indtægt.

Størstedelen af statens indtægter kommer fra selskabsskatten. Statens samlede indtægter fra kulbrinteindvindingen i Nordsøen beløber sig til ca. 97,8 mia. kr. i 2004-priser i perioden 1962 – 2004. Heraf kommer 55,5 pct. fra selskabsskat, 24,6 pct. fra produktionsafgift, 12,5 pct. fra røledningsafgift, 2,4 pct. fra kulbrinteskate og 5,0 pct. fra overskudsdeling. Til sammenligning var den tilsvarende akkumulerede produktionsværdi 377,4 mia. kr. i samme periode, mens den akkumulerede værdi af rettighedshavernes udgifter til efterforskning, udbygning og drift var 184,7 mia. kr.

Aftalen af den 29. september 2003 mellem regeringen og A.P. Møller-Mærsk betyder, at skattelovgivningen gældende fra den 1. januar 2004 er ændret. Disse ændringer får betydning for statens fremtidige indtægter fra olie- og gasindvindingen. Hovedelementerne i aftalen er beskrevet på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk.

Tabel 8.2 Olie- og gasaktiviteternes betalingsbalanceeffekt, mia. kr., 2004-priser, Mellem prisforløb (30 US\$/td.)

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|---|------|------|------|------|------|
| Samf. økonomisk produktionsværdi | 31 | 28 | 28 | 28 | 27 |
| Importindhold | 3 | 2 | 2 | 1 | 1 |
| Vare- og tjenestebalancen | 28 | 26 | 27 | 27 | 26 |
| Renter og Udbytter | 6 | 5 | 6 | 6 | 6 |
| Betalingsbal.løbende poster | 22 | 21 | 21 | 21 | 20 |
| Betalingsbal.løbende poster, lavt prisforløb (20 US\$/td.) | 15 | 15 | 16 | 15 | 15 |
| Betalingsbal.løbende poster, højt prisforløb (40 US\$/td.) | 29 | 27 | 28 | 28 | 27 |

Boks 8.1 Statens indtægtskilder fra olie- og gasindvindingen i Nordsøen

Skatter og afgifter sikrer staten en indtægt fra produktionen af olie og gas. Told- og Skattestyrelsen administrerer opkrævningen af selskabs- og kulbrinteskatten, mens Energistyrelsen tager sig af overskudsdeling, 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 2004. Pr. 1. januar 2004 er der sket ændringer i regelgrundlaget. Disse ændringer er i hovedtræk beskrevet i bilag D, mens detaljerede oplysninger findes på Energistyrelsens hjemmeside.

Selskabsskat

Selskabsskatten er statens vigtigste indtægtskilde på olie- og gasområdet. De første indtægter fra selskabsskatten kom først i begyndelsen af 1980'erne. Dette skyldes blandt andet, at olie- og gasaktiviteter kræver forholdsvis store investeringer, som kan fratrækkes i form af afskrivninger over en længere årrække.

Kulbrinteskatt

Skatten blev indført i 1982 med det formål at beskatte ekstraordinært høje fortjenester, for eksempel som følge af høje oliepriser. Hidtil er der betalt kulbrinteskatt i nogle få år i første halvdel af 1980'erne samt siden 2002. De relativt høje oliepriser siden slutningen af 90'erne samt en stigende olieproduktion på dansk område har sammen med aftagende investeringer i felter med overskud medført, at tidligere års fremførte underskud i den kulbrinteskattepligtige indkomst langsomt blev reduceret og ikke længere kunne opveje overskuddene i felterne. Kulbrinteskatteloven er pr. 1. januar 2004 ændret med virkning for Eneretsbevillingen samt tilladelser meddelt efter 1. januar 2004, se bilag D.

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. Rettighedshaveren til Lulita-delen af tilladelse 7/86 og 1/90 betaler en produktionsafgift, som er afhængig af produktionens størrelse for deres andel af feltet. Med virkning fra 1. januar 2004 indgår der ikke længere vilkår om betaling af produktionsafgift i Eneretsbevillingen.

Overskudsdeling

Med virkning fra 1. januar 2004 og frem til 8. juli 2012 betaler bevillingshaverne og deres partnere i Eneretsbevillingen 20 pct. af grundlaget for selskabsskatten fratrukket nettorenteudgifter.

Olierørledningsafgift

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

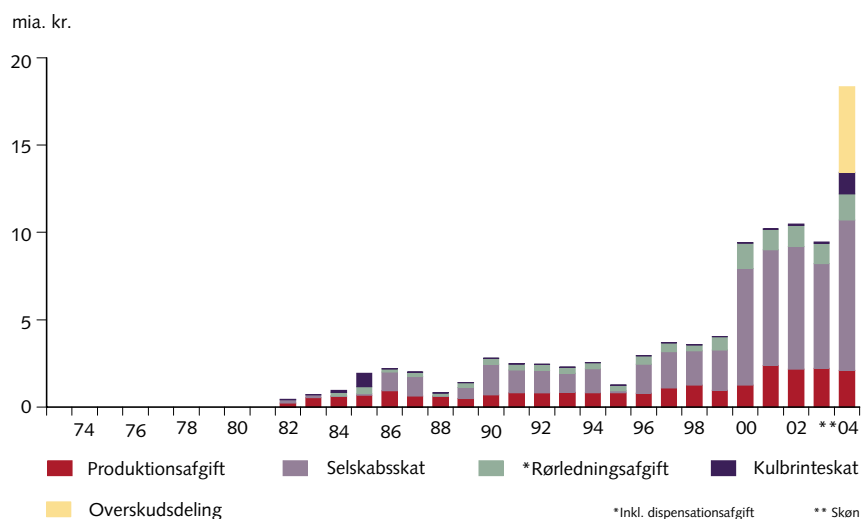
Dispensationsafgift

Ved en undtagelse fra pligten til at tilslutte sig og transportere olie i rørledningen fastsættes vilkår om, at der skal betales en afgift til staten på 5 pct. af råolie- og kondensatværdien. Indtil videre er det fra felterne Syd Arne, Siri, Nini og Cecilie, der betales dispensationsafgift.

DONG Efterforskning & Produktion 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 gældende skatter og afgifter til staten. Derudover er DONG E&P A/S 100 pct. statsejet, og selskabets økonomiske resultat afspejler værdien af denne statsejendel. I 2004 har DONG E&P A/S et underskud på 49 mio. kr. Statens fortjeneste på ejerskabet af DONG E&P A/S består dels af udbetalingen af udbytte, dels af stigende værdi af selskabets aktier.

fig. 8.2 Udviklingen i statens samlede indtægter ved olie- og gasindvinding 1972-2004, mia. kr., 2004 -priser



Boks 8.1 og bilag D indeholder endvidere en kort uddybning af grundlaget for statens indtægter fra skatter og afgifter på indvindingen af olie og gas.

Figur 8.2 viser udviklingen i de samlede skatteindtægter fordelt på de forskellige skatter og afgifter. Det ses, at der fra 2000 er sket en væsentlig forøgelse af statens indtægter fra kulbrinteindvindingen i Nordsøen. Det skyldes den positive udvikling i produktionen kombineret med høje oliepriser. Tabel 8.3 viser, at statens indtægter fra kulbrinteindvindingen var 18,3 mia. kr. i 2004, mens indtægterne i perioden 2000-2003 har været på knap 10 mia. kr. årligt. Det høje indtægtsniveau i 2004 skyldes dels den høje oliepris, dels at der for Eneretsbevillingens vedkommende både er indbetalt produktionsafgift for 2003 samt overskudsdeling for 2004.

De seneste fem år har staten modtaget indtægter fra andre selskaber end selskaberne i DUC. Dette er de selskaber, som har andel i Siri feltet (tilladelse 6/95), Syd Arne feltet (tilladelse 7/89) samt Lulita-delen af tilladelse 7/86 og 1/90. På Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk findes en oversigt over de selskaber, der indgår i de enkelte tilladelser.

Skatteministeriet har til illustration for de kommende 5 år beregnet, at statens samlede indtægter med et olieprisforløb på 20 US\$ pr. tønne vil være 4,9 mia. kr. i 2005 for derefter at falde til omkring 4,2 mia. kr. i 2009. Et olieprisforløb på 40 US\$ er beregnet til at medføre indtægter til staten på 17,1 mia. kr. i 2005 faldende til knap 15,8 mia. kr. i 2009, se tabel 8.4.

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

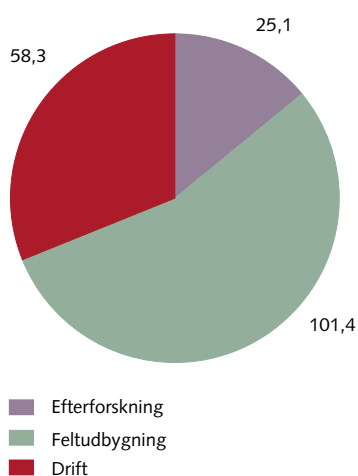
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004* |
|-------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|
| Kulbrinteskatt | - | - | 65 | 64 | 1.251 |
| Selskabsskat | 6.170 | 6.273 | 6.794 | 5.943 | 8.598 |
| Produktionsafgift | 1.153 | 2.247 | 2.110 | 2.181 | 2.104 |
| Olierørledningsafgift** | 1.372 | 1.114 | 1.169 | 1.144 | 1.496 |
| Overskudsdeling | - | - | - | - | 4.890 |
| I alt | 8.695 | 9.634 | 10.138 | 9.331 | 18.339 |

* Skøn

** Inkl. 5 pct. dispensationsafgift

Anm. Finanslovens periodisering (indbetalingsår)

fig. 8.3 Rettighedshavernes udgifter i perioden 1963-2004, mia. kr., 2004-priser



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

Beregninger af statens fremtidige indtægter fra Nordsøen forudsætter blandt andet, at olieselskaberne i gennemsnit handler til den forudsatte oliepris. I den sammenhæng bør det bemærkes, at nogen olieselskaber vil prissikre en del af deres produktion for at sikre sig en vis prisstabilitet. I tilfælde hvor olieprisen stiger, kan det indebære, at olien handles til priser under markedsprisen og omvendt, når olieprisen falder.

RETTIGHEDSHAVERNES ØKONOMISKE FORHOLD

Figur 8.3 viser fordelingen af rettighedshavernes udgifter i perioden 1963 til 2004. Det fremgår, at rettighedshavernes udgifter til efterforskning, feltudbygning og drift (inkl. transport) af producerende felter er opgjort til henholdsvis 25,1 mia. kr., 101,4 mia. kr. og 58,3 mia. kr.

Efterforskningsudgifter

I 2004 var de samlede efterforskningsudgifter 0,3 mia. kr., hvilket er betydelig lavere end i 2003, hvor efterforskningsaktiviteten beløb sig til godt 0,8 mia. kr. Til sammenligning var de gennemsnitlige udgifter til efterforskning i perioden 1995-2004 0,6 mia. kr. i løbende priser.

I perioden 2005 og 2006 er det Energistyrelsens forventning, at udgiftsniveauet til efterforskning vil stige. Dette hænger sammen med åbningen af den 6. udbudsrunde i foråret 2005, som forventes at påvirke efterforskningsaktiviteten positivt.

tabel 8.4 Statens indtægter fra olie- og gasindvinding 2005-09, mia. kr., 2004-priser*

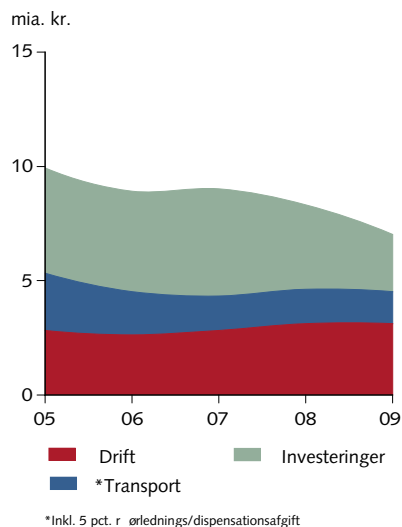
| | | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|-------------------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Selskabsskat | 40 US\$/td | 7,0 | 6,2 | 6,3 | 6,3 | 6,0 |
| | 30 US\$/td | 4,6 | 4,0 | 4,1 | 4,1 | 3,9 |
| | 20 US\$/td | 2,3 | 2,0 | 1,5 | 1,9 | 1,9 |
| Kulbrinteskate | 40 US\$/td | 3,5 | 3,2 | 3,8 | 4,0 | 3,7 |
| | 30 US\$/td | 1,4 | 1,2 | 1,7 | 1,9 | 1,7 |
| | 20 US\$/td | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Overskudsdeling | 40 US\$/td | 5,1 | 4,8 | 4,9 | 4,9 | 4,7 |
| | 30 US\$/td | 3,5 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,2 |
| | 20 US\$/td | 1,9 | 1,8 | 1,4 | 1,7 | 1,7 |
| Produktionsafgift | 40 US\$/td | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | 30 US\$/td | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | 20 US\$/td | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Olierørledningsafgift** | 40 US\$/td | 1,5 | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,3 |
| | 30 US\$/td | 1,1 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| | 20 US\$/td | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| Total | 40 US\$/td | 17,1 | 15,5 | 16,3 | 16,5 | 15,8 |
| | 30 US\$/td | 10,6 | 9,5 | 10,1 | 10,3 | 9,8 |
| | 20 US\$/td | 4,9 | 4,4 | 3,5 | 4,3 | 4,2 |

* Finanslovens periodisering (indbetalt i året)

**Inkl. 5 pct. dispensationsafgift

Anm. Beregningerne forudsætter en selskabsskat på 30 pct.

fig. 8.4 Investeringer i felt er samt udgifter til drift og olietransport, 2004-priser



Udbygningsinvesteringer

Figur 8.3 viser, at investeringer i feltudbygninger udgør størstedelen af rettighedshavernes samlede udgifter i perioden 1963-2004. Udbygningsaktiviteten i 2004 var lavere end i 2003. De samlede investeringer i feltudbygninger i 2004 er foreløbigt opgjort til ca. 5 mia. kr.

DUC-selskabernes andel af de samlede investeringer til feltudbygning var i 2004 ca. 59 pct., mens DUC-selskabernes andel af den samlede produktion beløb sig til ca. 80 pct.

Halfdan, Dan og Syd Arne felterne sammen med NOGAT rørledningen tegner sig for mere end 66 pct. af de samlede investeringer i udbygninger i 2004. Den fortsatte udbygning af Halfdan feltet udgør den største investering i 2004 og omfatter blandt andet installation af et nyt behandlingsanlæg samt boring af yderligere seks brønde, se afsnittet *Udbygning*.

Energistyrelsens skøn for fremtidige investeringer i feltudbygninger omfatter igangværende, besluttede, planlagte samt mulige investeringer. Skønnet for mulige investeringer i feltudbygninger er baseret på Energistyrelsens vurdering af potentialet for yderligere produktion udover den produktion, der allerede er fremlagt udbygningsplaner for, se afsnittet *Reserver*.

Tabel 8.6. viser Energistyrelsens forventninger til investeringer i feltudbygninger i perioden 2005 til 2009. I forhold til Energistyrelsens skøn pr. 1. januar 2004 er de forventede investeringer i feltudbygninger i 2005 opskrevet, hvilket overvejende

Tabel 8.5 Investeringer i feltudbygninger i perioden 2000-2004 mio. kr., løbende priser

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004* |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Cecilie | - | - | 223 | 660 | 307 |
| Dan | 403 | 367 | 437 | 943 | 754 |
| Gorm | 12 | 240 | 242 | 107 | 108 |
| Halfdan | 886 | 1.518 | 2.412 | 1.779 | 1.141 |
| Harald | 175 | (1) | 0 | 4 | 22 |
| Kraka | 0 | 61 | 3 | - | 2 |
| Nini | - | - | 285 | 1.288 | 317 |
| Roar | 17 | - | - | - | - |
| Rolf | 0 | - | - | 37 | 4 |
| Siri | 53 | 176 | 111 | 406 | 337 |
| Skjold | 404 | 89 | 5 | 77 | 6 |
| Svend | - | 115 | 223 | - | - |
| Syd Arne | 761 | 578 | 849 | 764 | 784 |
| Tyra | 330 | 198 | 85 | 305 | 438 |
| Tyra Sydøst | 2 | 357 | 569 | 82 | 105 |
| Valdemar | 60 | 316 | (1) | 200 | 52 |
| NOGAT rørledning | - | - | - | 299 | 664 |
| Diverse | 50 | 111 | 218 | 248 | 14 |
| I alt | 3.153 | 4.123 | 5.661 | 7.197 | 5.056 |

* Skøn

skyldes yderligere investeringer på Dan, Halfdan og Gorm felterne. I 2006 er de forventede investeringer nedskrevet i forhold til den 1. januar 2004, hvilket forklares ved en nedskrivning i kategorien *mulig*. For resten af perioden er de forventede investeringer stort set uændret, se afsnittet *Reserver*.

Udgifter til drift, administration og transport

Udgifterne til drift og administration er i 2004 foreløbig opgjort til 2,8 mia. kr., hvilket er et mindre fald i forhold til 2003.

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

Figur 8.4 viser Energistyrelsens forventninger til udviklingen i drifts- og transportudgifterne i de kommende år.

Tabel 8.6 Investeringer i udbygningsprojekter, mia. kr., 2004-priser

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|----------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Igangværende og besluttet | | | | | |
| Adda | - | - | - | 0,4 | 0,1 |
| Alma | - | - | 0,4 | 0,1 | - |
| Cecilie | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Dagmar | - | - | - | - | - |
| Dan | 1,4 | 0,3 | - | - | - |
| Elly | - | 0,0 | 0,4 | 0,2 | - |
| Gorm | 0,4 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | - |
| Halfdan | 0,8 | - | - | - | - |
| Harald | 0,0 | - | - | - | - |
| Kraka | - | - | - | - | - |
| Lulita | - | - | - | - | - |
| Nini | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Regnar | - | - | - | - | - |
| Roar | - | - | - | - | - |
| Rolf | - | - | - | - | - |
| Siri | - | - | - | - | - |
| Skjold | - | - | - | - | - |
| Svend | - | - | - | - | - |
| Syd Arne | 0,2 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Tyra | 0,3 | 0,2 | 0,2 | - | - |
| Tyra SØ | 0,1 | 0,0 | 0,1 | - | - |
| Valdemar | 0,6 | 0,7 | 0,3 | - | - |
| I alt | 3,9 | 1,5 | 1,5 | 0,8 | 0,2 |
| Planlagt | 0,1 | 0,7 | 0,7 | 0,2 | 0,1 |
| Mulig | 0,6 | 2,2 | 2,5 | 2,7 | 2,3 |
| Forventet | 4,6 | 4,4 | 4,7 | 3,7 | 2,5 |

PRODUCEREDE OG INJICEREDE MÆNGDER

OLIE tusinde kubikmeter

Produktion og salg

| | 1972-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|----------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Dan | 21.862 | 3.713 | 3.799 | 3.858 | 4.767 | 5.745 | 6.599 | 6.879 | 6.326 | 5.929 | 6.139 | 75.616 |
| Gorm | 22.267 | 2.494 | 2.879 | 3.045 | 2.865 | 3.384 | 3.110 | 2.180 | 2.887 | 2.838 | 2.469 | 50.420 |
| Skjold | 19.257 | 1.979 | 2.023 | 2.011 | 1.896 | 1.825 | 1.975 | 1.354 | 1.659 | 1.532 | 1.443 | 36.954 |
| Tyra | 11.356 | 1.631 | 1.447 | 1.263 | 931 | 892 | 1.000 | 872 | 801 | 918 | 723 | 21.834 |
| Rolf | 3.028 | 216 | 218 | 96 | 92 | 77 | 83 | 51 | 51 | 104 | 107 | 4.124 |
| Kraka | 1.230 | 469 | 340 | 315 | 314 | 404 | 350 | 253 | 157 | 139 | 199 | 4.169 |
| Dagmar | 881 | 35 | 23 | 17 | 13 | 10 | 8 | 4 | 6 | 7 | 2 | 1.005 |
| Regnar | 574 | 86 | 41 | 27 | 43 | 29 | 14 | 33 | 18 | 19 | 19 | 904 |
| Valdemar | 357 | 165 | 161 | 159 | 95 | 86 | 77 | 181 | 353 | 435 | 491 | 2.561 |
| Roar | - | - | 319 | 427 | 327 | 259 | 285 | 317 | 175 | 121 | 98 | 2.329 |
| Svend | - | - | 836 | 1.356 | 635 | 521 | 576 | 397 | 457 | 280 | 326 | 5.382 |
| Harald | - | - | - | 794 | 1.690 | 1.332 | 1.081 | 866 | 578 | 425 | 314 | 7.081 |
| Lulita | - | - | - | - | 143 | 224 | 179 | 66 | 24 | 20 | 19 | 675 |
| Halfdan | - | - | - | - | - | 222 | 1.120 | 2.965 | 3.718 | 4.352 | 4.947 | 17.324 |
| Siri | - | - | - | - | - | 1.593 | 2.118 | 1.761 | 1.487 | 925 | 693 | 8.576 |
| Syd Arne | - | - | - | - | - | 757 | 2.558 | 2.031 | 2.313 | 2.383 | 2.257 | 12.299 |
| Tyra SØ | - | - | - | - | - | - | - | - | 493 | 343 | 580 | 1.415 |
| Cecilie | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 166 | 310 | 476 |
| Nini | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 391 | 1.477 | 1.869 |
| I alt | 80.812 | 10.788 | 12.087 | 13.367 | 13.810 | 17.362 | 21.134 | 20.207 | 21.505 | 21.327 | 22.614 | 255.012 |

Produktion

GAS millioner Normalkubikmeter

| | 1972-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|----------|---------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Dan | 8.682 | 1.331 | 1.249 | 1.116 | 1.343 | 1.410 | 1.186 | 1.049 | 945 | 786 | 764 | 19.863 |
| Gorm | 9.645 | 761 | 674 | 609 | 633 | 537 | 426 | 306 | 480 | 339 | 216 | 14.625 |
| Skjold | 1.713 | 188 | 160 | 189 | 146 | 154 | 158 | 104 | 123 | 92 | 77 | 3.102 |
| Tyra | 30.954 | 3.839 | 3.843 | 4.229 | 3.638 | 3.878 | 3.826 | 3.749 | 3.948 | 3.994 | 4.120 | 70.019 |
| Rolf | 128 | 9 | 9 | 4 | 4 | 3 | 4 | 2 | 2 | 4 | 5 | 173 |
| Kraka | 388 | 128 | 95 | 85 | 106 | 148 | 119 | 100 | 52 | 25 | 23 | 1.269 |
| Dagmar | 132 | 5 | 4 | 3 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 3 | 2 | 157 |
| Regnar | 33 | 7 | 4 | 2 | 4 | 2 | 1 | 3 | 1 | 2 | 2 | 61 |
| Valdemar | 124 | 52 | 57 | 89 | 54 | 49 | 55 | 78 | 109 | 151 | 218 | 1.037 |
| Roar | - | - | 1.327 | 1.964 | 1.458 | 1.249 | 1.407 | 1.702 | 1.052 | 915 | 894 | 11.967 |
| Svend | - | - | 85 | 152 | 84 | 65 | 75 | 48 | 61 | 43 | 38 | 650 |
| Harald | - | - | - | 1.092 | 2.741 | 2.876 | 2.811 | 2.475 | 2.019 | 1.563 | 1.232 | 16.809 |
| Lulita | - | - | - | - | 69 | 181 | 160 | 27 | 6 | 5 | 5 | 453 |
| Halfdan | - | - | - | - | - | 37 | 178 | 522 | 759 | 1.142 | 1.449 | 4.086 |
| Siri | - | - | - | - | - | 142 | 197 | 176 | 157 | 110 | 63 | 844 |
| Syd Arne | - | - | - | - | - | 167 | 713 | 774 | 681 | 544 | 461 | 3.340 |
| Tyra SØ | - | - | - | - | - | - | - | - | 447 | 452 | 1.233 | 2.132 |
| Cecilie | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 14 | 24 | 38 |
| Nini | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 29 | 107 | 136 |
| I alt | 51.798 | 6.321 | 7.506 | 9.534 | 10.281 | 10.901 | 11.316 | 11.116 | 10.844 | 10.213 | 10.934 | 150.763 |

GAS millioner Normalkubikmeter

Brændstof*

| | 1972-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|----------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Dan | 428 | 93 | 97 | 109 | 148 | 172 | 179 | 184 | 182 | 198 | 201 | 1.990 |
| Gorm | 899 | 111 | 135 | 164 | 152 | 149 | 142 | 111 | 146 | 135 | 137 | 2.281 |
| Tyra | 954 | 111 | 142 | 210 | 224 | 239 | 229 | 243 | 245 | 242 | 249 | 3.087 |
| Dagmar | 21 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 21 |
| Harald | - | - | - | 5 | 14 | 14 | 13 | 10 | 9 | 8 | 8 | 80 |
| Siri | - | - | - | - | - | 8 | 21 | 22 | 21 | 20 | 19 | 112 |
| Syd Arne | - | - | - | - | - | 3 | 32 | 34 | 45 | 49 | 45 | 208 |
| Halfdan | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 20 | 20 |
| I alt | 2.303 | 314 | 375 | 488 | 539 | 585 | 618 | 604 | 648 | 652 | 679 | 7.799 |

Afbrending*

| | 1972-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|----------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Dan | 1.422 | 36 | 40 | 36 | 42 | 56 | 67 | 79 | 55 | 71 | 37 | 1.941 |
| Gorm | 877 | 69 | 60 | 81 | 70 | 71 | 66 | 88 | 81 | 66 | 57 | 1.587 |
| Tyra | 425 | 42 | 67 | 46 | 42 | 58 | 58 | 68 | 61 | 54 | 63 | 983 |
| Dagmar | 111 | 5 | 2 | 3 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 3 | 2 | 135 |
| Harald | - | - | - | 77 | 19 | 12 | 7 | 11 | 3 | 1 | 1 | 132 |
| Siri | - | - | - | - | - | 73 | 9 | 15 | 9 | 23 | 65 | 194 |
| Syd Arne | - | - | - | - | - | 114 | 41 | 9 | 11 | 12 | 11 | 198 |
| Halfdan | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 25 | 25 |
| I alt | 2.836 | 152 | 168 | 243 | 175 | 386 | 250 | 270 | 222 | 230 | 262 | 5.194 |

Injektion

| | 1972-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|--------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Gorm | 7.923 | 28 | 26 | 62 | 24 | 25 | 45 | 4 | 14 | 6 | 4 | 8.161 |
| Tyra | 10.169 | 1.132 | 1.225 | 1.778 | 2.908 | 3.074 | 3.104 | 2.773 | 2.535 | 2.312 | 1.612 | 32.621 |
| Siri** | - | - | - | - | - | 61 | 167 | 139 | 126 | 109 | 111 | 713 |
| I alt | 18.091 | 1.160 | 1.251 | 1.840 | 2.933 | 3.160 | 3.316 | 2.916 | 2.675 | 2.428 | 1.727 | 41.495 |

Salg*

| | 1984-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|----------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Dan | 7.254 | 1.338 | 1.211 | 1.058 | 1.261 | 1.371 | 1.238 | 1.412 | 1.521 | 1.686 | 551 | 19.899 |
| Gorm | 1.788 | 750 | 622 | 495 | 535 | 448 | 334 | 209 | 364 | 228 | 99 | 5.872 |
| Tyra | 19.533 | 2.607 | 3.878 | 4.400 | 2.060 | 1.870 | 1.971 | 2.493 | 2.776 | 2.948 | 4.580 | 49.115 |
| Harald | - | - | - | 1.010 | 2.777 | 3.032 | 2.950 | 2.482 | 2.013 | 1.558 | 1.228 | 17.049 |
| Syd Arne | - | - | - | - | - | 50 | 640 | 730 | 625 | 483 | 406 | 2.935 |
| Halfdan | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.403 | 1.403 |
| I alt | 28.574 | 4.695 | 5.712 | 6.963 | 6.633 | 6.770 | 7.133 | 7.326 | 7.299 | 6.903 | 8.267 | 96.273 |

* De anvendte navne henviser til behandlingscentre.

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

CO₂-UDLEDNING tusinde tons

| | 1972-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|-------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Brændstof | 5.231 | 715 | 853 | 1.110 | 1.224 | 1.538 | 1.436 | 1.444 | 1.541 | 1.590 | 1.641 | 18.323 |
| Afbrænding | 6.451 | 345 | 382 | 553 | 403 | 1.127 | 646 | 647 | 531 | 564 | 663 | 12.312 |
| I alt | 11.682 | 1.060 | 1.235 | 1.663 | 1.627 | 2.665 | 2.082 | 2.091 | 2.072 | 2.154 | 2.304 | 30.635 |

*) CO₂-udledning fra anvendelse af dieselolie er ikke medtaget

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

Produktion

VAND tusinde kubikmeter

| | 1972-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|-----------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| Dan | 3.407 | 1.275 | 1.543 | 1.845 | 2.976 | 4.220 | 5.277 | 6.599 | 6.348 | 7.183 | 8.055 | 48.729 |
| Gorm | 6.319 | 948 | 1.921 | 2.906 | 3.177 | 3.468 | 3.980 | 3.353 | 4.017 | 4.420 | 5.173 | 39.683 |
| Skjold | 2.076 | 1.337 | 2.679 | 3.635 | 3.938 | 3.748 | 4.333 | 2.872 | 3.007 | 3.525 | 3.688 | 34.837 |
| Tyra | 4.136 | 1.749 | 2.161 | 2.215 | 2.020 | 2.033 | 3.046 | 2.545 | 2.261 | 3.039 | 2.977 | 28.183 |
| Rolf | 1.629 | 443 | 490 | 390 | 411 | 366 | 358 | 181 | 168 | 270 | 308 | 5.013 |
| Kraka | 559 | 251 | 272 | 287 | 347 | 329 | 256 | 352 | 306 | 208 | 426 | 3.591 |
| Dagmar | 989 | 464 | 507 | 408 | 338 | 246 | 241 | 102 | 160 | 375 | 90 | 3.921 |
| Regnar | 244 | 396 | 299 | 164 | 407 | 363 | 139 | 475 | 257 | 316 | 396 | 3.456 |
| Valdemar | 25 | 20 | 34 | 61 | 52 | 55 | 48 | 150 | 272 | 310 | 325 | 1.350 |
| Roar | - | - | 14 | 96 | 146 | 199 | 317 | 386 | 301 | 476 | 653 | 2.588 |
| Svend | - | - | 2 | 64 | 272 | 582 | 1.355 | 954 | 1.051 | 1.330 | 1.031 | 6.642 |
| Harald | - | - | - | - | 5 | 15 | 39 | 98 | 78 | 43 | 15 | 293 |
| Lulita | - | - | - | - | 3 | 5 | 11 | 23 | 14 | 14 | 15 | 85 |
| Halfdan | - | - | - | - | - | 56 | 237 | 493 | 367 | 612 | 2.147 | 3.913 |
| Siri | - | - | - | - | - | 319 | 1.868 | 2.753 | 3.041 | 2.891 | 1.648 | 12.520 |
| Syd Arne | - | - | - | - | - | 15 | 60 | 119 | 390 | 751 | 1.124 | 2.458 |
| Tyra SØ | - | - | - | - | - | - | - | - | 250 | 596 | 466 | 1.312 |
| Cecilie | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 25 | 331 | 355 |
| Nini | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 | 63 | 67 |
| I alt | 19.384 | 6.882 | 9.922 | 12.072 | 14.093 | 16.020 | 21.566 | 21.456 | 22.287 | 26.386 | 28.929 | 198.996 |

Injektion

| | 1972-94 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | I alt |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| Dan | 6.646 | 5.884 | 8.245 | 8.654 | 11.817 | 14.964 | 17.464 | 18.176 | 16.123 | 18.063 | 20.042 | 146.078 |
| Gorm | 10.618 | 5.749 | 8.112 | 8.642 | 8.376 | 8.736 | 10.641 | 6.549 | 8.167 | 7.066 | 7.551 | 90.208 |
| Skjold | 21.705 | 3.985 | 5.712 | 6.320 | 6.291 | 5.866 | 6.520 | 4.805 | 6.411 | 6.386 | 6.451 | 80.452 |
| Halfdan | - | - | - | - | - | 82 | 13 | 620 | 2.532 | 5.162 | 5.759 | 14.169 |
| Siri | - | - | - | - | - | 1.236 | 3.778 | 4.549 | 4.507 | 3.383 | 1.681 | 19.134 |
| Syd Arne | - | - | - | - | - | - | 52 | 1.991 | 4.397 | 5.316 | 4.947 | 16.702 |
| Nini | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 71 | 916 | 987 |
| Cecilie | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 87 | 87 |
| I alt | 38.969 | 15.618 | 22.069 | 23.616 | 26.484 | 30.884 | 38.469 | 36.689 | 42.138 | 45.446 | 47.435 | 367.818 |

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

PRODUCERENDE FELTER

CECILIE FELTET

| | |
|---------------------------|-----------------------------|
| Beliggenhed: | Blok 5604/19 og 20 |
| Tilladelse: | 16/98 |
| Operatør: | DONG E&P A/S |
| Fundet år: | 2000 |
| I drift år: | 2003 |
| Produktionsbrønde: | 3 |
| Vandinjek. brønde: | 1 |
| Vanddybde: | 60 m |
| Feltafgrænsing: | 13,4 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.200 m |
| Reservoirbjergart: | Sandsten |
| Geologisk alder: | Paleocæn |
| Reserver | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 0,6 mio. m ³ |
| Gas: | 0,0 mia. Nm ³ * |
| Akk. produktion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 0,48 mio. m ³ |
| Gas: | 0,04 mia. Nm ³ * |
| Vand: | 0,36 mio. m ³ |
| Akk. injektion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Vand: | 0,09 mio. m ³ |
| Produktion i 2004: | |
| Olie: | 0,31 mio. m ³ |
| Gas: | 0,02 mia. Nm ³ * |
| Vand: | 0,33 mio. m ³ |
| Injektion i 2004: | |
| Vand: | 0,09 mio. m ³ |
| Akk. investeringer | |
| pr. 1.1.2005: | |
| 2004-priser | 1,2 mia. kr. |

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.

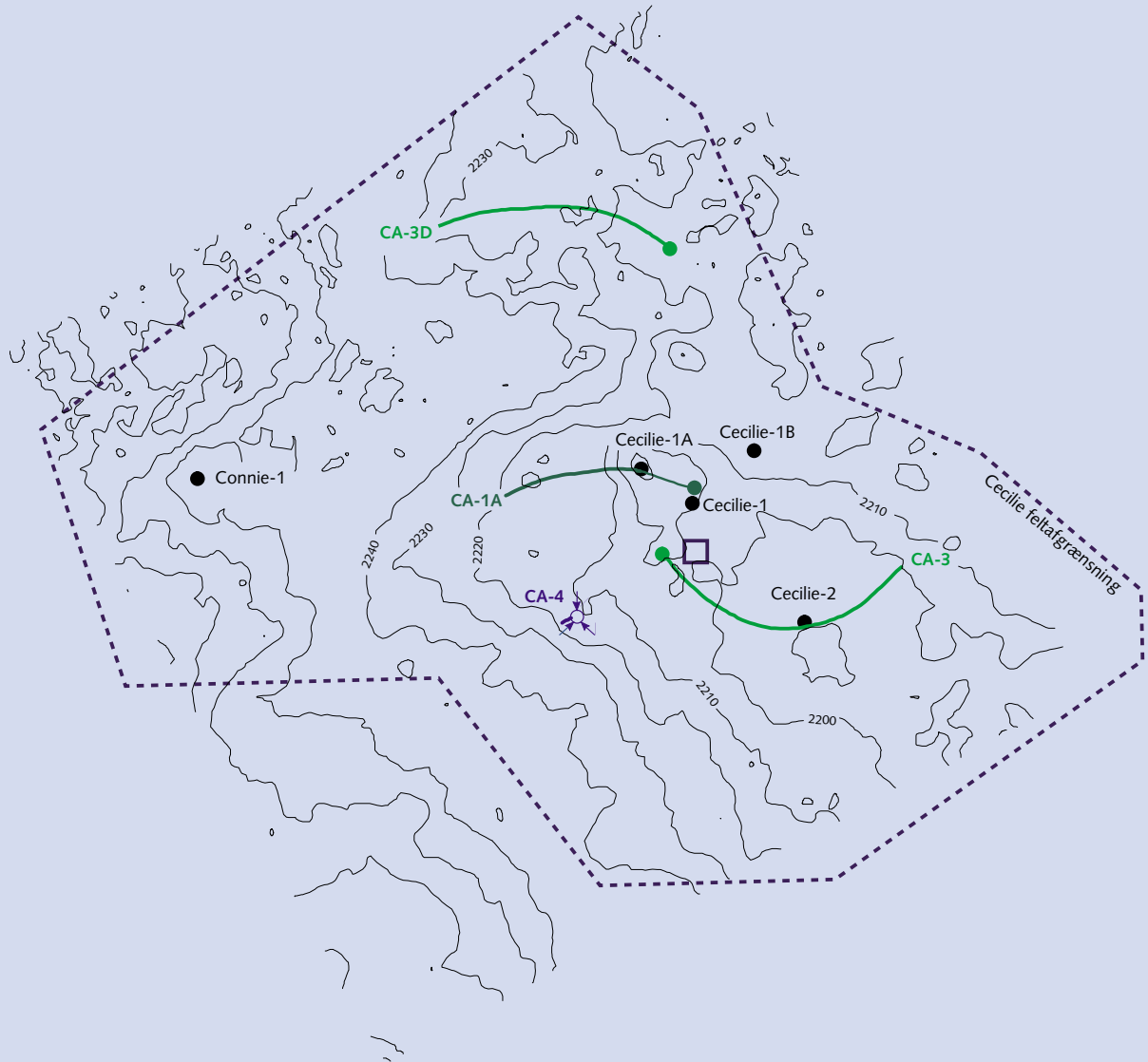
PRODUKTIONSSTRATEGI



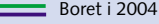
Indvindingen er baseret på trykvedligeholdelse ved injektion af vand. Produktionsbrøndene er placeret på toppen af strukturen, mens vandinjektion er placeret på flanken af feltet.

ANLÆG

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

* Gassen injiceres i Siri feltet



-  Platform
-  Oliebrønd
-  Vandinjektor
-  Lukket brønd
-  Brøndspor
-  Boret i 2004

Cecilie feltet

Top palæocen

Dybdekort i m



DAGMAR FELTET

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

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

Reserver
pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|--------------------------|
| Olie: | 0,6 mio. m ³ |
| Gas: | 0,1 mia. Nm ³ |

Akk. produktion
pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 1,01 mio. m ³ |
| Gas: | 0,16 mia. Nm ³ |
| Vand: | 3,98 mio. m ³ |

Produktion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 0,00 mio. m ³ |
| Gas: | 0,00 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,15 mio. m ³ |

Akk. investeringer
pr. 1.1.2005:

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 0,4 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

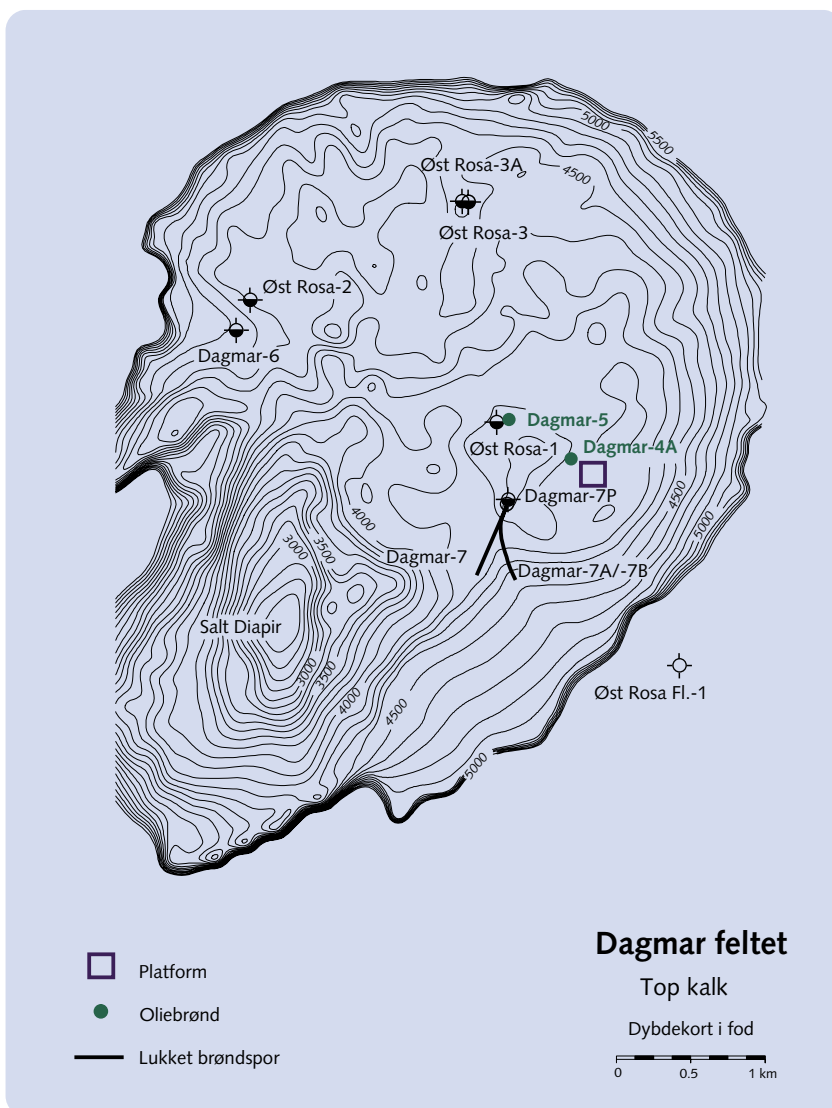
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Opskydningen er så kraftig, at Dagmar er det oliereservoir på dansk område, der ligger tættest på havbunden. Reservoiret er i lighed med Skjold, Rolf, Regnar og Svend felterne stærkt opsprækket. Vandzonen synes dog ikke at være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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



DAN FELTET

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

| | |
|--------------------|----------------------|
| Produktionsbrønde: | 58 |
| Vandinjek. brønde: | 48 |
| Vanddybde: | 40 m |
| Feltafgrænsning: | 121 km ² |
| Reservoirdybde: | 1.850 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien og Øvre Kridt |

Reserver

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|--------------------------|
| Olie: | 66,9 mio. m ³ |
| Gas: | 9,7 mia. Nm ³ |

Akk. produktion

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|----------------------------|
| Olie: | 75,62 mio. m ³ |
| Gas: | 19,82 mia. Nm ³ |
| Vand: | 48,60 mio. m ³ |

Akk. injektion

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|----------------------------|
| Vand: | 144,56 mio. m ³ |
|-------|----------------------------|

Produktion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 6,14 mio. m ³ |
| Gas: | 0,72 mia. Nm ³ |
| Vand: | 7,92 mio. m ³ |

Injektion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Vand: | 18,52 mio. m ³ |
|-------|---------------------------|

Akk. investeringer

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------------|---------------|
| 2004-priser | 24,0 mia. kr. |
|-------------|---------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

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

ANLÆG

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

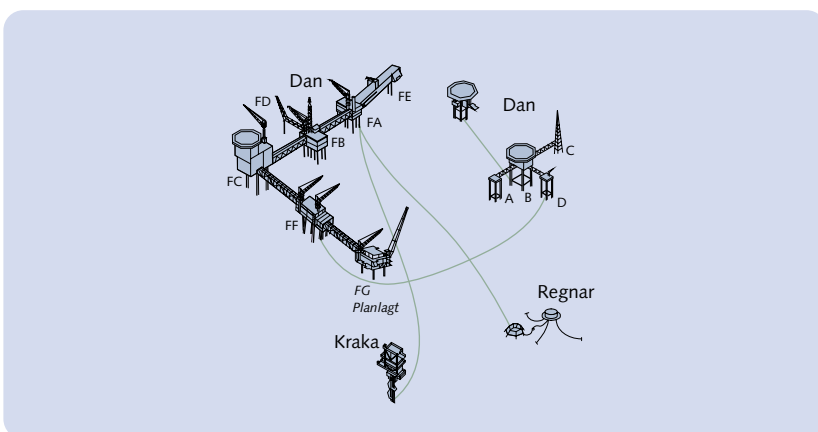
Dan DA, DB, DC og DD platformskomplekset er placeret ca. 3 km fra Dan F platformene, mens Dan E er en ubemandet satellitplatform med helikopterlandingsplads.

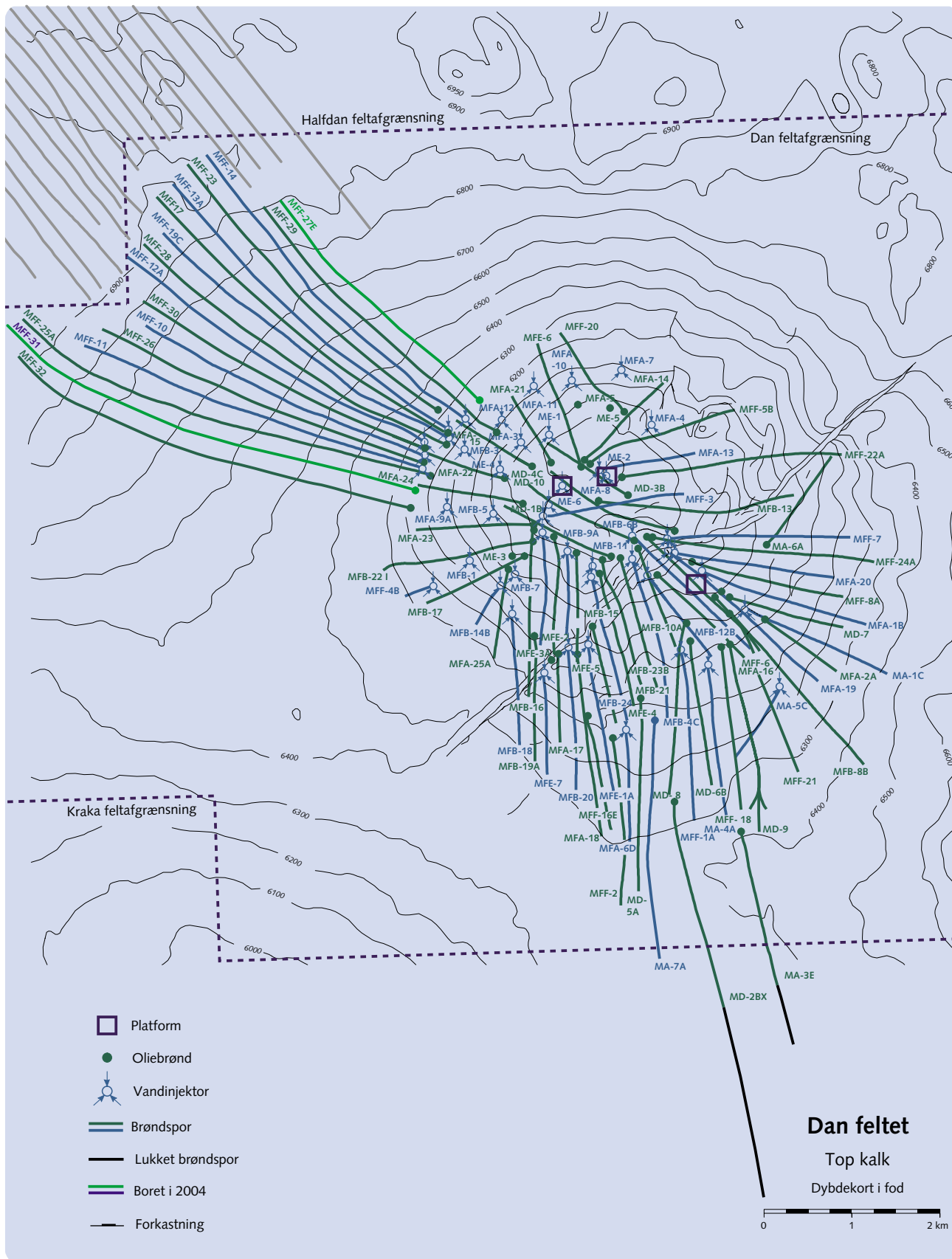
I 2002 godkendtes etablering af en yderligere behandlingsplatform DFG, som planlægges installeret i 2005. Platformen DFG broforbindes til DFF.

På Dan feltet modtages produktionen fra de omkringliggende satellitfelter Kraka og Regnar. 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 til 86 personer på DFC og 5 personer på DB. Indkvarteringen på DFC platformen er under udvidelse til 96 personer.





GORM FELTET

| | |
|---------------------------|---------------------------|
| Tidligere navn: | Vern |
| Beliggenhed: | Blok 5504/15 og 16 |
| Tilladelse: | Eneretsbevillingen |
| Operatør: | Mærsk Olie og Gas AS |
| Fundet år: | 1971 |
| I drift år: | 1981 |
| Produktionsbrønde: | 36 |
| Gasinjek. brønde: | 2 |
| Vandinjek. brønde: | 14 |
| Vanddybde: | 39 m |
| Feltafgrænsning: | 33 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.100 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien og Øvre Kridt |
| Reserver | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 16,6 mio. m ³ |
| Gas: | 1,9 mia. Nm ³ |
| Akk. produktion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 50,42 mio. m ³ |
| Nettogas: | 6,46 mia. Nm ³ |
| Vand: | 39,68 mio. m ³ |
| Akk. injektion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Gas: | 8,16 mia. Nm ³ |
| Vand: | 89,70 mio. m ³ |
| Produktion i 2004: | |
| Olie: | 2,47 mio. m ³ |
| Nettogas: | 0,21 mia. Nm ³ |
| Vand: | 5,17 mio. m ³ |
| Injektion i 2004: | |
| Gas: | 0,00 mia. Nm ³ |
| Vand: | 7,04 mio. m ³ |
| Akk. investeringer | |
| pr. 1.1.2005: | |
| 2004-priser | 11,6 mia. kr. |

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

I 1989 indledtes vandinjektion i reservoiret. Olieindvindingen fra feltet er baseret på udbredelse af vandinjektion til hele feltet. Der injiceres vand i vand- og oliezo-nerne på feltet. Der er 36 produktionsbrønde på feltet, men fire af brøndene har gennem længere tid været ude af drift på grund af mekaniske problemer.

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

ANLÆG

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

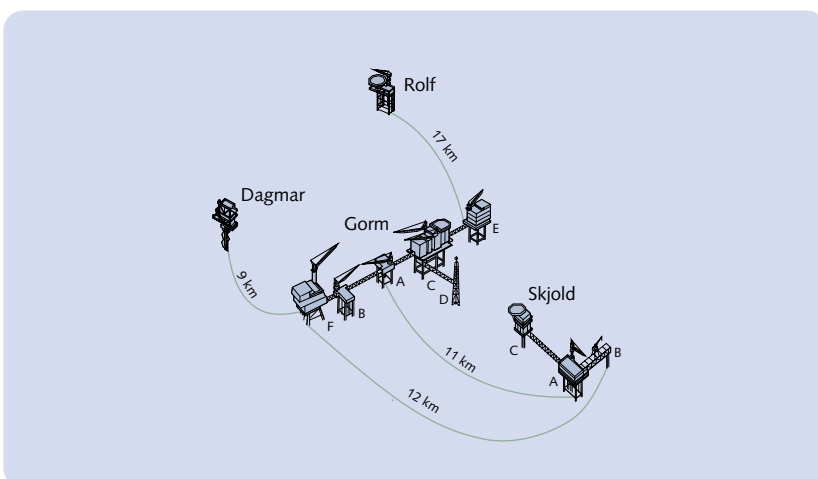
På Gorm modtages produktionen fra satellitfelterne Skjold, Rolf og Dagmar. Gorm installationerne forsyner henholdsvis Skjold med injektionsvand og løftegas samt Rolf med løftegas. Den producerede gas sendes til Tyra Øst. Den stabiliserede olie fra behandlingsanlæggene på samtlige af DUC's anlæg bliver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

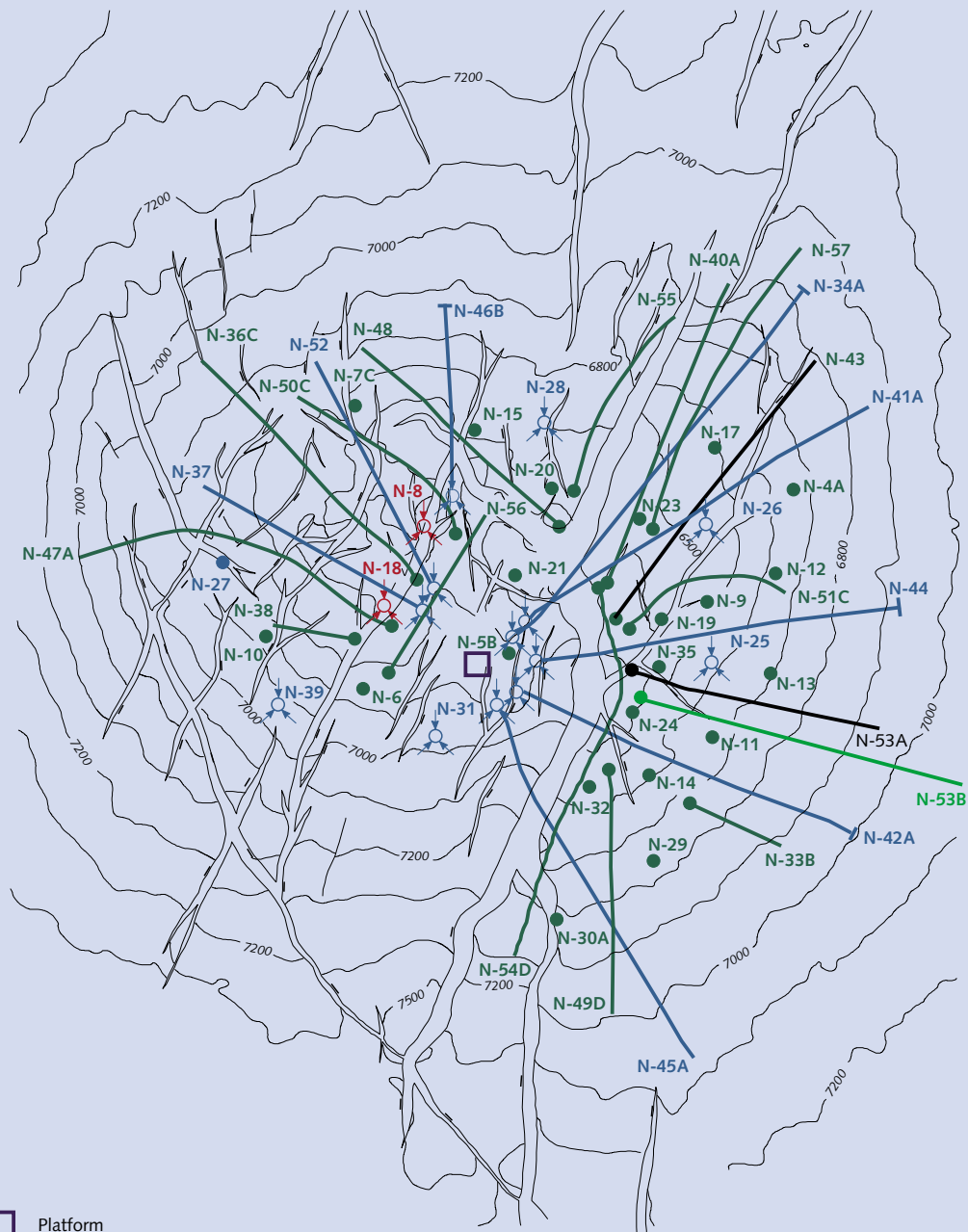
Procesanlægget på Gorm C består af stabiliseringsanlæg for olie, hvor olien fra Rolf behandles samt anlæg til rensning af produceret vand. Der er endvidere anlæg for behandling og kompression af den producerede gas.

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

På Gorm F er installeret en lavtrykskompressor, som tillader, at brøndhovedtryk- ket på brøndene på Gorm og Skjold kan sænkes.

På Gorm C er der indkvartering for 98 personer.



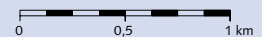


-  Platform
-  Oliebrønd
-  Vandinjektor
-  Gasinjektor
-  Brøndspor
-  Top kalk, anboret nedefra
-  Lukket brøndspor
-  Boret i 2004
-  Forkastning

Gorm feltet

Top kalk

Dybdekort i fod



HALFDAN FELTET INKLUSIVE SIF OG IGOR

| | |
|---------------------------|---|
| Tidligere navn: | Nana (Halfdan) |
| Beliggenhed: | Blok 5505/13 og 5504/16 |
| Tilladelse: | Eneretsbevillingen |
| Operatør: | Mærsk Olie og Gas AS |
| Fundet år: | 1998 (Halfdan og Sif) 1968 (Igor) |
| I drift år: | 1999 (Halfdan) 2004 (Sif og Igor) |
| Olieprod. brønde: | 28 (Halfdan) |
| Vandinjek. brønde: | 17 (Halfdan) |
| Gasprod. brønde: | 3 (Sif) |
| Vanddybde: | 43 m |
| Feltafgrænsning: | 100 km ² (Halfdan) 109 km ² (Igor) 40 km ² (Sif) |
| Reservoirdybde: | 2.050-2.100 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien og Øvre Kridt |
| Reserver | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 78,1 mio. m ³ |
| Gas: | 14,5 mia. Nm ³ |
| Akk. produktion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 17,32 mio. m ³ |
| Gas: | 4,13 mia. Nm ³ |
| Vand: | 3,40 mio. m ³ |
| Akk. injektion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Vand: | 13,87 mio. m ³ |
| Produktion i 2004: | |
| Olie: | 4,95 mio. m ³ |
| Gas: | 1,49 mia. Nm ³ |
| Vand: | 1,75 mio. m ³ |
| Injektion i 2004: | |
| Vand: | 5,46 mio. m ³ |
| Akk. investeringer | |
| pr. 1.1.2005: | |
| 2004-priser | 8,2 mia. kr. |

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Tidligere er Halfdan, Sif og Igor blevet omtalt som tre mere eller mindre adskilte forekomster. De nordlige dele af forekomsten er tidligere blevet kaldt Halfdan Nordøst. Nu er der stor sikkerhed omkring, at der er tale om en stor sammenhængende kulbrinteforekomst på flere niveauer.

Feltets sydvestlige del indeholder primært olie beliggende på Maastrichtien niveau, mens der mod nord og øst primært er tale om gas på Danien niveau.

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie på feltet foregår med trykstøtte ved vandinjektion.

Brøndmønstret i den sydlige og vestlige del af olieforekomsten består af parallelle brøndspor af skiftevis produktions- og injektionsbrønde med en afstand på ca. 180 meter. Injektionsbrøndene stimuleres med syre, hvorved meget store mængder vand kan injiceret.

Den meget regelmæssige placering af brøndene optimerer gennemskylningen af reservoiret, hvorved olieindvindingen øges. Injektionsbrøndene produceres i en periode inden konvertering til vandinjektion. Produktionen af gas på Danien niveau foregår ved trykaflastning.

ANLÆG

Halfdan feltet er udbygget med en kombinerede indvindings- og behandlingsplatform HDA, en indkvarteringsplatform HDB, en afbrændingsplatform HDC og en ubemandet satellit indvindingsplatform HBA uden helikopterlandingsplads. Satellitplatformen HBA er placeret ca. 2 km fra de øvrige Halfdan platforme og forsynes herfra med el, injektionsvand og løftegas. På feltet modtages produktionen fra Sif og Igor gennem særlige installationer på HBA platformen.

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

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

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

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

På Halfdan HDB platformen er der indkvartering til 32 personer.

HARALD FELTET

| | |
|---------------------------|--|
| Tidligere navn: | Lulu/Vest Lulu |
| Beliggenhed: | Blok 5604/21 og 22 |
| Tilladelse: | Eneretsbevillingen |
| Operatør: | Mærsk Olie og Gas AS |
| Fundet år: | 1980 (Lulu) 1983 (Vest Lulu) |
| I drift år: | 1997 |
| Gasprod. brønde: | 2 (Lulu), 2 (Vest Lulu) |
| Vanddybde: | 64 m |
| Feltafgrænsning: | 56 km ² |
| Reservoirdybde: | Hhv. 2.700 og 3.650 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten (Lulu) Sandsten (Vest Lulu) |
| Geologisk alder: | Hhv. Danien/Øvre Kridt og Mellem Jura |
| Reserver | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie og kondensat: | 1,3 mio. m ³ |
| Gas: | 5,8 mia. Nm ³ |
| Akk. produktion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie og kondensat: | 7,08 mio. m ³ |
| Gas: | 16,81 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,29 mio. m ³ |
| Produktion i 2004: | |
| Olie og kondensat: | 0,31 mio. m ³ |
| Gas: | 1,23 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,02 mio. m ³ |
| Akk. investeringer | |
| pr. 1.1.2005: | |
| 2004-priser | 3,4 mia. kr. |

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

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

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

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

ANLÆG

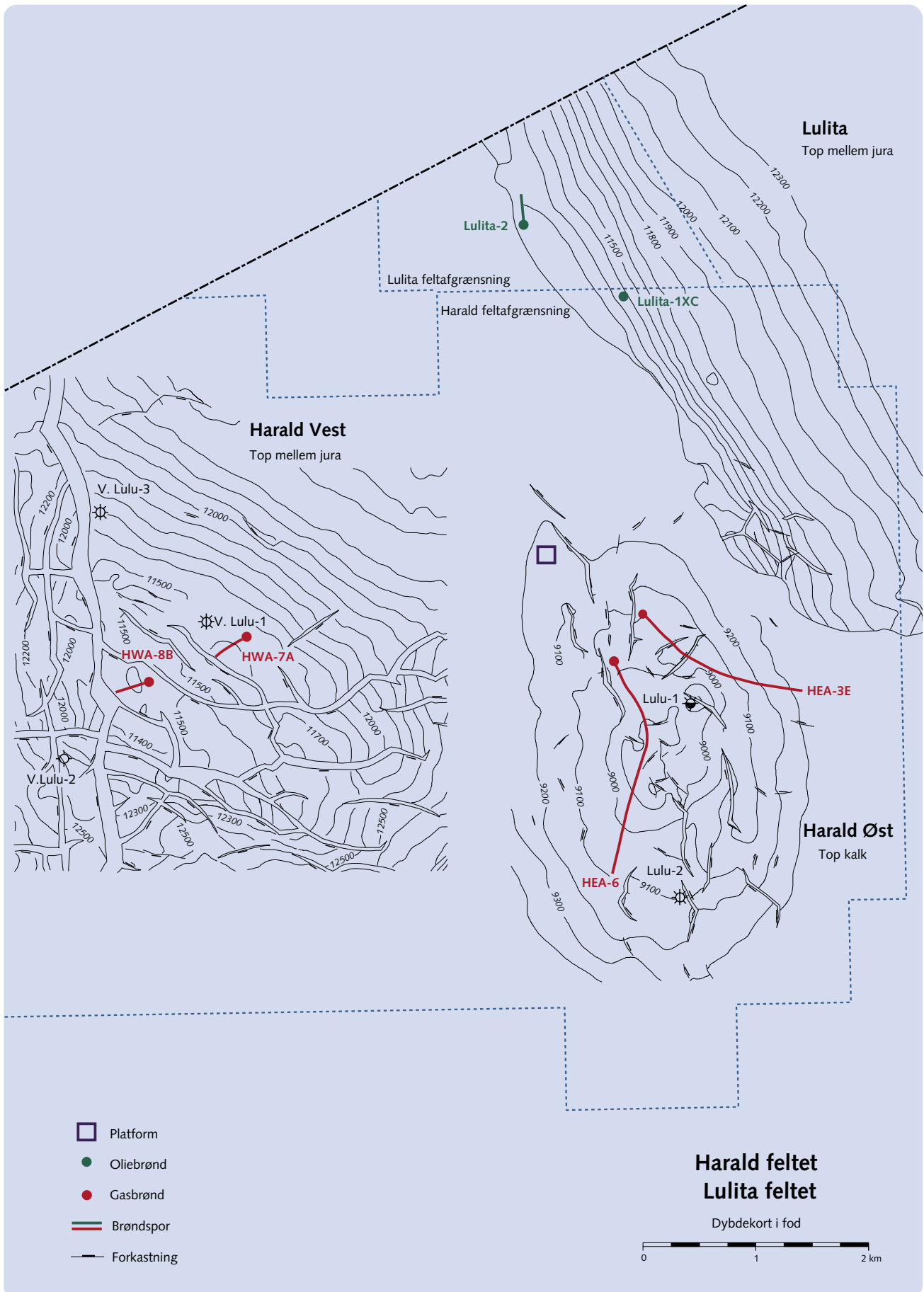
Harald feltet er udbygget med en kombineret indvindings- og behandlingsplatform Harald A samt en beboelsesplatform Harald B.

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

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

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

På Harald feltet er der indkvartering for 16 personer.



KRAKA FELTET

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

Produktionsbrønde: 7
 Vanddybde: 45 m
 Feltafgrænsning: 81 km²
 Reservoirdybde: 1.800 m
 Reservoirbjergart: Kalksten
 Geologisk alder: Danien og Øvre Kridt

Reserver

pr. 1.1.2005:

Olie: 1,5 mio. m³
 Gas: 1,2 mia. Nm³

Akk. produktion

pr. 1.1.2005:

Olie: 4,17 mio. m³
 Gas: 1,27 mia. Nm³
 Vand: 3,58 mio. m³

Produktion i 2004:

Olie: 0,20 mio. m³
 Gas: 0,02 mia. Nm³
 Vand: 0,42 mio. m³

Akk. investeringer

pr. 1.1.2005:

2004-priser 1,5 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

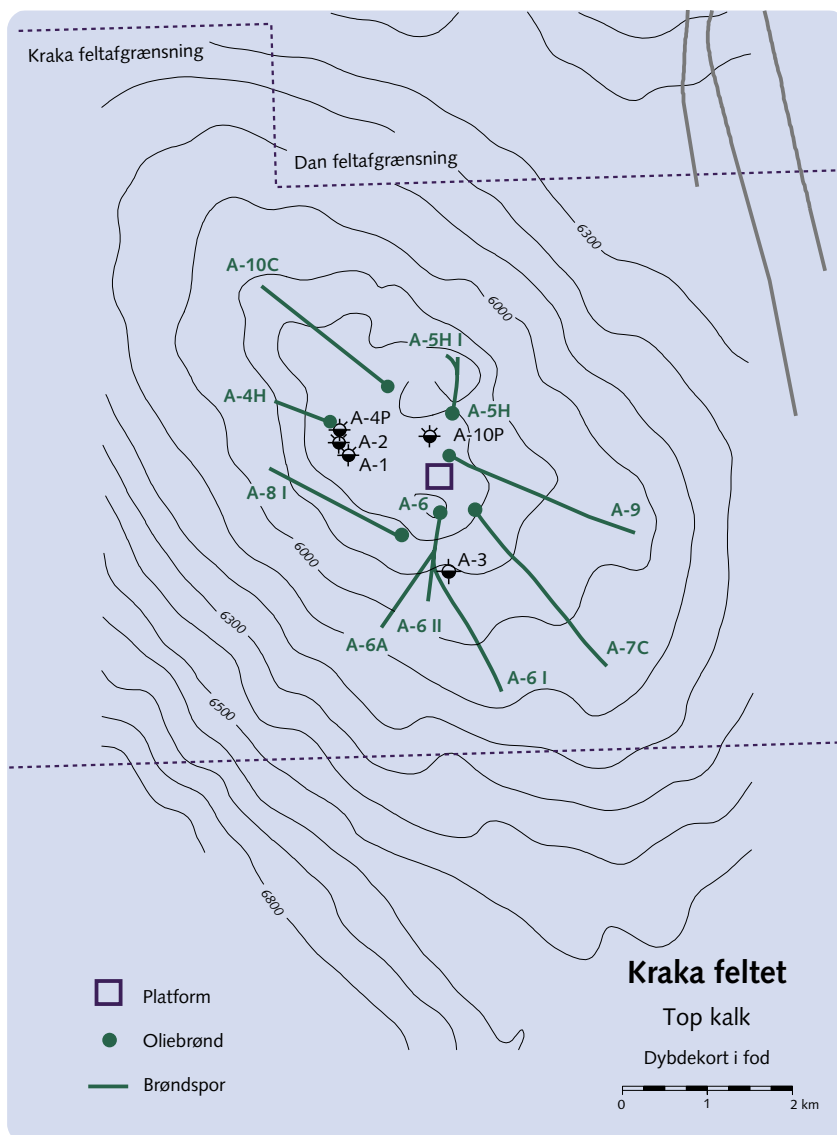
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en saltpude. Dette har forårsaget en vis opsprækning af reservoirkalken. Reservoiret har en rimelig porøsitet, men en lav permeabilitet. Oliezoneen er karakteriseret ved høj vandmætning og ringe tykkelse. Der er en mindre gaskappe i reservoiret.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



LULITA FELTET

| | |
|--------------------|---|
| Beliggenhed: | Blok 5604/18 og 22 |
| Tilladelse: | Eneretsbevillingen (50 pct.), 7/86 (34,5 pct.) og 1/90 (15,5 pct.) |
| Operatør: | Mærsk Olie og Gas AS |
| Fundet år: | 1992 |
| I drift år: | 1998 |
| Produktionsbrønde: | 2 |
| Vanddybde: | 65 m |
| Areal: | 3 km ² |
| Reservoirdybde: | 3.525 m |
| Reservoirbjergart: | Sandsten |
| Geologisk alder: | Mellem Jura |

Reserver**pr. 1.1.2005:**

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

Akk. produktion**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 0,68 mio. m ³ |
| Gas: | 0,45 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,09 mio. m ³ |

Produktion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 0,02 mio. m ³ |
| Gas: | 0,01 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,02 mio. m ³ |

Akk. investeringer**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 0,1 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

Indvindingen af olie og gas foregår med naturlig dræning.

ANLÆG

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

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

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

Kort over Lulita feltet findes under Harald feltet.

NINI FELTET

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

| | |
|--------------------|----------------------|
| Produktionsbrønde: | 4 |
| Vandinjek. brønde: | 2 |
| Vanddybde: | 60 m |
| Feltafgrænsning: | 48,8 km ² |
| Reservoirdybde: | 1.700 m |
| Reservoirbjergart: | Sandsten |
| Geologisk alder: | Palæogen |

Reserver**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 2,4 mio. m ³ |
| Gas: | 0,0 mia. Nm ^{3*} |

Akk. produktion**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|----------------------------|
| Olie: | 1,87 mio. m ³ |
| Gas: | 0,14 mia. Nm ^{3*} |
| Vand: | 0,07 mio. m ³ |

Akk. injektion**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|--------------------------|
| Vand: | 0,99 mio. m ³ |
|-------|--------------------------|

Produktion i 2004:

| | |
|-------|----------------------------|
| Olie: | 1,48 mio. m ³ |
| Gas: | 0,11 mia. Nm ^{3*} |
| Vand: | 0,06 mio. m ³ |

Injektion i 2004:

| | |
|-------|--------------------------|
| Vand: | 0,92 mio. m ³ |
|-------|--------------------------|

Akk. investeringer**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 1,9 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

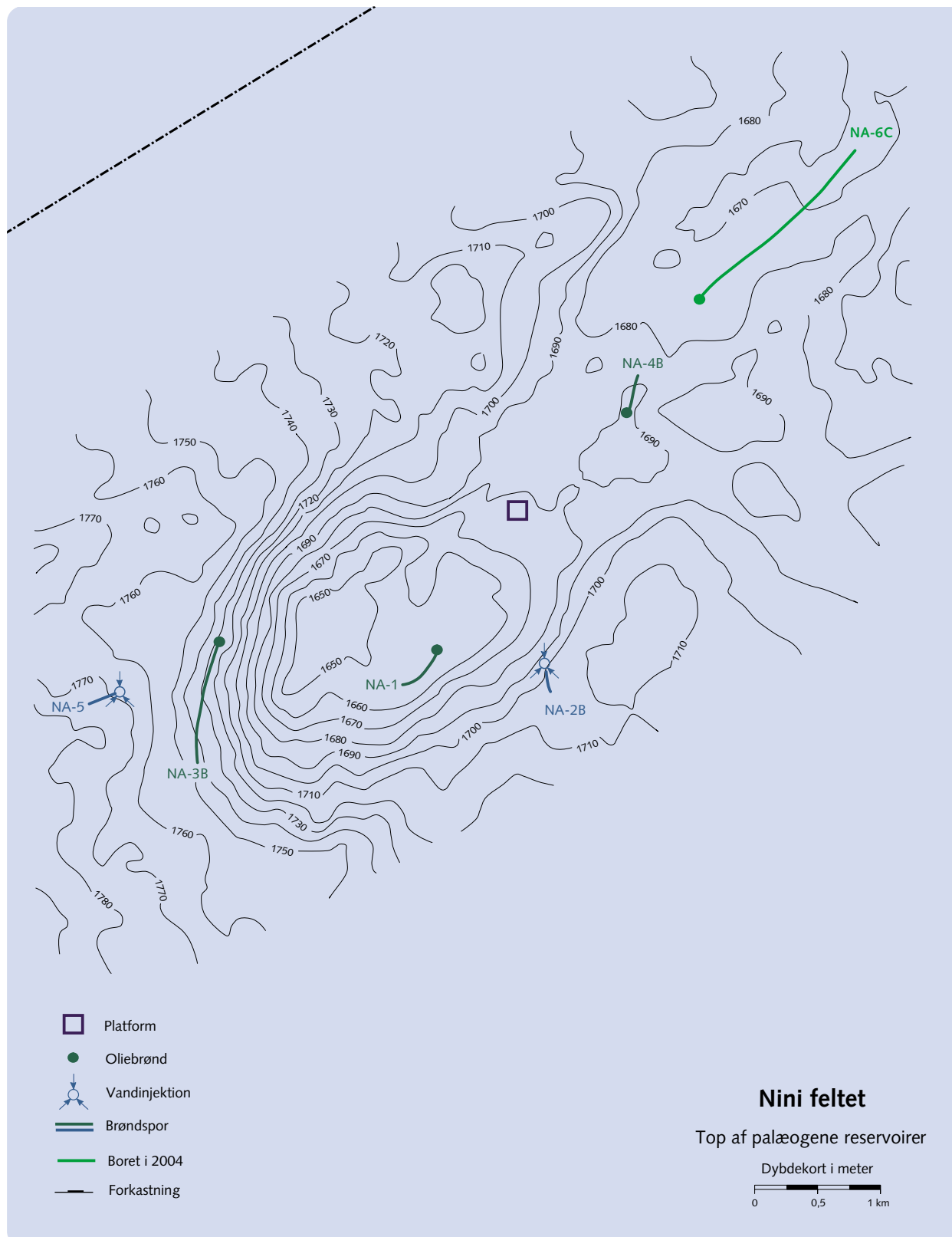
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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

* Gassen er injiceret i Siri feltet



REGNAR FELTET

| | |
|--------------------|-------------------------|
| Tidligere navn: | Nils |
| Beliggenhed: | Blok 5505/17 |
| Tilladelse: | Eneretsbevillingen |
| Operatør: | Mærsk olie og Gas AS |
| Fundet år: | 1979 |
| I drift år: | 1993 |
| Produktionsbrønde: | 1 |
| Vanddybde: | 45 m |
| Feltafgrænsning: | 20 km ² |
| Reservoirdybde: | 1.700 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten og Dolomit |
| Geologisk alder: | Øvre Kridt og Zechstein |

Reserver

pr. 1.1.2005:

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

Akk. produktion

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 0,90 mio. m ³ |
| Gas: | 0,06 mia. Nm ³ |
| Vand: | 3,45 mio. m ³ |

Produktion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 0,02 mio. m ³ |
| Gas: | 0,00 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,39 mio. m ³ |

Akk. investeringer

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 0,2 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

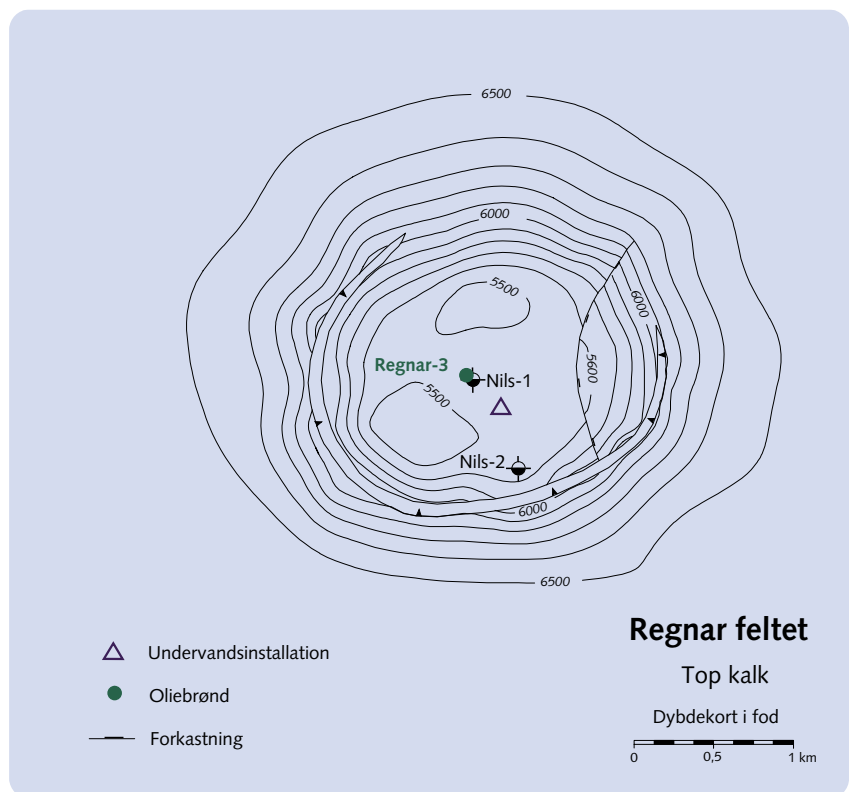
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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

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



ROAR FELTET

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

| | |
|--------------------|----------------------|
| Gasprod. brønde: | 4 |
| Vanddybde: | 46 m |
| Feltafgrænsning: | 41 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.025 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien og Øvre Kridt |

Reserver**pr. 1.1.2005:**

| | |
|--------------------|--------------------------|
| Olie og kondensat: | 0,5 mio. m ³ |
| Gas: | 4,9 mia. Nm ³ |

Akk. produktion**pr. 1.1.2005:**

| | |
|--------------------|----------------------------|
| Olie og kondensat: | 2,33 mio. m ³ |
| Gas: | 11,97 mia. Nm ³ |
| Vand: | 2,57 mio. m ³ |

Produktion i 2004:

| | |
|--------------------|---------------------------|
| Olie og kondensat: | 0,10 mio. m ³ |
| Gas: | 0,89 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,63 mio. m ³ |

Akk. investeringer**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 0,6 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

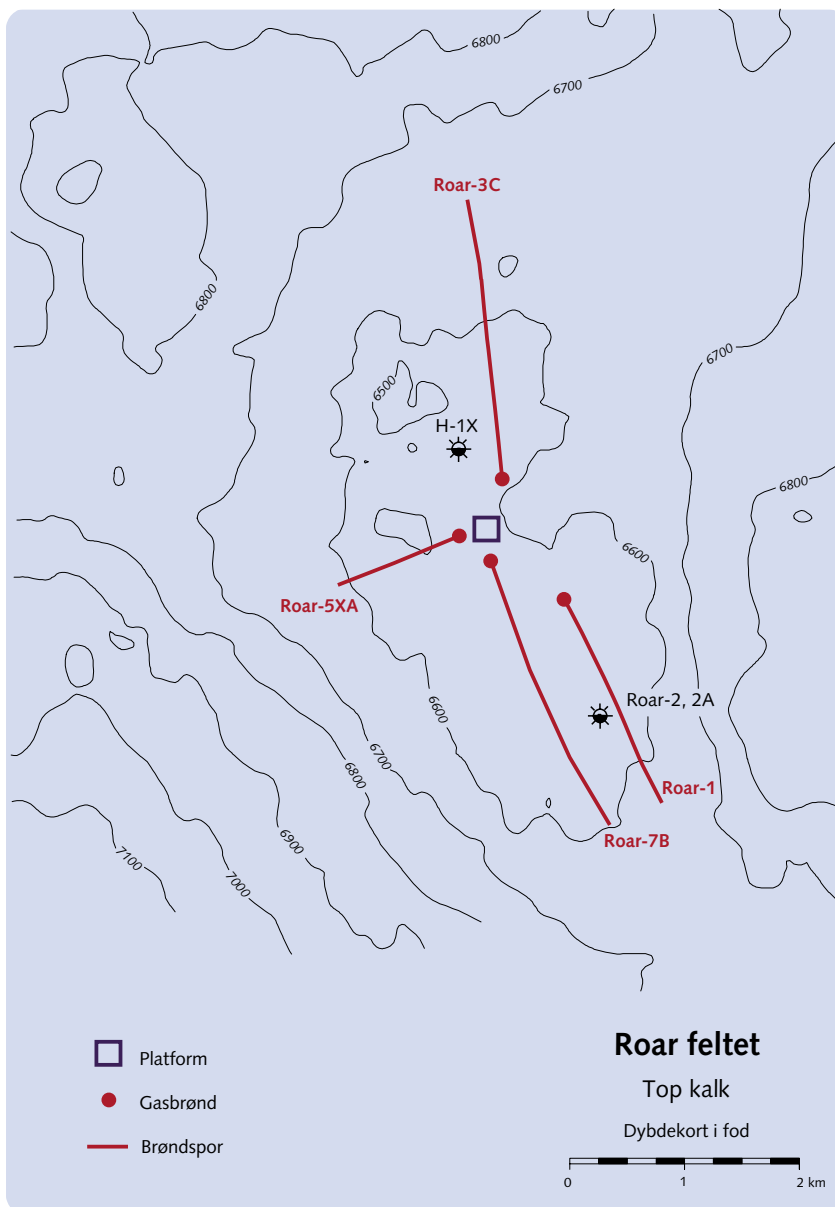
Strukturen er fremkommet ved en svag ophvælvning af kalklagene. Forekomsten består af en kondensatholdig, fri gas. Reservoiret er kun opsprækket i mindre grad.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



ROLF FELTET

Tidligere navn: Midt Rosa
 Beliggenhed: Blok 5504/14 og 15
 Tilladelse: Eneretsbevillingen
 Operatør: Mærsk Olie og Gas AS
 Fundet år: 1981
 I drift år: 1986

Produktionsbrønde: 2
 Vanddybde: 34 m
 Areal: 8 km²
 Reservoirdybde: 1.800 m
 Reservoirbjergart: Kalksten og Dolomit
 Geologisk alder: Danien, Øvre Kridt og Zechstein

**Reserver
 pr. 1.1.2005:**

Olie: 0,4 mio. m³
 Gas: 0,0 mia. Nm³

**Akk. produktion
 pr. 1.1.2005:**

Olie: 4,12 mio. m³
 Gas: 0,17 mia. Nm³
 Vand: 5,01 mio. m³

Produktion i 2004:

Olie: 0,11 mio. m³
 Gas: 0,01 mia. Nm³
 Vand: 0,31 mio. m³

**Akk. investeringer
 pr. 1.1.2005:**

2004-priser 1,0 mia. kr.

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

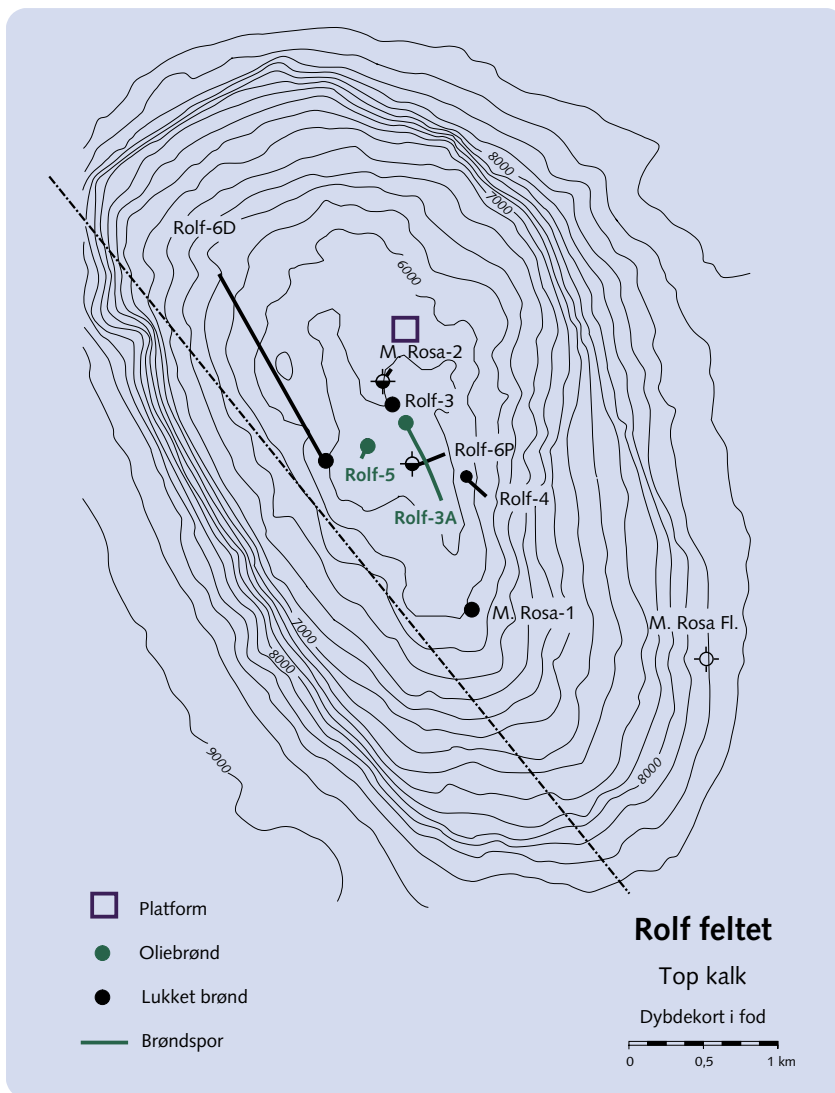
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en salthorst. Reservoiret er i lighed med felterne Skjold, Dagmar, Regnar og Svend stærkt opsprækket.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



SIRI FELTET

| | |
|---|--|
| Beliggenhed: | Blok 5604/20 |
| Tilladelse: | 6/95 |
| Operatør: | DONG E&P A/S |
| Fundet år: | 1995 |
| I drift år: | 1999 |
| Produktionsbrønde: | 5 (Siri central) 1 (Stine segment 1) 2 (Stine segment 2) |
| Vand/gas injek.brønde: | 2 (Siri central) |
| Vand injek.brønde: | 1 (Stine segment 1) |
| Vanddybde: | 60 m |
| Feltafgrænsning: | 42 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.060 m |
| Reservoirbjergart: | Sandsten |
| Geologisk alder: | Paleocæn |
| Reserver pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 1,9 mio. m ³ |
| Gas: | 0,0 mia. Nm ³ |
| Akk. produktion pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 8,58 mio. m ³ |
| Nettogas: | 0,13 mia. Nm ³ |
| Vand: | 12,52 mio. m ³ |
| Akk. injektion pr. 1.1.2005: | |
| Gas | 0,71 mia. Nm ³ * |
| Vand: | 19,13 mio. m ³ |
| Produktion i 2004: | |
| Olie: | 0,69 mio. m ³ |
| Gas: | - 0,05 mia. Nm ³ * |
| Vand: | 1,65 mio. m ³ |
| Injektion i 2004: | |
| Gas: | 0,11 mia. Nm ³ * |
| Vand: | 1,68 mio. m ³ |
| Akk. investeringer pr. 1.1.2005: | |
| 2004-priser | 4,7 mia. kr. |

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

Siri forekomsten findes i en strukturel fælde, hvor sandsten af Paleocæn alder udgør reservoiret. Forekomsten indeholder olie med et relativt lavt indhold af gas. Der indvindes fra Siri central samt fra de nærliggende akkumulationer, Stine segment 1 og 2.

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

Indvinding fra Stine segment 1 foregår ved trykvedligeholdelse ved vandinjektion.

Indvinding fra Stine segment 2 foregår ved naturlig dræning.

ANLÆG

Siri central og Stine segment 2 er udbygget med en kombineret brøndhoved-, behandlings- og beboelsesplatform. Behandlingsanlægget består af et separationsanlæg for produktionen. Desuden er der udstyr til samtidig injektion af gas og vand.

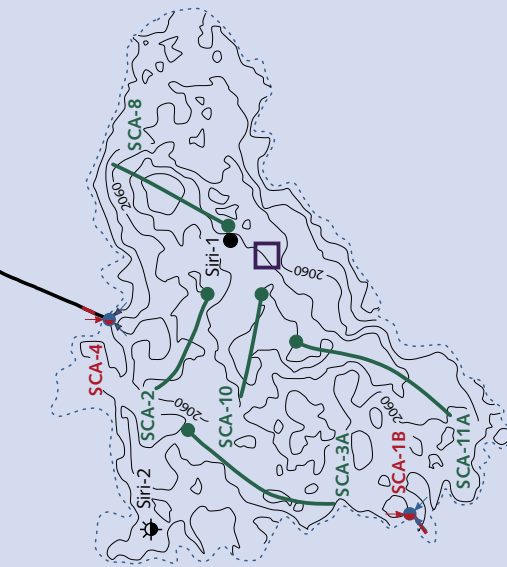
Stine segment 1 udbygningen består af en undervandsinstallation samt en 6" fler-faserledning til Siri platformen til produktionen fra området. Løftegas samt injektionsvand leveres fra Siri platformen.

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

På Siri er der indkvartering for 60 personer.

* Gassen fra felterne Cecilie og Nini injiceres i Siri feltet

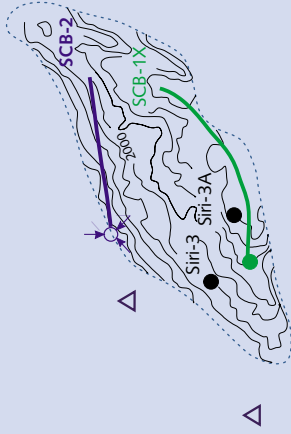
Siri Nord
Top Heimdal Sandsten











Siri Central
Top Heimdal Sandsten



Stine segment 2
Top Hermod Sandsten



Stine segment 1
Top Hermod Sandsten

-  Plattform
-  Undervandsinstallasjon
-  Oliebrønn
-  Gas- og vandinjektor
-  Lukket brønn
-  Brønnspor
-  Lukket brønnspor
-  Boret i 2004

Siri feltet



SKJOLD FELTET

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

| | |
|--------------------|------------------------------------|
| Produktionsbrønde: | 19 |
| Vandinjek.brønde: | 9 |
| Vanddybde: | 40 m |
| Feltafgrænsning: | 33 km ² |
| Reservoirdybde: | 1.600 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien, Øvre Kridt og Zechstein |

Reserver
pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|--------------------------|
| Olie: | 6,5 mio. m ³ |
| Gas: | 0,5 mia. Nm ³ |

Akk. produktion
pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 36,95 mio. m ³ |
| Gas: | 3,10 mia. Nm ³ |
| Vand: | 34,84 mio. m ³ |

Akk. injektion
pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|---------------------------|
| Vand: | 80,45 mio. m ³ |
|-------|---------------------------|

Produktion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 1,44 mio. m ³ |
| Gas: | 0,08 mia. Nm ³ |
| Vand: | 3,69 mio. m ³ |

Injektion i 2004:

| | |
|-------|--------------------------|
| Vand: | 6,45 mio. m ³ |
|-------|--------------------------|

Akk. investeringer
pr. 1.1.2005:

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 5,2 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

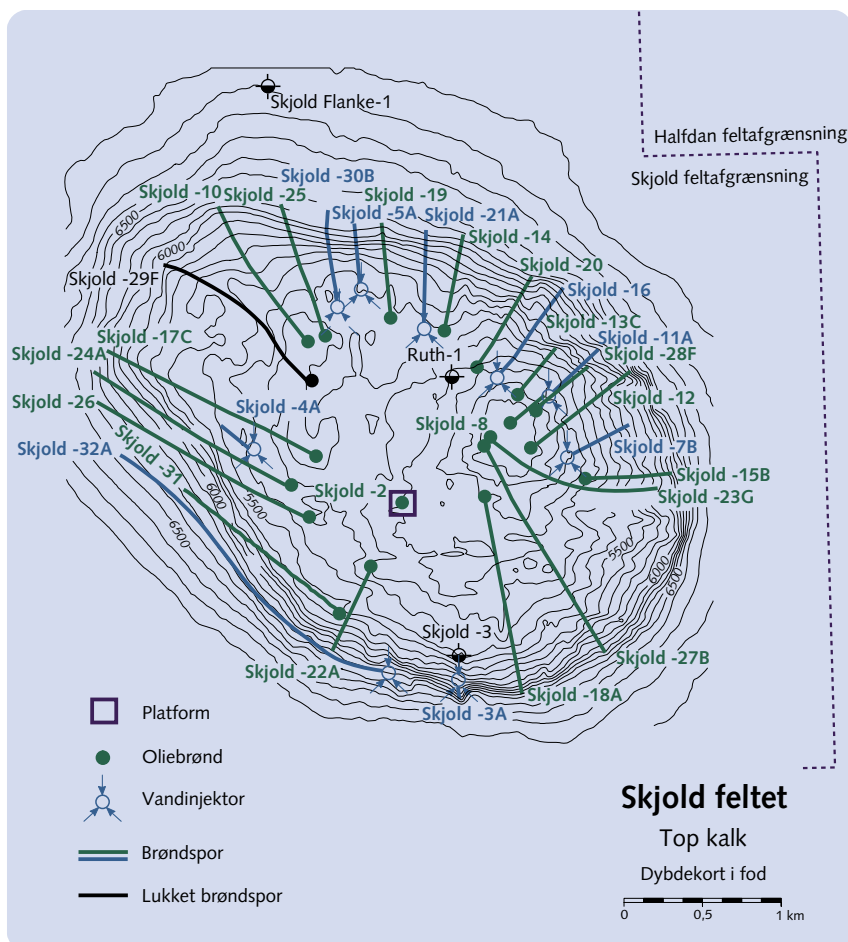
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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

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



SVEND FELTET

| | |
|--------------------|---------------------------------|
| Tidligere navn: | Nord Arne/Otto |
| Beliggenhed: | Blok 5604/25 |
| Tilladelse: | Eneretsbevillingen |
| Operatør: | Mærsk Olie og Gas AS |
| Fundet år: | 1975 (Nord Arne) 1982 (Otto) |
| I drift år: | 1996 |
| Produktionsbrønde: | 4 |
| Vanddybde: | 65 m |
| Feltafgrænsning: | 48 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.500 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien og Øvre Kridt |

Reserver

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|--------------------------|
| Olie: | 0,8 mio. m ³ |
| Gas: | 0,1 mia. Nm ³ |

Akk. produktion

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 5,38 mio. m ³ |
| Gas: | 0,65 mia. Nm ³ |
| Vand: | 6,73 mio. m ³ |

Produktion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 0,33 mio. m ³ |
| Gas: | 0,04 mia. Nm ³ |
| Vand: | 1,12 mio. m ³ |

Akk. investeringer

pr. 1.1.2005:

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 1,1 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

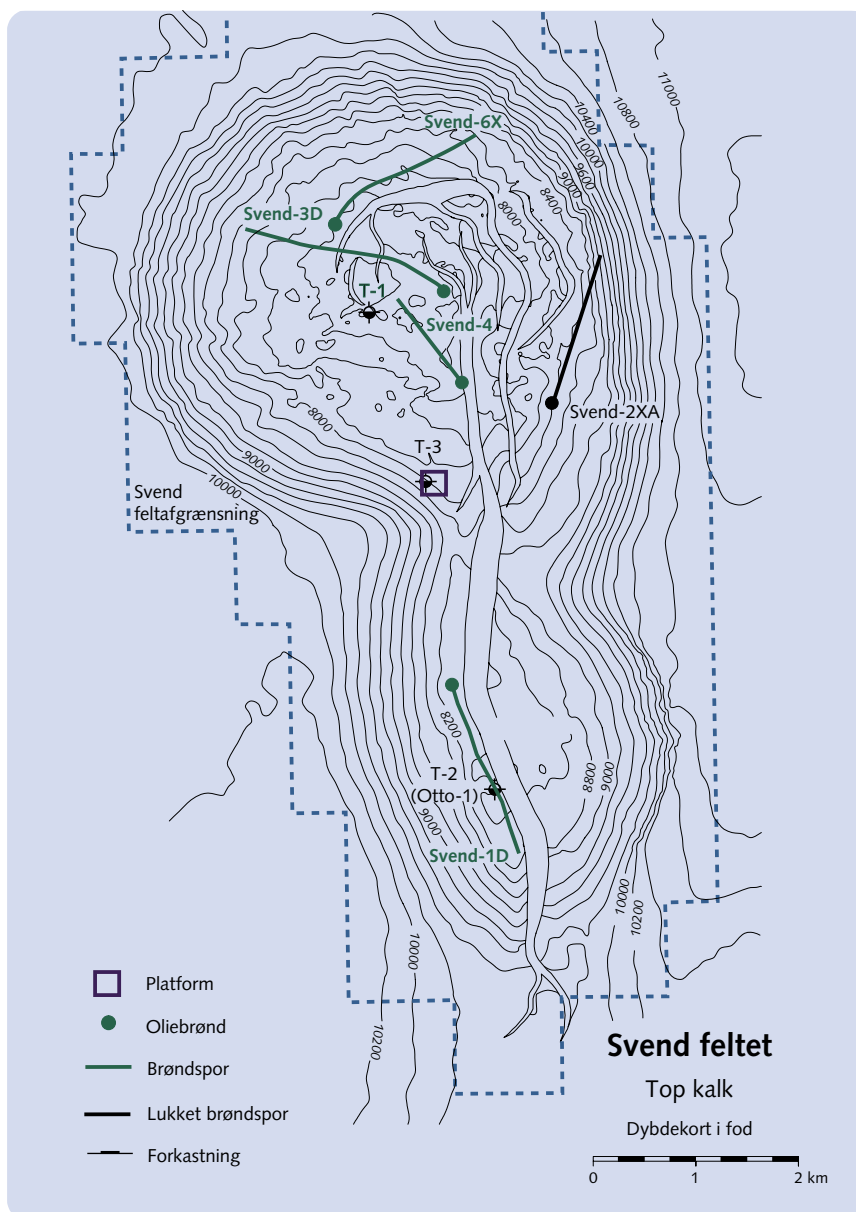
Strukturen er fremkommet ved opskydning af kalklagene over en todelt salthorst. Dette har forårsaget opsprækning af reservoirkalken og en opdeling af feltet i en vestlig og en østlig del adskilt af en større forkastning. Den nordlige del af Svend feltet er beliggende ca. 250 meter højere end den sydlige.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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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



SYD ARNE FELTET

| | |
|--------------------|--------------------------------------|
| Beliggenhed: | Blok 5604/29 og 30 |
| Tilladelse: | 7/89 |
| Operatør: | Amerada Hess ApS |
| Fundet år: | 1969 |
| I drift år: | 1999 |
| Produktionsbrønde: | 11 |
| Vandinjek.brønde: | 6 |
| Vanddybde: | 60 m |
| Feltafgrænsning: | 93 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.800 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien, Øvre Kridt og Nedre Kridt |

Reserver**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|--------------------------|
| Olie: | 15,4 mio. m ³ |
| Gas: | 6,2 mia. Nm ³ |

Akk. produktion**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 12,30 mio. m ³ |
| Gas: | 3,34 mia. Nm ³ |
| Vand: | 2,46 mio. m ³ |

Akk. injektion**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|---------------------------|
| Vand: | 16,70 mio. m ³ |
|-------|---------------------------|

Produktion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 2,26 mio. m ³ |
| Gas: | 0,46 mia. Nm ³ |
| Vand: | 1,12 mio. m ³ |

Injektion i 2004:

| | |
|-------|--------------------------|
| Vand: | 4,95 mio. m ³ |
|-------|--------------------------|

Akk. investeringer**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 8,5 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

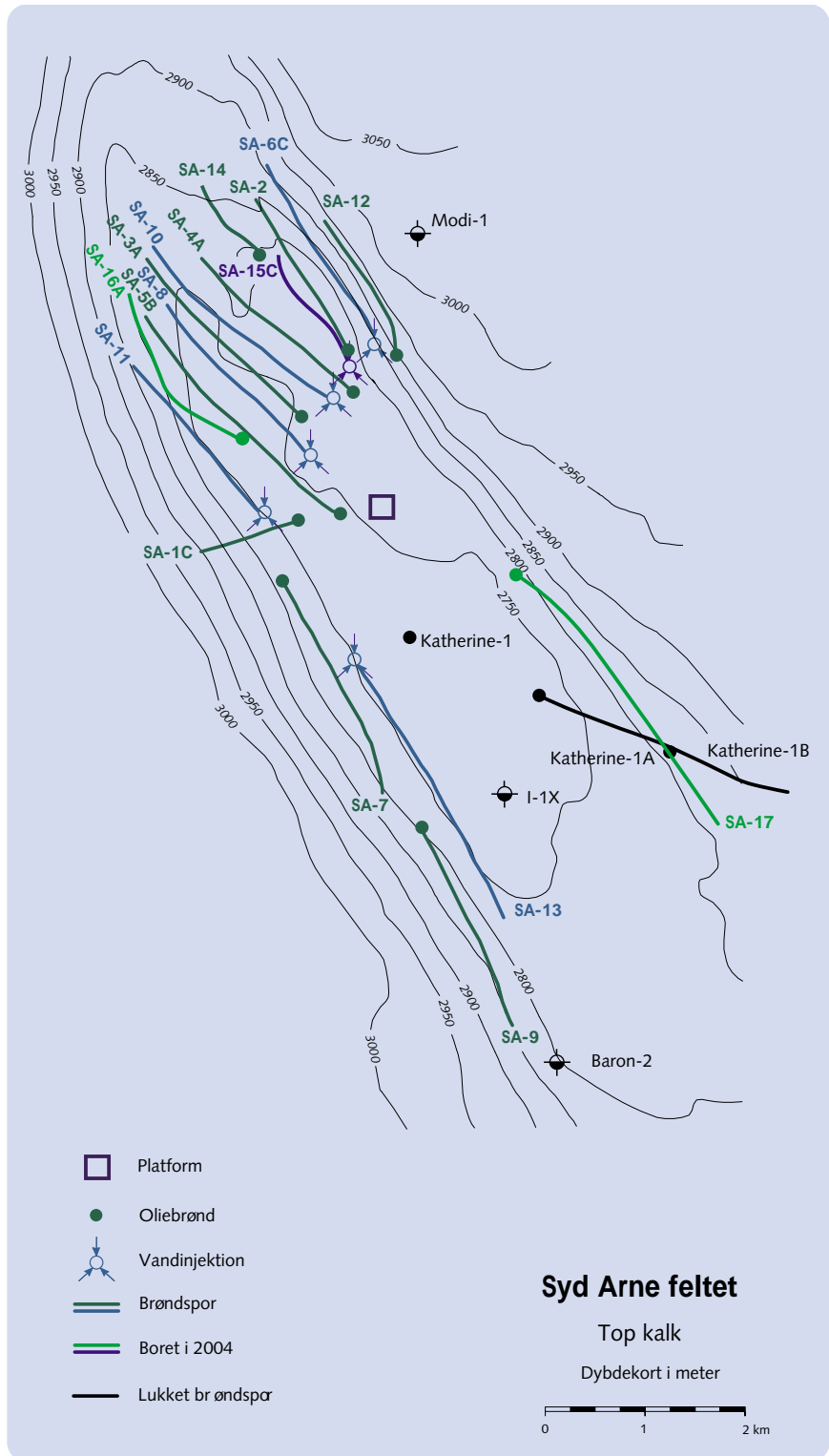
ANLÆG

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

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

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

På Syd Arne er der indkvartering for 57 personer.



TYRA FELTET

| | |
|---------------------------|----------------------------|
| Tidligere navn: | Cora |
| Beliggenhed: | Blok 5504/11 og 12 |
| Tilladelse: | Eneretsbevillingen |
| Operatør: | Mærsk Olie og Gas AS |
| Fundet år: | 1968 |
| I drift år: | 1984 |
| Gasprod. brønde: | 15 |
| Olie/Gasprod. brønde: | 28 |
| Prod./Injek. brønde: | 20 |
| Vanddybde: | 37-40 m |
| Areal: | 90 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.000 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien og Øvre Kridt |
| Reserver | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie og kondensat: | 4,5 mio. m ³ |
| Gas: | 23,0 mia. Nm ³ |
| Akk. produktion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie og kondensat: | 21,83 mio. m ³ |
| Nettogas: | 37,40 mia. Nm ³ |
| Vand: | 28,26 mio. m ³ |
| Akk. injektion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Gas: | 32,62 mia. Nm ³ |
| Produktion i 2004: | |
| Olie og kondensat: | 0,72 mio. m ³ |
| Nettogas: | 2,51 mia. Nm ³ |
| Vand: | 3,05 mio. m ³ |
| Injektion i 2004: | |
| Gas: | 1,61 mia. Nm ³ |
| Akk. investeringer | |
| pr. 1.1.2005: | |
| 2004-priser | 24,7 mia. kr. |

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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

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

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

På Tyra er installeret lavtryksskmpression, som oliebrøndene på Tyra og brøndene på satellit-felterne, inkl. Harald er tilsluttet.

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

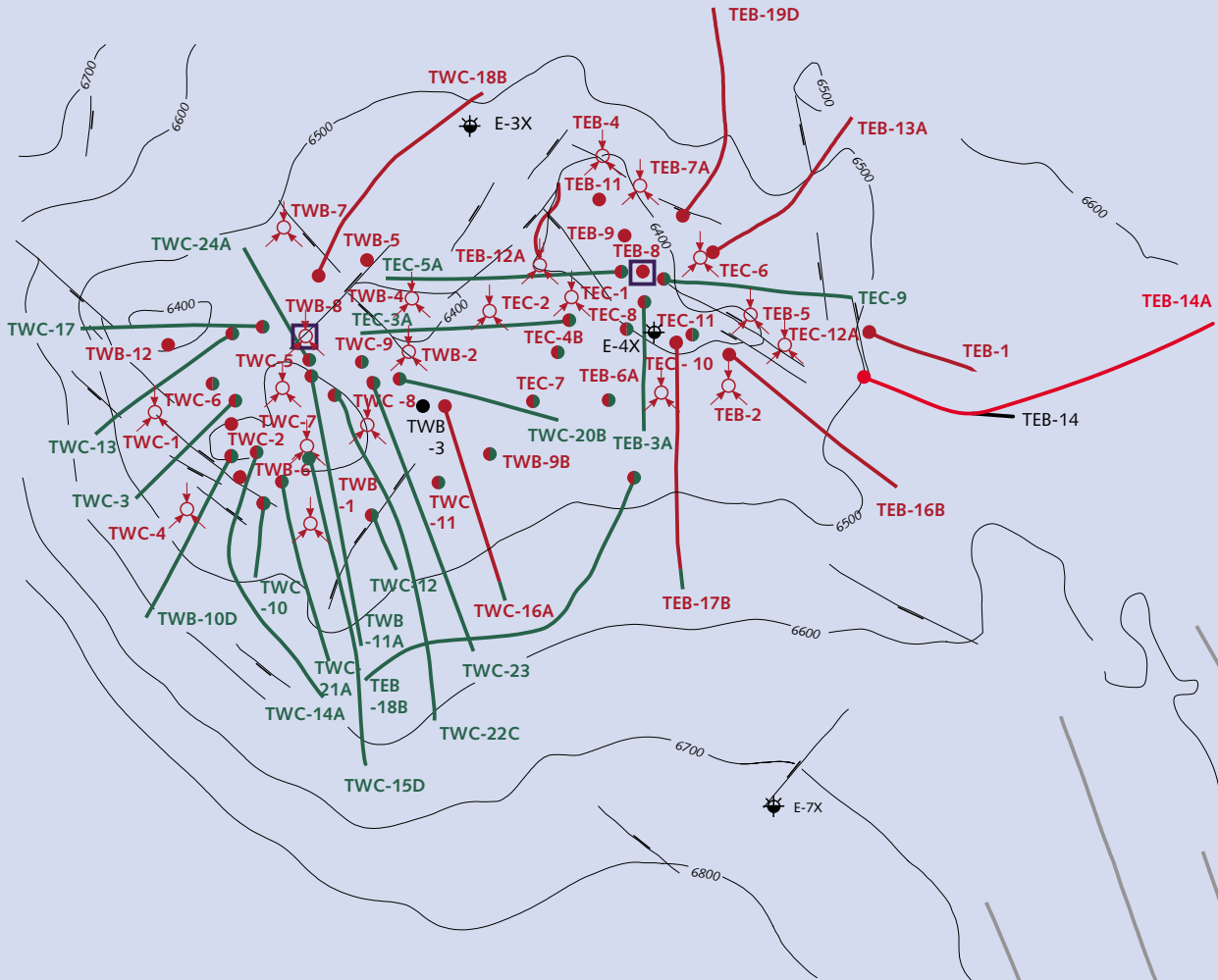
På Tyra Øst modtages produktionen fra satellitfelterne Valdemar, Roar, Svend, Tyra Sydøst og Harald/Lulita samt gasproduktionen fra Gorm og Dan. Tyra Øst procesanlægget omfatter anlæg til færdigbehandling af såvel gas, olie/kondensat og vand.

På Tyra Vest modtages gasproduktionen fra Halfdan. Tyra Vest procesanlæggene omfatter faciliteter til færdigbehandling af gas og vand. Olie/kondensat føres til Tyra Øst for færdigbehandling.

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

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

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



- Platform
- Gasbrønd
- Oliebrønd med gas
- Gasinjektor
- Brøndspor
- Boret i 2004
- Forkastning

Tyra feltet
Top kalk

Dybdekort i fod
0 1 2 km

TYRA SYDØST FELTET

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

| | |
|--------------------|----------------------|
| Olieprod. brønde: | 5 |
| Gasprod. brønde: | 2 |
| Vanddybde: | 38 m |
| Feltafgrænsning: | 113 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.050 m |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien og Øvre Kridt |

Reserver**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 4,0 mio. m ³ |
| Gas: | 10,0 mia. Nm ³ |

Akk. produktion**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 1,42 mio. m ³ |
| Gas: | 2,13 mia. Nm ³ |
| Vand: | 1,32 mio. m ³ |

Produktion i 2004:

| | |
|-------|---------------------------|
| Olie: | 0,58 mio. m ³ |
| Gas: | 1,23 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,48 mio. m ³ |

Akk. investeringer**pr. 1.1.2005:**

| | |
|-------------|--------------|
| 2004-priser | 1,2 mia. kr. |
|-------------|--------------|

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

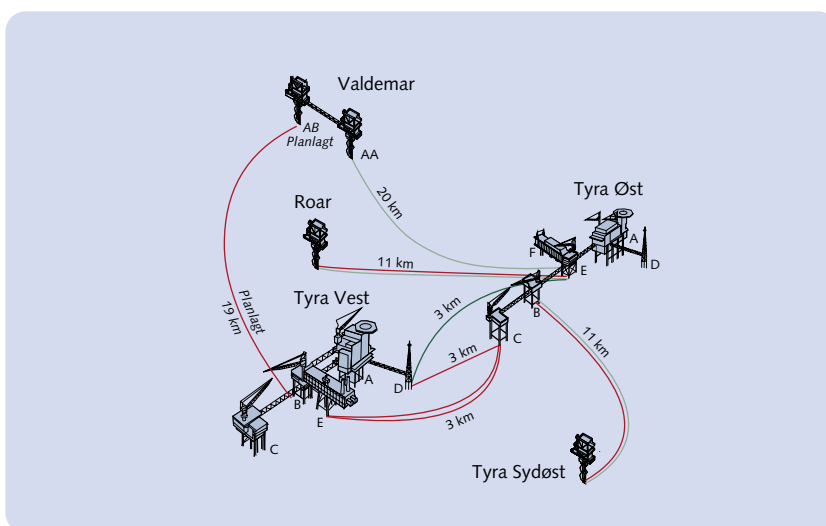
Tyra Sydøst feltet indeholder fri gas med en underliggende oliezone i den sydøstlige del.

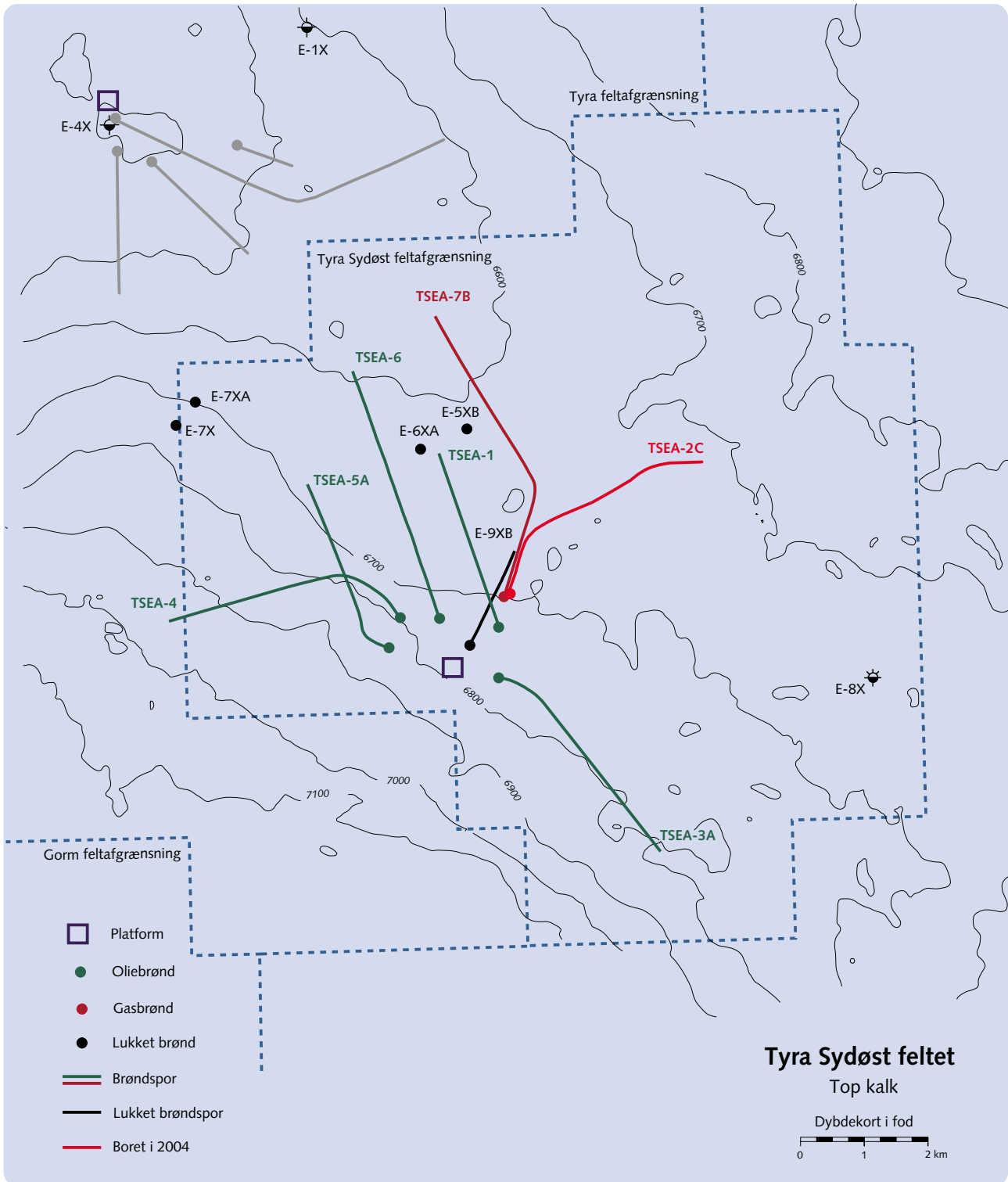
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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





VALDEMAR FELTET

| | |
|---------------------------|---|
| Tidligere navne: | Bo/Nord Jens |
| Beliggenhed: | Blok 5504/7 og 11 |
| Tilladelse: | Eneretsbevillingen |
| Operatør: | Mærsk Olie og Gas AS |
| Fundet år: | 1977 (Bo) 1985 (Nord Jens) |
| I drift år: | 1993 (Nord Jens) |
| Produktionsbrønde: | 6 |
| Vanddybde: | 38 m |
| Feltafgrænsning: | 96 km ² |
| Reservoirdybde: | 2.000 m (Øvre Kridt) 2.600 m (Nedre Kridt) |
| Reservoirbjergart: | Kalksten |
| Geologisk alder: | Danien, Øvre og Nedre Kridt |
| Reserver | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 9,7 mio. m ³ |
| Gas: | 6,8 mia. Nm ³ |
| Akk. produktion | |
| pr. 1.1.2005: | |
| Olie: | 2,56 mio. m ³ |
| Gas: | 1,04 mia. Nm ³ |
| Vand: | 1,36 mio. m ³ |
| Produktion i 2004: | |
| Olie: | 0,49 mio. m ³ |
| Gas: | 0,22 mia. Nm ³ |
| Vand: | 0,33 mio. m ³ |
| Akk. investeringer | |
| pr. 1.1.2005: | |
| 2004-priser | 1,9 mia. kr. |

GEOLOGISK KARAKTERISTIK

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

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

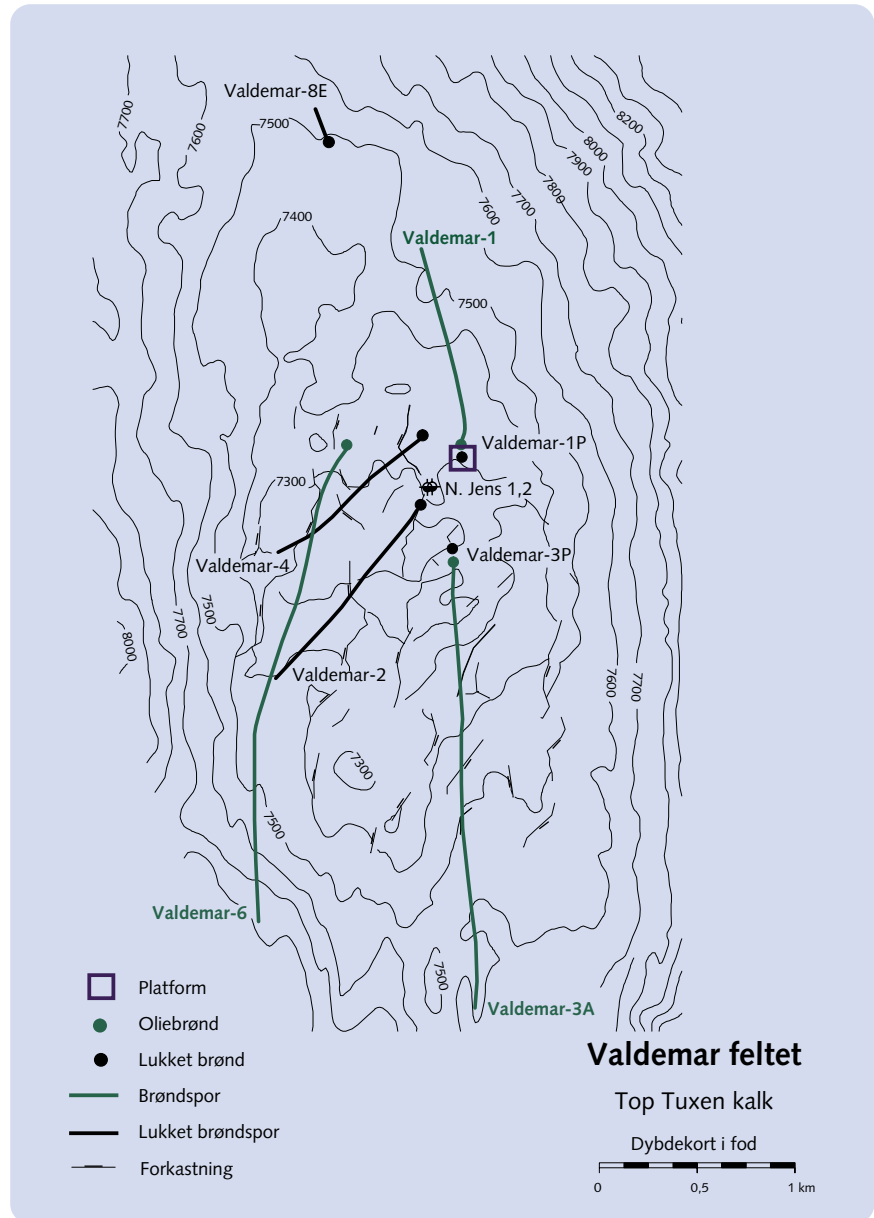
Indvindingen af olie foregår ved naturlig indvinding.

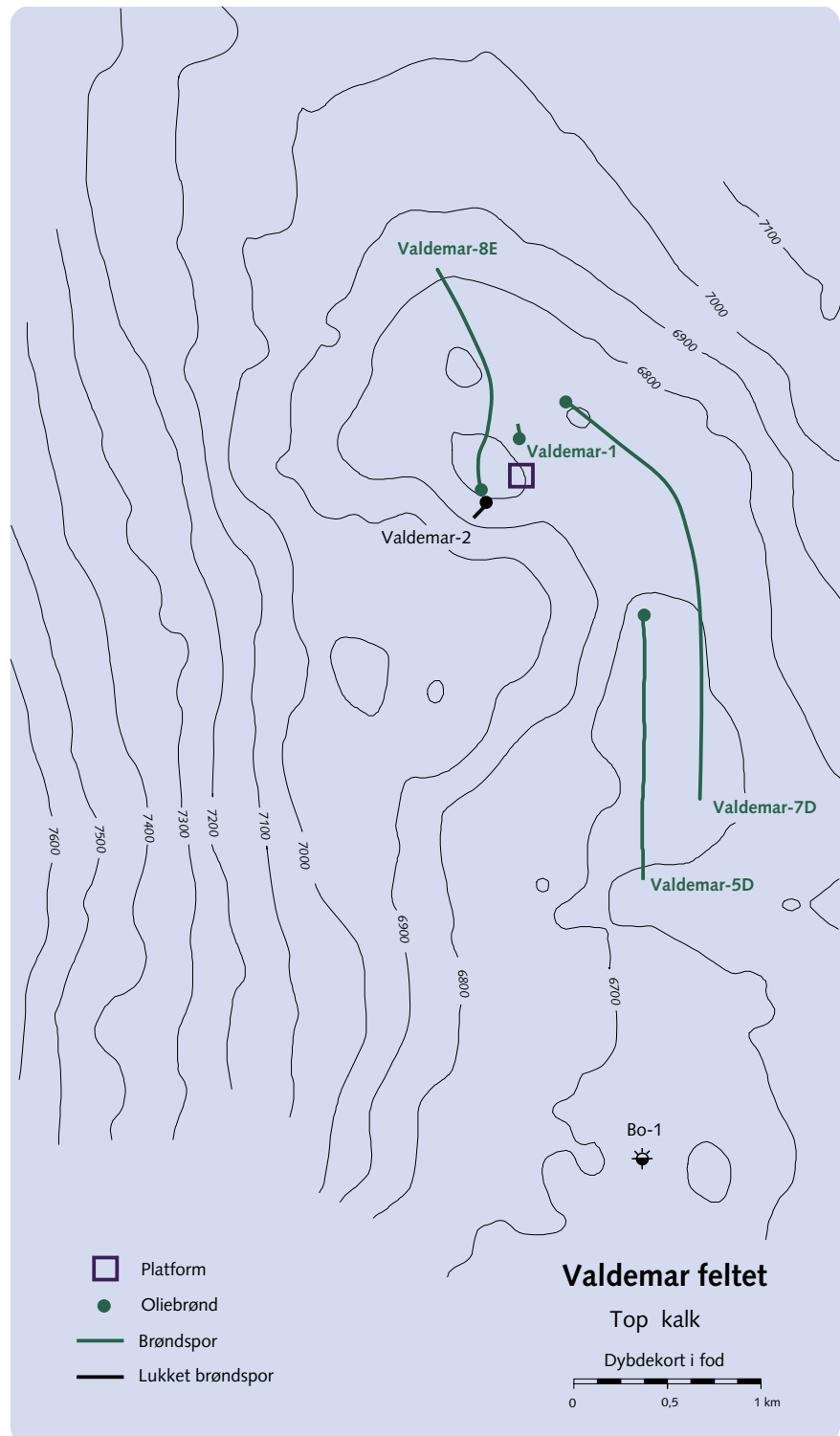
PRODUKTIONSSTRATEGI

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

ANLÆG

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





ØKONOMISKE NØGLETAL

| | Invest. i feltudbygning mio.kr. | Driftsomk. for felter mio.kr. ¹ | Efterforskning omk. mio.kr. | Råoliepris US\$/tønde ² | \$-kurs kr./US\$ | Inflation 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 | -3,6 | 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 | -2,6 | 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 | -0,2 | 1.911 |
| 1993 | 3.307 | 2.047 | 442 | 16,8 | 6,5 | 1,2 | -0,1 | 1.811 |
| 1994 | 3.084 | 2.113 | 151 | 15,6 | 6,4 | 2,0 | -0,3 | 2.053 |
| 1995 | 4.164 | 1.904 | 272 | 17,0 | 5,6 | 2,1 | 0,6 | 1.980 |
| 1996 | 4.260 | 2.094 | 470 | 21,1 | 5,8 | 2,1 | 0,8 | 2.465 |
| 1997 | 3.760 | 2.140 | 515 | 18,9 | 6,6 | 2,2 | 1,7 | 3.171 |
| 1998 | 5.381 | 2.037 | 406 | 12,8 | 6,7 | 1,8 | 1,3 | 3.125 |
| 1999 | 3.531 | 2.118 | 656 | 17,9 | 7,0 | 2,5 | 6,9 | 3.630 |
| 2000 | 3.113 | 2.813 | 672 | 28,5 | 8,1 | 2,9 | 15,3 | 8.695 |
| 2001 | 4.025 | 2.756 | 973 | 24,4 | 8,3 | 2,4 | 13,0 | 9.634 |
| 2002 | 4.703 | 3.102 | 1.036 | 24,9 | 7,9 | 2,4 | 14,9 | 10.138 |
| 2003 | 6.619 | 3.522 | 789 | 28,8 | 6,6 | 2,1 | 15,2 | 9.331 |
| 2004* | 4.378 | 3.334 | 309 | 38,2 | 6,0 | 1,2 | 19,3 | 18.339 |

Årets priser

1) Inkl. Transportomkostninger

2) Brent råolie

3) Forbrugerpriser

4) Olieprodukter og naturgas

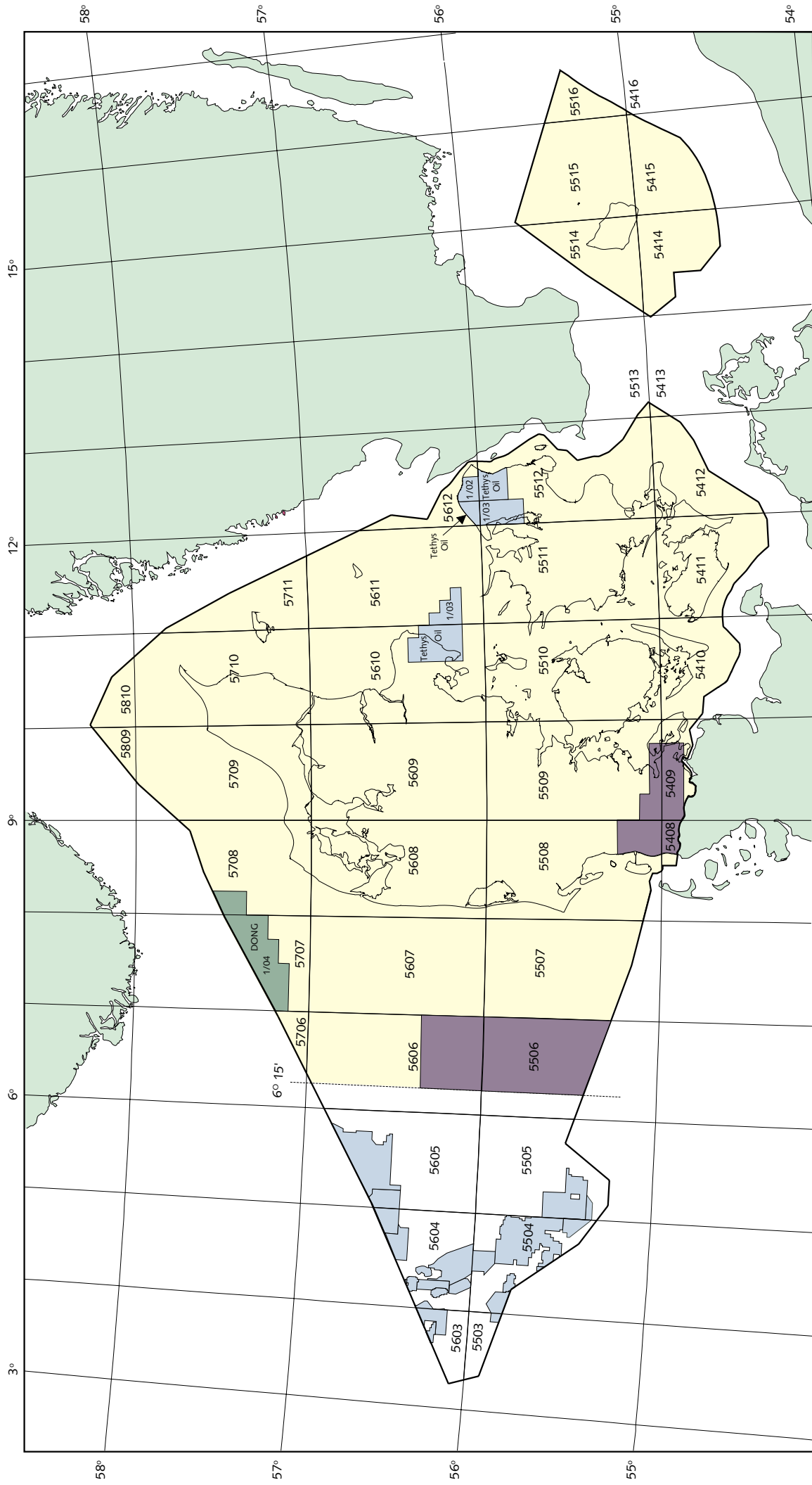
*) Skøn

GÆLDENDE ØKONOMISKE VILKÅR

| | Eneretsbevillingen pr. 1. januar 2004 | Tilladelser meddelt før 1. januar 2004* | Tilladelser meddelt efter 1. januar 2004 |
|---|---|---|---|
| Selskabsskat | 30 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten. | 30 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten. | 30 pct. Kan fradrages i grundlaget for kulbrinteskatten. |
| Kulbrinteskate | 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 %) for investeringer. | 52 pct. Fradrag på 5 pct. i 6 år (i alt 30 pct.) for investeringer. |
| Produktionsafgift | 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 |
| Rørlednings/ dispensationsafgift | 5 pct. frem til 8. juli 2012, herefter afskaffes afgiften. Rørledningsafgiften kan modregnes i kulbrinteskatten, og 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 modregnes i kulbrinteskatten, og kan ikke fradrages i selskabs- og kulbrinteskattegrundlaget. |
| Statsdeltagelse | 20 pct. fra og med 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. |
| Overskudsdeling | Fra 1. januar 2004 til 8. juli 2012 betales 20 pct. af den selskabsskattepligtige indkomst før skat og før nettorenteudgifter. | Nej | Nej |

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

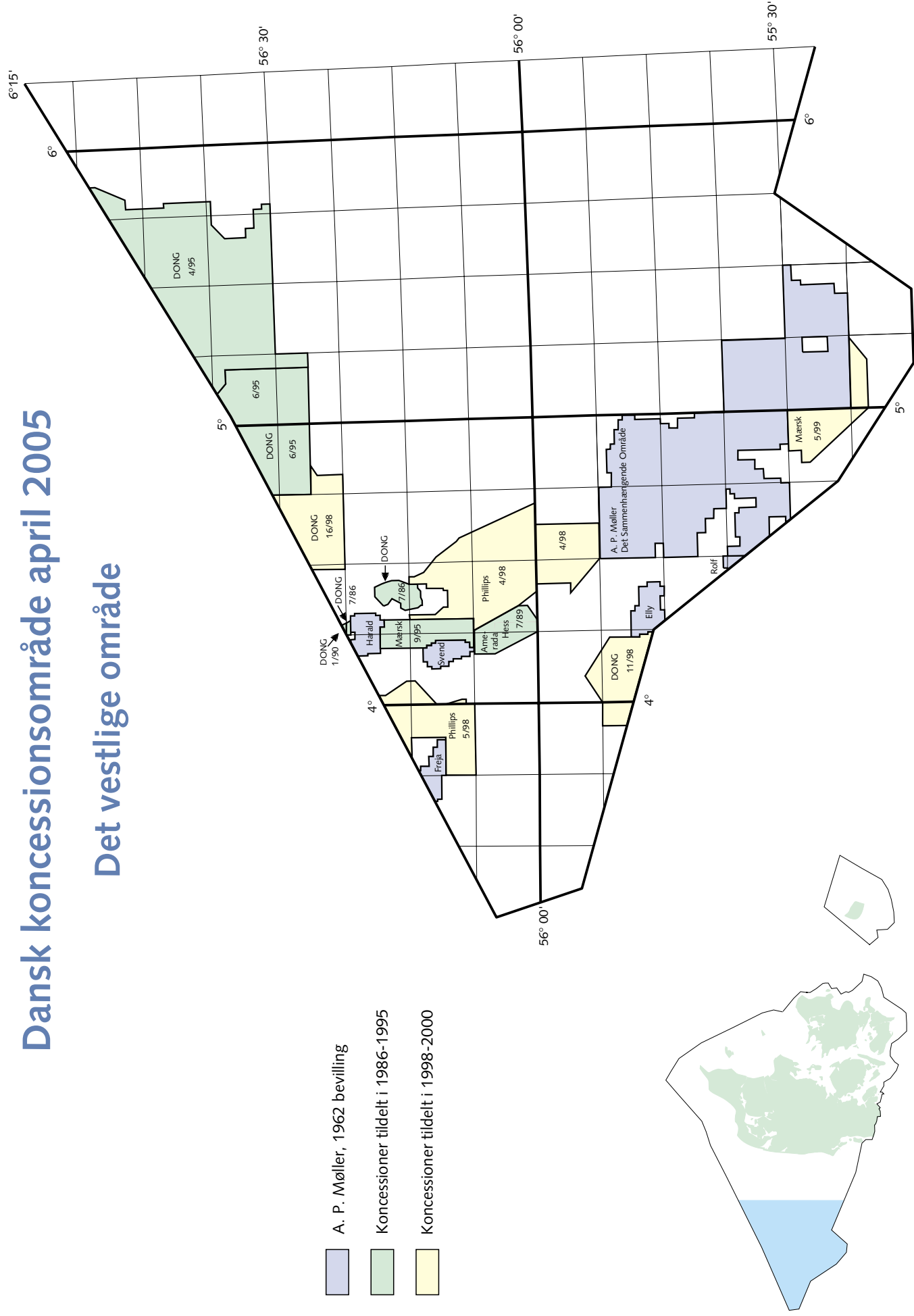
Dansk koncessionsområde april 2005



- Koncessioner tildelt i 1962-2004
- Koncession tildelt i 2004
- Ansøgninger i Åben Dør området
- Åben Dør området

Dansk koncessionsområde april 2005

Det vestlige område



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

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

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

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

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

Udgivet: Maj 2005
Oplag: 2.200 eksemplarer

Forsidefoto: Medvind
Øvrige foto: Udlånt af DONG A/S og Mærsk Olie og Gas AS
Redaktør: Helle Halberg, Energistyrelsen
Illustrationer og kort: Lise Ott, Energistyrelsen

Tryk: Rosendahls Bogtrykkeri
Trykt på: Omslag: ProfilSilk (250 g), indhold: ProfilSilk (150 g)
Layout: Advice A/S og Energistyrelsen
ISBN 87 7844-509-4
ISSN 0903-2819



Eftertryk tilladt med kildeangivelse. Rapporten inklusive figurer og tabeller findes også på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk. ISBN 87 7844-510-8

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

www.ens.dk

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

Rapporten om 2004 beskriver som de tidligere rapporter efterforsknings- og udbygningsaktiviteterne på dansk område. Rapporten indeholder også en gennemgang af produktionen og af de sikkerheds-, sundheds- og miljømæssige forhold ved olie- og gasproduktionen.

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

I år omfatter rapporten desuden et temaafsnit om Gorm feltets udvikling, siden feltet blev fundet i 1971.

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