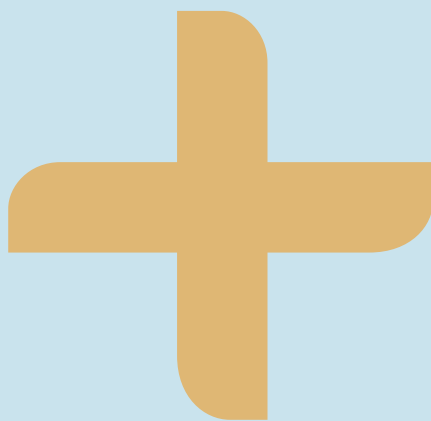


SDØE

eller Statens direkte økonomiske engasjement, ble etablert i 1985 som et direkte statlig eierskap til olje- og gassreserver på norsk sokkel og tilhørende anlegg. SDØE er per i dag den største porteføljen av olje- og gassfelt, plattformen og transport-systemer. Ved utgangen av 2006 hadde SDØE andeler i 105 utvinningstillatelser, hvorav 37 produserende felt. Verdien av SDØE ble per 1.1.2006 anslått til 875 milliarder kroner, basert på en langsiktig oljepris langt under dagens nivå.



Petoro

ble stiftet 9. mai 2001 som følge av delprivatiseringen av Statoil og basert på et mandat fra Stortinget om å forvalte SDØE på en forretningsmessig måte. Petoro er rettighetshaver til SDØE-andelene i de 105 utvinningstillatelsene på norsk sokkel og har som mål å skape størst mulig økonomisk verdi for staten. Selskapets strategi er å maksimere verdien av SDØE-porteføljen gjennom område-utvikling, modning av reserver og tidlig bruk av teknologi.

INNHOOLD

- 2-3** Administrerende direktør:
Fram på stolsetet
- 4-5** Viktige hendelser og
hovedtall fra 2006
- 6-7** Nøkkeltall

PETOROS STRATEGI

- 8-9** Petoros strategi
- 10-15** Områdeutvikler
- 18-21** Reservemodning
- 24-29** Tidlig teknologianvendelse

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

- 30-31** Helse, miljø og sikkerhet

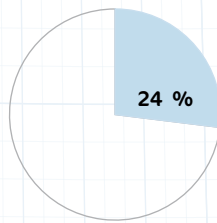
VIRKSOMHETSSTYRING

- 32-33** Virksomhetsstyring
og selskapsledelse
- 34-35** Presentasjon av ledelsen
- 36-37** Presentasjon av styret

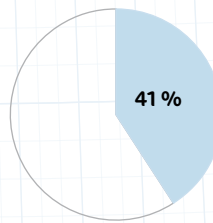
ÅRSBERETNING OG REGNSKAP

- 38-46** Styrets årsberetning
- 47-75** Regnskap,
noter, årsberetning

Petoros andel av olje-
reserver på norsk sokkel



Petoros andel av gass-
reserver på norsk sokkel



SDØE er den største porteføljen av olje og gass på norsk sokkel. Produksjonen av olje er per i dag fortsatt større enn produksjonen av gass. Men mens oljeproduksjonen har vært på vei ned de siste årene, er gassproduksjonen fortsatt på vei opp og vil få et nytt løft når gassproduksjonen fra Snøhvit og Ormen Lange kommer i gang senere i 2007.

* FORSIDEN: Kaken viser hele produksjonsbildet.

70°

65°

60°

0°

5°

10°

15°

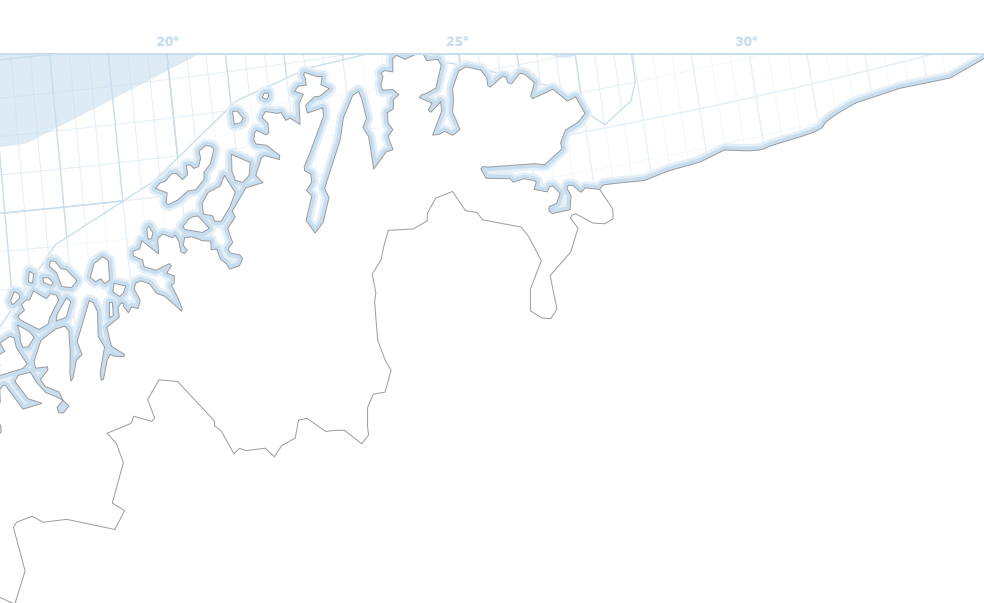
0°

5°

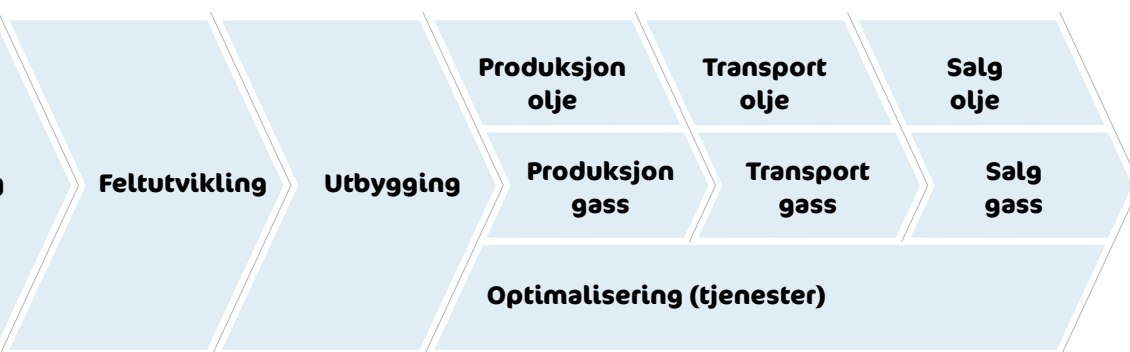
10°

Tildeling

Leting



Petoro: Den beste partner



Petoro har som forvalter oppgaver knyttet til flere ledd i verdikjeden fra tildeling til avsetning av olje og gass. Omfanget av engasjementet varierer imidlertid i stor grad, som også illustrert ved figuren nederst på side 9.

Mandat

Selskapets formål er på vegne av staten for statens regning og risiko, å ha ansvaret for og ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel og virksomhet i tilknytning til dette.

Hovedmål

Selskapet skal på forretningsmessig grunnlag skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje.



KR. 128.500.000.000,-*

* Årsresultatet for SDØE var i 2006 128,5 milliarder kroner, mens netto kontantstrøm var 126 milliarder.

Fram på stolsetet

Nok et rekordår ligger bak oss. Årsresultatet fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i 2006 ble 128.500.000.000 kroner, grovt avrundet, og kontantstrømmen omtrent like stor, 126 milliarder.

«I lys av fusjonen mellom Statoil og Hydro, trenger mange av oss andre aktører å skjerpe oss, for å ivareta mangfoldet som har bidratt til en vellykket utvikling av norsk sokkel.»

KJELL PEDERSEN, ADMINISTRERENDE DIREKTØR

■ Samtidig ser det ut til at olje- og gassprisene også i årene framover vil holde seg høye. Prognosene for totalproduksjonen de neste årene ligger fortsatt på et høyt nivå og med en stigende gassproduksjon. Investeringsnivået holder seg oppe lenger enn vi trodde. Vi antar å ha store gjenværende ressurser og vi har en infrastruktur og en kompetanse som bidrar til å gjøre funn drivverdige.

Men oljeproduksjonen fortsetter å falle. Vi leter for lite og funnene er få og små. Vi greier ikke på langt nær å erstatte oljen og gassen vi produserer, med nye reserver. Med høye priser og høy aktivitet globalt, følger en bølge av kostnader som allerede plager oss og som kan bli et alvorlig problem den dagen prisene faller.

På toppen av slike industrielle utfordringer skimter vi konturen av et «Norwait» som er mer opptatt av å bruke inntektene, enn av den langsiktige innsatsen for å skape dem. Professor Ivar Frønes børstet støv av en gammel frykt under Norsk Petroleumsforenings Petroleumspolitiske seminar i Sandefjord ved inngangen til dette året. Han etterlot seg spørsmålet om vi er i ferd med å bli en nasjon av oljerike nordmenn som setter kos og trivsel i høysetet, mens vi skyver fra oss strevsom utvikling av kompetanse som er nødvendig for å forvalte rikdommen naturen har utstyrt oss med.

For mens arbeidsledigheten er rekordlav og vi soler oss i glansen av topplasseringer i internasjonale målinger av levevilkår, så befinner så mange som 750.000 nordmenn i yrkesaktiv alder seg utenfor arbeidslivet. En undersøkelse i 27 grunnskoleklasser viser at bare halve timen brukes til faglig undervisning, mens resten av tiden blant annet går til spising, rydding, toalettbesøk, blyantspissing og venting på lærer. Vi ligger langt etter på internasjonal statistikk over antall unge som søker seg til realfagsutdanning. Statistikk over satsing på forskning og utvikling har Finland langt framme – og Norge langt bak.

Vi har kunnet feie slike problemstillinger inn under et teppe av høye oljeinntekter. Men oljeprisen er en troløs venn. Og den som tror det er enkelt – eller billig – å hente opp de gjenværende to tredelene av Norges antatte totale olje- og gassressurser, tar feil.

Vi trenger fortsatt tilførsel og videreutvikling av høy kompetanse



og stå-på-vilje, både for å gjøre det beste ut av modne felt og områder som Troll og Haltenbanken, og for å utvikle det mer umodne Barentshavet samt dypvannsområdene av Norskehavet. Petoro vil bidra til dette og har lagt en strategi som vi omtaler utførlig i denne årsrapporten.

I lys av fusjonen mellom Statoil og Hydro, trenger mange av oss andre aktører å skjerpe oss, for å ivareta mangfoldet som har bidratt til en vellykket utvikling av norsk sokkel. Fusjonen vil styrke de to norske selskaperens internasjonale satsing. Men for norsk sokkel generelt og for forvaltningen av SDØE, kan tapet av det ene kompetente, uavhengige tekniske og operative miljøet, bety en svekkelse.

For å sikre fortsatt god forvaltning av SDØE, arbeider vi for en avbøting gjennom å styrke Petoros eget kompetansemiljø. Men også

andre aktører vil trenge kompetente og motiverte medarbeidere for å sikre framtidig verdiskaping fra norsk sokkel. Å motivere de unge til å utdanne seg for denne spennende industrien samt sørge for at mennesker i arbeidsdyktig alder er motiverte, kompetente og tilgjengelige, er en stor oppgave som mange må ta ansvar for, både innen industrien og hos myndighetene.

Vi skal ikke la panikken ta oss. Men det skader ikke å flytte seg litt lenger fram på stolsetet.

Kjell Pedersen
Administrerende direktør

PETORO I 2006



500 MILLIARDER

- Kontantstrøm til staten siden 2001

126 MILLIARDER

- Kontantstrøm til staten i 2006
- Største enkeltbidrag til Statens pensjonsfond, utland

TROLLFELTET

- stod for 51 prosent av gassinntektene



128,5 MILLIARDER

- høyeste årsresultat siden Petoro ble etablert
- opp 15,3 mrd. fra 2005
- femte rekordresultat siden 2001

KARBONDIOKSID (CO₂)

- kan pumpes inn i oljefelt for å øke utvinningen.
- Petoro identifiserte seks aktuelle felt for slik injeksjon våren 2006.

PRODUKSJON

- Olje og NGL: 723 000 fat per dag
- Gass: 75 mill. kubikkmeter per dag
- Totalproduksjon: 1,2 mill fat olje-ekvivalenter per dag

Finansielle data (i millioner kroner)

	2006	2005	2004	2003	2002
Driftsinntekter	174 979	152 683	120 807	101 699	103 709
Driftsresultat	129 833	113 069	83 653	68 621	70 366
Årets resultat	128 467	113 172	82 343	68 154	67 417
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	146 616	119 767	98 428	85 045	82 078
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	19 877	20 686	17 153	14 465	13 140
Netto kontantstrøm	126 213	99 175	81 401	69 005	66 082



BARENTSHAVET

- Petoro har fått en helt ny posisjon i den nordligste delen av norsk sokkel, etter at SDØE ble tildelt andeler i 5 utvinningstillatelser

NYTT AVTALEVERK

- trådte i kraft fra 1.1.2007 og sikrer bedre virksomhetsstyring samt økt eierinnflytelse i utvinningstillatelsene
- Petoro har vært en pådriver i arbeidet



GJØA OG VEGA

- ble besluttet utbygget som en områdeløsning.
- Petoro bidro aktivt til områdetenkingen

LANGELED

- gassrør til Storbritannia åpnet i oktober og åpner for at norsk gass igjen får en dominerende posisjon i det britiske markedet.

NYE RESERVER

- SDØE ble tilført 210 mill. fat o.e. i nye reserver, inkludert reservene i Gjøa, Vega og Rev.
- Samtidig skjedde nedjustering, slik at netto reservetilgang var 97 millioner fat o.e.



OLJEPRISEN

- var i gjennomsnitt 64,50 dollar per fat, eller 412 kroner per fat.
- Gass ble solgt for gjennomsnittlig 1,92 kroner per standard kubikkmeter



PÅ ÅSGARD-FELTET

- økte SDØE-andelen med 0,19 prosent eller 5 mill. fat o.e. som følge av at Petoro ba om redeterminering.
- Verdi: rundt 2 milliarder kroner ved 2006-priser.

Operasjonelle data

	2006	2005	2004	2003	2002
Produksjon - olje og NGL (tusen fat per dag)	723	788	886	933	949
Produksjon tørrgass (mill. standard kubikkmeter per dag)	75	73	70	65	61
Olje-, NGL og tørrgassproduksjon (tusen fat o.e per dag)	1198	1244	1324	1341	1333
Gjenværende reserver (millioner fat o.e.)	8 083	8 422	8 773	9 095	8 478
Reservetilgang* (millioner fat o.e.)	97	177	88	1104	95
Reserveerstatningsgrad* (treårig gjennomsnitt i prosent)	26	96	88	84	25
Oljepris (USD per fat)	64,50	53,03	37,57	28,76	24,20
Oljepris (NOK per fat)	412	344	254	203	196
Gasspris (NOK per Sm3)	1,92	1,47	1,07	1,00	0,93

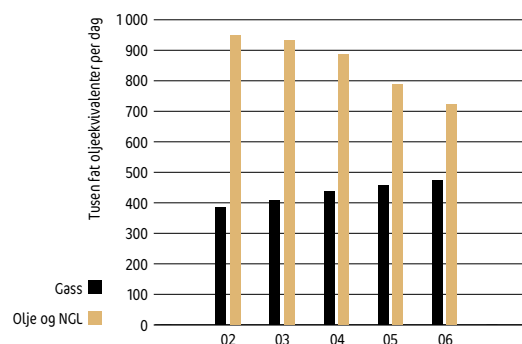
* Ikke inkludert kjøp og salg av reserver knyttet til nedsalgene i 2001 og 2002

Nøkkeltall SDØE

Årsresultatet for SDØE-porteføljen i 2006 var 128,5 milliarder kroner og netto kontantstrøm 126 milliarder. De gode resultatene skyldes i hovedsak høyere olje- og gasspriser. Totalproduksjonen var noe lavere enn året før, mens gassproduksjonen økte. Kostnadene har økt betydelig.

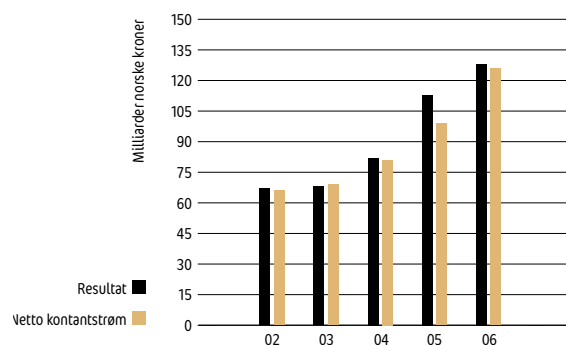
PRODUKSJON

■ Produksjonen av olje og NGL er redusert med 8 prosent sammenlignet med 2005. Dette skyldes i hovedsak forsinket boreframdrift samt at modne oljefelt har avtakende produksjon. Imidlertid har flere felt økt gassproduksjon sammenlignet med 2005. Totalt er økningen på 4 prosent for SDØE-porteføljen. Produksjonen på Troll utgjør omlag 50 prosent av dette.



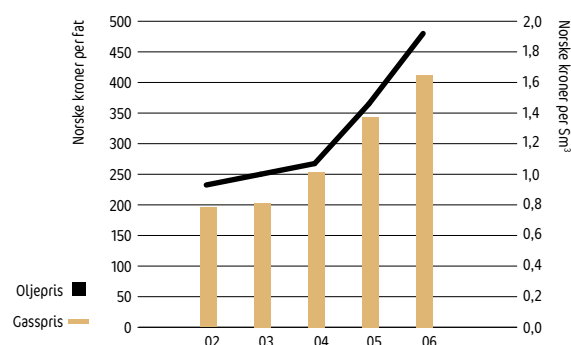
RESULTAT OG KONTANTSTRØM

■ Årsresultatet på 128,5 milliarder kroner er 15,3 milliarder kroner bedre enn året før, hovedsakelig grunnet høyere olje- og gasspriser. Årets samlede olje- og gassalg var 1,234 millioner fat oljektivaler (o.e.) pr. dag mot 1,284 millioner fat o.e. i 2005. Kontantstrømmen, som representert ved overføring til staten, var 126,2 milliarder kroner i 2006, mot 99,2 milliarder kroner i 2005.



OLJE- OG GASSPRIS

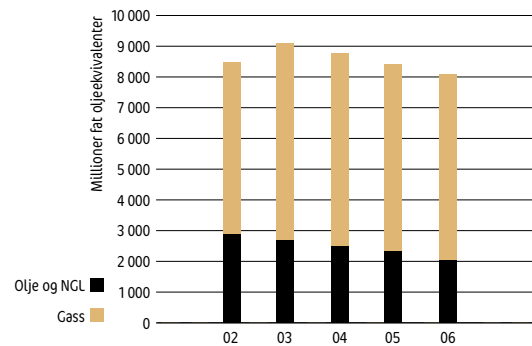
■ Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE porteføljen var 412 kroner pr. fat, mot 344 kroner pr. fat året før, en økning på 20 prosent. Oljeprisen for porteføljen i US dollar var 64,50 pr. fat, som er 22 prosent høyere enn for 2005. Gjennomsnittlig gasspris var 1,92 kroner pr. Sm³ mot 1,47 kroner pr. Sm³ i 2005.





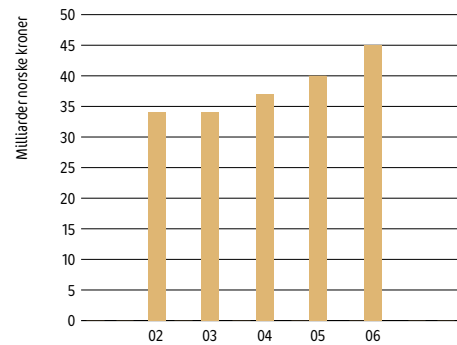
GJENVÆRENDE RESERVER

■ Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede olje-, NGL- og gassreserver av 8,1 milliarder fat o.e. Dette er 340 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2005. For 2006 var netto tilførsel av reserver 97 millioner fat o.e., hovedsakelig utslag av innsendelse av plan for utbygging og drift på Gjøa/Vega samt nedjustering av reservene i noen produserende felt.



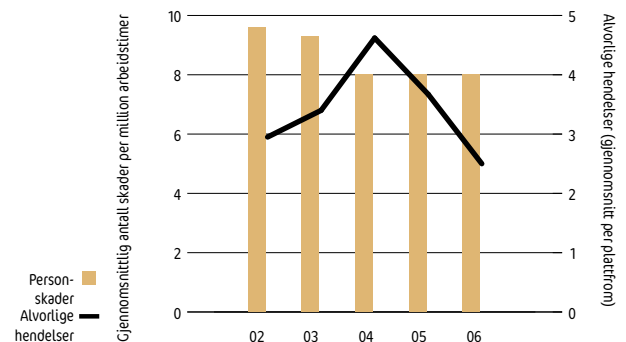
KOSTNADER

■ Kostnader for drift av felt, rørledninger og landanlegg var 20 prosent høyere enn for 2005, som følge av høy aktivitet og økte priser i leverandørmarkedet, økte kostnader til vedlikehold og modifikasjoner samt kostnader relatert til forberedelse til, og oppstart av nye felt og anlegg. Kostnader knyttet til leteaktiviteter var totalt 1,1 milliarder kroner, sammenlignet med 0,9 milliarder kroner i 2005.



SIKKERHET

■ Ingen dødsulykker i 2006. Målet for reduksjon av personskedefrekvensen (H2) ble ikke innfridd. Indikatoren var i 2006 på samme nivå som de to foregående år. Med hensyn til alvorlige hendelser har en sett en forbedring i 2006 i forhold til tidligere år.



Petoros strategi

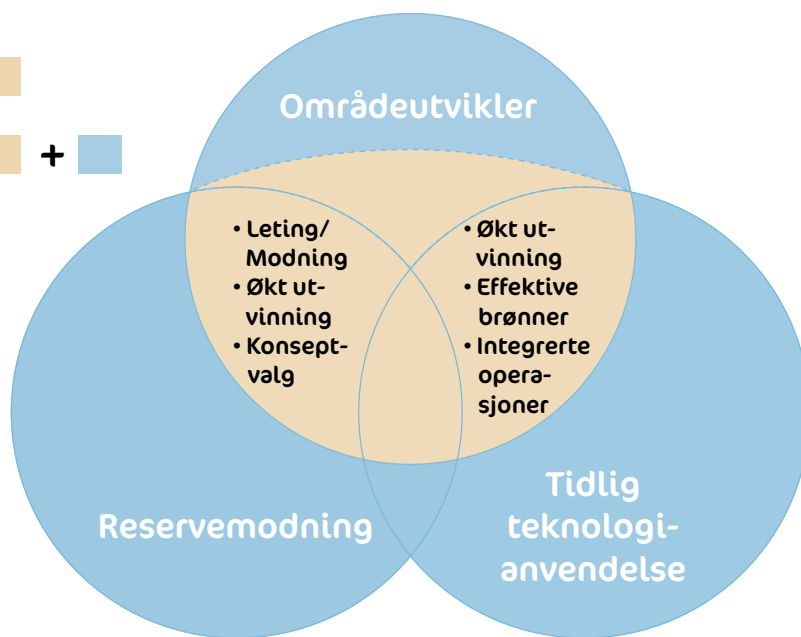
«Områdeutvikleren» er hovedoverskriften på Petoros strategi etter en revisjon i 2006. De største mulighetene for verdiskaping i Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) knytter seg til økning i reservene og forsering av produksjonsvolumer, samt bruk av ny teknologi. Petoros bidrag til reduserte enhetskostnader vil fortsatt være en sentral aktivitet. Det er viktig at selskapet også i tider med gode produktpriser opprettholder aktivitet innenfor dette området.

Områdeutvikling er selskapets hovedstrategi. Gjennom sin brede portefølje har Petoro god mulighet til å fremme helhetlige løsninger og effektiv ressursutnyttelse i geografiske kjerneområder. To delstrategier har et særlig stort verdiskapingspotensial:

Område for definering
av portefølje av initiativer



Område for definering
av andre oppgaver



Reservermodning handler om at Petoro kan påvirke verdiene i porteføljen gjennom selektiv innsats for fremskyndet og mer effektiv leting etter nye ressurser, mer effektiv produksjon og høyere utvinningsgrad fra eksisterende felt, samt at ressurser i modne områder blir brakt i produksjon. Også videreutvikling av gassinfrastrukturen kan bidra til reservemodning.

Tidlig teknologianvendelse representerer en strategi for effektiv kombinasjon av teknologiløsninger, arbeidsprosesser og utvikling av kompetanse samt effektiv styring av nødvendige endringsprosesser som følger av dette. Petoro vil arbeide for raskere implementering av teknologi fra pilotforsøksstadiet til bred anvendelse i porteføljen, gjennom de muligheter som den tunge og brede posisjonen gir.



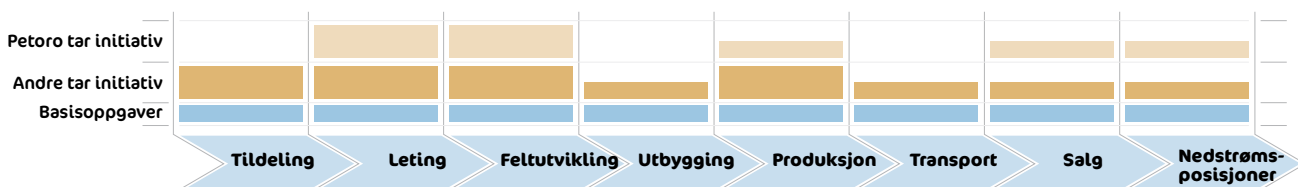
PETORO SKAL TA INITIATIV

Petoro er en fleksibel organisasjon. Selskapet besitter en vesentlig del av den kompetansen som er nødvendig for å løse hovedoppgavene, ivareta hensynet til miljøet og følge kravene til helse og sikkerhet. For å operere effektivt og ivareta selskapets oppgaver og aktiviteter, legger Petoro vekt på å definere og gjennomføre egne initiativ der selskapet ser muligheter for å skape merverdi.



TIDLIG ENGASJEMENT

Petoro vil engasjere seg tidligere i beslutningsprosessene og verdikjeden for å implementere selskapets strategi i interessentselskapene og andre fora. Gode strategiske initiativ og riktig valg av aktiviteter er kritisk viktig for å maksimere verdiskapningen i SDØE.





STRATEGI OG KOMPETANSE

Petoros hovedstrategi er områdeutvikling med fokus på reservemodning og tidlig bruk av teknologi. Selskapet kombinerer kompetanse, djervhet og nytenkning for å gjennomføre sin strategi.



BRED PORTEFØLJE

Petoro forvalter mer enn en tredel av petroleumsreservene på norsk sokkel. Det gir selskapet mulighet til å styrke samhandlingen mellom operatørene og fremme helhetlige løsninger i sine kjerneområder.



VERDISKAPING

Verdien av porteføljen øker under Petoros forvaltning. Med riktige initiativ og ressurser kan selskapet fortsette å maksimere verdiene fra porteføljen.



Områdeutvikler for verdiskaping

Verdien av SDØE-porteføljen har økt med gjennomsnittlig 20 milliarder kroner per år ved konstante priser under Petoros forvaltning, til 875 milliarder kroner i 2005. Petoro legger opp til fortsatt verdiskaping basert på antatt høye priser og en strategi for områdeutvikling, reservemodning og tidlig bruk av ny teknologi på norsk sokkel. Fusjonen mellom Statoil og Hydro representerer en ny utfordring for Petoros forvaltning av SDØE.

■ Fem års erfaring gir begrunnelse for og tyngde til Petoros revisjon av sin strategi. En erfaring er at selskapet må finne en god balanse mellom viktige saker andre setter på dagsorden og saker/prosjekter som Petoro selv tar initiativ til. En annen erfaring er at selskapet må legge en større del av sin innsats tidligere i beslutningsfasen for å utøve effektiv påvirkning.

«Petoro kan skape større verdier i utrednings- og beslutningsfasene enn i gjennomføringsfasen», sier Jan Rosnes som er avdelingsdirektør for prosjekter og strategi i selskapet.

Geografi og helhetstenkning

Rosnes knytter to dimensjoner til begrepet områdeutvikler. Den første er den geografiske – der eksempelvis en beslutningssak i en lisens kan ha betydning for andre lisenser

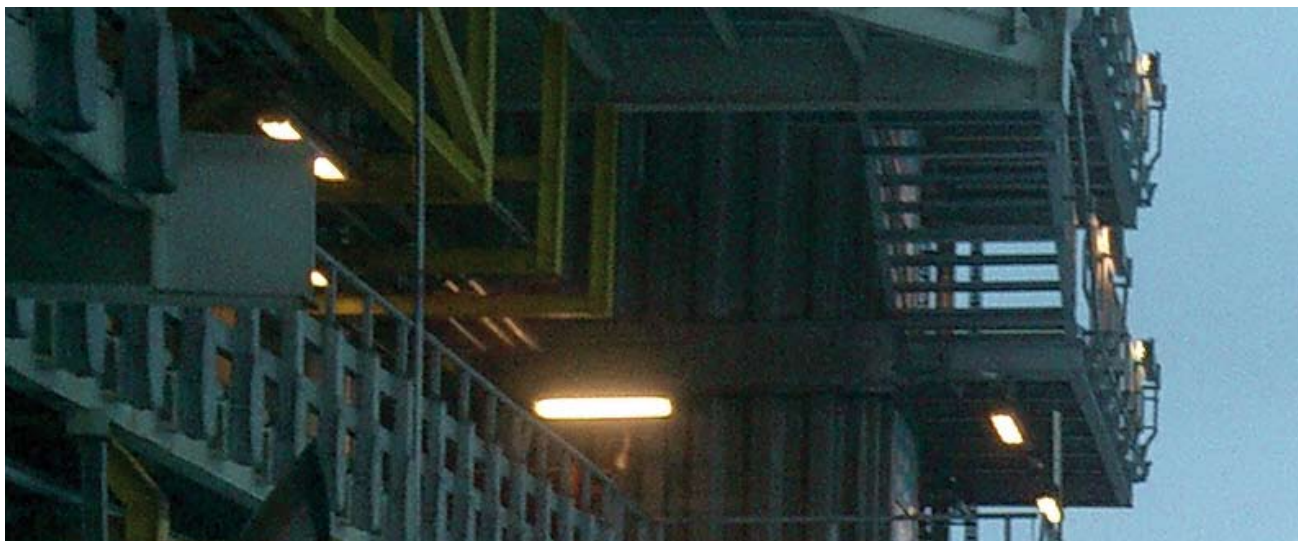
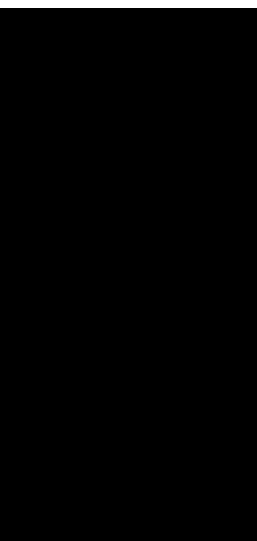
i området, eller at Petoro ser store muligheter til forbedring gjennom læring og overføring av beste praksis mellom feltene.

Den andre dimensjonen ved Petoro som områdeutvikler, er helhetsvurderinger. Det handler om å anvende faglig spisskompetanse i en større sammenheng. Det kan også være å koble forretningsmessige behov til teknologimuligheter.

Rosnes sier at til tross for høy oljepris og en medgangsbølge av de sjeldne, foregår det for lite modning av ressurser til drivverdige reserver. Han mener at det å se helheten i en verdikjede, kan gi områdeutviklingen et sterkere forretningsmessig preg og raskere lede til matnyttig løsning.

«Når vi har kompliserte problemstillinger på bordet, er vår utfordring å vurdere tek-





nologisk modenhet, kommersielle og strategiske verdier, samt risiko. Vi må se helheten og fokusere på de driverne som gir størst verdiskaping,» sier han.

Områdeutvikling lønner seg. Rosnes trekker fram Tampen-området i Nordsjøen som eksempel. Her samarbeidet Petoro med operatøren, Statoil, om en strategi for hele området.

Han viser til at verdiøkningen av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i perioden 2002–2006 har vært i størrelsesorden 80 milliarder kroner ved konstante priser. «Noen av disse milliardene kommer fra Tampen», sier Rosnes.

Teknologi for verdiskaping

Historisk sett har teknologi spilt en avgjørende rolle for verdiskapingen på norsk

sokkel. Rosnes nevner plattformunderstell i betong (condeep), nye boremetoder (eksempelvis horisontale brønner), flytende produksjon, undervannsløsninger og utviklingen innen flerfaseteknologi for å transportere olje og gass sammen.

«På mange måter kan man si at strategien vår er en hjelp til å finne de riktige tingene å gjøre, mer enn å gjøre tingene riktig. Og når vi forsøker å finne hva som er riktig å gjøre med hensyn til teknologi, ser vi størst mulighet for økt verdiskaping ved å bevege oss raskere fra utvikling og pilotutprøving av ny teknologi til å ta den i bruk i stor skala», sier Rosnes.

Teknologiområder Petoro særlig vil arbeide med, er effektive brønner, integrerte operasjoner og teknologier for økt utvinning (se egen artikkel på side 24).

Fusjon skaper behov for styrket Petoro

Mange aktører på norsk sokkel har kunnet spille på konkurransen mellom de to store norske operative kompetansmiljøene Statoil og Hydro. Dette gjelder så vel store internasjonale selskapers datterselskaper i Norge, som norske myndigheter.

Ikke minst har tilstedeværelsen av de to store norske selskapet bidratt til at Petoro har kunnet forvalte SDØE-porteføljen på en effektiv måte. Dette har skjedd ved at Petoro har kombinert egen innsats med kompetansen og kapasiteten til det ene av de to store norske selskapene i rollen som partner, for å utfordre og teste ut forslag fra det andre norske selskapet i rollen som operatør. Med en fusjon av Statoil og Hydro, endrer bildet seg radikalt.



Tampen i nordlige delen av Nordsjøen er et eksempel på områdeutvikling basert på eksisterende felt. Her fra Snorre-feltet.



Heidrun-feltet i Norskehavet inngår i tenking om framtidig områdeutvikling her.



Direktør for prosjekter og strategi, Jan Rosnes

«Realistisk sett, tror vi derfor en betydelig styrking av Petoros tekniske og kommersielle kompetanse og kapasitet er nødvendig for å sikre en fortsatt god forvaltning av statens direkte eierinteresser.»

Direktør for prosjekter og strategi, Jan Rosnes, sier fusjonen synes å være riktig for Statoil og Hydro, og særlig riktig ut fra selskapenes internasjonale ambisjoner. Samtidig forventer Petoro at fusjonen må føre til effektivitetsgevinster på norsk sokkel – og som også vil komme SDØE-porteføljen til gode. Likevel betyr bortfall av det ene selskapet en økt risiko i forhold til den langsiktige forvaltningen av statens direkte eierinteresse, sier Rosnes.

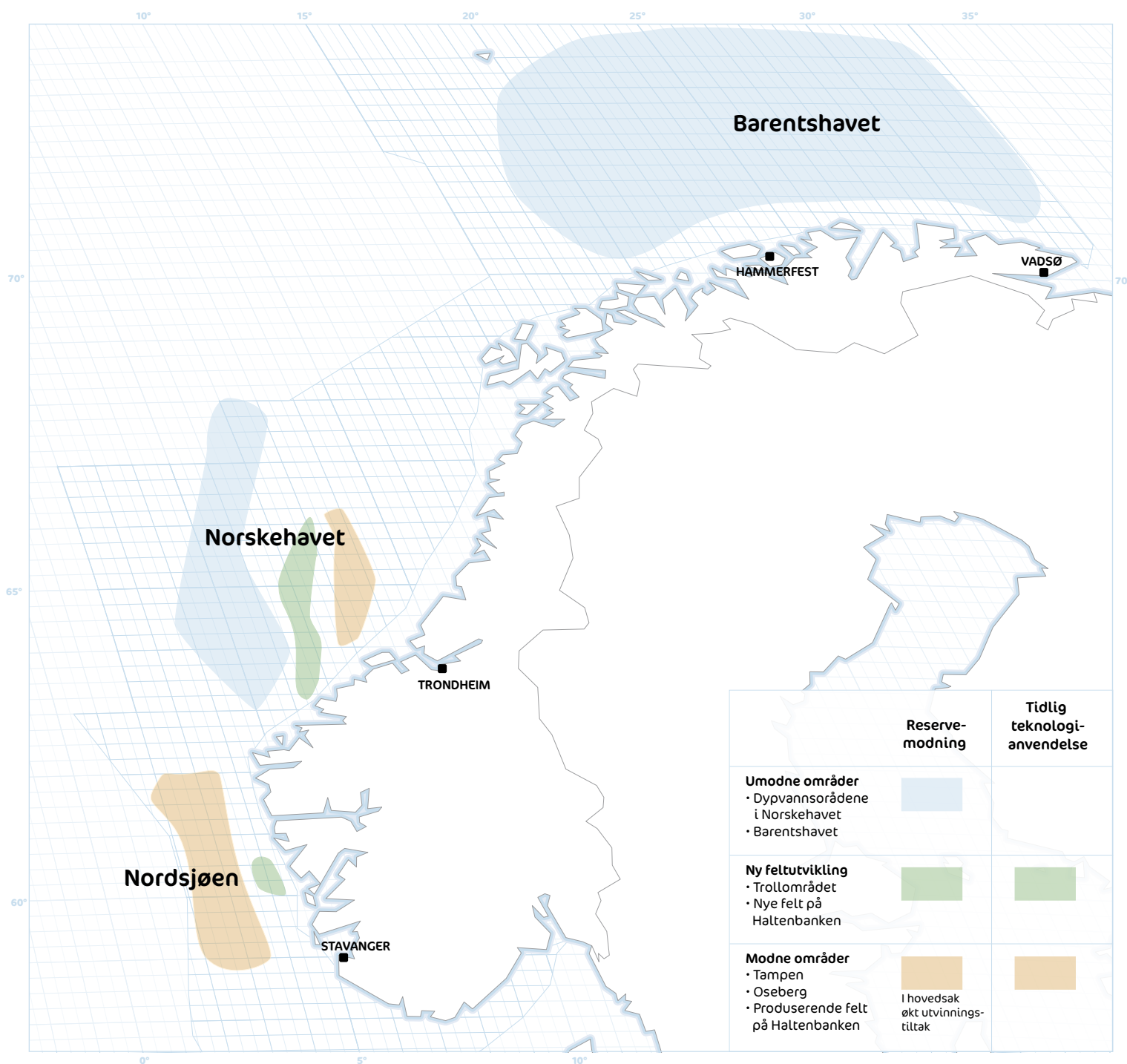
Han tror ikke det er mulig fullt ut å erstatte den rollen Hydro og Statoil har spilt hver for seg. Men til en viss grad kan bortfallet erstattes gjennom styrking av andre aktører – deriblant Petoro.

«Vi håper at også de store internasjonale selskapene styrkes på norsk sokkel og at de legger større ressurser inn i rollen som rettighetshaver her. Samtidig vet vi at det er stor konkurranse om ressursene, både fra felt og prosjekter der selskapene selv er operatør på norsk sokkel og fra oppgaver de har andre steder i verden. Realistisk sett, tror vi derfor en betydelig styrking av Petoros tekniske og kommersielle kompetanse og kapasitet er nødvendig for å sikre en fortsatt god forvaltning av statens direkte eierinteresser», sier Rosnes.



Petoros strategi

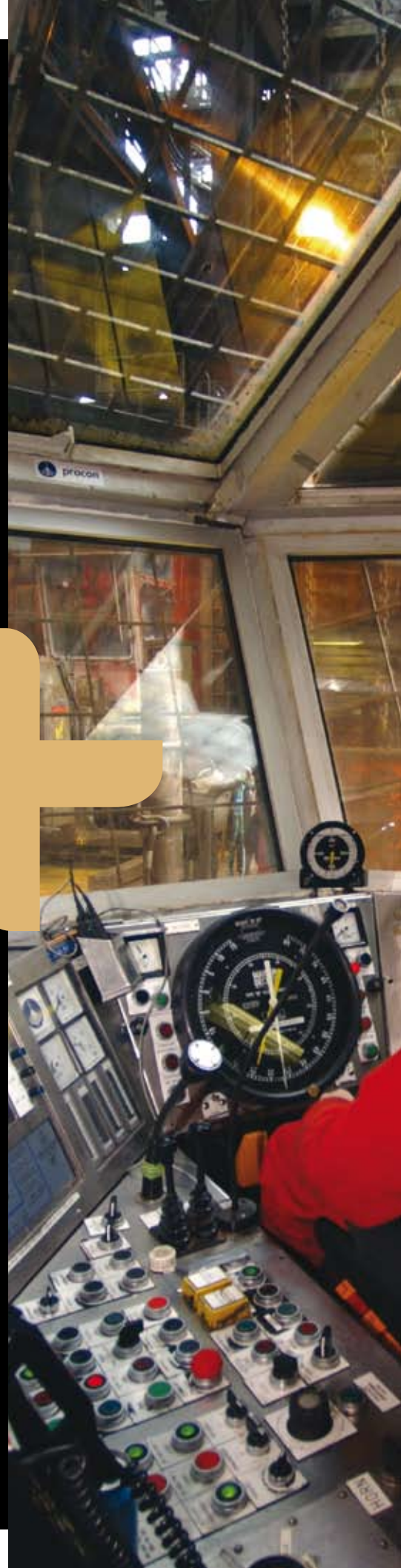
Petoros strategi «områdeutvikler» dekker både Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Men vektlegging og virkemidler varierer i forhold til områdenes modenhet. I Nordsjøen og moden del av Norskehavet dreier det seg mest om reservemodning gjennom økt utvinning og teknologianvendelse for økt effektivitet og ny utvikling i eller omkring eksisterende felt. Petoros fokus i dypvannsområdene av Norskehavet og i Barentshavet er på reservemodning i form av økt letevirksomhet.





MODNE RESERVER

Store deler av norsk sokkel er i en moden fase. Oljeproduksjonen på norsk sokkel faller og enhetskostnadene øker. God lønnsomhet avhenger av økt utvinningsgrad, tidlig anvendelse av ny teknologi og bedre utnyttelse av infrastruktur.





FORLENGET OLJEALDER

Aktiviteten på norsk sokkel er høy, og det er fortsatt store ressurser igjen. For å forlenge oljealderen må industrien være forberedt på lønnsom utvinning av olje og gass som ligger lenger fra land og på større dyp enn tidligere og samtidig bruke sin beste kløkt til å få mest mulig ut av det som allerede er funnet.

NYE MULIGHETER

Dagens produksjon må erstattes med nye reserver. De mest nærliggende er funn i Norskehavet og Barentshavet. Petoro er en pådriver for å forsterke letevirksomheten og se muligheter for å samordne og skape lønnsomhet av mindre funn.



Reservemodning: mer leting – og høyere utvinningsgrad

I dypvannsområdene av Norskehavet og Barentshavet er det en utfordring å sikre tilstrekkelig letevirksomhet. I de modne områdene av Norskehavet og Nordsjøen er økt utvinning og god utnyttelse av infrastruktur stikkord for Petoros delstrategi «reservemodning».

«Norskehavet er interessant i lys av Petoros strategi for modning av ressurser til drivverdige reserver, ettersom her er både modne og umodne områder.»

■ Reservemodning dreier seg både om å gjøre funn i nye områder – samt å modne disse fra usikre ressurser til drivverdige reserver – og å øke reservene og produksjonen i den modne delen av sokkelen. I Tampen-området av Nordsjøen har Petoro i tett samarbeid med områdeoperatør Statoil bidratt til betydelig verdiskaping gjennom økt utvinning og samordning mellom enkeltfeltene.

I den modne delen av Norskehavet mener Petoro at helhetstenking for reservemodning i og rundt eksisterende felt alene kan gi tilleggsmengder av olje og gass tilsvarende et Åsgardfelt.

I de mer umodne områdene på dypt vann i Norskehavet samt i Barentshavet, representerer tilgang på kvalifiserte rigger til akseptabel pris en utfordring. Petoro samarbeider

med andre selskaper for å skaffe rigger nok til økt letevirksomhet – i Barentshavet blant annet for å fremskaffe nok gass til et prosessstog nummer to i Snøhvit-anlegget på Melkøya.

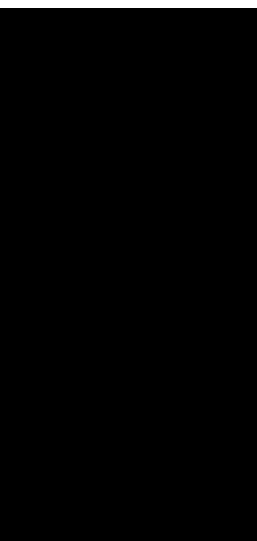
Gasstrategi for Norskehavet

Norskehavet er interessant i lys av Petoros strategi for modning av ressurser til drivverdige reserver, ettersom her er både modne og umodne områder. Selskapet forvalter store andeler i ti produserende felt, en stor andel i Ormen Lange-feltet som er under utbygging og andeler i funn som er under evaluering.

Til sammen 11 operatører og 20 partnere ivaretar sine interesser i området, men mange ut fra en begrenset portefølje. Ifølge områdeleder Gunnar Eide, er Petoros styrke at selskapet sitter i mange lisenser og



Ny teknologi for visualisering av undergrunnen har bidratt til økt forståelse og dermed bedre løsninger og høyere produksjon.



ser sammenhenger. Et annet særtrekk er at Petoro kun har lisenser på norsk sokkel å konsentrere seg om, og vil optimalisere i forhold til dette.

Petoro har gjennomført et eget strategisk prosjekt for ny gass i Norskehavet der selskapet har beskrevet nye gassentra med tilhørende transportløsninger og infrastruktur. Prosjektet har ifølge prosjektleder Sigurd Omland også sett på modningen av ressurser, utnyttelse av eksisterende infrastruktur samt mulig samordning av feltutvikling og fremtidig håndtering av CO₂.

Grovt sett kan Norskehavet deles i tre områder som har ulike utfordringer: Haltenbanken/Nordland, Møre/Vøring sør og Vøring nord.

Haltenbanken/Nordland handler om å mes-

tre og å videreutvikle en moden olje- og gass-provins som omfatter feltene Njord, Draugen, Åsgard, Kristin, Heidrun og Norne.

Petoro ser på muligheter for reservemodning ved bedre utnyttelse av feltsentrene gjennom tiltak for økt utvinning fra felt i drift og mer letevirsomhet nær eksisterende felt. Blant tiltakene for økt utvinning, er å øke injeksjon av gass og vann og å bore flere og billigere brønner.

Selskapet er opptatt av at det etablerte fibernettverket i Norskehavet skal kunne utnyttes til å optimalisere driften gjennom integrerte operasjoner for økt samhandling mellom operasjonsrom på land og plattformer i havet. Ifølge Gunnar Eide har Petoro også vært en pådriver for reservemodning gjennom langtidsplaner på eksisterende felt i området.

Møre/Vøring Sør er i ferd med å komme i produksjon gjennom ferdigstillingen av Ormen Langefeltet. Deretter er utfordringen å utnytte infrastrukturen som knytter Ormen Lange til landanlegget på Nyhamna i Møre og Romsdal. Petoro mener nøkkelen til økt verdiskaping er å utnytte ledig kapasitet i rørledningen ved å forsere produksjonen fra Ormen Lange samt å fase inn funn fra økt letevirsomhet.

Gassfeltet Ormen Lange ble påvist i 1997 og er den første utbyggingen på virkelig dypt vann i Norskehavet, med havdyp som varierer fra 800 til 1100 meter. Forut for innlevering av plan for utbygging og drift (PUD) i 2003 stod diskusjonen om feltet skulle utvikles basert på en flytende installasjon til havs, eller om det skulle bygges et anlegg på land for prosessering og videre-transport av gass og kondensat.



Det arbeides for tiden med framtiden for Draugen-feltet, som også kan få betydning for området rundt.



Mottaksanlegget for gass fra Ormen Lange i Nyhamna, kan få betydning for videreutvikling av Norskehavet.

Prosjektleder Sigurd Omland (t.v.)
og områdeleder Gunnar Eide.



Petoro var en av pådriverne for ilandføring. Et framtidsrettet valg, ifølge Eide. En flytende installasjon ville hatt begrenset produksjonskapasitet. Med rørledninger til land gir det mulighet og fleksibilitet til å øke produksjonen fra feltet. Landanlegget er utformet for å kunne utvides fra dagens kapasitet på 70 millioner kubikkmeter per dag med økt egenproduksjon og framtidig innfasing av nye funn i Norskehavet.

«For oss var det allerede ved utarbeidelse av PUD viktig å gjøre valg som gir muligheter i et litt lengre perspektiv, eksempelvis fleksibilitet til at nye funn kan fases inn mot feltsentrene. I planen for Ormen Lange ble det også satt av penger til langsiktig teknologiutvikling for kvalifisering av kompresjon på havbunnen. Dette arbeidet pågår og nylig har Ormen Lange-gruppen besluttet å bygge et fullskala pilotanlegg for uttesting på Nyhamna. Formålet er å ha et rimeligere og like pålitelig alternativ til en kompressorplattform for fase to av utbyggingen,» sier Eide.

Det har vært vanlig i lisenser på norsk sokkel at penger til slike teknologiutviklingsprosjekter bevilges fra år til år. I denne saken framhever Eide det langsiktige samarbeidet med Hydro og de andre partnerne og at en har klart å løfte dette pilotprosjektet med en kostnadsramme på flere milliarder kroner.

Voring nord ønsker Petoro å utvikle til et nytt kjerneområde. Funn og prospekter ligger på dypt vann. Hittil er det bare gjort noen små ikke-driververdige funn. Men det finnes fortsatt flere større prospekter som ikke er boret. Alt tyder på at nye funn i denne provinsen i hovedsak vil være gass.

«Vi har pågående et eget arbeid for å se på langsiktigheten i Snøhvit; hvordan øke reservene.»

Eide tror fortsatt på muligheten av store funn i Norskehavet, men at «det er mer sannsynlig at vi må samordne middels store og små funn.» Flere letebrønner de to neste årene gir forhåpentligvis noen flere svar. Petoro som deltaker i flere av lisensene ser det som del av sin strategi for områdeutvikling å påvirke aktuelle aktører til samordning av lete- og modningsaktiviteter med sikte på maksimalisering av verdiskapingen.

«Vi ser for oss at denne provinsen utforskes relativt raskt og at vi kan se produksjonsstart i området fra 2014,» sier Eide. Han tror det kommer nye feltentre for gass i Norskehavet, og Petoro er opptatt av å se hvordan ny produksjon kan fases inn. Derfor ønsker selskapet mer utveksling av data på tvers av lisensene og å videreutvikle verktøyene innen leting. Hvis letingen lykkes, så blir transporten av gassen neste utfordring. Det må gjøres store funn, eller så må tilstrekkelig mange mindre funn samordnes, for at utbygging av ny transportledning skal bli lønnsom.

I et slikt tilfelle blir mulighet for transport av uprosessert gass over store avstander viktig. Satsingen som nå gjøres på Ormen

Lange for å kvalifisere kompresjon på havbunnen, vil dermed kunne få ringvirkninger for utviklingen av dypvannsfeltene i Norskehavet.

Ved samordning av flere funn ser Petoro for seg bruk av undervannsgasskompresjon for å transportere gassen fra mindre felt til et sentralt prosessanlegg. En annen problemstilling er optimal og helhetlig utnyttelse av det eksisterende rørledningssystemet på sokkelen og knutepunktene Nyhamna i Møre og Romsdal, Kollsnes i Hordaland og Kårstø i Rogaland.

Indiske elefanter

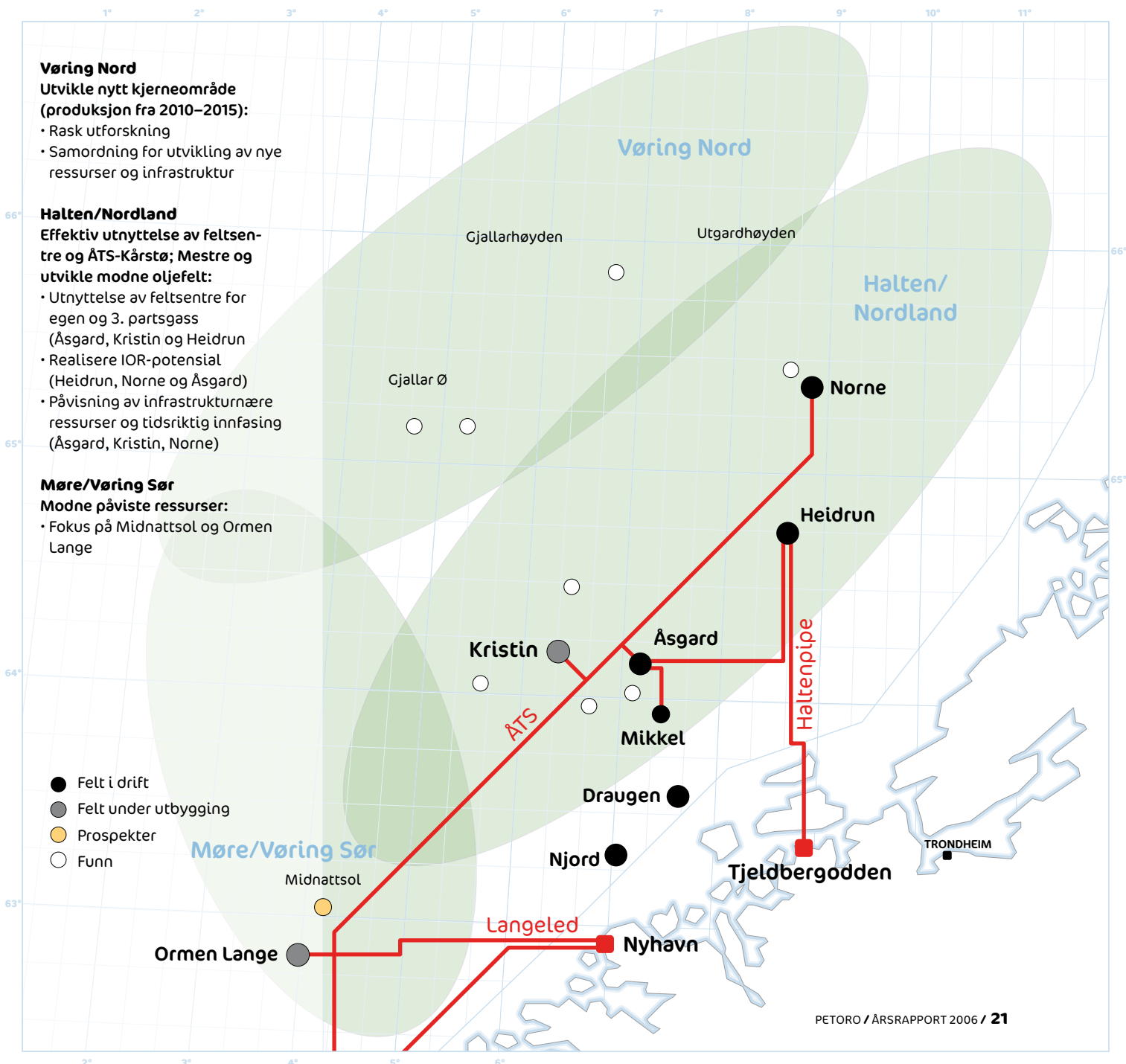
Dypvannsområdene i Norskehavet er fortsatt å regne som umodne og Petoro ønsker også å være en pådriver for leting i de mer uutforskede områdene. Samtidig maner Gunnar Eide til tålmodighet: «Jeg mener vi må ha litt av den samme tålmodigheten som er vist i Barentshavet. Det kan være grunn til å minne om at utsatt leteboring mest av alt skyldes mangel på rigger. På dypt vann i Norskehavet er det boret færre enn 15 brønner til nå.»

Sammensetting av produksjonen fra Norskehavet kommer til å endre seg. Fra omkring 2010 vil gassproduksjonen overstige oljeproduksjonen fra Petoros portefølje i Norskehavet. I 2010 har produksjonen fra de fleste feltene i porteføljen falt betydelig. Derfor er det nødvendig å berede grunnen for nye funn og felt allerede nå, og det helst med langt flere og større funn enn det som har vært trenden de siste årene.

«Den 20. konsesjonsrunden blir i så måte ►

Petoros tre områder i Norskehavet

Videreutvikling i Norskehavet stiller selskapene overfor større utfordringer enn noensinne. Samtidig gir dette større muligheter, mener Petoro. Dersom beslutningene tar hensyn til helheten og at beslutningene gjøres i en tidlig fase.



► spennende,» sier Eide. Han understreker at håpet fortsatt er å gjøre funn i elefantklassen. Kanskje ikke de store afrikanske elefantene, men funn av indiske elefanter vil også trigge ny optimisme og giv.

Tog to vil hjelpe Snøhvit

I Barentshavet er Snøhvit-gassen foreløpig de eneste drivverdige reservene. Snøhvit kommer i produksjon til høsten – 23 år etter at feltet ble funnet. En viktig oppgave nå er å modne nok tilleggsreserver til et prosessstog nummer to som vil styrke økonomien i prosjektet betraktelig. Ikke langt unna nærmer Goliat seg utbygging. For øvrig har industrien store arealer den kan lete på etter tildelinger de siste par årene.

Reservemodning for å maksimere verdien av Snøhvit er foreløpig eneste konkretiserte post i Petoros Barentshav-strategi. Men selskapet har fått et helt annet fotfeste i Barentshavet etter 19. runde våren 2006 og tildelingen i såkalte forhåndsdefinerte områder (TFO) i januar 2007. I 19. runde kom Petoro med i fem av seks utvinnings-tillatelser, og i den siste TFO-en kom Petoro med i begge tillatelsene som ble tildelt.

«Om et par år vet vi mer. Tidligere lette man etter olje i Barentshavet, og fant gass. Nå leter mange og forventer først og fremst å finne gass. Men det finnes oljeprospekter også,» sier områdeleder Gunnar Eide.

Gassen fra Snøhvit sendes fra undervannsinstallasjoner på feltet til prosessanlegget på Melkøya. Her blir gassen nedkjølt og fraktet i flytende form med LNG-tankere, hovedsaklig til USA.

I første omgang ser Petoro på mulighetene gjennom sin 30 prosents andel, for å øke verdien fra Snøhvit med nye reserver og en ny rørledning fra feltet. Eide sier at de langsiktige prisutsiktene for olje og gass gjør dette mer interessant enn tidligere.

Etter lange og vanskelige vurderinger omkring utvikling av oljesonen på Snøhvit, ble det tidlig i 2007 vedtatt å bore en brønn for bedre å kunne vurdere mulighetene for lønnsom utbygging av oljesonen.

Industrien knytter håp til videre utforsking



En prioritert oppgave i Barentshavet er å finne tilstrekkelige gassmengder i områder rundt Snøhvitfeltet til et prosessstog nummer to ved LNG-anlegget på Melkøya.

av området rundt Snøhvit og at dette fører til et eksportrør nummer to til landanlegget på Melkøya i Finnmark. Statoil er blant de selskapene som har uttrykt tro på potensialet i Barentshavet og ønsker å fortsette å lete, uansett utfallet av de siste boringene.

Nytt lys på Barentshavet

Vedvarende høye oljepriser er sterkt medvirkende til fornyet interesse for Barentshavet. Debatten om mulige olje- og gassressurser samt miljøkonsekvenser ved aktivitet i Barentshavet har tidvis vært intens helt siden første letebrønn ble påbegynt for snart 27 år siden.

Letebrønnene i Barentshavet er så langt å regne for noen nålestikk her og der – mange muligheter er uprøvde. Ett nålestikk som lyktes var Enis funn av oljefeltet Goliat i 2000. Et tilleggsfunn på dypere nivå i Goliat var det største enkeltfunnet på norsk sokkel i 2006.

Oljedirektoratets direktør med ansvar for leting, Bente Nyland, peker på at generelt sett så ligger mange gode prospekter i Barentshavet langt fra land, slik at infrastruktur og logistikk for transporten av olje og gass er en utfordring.

«Hva som skjer i kjølvannet av Snøhvit og Goliat, er uavklart. Oppstarten av Snøhvit er selvsagt den store begivenheten, ellers blir aktiviteten i Barentshavet relativt beskjeden i 2007,» sier Nyland, vel vitende om at det ved årsskiftet bare var én rigg som opererte i området.

Spennende funn

Status for 19.runde-lisensene er funn i det såkalte Nucula-prospektet i Hammerfestbassenget tidlig i 2007. Det er Hydro som er operatør for prospektet og bronnen påviste både olje og gass. Resultatet vurderes som positivt for prospektiviteten i denne delen av Barentshavet.

Senere på året planlegges det mer boring på det Eni-opererte Goliat-feltet. I en annen 19.runde-lisens, øst i Nordkappbassenget, gjennomfører Statoil som operatør et seismikkprogram. En eventuell letebrønn bores tidligst om ett til to år.

I Oljedirektoratet venter en spent på innsamling av mer seismikk fra 19. runde, og fra lisenser tildelt i Barentshav-runden i 1997. Lisenshaverne må beslutte om de vil gå videre eller tilbakelevere områdene.

«Vår optimisme om fremtiden i Barentshavet står også ved lag, og dette kommer nok til uttrykk i den nye ressursrapporten i 2007,» sier Nyland. I sin forrige ressursrapport i 2005, beregnet Oljedirektoratet de uoppdagede ressursene i Barentshavet til i overkant av 6 milliarder fat oljeekvivalenter (40/60-forhold mellom olje og gass). Til sammenligning ble de uoppdagede ressursene i Nordsjøen (mest olje) og Norskehavet (mest gass) beregnet til 7,5 milliarder fat oljeekvivalenter.

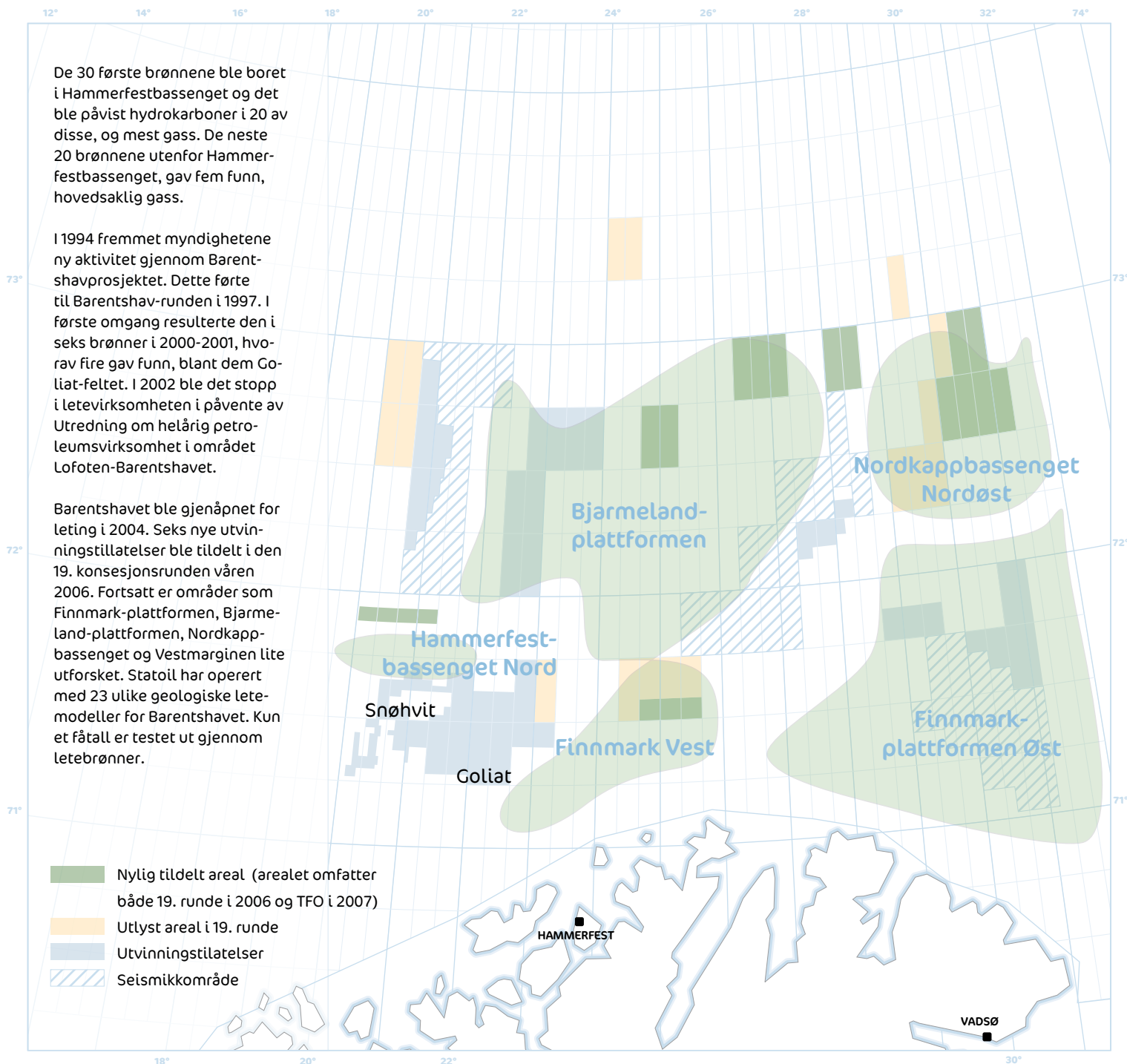
Barentshavet i korte trekk

Barentshavet sør dekker 235 000 kvadratkilometer, mens eksempelvis norsk sektor av Nordsjøen dekker 100 000 kvadratkilometer. Første letebrønn ble påbegynt 1. juni 1980. Siden er det boret nærmere 70 letebrønner i norsk sektor av Barentshavet.

De 30 første brønnene ble boret i Hammerfestbassenget og det ble påvist hydrokarboner i 20 av disse, og mest gass. De neste 20 brønnene utenfor Hammerfestbassenget, gav fem funn, hovedsaklig gass.

I 1994 fremmet myndighetene ny aktivitet gjennom Barentshavprosjektet. Dette førte til Barentshav-runden i 1997. I første omgang resulterte den i seks brønner i 2000-2001, hvorav fire gav funn, blant dem Goliat-feltet. I 2002 ble det stopp i letevirsomheten i påvente av Utredning om helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet.

Barentshavet ble gjenåpnet for leting i 2004. Seks nye utvinningstillatelser ble tildelt i den 19. konsesjonsrunden våren 2006. Fortsatt er områder som Finnmark-plattformen, Bjarmeland-plattformen, Nordkappbassenget og Vestmarginen lite utforsket. Statoil har operert med 23 ulike geologiske lete-modeller for Barentshavet. Kun et fåtall er testet ut gjennom letebrønner.





NY TEKNOLOGI

Petoro er en pådriver for å ta i bruk ny teknologi på norsk sokkel. Selskapet etterlyser blant annet en tøffere satsing på integrerte operasjoner. Med fibernett og informasjonsteknologi kan offshoreinstallasjonene overvåkes og styres i sanntid i et effektivt samvirke mellom hav og land.





VILJE TIL OMSTILLING

Integrerte operasjoner krever at operatørene er villige til å endre arbeidsprosesser og utvikle ny kompetanse. Gevinstene ligger i mer effektiv drift, bedre kompetanseutnyttelse og økt produksjon.

VERDIØKNING PÅ NORSK SOKKEL

Petoro har tidligere beregnet at mer effektiv drift gjennom integrerte operasjoner kan øke verdien av norsk sokkel med ca 150 milliarder kroner. En rapport fra Oljeindustriens Landsforening i 2006 anslo tallet til 250 mrd. Forskjellen skyldes hovedsakelig høyere priser.



Tidlig bruk av teknologi – heller enn å finne den opp

Delstrategien «tidlig anvender av teknologi» trekker Petoro mer i retning av rask og bred implementering av gode løsninger fra pilotforsøk, enn å ligge helt i forkant innen forskning og utvikling.

■ Det forretningsmessige potensialet for Petoro ligger i effektiv kombinasjon av teknologiløsninger, arbeidsprosesser, utvikling av kompetanse samt effektiv styring av tilhørende endringsprosesser.

Selskapet vil søke et nært samarbeid med andre rettighetshavere, leverandører til petroleumsvirksomheten og forskningsmiljøer for å bidra til at forsknings- og utviklingsresultater raskt kan tas i bruk. Petoro vil med utgangspunkt i SDØE-porteføljen arbeide for å styrke FOU-aktivitetene innenfor petroleumsområdet i Norge.

Prioriterte teknologiområder er integrerte operasjoner, effektive brønner, og teknologier for økt utvinning. Disse har et bredt nedslagsfelt på tvers av porteføljen og Petoro har stor påvirkningsmulighet. Innsatsen vil være i form av egne studier og utredninger eller i samarbeid

med andre rettighetshavere for å bidra til raskere implementering.

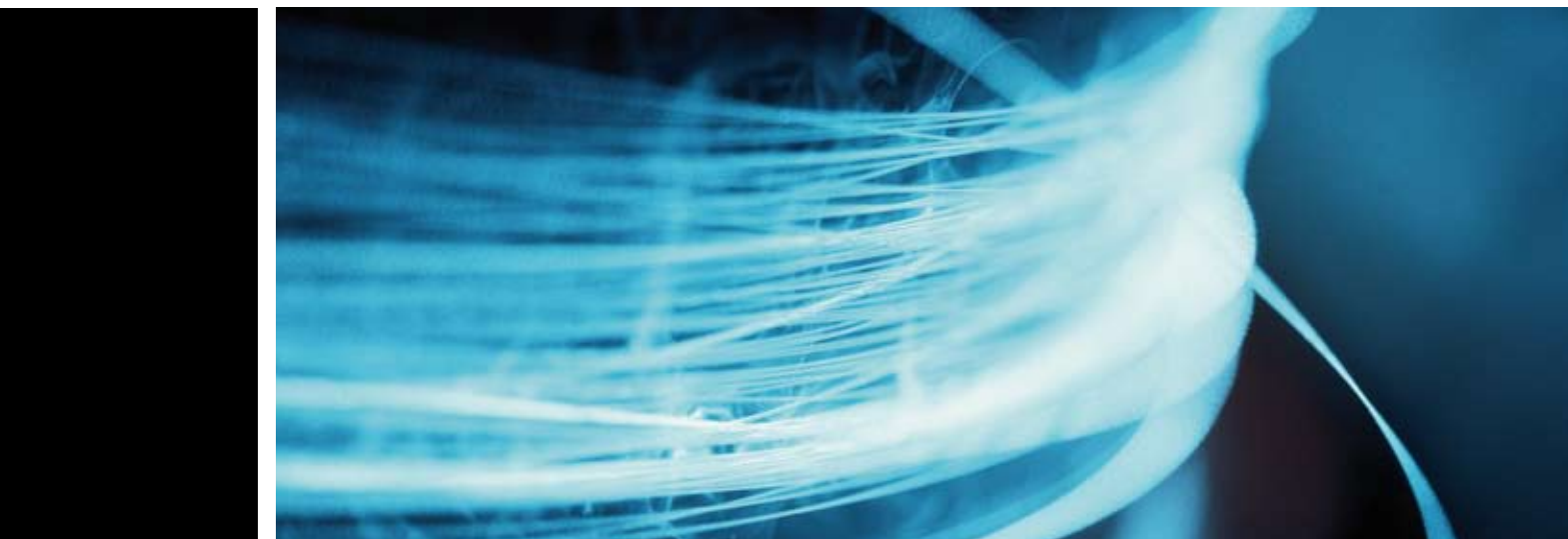
Økt effektivitet

Integrerte operasjoner innebærer effektivisering og fjernstyring av prosesser gjennom bruk av informasjonsteknologi og effektivisering av arbeidsprosesser. Teknologier under dette strategivalget vil i hovedsak knytte seg til boring, produksjonsoptimalisering samt vedlikehold. Hovedutfordringen ved implementering av nye driftsløsninger i årene fremover synes ikke å være valget av teknologi, men endring av arbeidsprosesser og utvikling av den nødvendige kompetanse. Håndtering av de store endringsprosessene dette innebærer vil være krevende for operatøren.

Integrerte operasjoner er et tema der Petoro regner med god uttelling både for



Mange plattformer på norsk sokkel er allerede koplet til kontrollrom på land gjennom fiberoptisk kabel som gir helt nye muligheter for overføring av data – og dermed for større integrasjon mellom hav og land.



delstrategien «tidlig bruk av teknologi» og selskapets skarpe fokus på enhetskosnader. I 2003 fikk Petoro laget en analyse som viste at verdien av norsk sokkel kunne økes med 150 milliarder kroner gjennom sterkere integrering av operasjoner på plattformene og landorganisasjonen. Våren 2006 estimerte Oljeindustriens landsforening (OLF) et tilsvarende potensial for verdiøkning til 250 milliarder kroner. Oljeprisstigningen var viktigste forskjell mellom de to anslagene. Den mulige gigantgevinsten er i begge analysene summen av reduserte kostnader og økte inntekter.

Etter tre års innsats for å bringe temaet høyere opp på dagsorden i norsk oljeindustri, er Petoros oppfatning at aktørene i industrien drar i samme retning.

Direktør for teknologi og informasjons-

og kommunikasjonsteknologi (IKT), Roy Ruså, mener målsetningen er nådd: «I to år jobbet vi sammen med operatørselskapene og leverandører for å flytte temaet videre fra entusiastens bord og inn på ledelsesmøtene. Nå er integrerte operasjoner satt i system. Det er ikke lenger bare spredte forsøk, men forankret i selskapenes forretningsplaner. Vi ser også at det er blitt mer struktur over implementeringen.»

Norge ledende i verden

For to år siden var situasjonen annerledes. En sammenligning Petoro gjorde, viste at selskapene på norsk sokkel hadde forskjellig strategi for å tilnærme seg integrerte operasjoner. Enkelte selskaper var kommet langt, mens andre ikke var kommet igang. I dag mener Petoro at flere høster frukter av økt innsats på området.

«I de selskapene hvor ledelsen har vært mest synlig, ser vi at resultatene kommer. Skepsis blant ansatte er også snudd til noe positivt,» mener Ruså.

Av mer konkrete resultater som er oppnådd, nevner han ringnettverket av fiberoptisk kabel i Nordsjøen og i Norskehavet. Der hvor det var flere løse enheter tidligere, er nå felt og satellitter koblet i fiberoptiske nettverk. Ruså trekker fram OLFs og Oljedirektoratets rolle som pådriver for denne samordningen. Også forskningsmiljøene trykker på: «Slik satsing finner vi ikke på britisk sokkel eller i USA. Det finnes ikke fiberkabel i Mexicogolfen. Jeg mener at vi i Norge trolig er ledende innen integrerte operasjoner.»

Fortsatt prioriterer selskapene dette ulikt. Det kan være gode årsaker til det. Petoro kan sammen med operatørene identifisere



Investering i boring og brønn står for 40 prosent av investeringene i SDØE. Det er mye å hente på bedre boring.

«I de selskapene hvor ledelsen har vært mest synlig, ser vi at resultatene kommer. Skepsis blant ansatte er også snudd til noe positivt»

beste praksis, og er opptatt av at dette er en arena hvor aktørene kan lære av hverandre. Ruså understreker at «Petoro kan være en partner som er god til å peke på problemstillinger og samtidig være en god støttespiller.»

I første halvår 2007 skal Petoro måle selskapenes evne til å utnytte integrerte operasjoner. Ruså sier det blir en kvalitativ måling som må skje i samarbeid med selskapene.

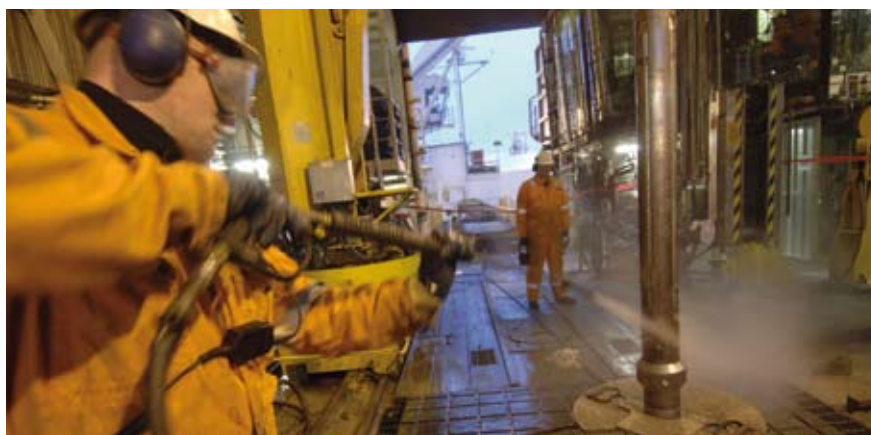
Tidligere handlet integrerte operasjoner mest om teknologien i seg selv. Etterhvert har det skjedd så mye innen informasjonsteknologi at konsekvensene av å ta dette i bruk blir tydeligere. Arbeidsprosessene endres etterhvert som samhandlingen mellom land og sokkel blir tettere. Når arbeidsoppgaver flyttes på land, får dette følger for organisasjonen. Ruså tror derfor at selskapene

internt står foran krevende endringsprosesser, og at dette blir den største utfordringen de nærmeste årene.

Mer petroleum per borekrone

Trenden innen produksjonsboring på norsk sokkel de siste årene, er færre brønner boret, til en høyere kostnad enn planlagt og mindre volum enn forventet. Underlig nok er det de antatt enkleste boringene som ikke gjennomføres ifølge planene. Petoro har tatt et initiativ for å se på potensialet for å skape mer verdier fra boring og komplettering, i første omgang fra de faste installasjonene.

I perioden fra 2007 til 2012 er det innen SDØE budsjettet med investeringer på over 100 milliarder kroner for boring, komplettering og brønnarbeid. Petoros andel av dette er 40 prosent, eller drøyt 43 milliarder kroner. «Boring blir stadig viktigere, og



Brønnene har den siste tiden tatt lengre tid enn planlagt og gitt mindre volum enn budsjettet med.



Roy Ruså, direktør for teknologi og IKT, mener norske selskaper er foregangsfigurer i å utvikle og ta i bruk integrerte operasjoner, men at det fortsatt er en arena for læring for å finne beste praksis.

vi ønsker at dette området får høyere oppmerksomhet,» sier Roy Ruså, direktør for Teknologi og IKT.

For Petoros samlede portefølje er det slik at oljeproduksjonen fortsetter å falle fram mot 2010, mens gassproduksjonen vil øke. Produksjonskurven på et felt faller raskt dersom det ikke settes inn tiltak for å øke og forlenge produksjonen. Boring av nye produksjonsbrønner samt gode brønnope- rasjoner er helt avgjørende for å øke mer- verdien fra feltene.

God planlegging

Petoro har valgt å konsentrere innsatsen på få områder – ett av dem er planleggings- fasen. Her handler det om å få best mulig oversikt over hvor de gjenværende reser- vene befinner seg i og rundt feltene, for deretter å sette sammen en risikobalansert

boreplan. Ruså understreker at det er operatørene som planlegger og gjennomfører de enkelte boreoperasjonene.

Et annet område Petoro ser på, er at bruk av teknologi henger godt sammen med plan- legging og gjennomføring av boreaktivite- tene. Det er ikke slik at den nyeste og mest komplekse teknologien alltid passer til alle oppgaver. Roy Ruså spør seg om noe av den negative trenden innen produksjonsboring kan være at det brukes for kompleks tekno- logi på enkle brønner og om nødvendig ny teknologi implementeres hurtig nok.

I tillegg er Petoro opptatt av riggeeffektivite- ten: «Når året er slutt, så har riggen kanskje bare vært brukt til boring av nye produk- sjonsbrønner i halvparten av tiden. Årsaken til dette er sammensatt og det er noe vi ønsker å se nærmere på.»

I første omgang vil Petoro studere boringen fra faste installasjoner, og har valgt fem store felt som er representative for den negative trenden. Dette er felt som står for nær halv- parten av Petoros oljeproduksjon.

«Vårt initiativ er godt mottatt av operatø- rene og de andre lisenspartnere og det pas- ser godt inn i arbeid som Statoil og Hydro gjør på dette området: Vi har felles målset- ting,» sier Ruså. «Effektiv boring er ikke bare viktig på mellomlang sikt, men er avgjørende for at vi skal kunne maksima- lisere verdiskapingen fra feltene i et lang- siktig perspektiv.»



Integrerte operasjoner sparer kostnader ved mindre transport og redusert tidsbruk og øker inntektene gjennom raskere og bedre beslutninger.

HMS

Ingen dødsfall i 2006. Reduksjon av antall alvorlige hendelser. Fortsatt for mange personskader. Forbedring på miljøsidan.



Norsk sokkel er i en moden fase. De gjenværende ressursene ligger lenger fra land og på større dyp enn tidligere. Ny teknologi er nødvendig.

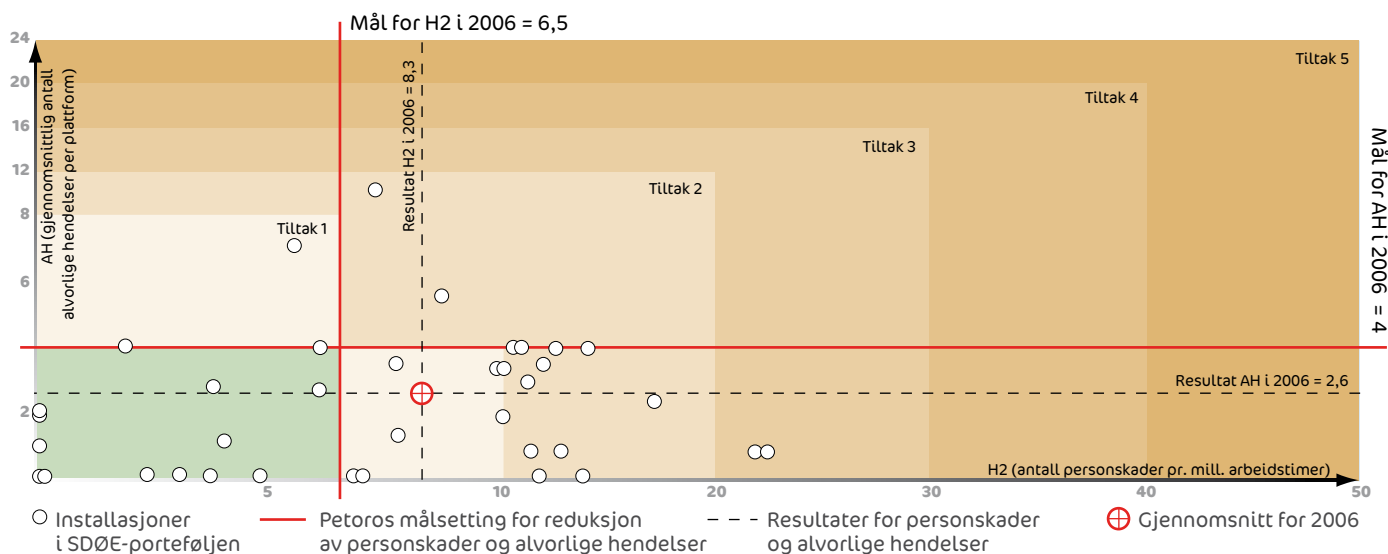
■ På sikkerhetssiden er det mest positive at det ikke har skjedd noen dødsfall i forbindelse med arbeid innen SDØE-porteføljen. Videre har det vært en god utvikling med hensyn til alvorlige hendelser. Antallet slike hendelser per installasjon ble 2,5 i 2006, mens resultatet for 2005 var 3,6 alvorlige hendelser.

Det er registrert en god utvikling med hensyn til reduksjon av antall gasslekkasjer. Dette må ses i sammenheng med et prosjekt innen Oljeindustriens Landsforening (OLF) som har rettet seg mot tre hovedområder av betydning for gasslekkasjer: teknisk tilstand for innretningene, atferd og ledelsesfokus. Målet for første del av dette prosjektet var å halvere antall større gasslekkasjer fra 2002 til 2005, noe som ble oppnådd. Andre del av prosjektet har som mål en ytterligere halvering innen 2008. Økt oppmerksomhet om

ledelse og menneskelige handlinger samt erfaringsoverføring blant oljeselskapene er nøkkelen til de gode resultatene.

En av hendelsene som hadde størst potensial til å bli en stor ulykke, skjedde ved at en stålplate i væskeutskilleren for fakkelsystemet på Visundfeltet løst og slo hull i rørsystemet. Dette resulterte i en meget alvorlig gasslekkasje. Som følge av denne hendelsen er alle væskeutskillere på norsk sokkel med tilsvarende design modifisert.

Andre alvorlige hendelser er dominert av fallende gjenstander. Antall slike hendelser holder seg på et relativt stabilt men for høyt nivå. Fallende gjenstander dreier seg i stor grad om uhell i forbindelse med løfteoperasjoner, samt gjenstander som faller ned etter at folk har lagt dem fra seg under arbeid i høyden.



- Tiltak 1:** Utfordre i lisensene ■ Vurdere møte på felt/områdenivå.
- Tiltak 2:** Møte på felt/områdenivå ■ Vurdere operatørtiltak og gjennomføring ■ Vurdere egen analyse
- Tiltak 3:** Gjennomføre egen analyse ■ Ringe feltleder etter hver AH ■ Vurdere møte på ledelsesnivå ■ Vurdere partnertilsyn

- Tiltak 4:** Gjennomføre møte på ledelsesnivå ■ Initiere og gjennomføre partnertilsyn ■ Vurdere møte på selskapsnivå
- Tiltak 5:** Gjennomføre møte på selskapsnivå ■ Vurdere møte med Petroleumstilsynet

Dette er EIF

■ Miljørisiko uttrykkes ved EIF (Environmental Impact Factor). Ut fra sammensetningen av utslippsvannet på hvert felt, lokale strømningsdata, samt fysisk/kjemisk data for komponentene i utslippsvannet, beregnes konsentrasjonen av hver komponent i sjøen rundt plattformen. Denne konsentrasjonen sammenliknes så med grenseverdier i forhold til potensielle biologiske effekter. I de områdene hvor konsentrasjonen i sjøvann overskrider grenseverdien, er det risiko for miljøskade. Ved å addere opp risikoen for hver enkelt komponent i utslippet kommer vi fram til et volum sjøvann med forhøyet risiko. Etter så å ha vektet bidraget fra enkelte komponenter i utslippsvannet pga. høyt potensial for bioakkumulering og lav bionedbrytbarhet, kommer vi fram til en EIF. EIF-tallet er dimensjonsløst og er dermed en relativ verdi.

Utviklingen av EIF har gitt industrien et felles styringsverktøy for beregning av risiko for miljøskade som gjør det mulig å sammenligne risikoen for enkeltstoffer og stoffgrupper, og også å sammenligne utslippene mellom forskjellige felt og operatører. Dette har gjort det mulig å sette inn de mest effektive tiltakene for å redusere risikoen for miljøskade, og dermed velge strategi for videre arbeid for å nå målet om null miljøskadelige utslipp.

Industrien har iverksatt en del tiltak mot fallende gjenstander, blant annet at små team av observatører drar rundt på plattformer for å gjøre observasjoner, som så kan munne ut i konkrete forbedringer.

Petoros resultat for personskader (H2) var 8,3 per millioner arbeidstimer, det samme som i 2005. Resultatet er skuffende sett i sammenheng med de ressursene som partnere og operatører har brukt på dette området, for eksempel gjennom omfattende kampanjer som Statoils «kollegaprogrammet». Det er likevel verdt å merke seg at det høye antallet domineres av mindre alvorlige skader innen kategoriene klemskader, øyeskader samt belastningsskader.

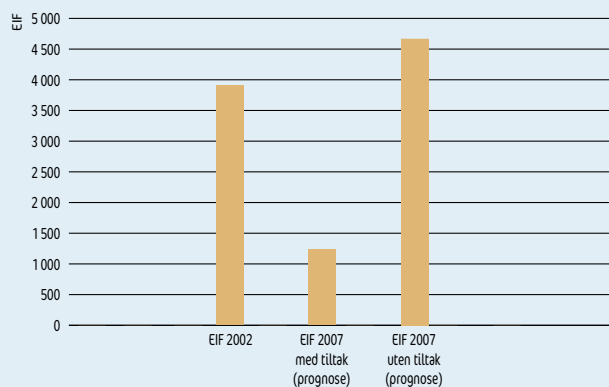
Internt i Petoro er det i 2006 registrert fire uønskede hendelser, alle relatert til installasjonsarbeid på Petoro bygget. Det har ikke vært hendelser eller skader på selskapets egne ansatte.

Stor miljøforbedring på fem år

Arbeidet for å oppnå null utslipp av miljøfarlige stoffer til sjø fra felt i produksjon, har gitt gode resultater. Prognosen for miljøpåvirkningsfaktoren EIF (se ad-sak) viser 68 prosent forbedring fra arbeidet begynte i 2002 til slutten av 2007.

De plattformene Petoro har definert som de viktigste «miljøplattformene» i SDØE-porteføljen i denne sammenheng er Troll B, Troll C, Oseberg Feltsenter, Gullfaks A, Gullfaks B, Gullfaks C, Snorre A, Draugen, Norne og Heidrun. Her er forbedringene oppnådd gjennom en kombinasjon av utfasing av miljøskadelige kjemikalier, reinjeksjon av produsertvann (vann som følger med olje- og gassstrømmen fra reservoaret), og installasjon av mer effektive renseteknologier. Men også kontinuerlig optimalisering og modifikasjon av eksisterende prosessutstyr har bidratt.

Utvikling i EIF for Petoros viktigste «miljøplattformer»



Figur 1: Utvikling i EIF for Petoros viktigste «miljøplattformer». De fleste feltene har oppfylt planene om null utslipp av miljøfarlige stoffer som industrien fastsatte i 2003. Det har likevel skjedd enkelte forsinkelser, blant annet fordi noen felt har hatt behov for å samordne utslippsreduksjoner med andre modifikasjonsprosjekter og behov for mer omfattende tilpasning og testing av utstyret.

Valg av de mest effektive tiltakene for hvert enkelt felt, ble gjort ut fra miljøeffekter, tekniske muligheter, sikkerhetsmessige forhold, og kostnader. Utslippsdata for 2006 forelå ikke da denne årsrapporten gikk i trykken, men Petoro vil senere på våren legge ut slike data på hjemmesiden www.petoro.no.

Utviklingen av EIF som vist i figuren er på denne bakgrunn basert på prognoser for inneværende år. Disse viser en reduksjon i EIF på 68 prosent fra 2002 til 2007. Hvis man sammenligner prognosene for EIF i 2007 med og uten de tiltakene industrien har satt i verk, er EIF-reduksjonen 74 prosent. Se figur.

Tøffe krav om reduserte NO_x-utslipp

Norge er i henhold til Göteborg-protokollen av 1999 forpliktet til å redusere de årlige utslippene av nitrogenoksider (NO_x) til 156 000 tonn i 2010. Utslippene de siste årene har ligget på om lag 215 000 tonn. Framskrivninger tyder på at NO_x-utslippene blir redusert forholdsvis lite framover mot 2010, men betraktelig mer fram mot 2020. Sammenliknet med utslippsframskrivingene er det behov for å redusere utslippene i 2010 med 20-25 pst. Så store utslippsreduksjoner vil bli meget krevende.

Regjeringen besluttet i 2006 å innføre en avgiftssats på 15 kroner pr. kg NO_x-utslipp fra 1. januar 2007. Statens foruensingstilsyn (SFT) sin analyse av utslippsreducerende tiltak indikerer at en avgiftssats på dette nivået kan føre til utslippsreduksjoner opp mot 25 000 tonn.

Petoro ønsker å bidra til at Norge oppfyller forpliktelsene som er gitt i Kyoto og Göteborg-protokollen på en kostnads- og miljøeffektiv måte.

Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse

Petoros virksomhetsstyring og selskapsledelse tar utgangspunkt i selskapets hovedmål som er å skape størst mulig økonomiske verdier fra Statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel (SDØE).

■ Ved å ivareta prinsipper for god styring legger Petoro grunnlaget for tillit til selskapet fra eier, ansatte, oljeindustrien og andre interessenter samt samfunnet for øvrig. Styringsprinsippene bygger på og skal understøtte en sunn bedriftskultur med langsiktige og verdiskapende holdninger.

Petoro har fokus på verdibasert ledelse. Selskapets verdier er en integrert del av selskapets daglige virke:

- sikkerhet for mennesker og miljø
- djervhet og nytenking
- forretningsorientering
- integritet
- samhandling

Selskapet har klare forretningsetiske retningslinjer og ber hvert år ansatte bekrefte at disse er gjennomgått og akseptert. Forretningsetiske regler inngår for øvrig i standardavtaler med selskapets leverandører.

Virksomhet

Petoro er et statsaksjeselskap eid av den norske stat. Selskapets virksomhet er underlagt aksjeloven og petroleumsloven samt reglement for statlig økonomiforvaltning, herunder bevilgnings- og økonomireglementet. Olje- og energidepartementets instruks for økonomiforvaltning av SDØE samt årlige tildelingsbrev, er styrende for selskapets forvaltning av SDØEs virksomhet.

Petoro er rettighetshaver – med samme rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere – for 105 utvinningstillatelser hvorav 37 produserende felt samt 16 interessent-

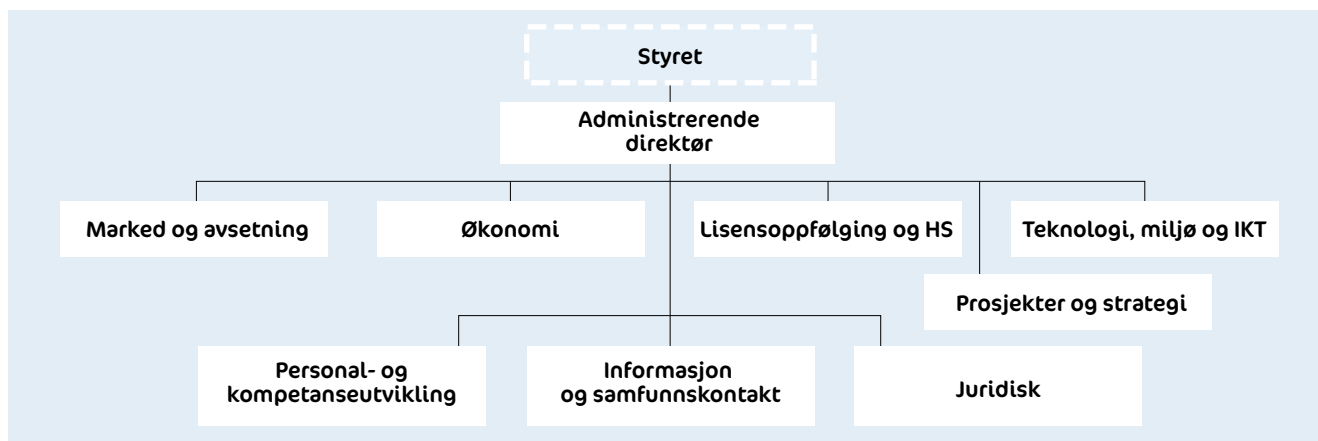
skap og i selskap for rørledninger og terminaler.

Petoro har ansvaret for å overvåke Statoils avsetning av statens petroleum. Ved at staten er majoritetsaksjonær i Statoil og heleier av Petoro, utøver staten felles eierskapsstrategi gjennom avsetningsinstruksen vedtatt av Statoils generalforsamling. Petoros styre og deler av selskapets ledelse er inkludert i Statoils primærinsiderliste hos Oslo Børs. Det er videre etablert interne retningslinjer for innsidehandel av aksjer samt et eget system for godkjenning av ansattes eksterne styreverv.

Petoro avlegger særskilt regnskap for SDØE-porteføljens transaksjoner. Kontantstrømmer som genereres fra porteføljen overføres til statens egne konti i Norges Bank. Aksjeselskapets egne driftskostnader dekkes av årlige bevilgninger over statsbudsjettet.

Generalforsamling

Olje- og energidepartementet, ved statsråden, representerer staten som eiere og er selskapets generalforsamling og øverste myndighet. Ordinær generalforsamling avholdes innen utgangen av juni hvert år. Den behandler saker i henhold til norsk lov, blant annet vedtektsendringer og godkjenning av årsregnskap. Petroleumsloven fastsetter retningslinjer for saker som skal behandles av selskapets generalforsamling. Generalforsamlingen utpeker selskapets styre, med unntak av ansattes representanter, samt velger selskapets eksterne revisor.



Styret og styrets arbeid

Petoros styre har syv medlemmer, hvorav fem velges av generalforsamlingen. To velges av og blant selskapets ansatte. Valgperioden er to år. Styrets medlemmer har ingen forretningsmessige avtaler eller øvrige økonomiske relasjoner med selskapet utover den godtgjørelse generalforsamlingen fastsetter for styret samt ansettelsesavtaler for ansattes representanter.

Styret har det overordnede ansvar for forvaltningen av selskapet, for å sikre at hensiktsmessige styrings- og kontrollsystemer er på plass og for å føre tilsyn med daglig ledelse og selskapets virksomhet. Styrets arbeid baseres på instruks som beskriver styrets ansvar og saksbehandling.

Styret vedtok i september 2006 å opprette en kompensasjonskomite for å utarbeide forslag og anbefalinger til styret om selskapets overordnede kompensasjonspolitik og for administrerende direktørs kompensasjon. Styret gjennomfører årlig en selvaluering som innbefatter en vurdering av eget arbeid og arbeidsform samt samarbeidet med selskapets ledelse.

Risikostyring og intern kontroll

Selskapet har benyttet COSO rammeverk for risikostyring og intern kontroll ved etablering av egen risikostyring og intern kontroll.

Identifikasjon og håndtering av risikoforhold og -eksponering er en integrert del av Petoros forretningsprosesser. Selskapet arbeider systematisk med risikostyring for å håndtere de forhold som vil kunne påvirke

selskapets evner til å nå fastsatte mål og gjennomføre valgte strategier, samt de forhold som kan påvirke selskapets evne til å avlegge korrekt regnskap. Forhold som kan påvirke tilliten til selskapet vektlegges ved behandling av selskapets risikobilde.

Selskapets internkontrollmiljø skal sikre at virksomheten drives i samsvar med selskapets styringsmodell og at myndighetspålagte krav følges. Internkontroll inngår som en integrert del av Petoros ledelsesprosesser og skal sikre at integritet og fullstendighet vurderes for all styringsinformasjon, samt at styringssystemene er effektive.

Rammeverket for intern kontroll er utformet for å gi rimelig grad av sikkerhet for måloppfyllelse innen følgende områder:

- Måltrettet og kostnadseffektiv drift
- Pålitelig regnskapsrapportering
- Overholdelse av gjeldende lover og regler

Selskapets internrevisjon ivaretaes av et eksternt revisjonsfirma og gjennomfører revisjon av internkontrollsystemene i henhold til plan godkjent av styret.

Petoro har etablert retningslinjer for å legge til rette for intern varsling om kritikkverdige forhold i virksomheten. Varslere som ønsker å bevare sin anonymitet eller som av andre grunner ikke ønsker å ta opp saken med overordnet kan varsle til internrevisor.

Godtgjørelse til styret og ledende ansatte

Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til styret. Styret fastsetter godtgjørelsen til

administrerende direktør. Administrerende direktør fastsetter godtgjørelse til andre medlemmer av selskapets ledelse. Faktisk godtgjørelse, som er utbetalt til styret og administrerende direktør i 2006, blir beskrevet nærmere i årsregnskapets noter.

Informasjon og kommunikasjon

Styret i Petoro har fastlagt en strategi for kommunikasjon som skal sikre at det er en åpen dialog både innad og utad slik at selskapets ansatte og øvrige interessegrupper får god informasjon om selskapets forretningsvirksomhet. Informasjon offentliggjøres via selskapets nettside, via pressemeldinger samt kvartals- og helårsrapportering av selskapets resultater.

Revisor

Riksrevisjonen er eksternt revisor for SDØE-porteføljen. Riksrevisjonen reviderer årsregnskap for SDØE-porteføljen og avgir uttalelse i avsluttende revisjonsbrev.

I tillegg velger styret et eksternt revisjonsselskap som internrevisor for SDØE. Internrevisor skal utføre finansiell revisjon av porteføljens regnskap. Den eksterne internrevisor avgir revisjonsuttalelser i henhold til norske revisjonsstandarder, herunder RS800 «revisors uttalelser ved revisjonsoppdrag med spesielle formål». Deloitte er SDØE-porteføljens nåværende internrevisor.

Erga Revisjon as er valgt av generalforsamlingen som eksternt revisor for Petoro AS.



LEDERGRUPPA I PETORO

1. GRETE WILLUMSEN (1962)

Direktør personal- og kompetanseutvikling

Utdanning: Samfunnsøkonom fra Universitetet i Bergen

Karriere: Grete Willumsen, har bakgrunn blant annet fra stilling som seniorrådgiver i Petoros Lisensavdeling og ulike stillinger i Oljedirektoratet og i Samferdselsdepartementet.

2. SVEINUNG SLETTEN (1953)

Informasjonsdirektør

Karriere: Sveinung Sletten har bred erfaring både fra oljeselskap og fra mediene. Han har vært informasjonsdirektør i BP i Norge og før det Amoco, sjefredaktør i Statoil og i Noroil Publishing House, og før det journalist i blant annet Stavanger Aftenblad.

3. KJELL PEDERSEN (1952)

Administrerende direktør

Utdanning: Sivilingeniør, petroleums-teknologi fra NTH.

Karriere: Pedersen har en lang internasjonal yrkeskarriere og en rekke ledende stillinger i Exxon/ExxonMobil bak seg både på oppstrøms- og nedstrømsiden. Før han ble leder for Petoro var Pedersen administrerende direktør for ExxonMobil i Norge.



4. ROY RUSÅ (1956)

Direktør teknologi og IKT

Utdanning: BSc/ Petroleum fra Rogaland Distrikthøgskole

Karriere: Lang erfaring fra norsk olje- og gassvirksomhet gjennom Statoil (20 år) og sist Baker Hughes INTEQ (2 år).

5. OLAV BOYE SIVERTSEN (1951)

Juridisk direktør

Utdanning: Jurist

Karriere: Kommer fra stilling som advokat i ExxonMobil og før det leder av juridisk avdeling i Mobil i Norge. Han har tidligere innehatt stillinger i Olje- og energidepartementet, Kommunaldepartementet og Oljedirektoratet. Sivertsen har internasjonal erfaring fra Mobils virksomhet i USA.

6. JAN ROSNES (1965)

Direktør prosjekter og strategi

Utdanning: Sivilingeniør innen petroleum fra Høgskolen i Stavanger

Karriere: Jan Rosnes har bred erfaring fra prosjekt- og strategiarbeid, blant annet for Shell i Norge og Skottland og for Statoil. Har i Petoro vært leder for områdene Tampen og Oseberg i Nordsjøen.

7. LAURITS HAGA (1954)

Direktør marked og avsetning

Utdanning: Økonom

Karriere: Lang erfaring fra norsk og internasjonal olje- og gassvirksomhet. Han har hatt en rekke lederstillinger i Mobil og var leder for gassavdelingen i ExxonMobil i Norge før han kom til Petoro.

8. TOR RASMUS SKJÆRPE (1950)

Direktør lisensoppfølging

Utdanning: Sivilingeniør fra NTH.

Karriere: Lang erfaring fra norsk olje- og gassvirksomhet - sist som direktør for Petoros teknologiavdeling og før det som leder av Norsk Hydros virksomhet i området Tampen i den nordlige delen av Nordsjøen.

9. MARIANNE ESKELAND (1955)

Senior rådgiver/Fungerende økonomidirektør

Utdanning: Siviløkonom – MBA

Karriere: Marianne Eskeland har arbeidet mesteparten av sin yrkeskarriere innenfor oljebransjen. Tidligere har hun vært 15 år i AS Norske Shell E&P, bl.a. som regnskaps-sjef og controller. Hun har også 6 års erfaring fra Statoil og 3 år fra konsulentbransjen utenom oljeindustrien.



STYRET I PETORO

1. BENTE RATHE (1954)

Styreleder

Tid for valg/gjenvalg: 2001/2007

Yrkessituasjon: Selvstendig næringsdrivende

Øvrige styreverv: Svenska Handelsbanken AB, Sverige (styremedlem) Powel ASA (styremedlem) Kongsberg Automotive ASA (styremedlem) Enviro Energi ASA (styreleder) Oppdal Everk AS (styremedlem)

Utdanning: Siviløkonom, MBA

Karriere: Bente Rathe har siden 2002 vært selvstendig næringsdrivende. Tidligere har hun bl.a. vært visekonsernsjef i Gjensidige NOR; adm.dir. i Gjensidige Bank, adm. dir i Elcon Finans.

2. JØRGEN LUND (1953)

Nestleder

Tid for valg/gjenvalg: 2002/2007

Yrkessituasjon: Partner Advokatfirmaet Thommessen Krefthing Greve Lund

Øvrige styreverv: RS Platou (styremedlem) Camille Eitzen & Co ASA (styreleder) Eitzen Chemical ASA (midlertidig styreleder) Uglands Rederi AS (varamedlem styret)

Utdanning: Cand. Jur. Master of international management

Karriere: Tidligere advokat i Nordisk Skipsrederforening, partner i Lund & Co.

3. HILDE MYRBERG (1957)

Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2006/2007

Yrkessituasjon: Konserndirektør, Orkla

Øvrige styreverv: Elkem AS (styremedlem) Borregaard Industrier (styremedlem) Kongsberg Automotive (styremedlem) Orkla Foods AS (styremedlem) Salvesen & Thans AS (styremedlem)

Utdanning: Juridisk embetseksamen, MBA fra INSEAD

Karriere: Hilde Myrberg var fra 2002-2006 Leder for Markedssektor, Hydro Olje & Energi – og har ellers hatt en rekke stillinger i Hydro, blant annet innen forretningsutvikling i Hydro Energi, ansvar for Hydros markedsaktiviteter på kraftområdet, som konsernadvokat og styresekreter.

4. PER-CHRISTIAN ENDSJØ (1941)

Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2005/2007

Yrkessituasjon: Konsulent

Øvrige styreverv: OAO Hydro OGK, Russland (styremedlem) Nortechs Offshore Pte. Ltd., Singapore (styremedlem) Capo Gas AS, Bergen (styremedlem)

Utdanning: Siviløkonom NHH, MA (Economics) Univ. of Michigan, Ph.D. Univ. of Michigan

Karriere: Per-Christian Endsjø har tidligere hatt en rekke ledende stillinger i Norsk Hydro – både i Norge og i Singapore; ekspedisjonssjef i Industridepartementet i perioden 1977 - 1983 og i Miljøverndepartementet fra 1972 – 1977.

5. NILS-HENRIK M. VON DER FEHR (1960)

Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2005/2007

Yrkessituasjon: Professor i samfunnsøkonomi, Universitetet i Oslo

Utdanning: Økonom

Karriere: Ved siden av akademiske stillinger ved UiO, har han også vært foreleser ved universitetene i Heidelberg og Oxford. Han har også hatt en rekke offentlige og private verv, blant annet som medlem/leder av flere offentlige utvalg.

6. OVE SKRETTING (1953)

Styremedlem – ansattes representant

Tid for valg/gjenvalg: 2006/2008

Yrkessituasjon: Senior rådgiver, Marked, Petoro AS

Utdanning: Økonom

Karriere: Tidligere rådgiver i ExxonMobils gassavdeling. Hatt en rekke komiteverv og forhandlingsrolle i transport, tie-in og prosessavtaler.

7. BRITT BJELLAND (1967)

Styremedlem – ansattes representant

Tid for valg/gjenvalg: 2006/2008

Yrkessituasjon: Rådgiver, Teknologi, Petoro AS

Utdanning: Sivilingeniør

Karriere: Flere års erfaring innen offshore modifieringsprosjekter fra Kværner Oil & Gas, Stavanger og Aker Offshore Partner.

Årsberetning 2006

Petoros hovedmål er, som forvalter av SDØE (Statens direkte økonomiske engasjement), på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulige økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje. Porteføljens årsresultat for 2006 var 128,5 milliarder kroner sammenlignet med 113,2 milliarder kroner i 2005. Totale driftsinntekter i 2006 var 175,0 milliarder kroner, mot 152,7 milliarder kroner i 2005. Kontantstrømmen, som representert ved overføring til staten, var 126,2 milliarder kroner i 2006, mot 99,2 milliarder kroner i 2005.

Inntekter, kostnader og reserver

Årsresultatet på 128,5 milliarder kroner er 15,3 milliarder kroner bedre enn året før, hovedsakelig grunnet høyere olje- og gasspriser. Årets samlede olje- og gassalg var 1,234 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) pr. dag mot 1,284 millioner fat o.e. i 2005. En generell modning av porteføljen fører til lavere oljeproduksjon, men dette blir motvirket av et stadig økende gassalg. Gassalget forventes også i kommende år å kompensere for nedgang i oljeproduksjonen.

Resultat for finansposter var 129,8 milliarder kroner. Netto finanskostnader på 1,4 milliarder kroner består av netto realisert og urealisert valutagevinst knyttet til en svakt redusert kronkurs mot US dollar og av høyere rentekostnad relatert til fremtidig fjerningsforpliktelse.

Totale driftsinntekter i 2006 var 175,0 milliarder kroner, mot 152,7 milliarder kroner i 2005. Økningen skyldes i hovedsak høyere olje- og gasspriser.

Årets inntekter fra salg av tørrgass utgjorde 59,4 milliarder kroner, mot 45,2 milliarder kroner i 2005. Flere felt har økt gassproduksjon sammenlignet med 2005. Salgvolumet fra egenprodusert gass var 27,5 milliarder standard kubikkmeter (Sm³) for året, eller 475 tusen fat o.e. pr. dag mot 456 tusen fat i 2005. Gassinntektene fra Troll utgjorde 51 prosent av samlede gassinntekter. Gjennomsnittlig gasspris var 1,92 kroner pr. Sm³ mot 1,47 kroner pr. Sm³ i 2005.

Årets samlede inntekter fra olje og NGL var 104,9 milliarder kroner, mot 96,5 milliarder året før. Salgvolumet var totalt 267 millioner fat, eller 730 tusen fat pr. dag. Produksjonen av olje og NGL er redusert med 8 prosent sammenlignet med 2005. Dette skyldes i hovedsak forsinket boreframdrift samt at modne oljefelt har avtakende produksjon. Årets gjennomsnittlige oljepris for olje fra SDØE porteføljen var 412 kroner pr. fat, mot 344 kroner pr. fat året før, en økning på 20 prosent. Oljeprisen for porteføljen i US dollar var 64,50 pr. fat, som er 22 prosent høyere enn for 2005.

Totale investeringer i 2006 var 22,0 milliarder kroner, mot 21,3 milliarder kroner i 2005. De største investeringene i 2006 var på Snøhvit, Ormen Lange, Langeled og Troll Olje.

Kostnader for drift av felt, rørledninger og landanlegg var 20 prosent høyere enn for 2005, som følge av høy aktivitet og økte priser i leverandørmarkedet, økte kostnader til vedlikehold og modifikasjoner samt kostnader relatert til forberedelse til, og oppstart av nye felt og anlegg.

Kostnader knyttet til leteaktiviteter var 1,1 milliarder kroner, hvorav 0,4 milliarder kroner ble aktivert som investeringer og 0,7 milliarder kroner ble resultatført som letekostnader. Tilsvarende var kostnader knyttet til leteaktiviteter 0,9 milliarder kroner i 2005. I løpet av 2006 ble det boret 12 brønner, sammenlignet med 10 for 2005. Styret er opptatt av at det gjennomføres ytterligere økning i leteaktiviteten i 2007 for å sikre tilgang på nye reserver i porteføljen og planlagt leteaktivitet representerer en sterk økning i forhold til 2006.

Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede olje-, NGL- og gassreserver av 8,1 milliarder fat o.e. Dette er 340 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2005. Petoro rapporterer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem med utgangspunkt i ressursklassene 1 – 3. Kun reserver hvor rettighetshavernes plan for utbygging og drift (PUD) er innsendt til myndighetene, medregnes i porteføljens forventede reserver. I løpet av 2006 var porteføljens brutto tilførsel av nye forventede reserver 210 millioner fat o.e., hovedsakelig knyttet til innsendelse av PUD på Gjøa, Vega og Rev. I tillegg ble det gjort flere nedjusteringer av reservene for produserende felt, tilsvarende 113 millioner fat o.e. Netto reserveerstatningsgrad for 2006 var 22 prosent, mot 38 prosent for 2005. (Se tabell i note 19.) Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år har vært 26 prosent. Tilsvarende for perioden 2003-2005 var 96% på grunn av betydelig reserveøkning i 2003 som følge av utbyggingen av Ormen Lange.

Bokførte eiendeler og egenkapital

Bokførte eiendeler var 179,2 milliarder kroner pr. 31. desember 2006. Eiendelene består hovedsaklig av driftsmidler knyttet til feltinstallasjoner, rør og landanlegg samt kortsiktige kundefordringer.

Egenkapitalen var ved årsslutt 136,7 milliarder kroner. Langsiktig

gjeld var 31,2 milliarder kroner, hvorav 29,2 milliarder kroner er knyttet til fremtidige fjerningsforpliktelser. Forpliktelsene beregnes i henhold til etablert bransjestandard basert på eksisterende teknologi. Det er knyttet stor usikkerhet til fjerningsestimater og fjerningstidspunkter. Kortsiktig gjeld, som i hovedsak er avsetninger for påløpte, men ikke betalte kostnader, var 11,2 milliarder kroner ved utløpet av 2006.

Petoro var pr. 31. desember 2006 rettighetshaver for andeler i 105 utvinningstillatelser og 12 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også de forretningsmessige interessene i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norseca Gas AS og Norpipe Oil AS.

Strategi for Petoro

Petoro har i 2006 foretatt en bred gjennomgang av alle elementer i selskapets strategi. Med utgangspunkt i omgivelsesanalyser og fremtidige verdiskapingsmuligheter etablerte selskapet i løpet av året en ny strategi med hovedvekt på områdeutvikling. Gjennom sin brede portefølje har Petoro god mulighet til å fremme helhetlige løsninger og effektiv ressursutnyttelse i geografiske kjerneområder. To delstrategier konsentrert om verdiskaping bidrar til å tydeliggjøre og konkretisere hovedstrategien som områdeutvikler.

• Reservemodning

– På norsk sokkel er det store ressurser både i og utenfor konsesjonsbelagte områder. Petoro kan påvirke verdiene i porteføljen gjennom selektiv innsats for fremskyndet og mer effektiv leting etter nye ressurser og modning av påviste ressurser mot produksjon. Innsatsen vil også være rettet mot behovet for utvikling av ny større gassinfrastruktur.

• Tidlig teknologianvendelse

– Det forretningsmessige potensialet for Petoro er knyttet til effektiv kombinasjon av teknologiløsninger, arbeidsprosesser og utvikling av kompetanse, samt effektiv styring av nødvendige endringsprosesser. Petoro vil arbeide for raskere og bredere anvendelse av teknologi i porteføljen.

– Sentrale teknologiområder for Petoro er effektive brønner, integrerte operasjoner og teknologier for økt utvinning.

Barentshavet og dypvannsområdene i Norskehavet er umodne områder i porteføljen. Umodne områder kjennetegnes ved at leting og utvikling av funn i en tidlig fase er særlig viktig. Det er ikke foretatt store investeringer, og reservegrunnlaget er forventet å være forholdsvis stort, men usikkert. Petoros hovedaktiviteter vil her være knyttet til delstrategien reservemodning.

I mer modne områder på sokkelen vil ny feltutvikling stå sentralt. Det forventes store investeringer både i felt der SDØE har eierposisjoner og ved tilknytning av ressurser fra omkringliggende felt til moderfeltene. Trollområdet og de deler av Haltenbanken som ikke omfattes av de produserende feltene, vil være i sistnevnte kategori. Petoros hovedaktiviteter her vil være knyttet til delstrategiene reservemodning og tidlig teknologianvendelse.

I modne områder vil hovedaktiviteten være knyttet til produksjon fra eksisterende felt i drift. Muligheten for tilleggsreserver i feltene kan være betydelig, og det kan være tilleggsreserver i omkringliggende felt. Områdene Tampen, Oseberg samt produserende felt på Haltenbanken inngår i denne kategori. I modne områder på sokkelen vil Petoros hovedaktiviteter hovedsakelig være knyttet til delstrategien «tidlig teknologianvendelse». Noen aktiviteter i enkelte av disse områdene gjelder reservemodning, og da særlig knyttet til økt utvinning.

Petoros bidrag til reduserte enhetskostnader vil fortsatt være en sentral aktivitet. Det er viktig at selskapet også i tider med gode produktpriser opprettholder aktivitet innenfor dette området. Petoro vil i tiden fremover særlig rette oppmerksomheten inn mot tiltak for å øke produksjonsvolumene, og selskapet vil vurdere CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning som et av tiltakene.

Utvikling i SDØE-porteføljen

Ivaretagelsen av SDØE-porteføljen er organisert i tre kjerneområder.

• Trollområdet

Trollområdet omfatter feltene Troll Olje, Troll Gass, Kvitebjørn, rørledningene som knytter disse til terminalene på Mongstad og Kollsnes, samt Vega og Gjøa i Sogn-området. I tillegg ivaretar områdeteamet for Troll oppfølging av eierandeler i Ekofisk, Jotun og flere utvinningstillatelser i letefase.

Trollområdets produksjon er redusert i forhold til 2005. Reduksjonen er knyttet til lavere oljeproduksjon i Troll Olje som følge av forsinkelser i boreprogrammet og gassgjennombrudd i flere brønner.

Trollfeltets driftskostnader i forhold til produsert volum er lavest på norsk sokkel, men har økt i forhold til 2005 grunnet høyere kostnader for brønnvedlikehold ved Troll Olje.

Investeringene i Trollområdet er på samme nivå som for 2005. Investeringsprogrammet er noe forsinket grunnet utsatte aktiviteter i prosjektet Troll videreutvikling. Gjøa og Vega leverte inn plan for utbygging og drift i desember 2006, og det forventes at feltene vil starte produksjon i fjerde kvartal 2010.

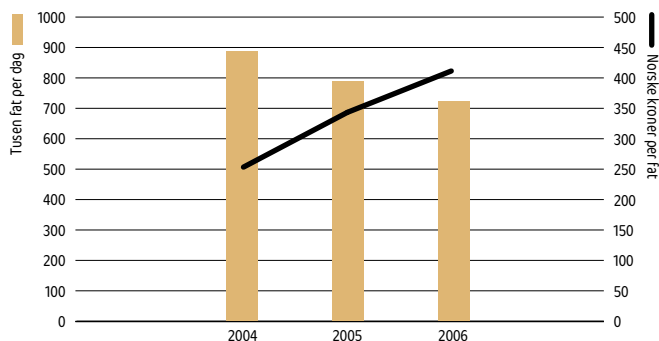
Reservetilveksten i Trollområdet var 163 millioner fat i 2006, og relaterer seg til Gjøa og Vega samt oppjustering for Kvitebjørn.

Det er ferdigstilt to letebrønner i 2006; Kogge i Farsundbassenget og en avgrensingsbrønn til Valemon-funnet nær Kvitebjørnfeltet. Kogge-prospektet var tørt, mens Valemon påviste gass/kondensat og bekreftet mulighet for fremtidig utbygging.

Petoro legger stor vekt på å opprettholde høy boreaktivitet på Troll Olje for å realisere rettighetshavernes ambisjoner om å øke utvinnbare oljereserver til mer enn 1900 millioner fat.

Petoro har hatt en aktiv rolle i partnerskapet for å sikre optimal verdiskaping fra Troll gjennom Troll videreutviklingsprosjekt (TFD). Prosjektet har i 2006 hatt oppmerksomheten rettet mot gass- og vanninjeksjonsstudier for å vurdere en langsiktig oljestrategi på Troll. Studiene vil danne grunnlag for konseptvalg og innlevering av plan for utbygging og drift i fjerde kvartal 2007.

Oljeproduksjon/-pris



• Tampen/Osebergområdet

De største produserende feltene i området der Petoro er rettighetshaver er Oseberg, Grane, Gullfaks og Snorre. I tillegg ivaretar områdeteamet for Tampen-/Oseberg oppfølging av eierandeler i flere andre nærliggende felt og utvinningstillatelser.

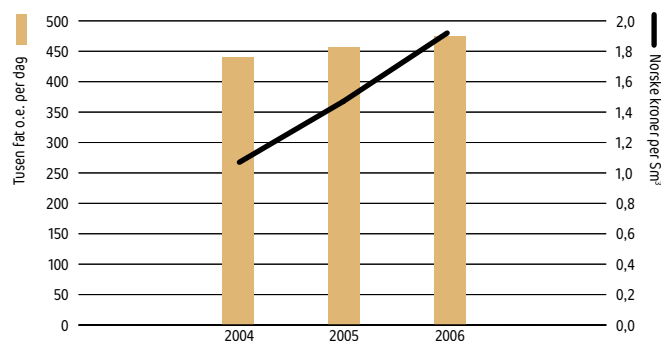
Totalproduksjonen fra området er fortsatt høy, men viste i 2006 en nedgang i forhold til fjoråret. Nedgangen i produksjonen i 2006 skyldes i all hovedsak tekniske og kapasitetsmessige utfordringer innen boring og brønn. På Gullfaksfeltet var det særlig forsinkelser og problemer knyttet til den langtrekkende og kompliserte Gulltopp-brønnen som var årsak til lavere produksjon. Dette ble delvis motvirket av tidligere oppbygging av platåproduksjon på Grane. Nye funn som kom i produksjon i 2006 var Ringhorn Øst og Vestflanken i Osebergområdet. I tillegg kom Gimle i regulær produksjon i mai etter ett år med testproduksjon.

Områdets driftskostnader har i flere år vært stabile, men viste i 2006 en økning. Grane hadde størst økning og høyest kostnadsnivå i området. Dette skyldes i all hovedsak høyere pris på innkjøpt gass for injeksjon. Denne gassinjeksjonsstrategien har vist seg vellykket og bidrar til økt oljeproduksjon. Mesteparten av den kjøpte gassen forventes tilbakeprodusert i en senere fase. Driftseffektivisering har hatt høy prioritet i 2006, både gjennom fremtidig bruk av integrerte operasjoner og øvrig forbedring av drift og vedlikehold.

Det totale investeringsnivået er fortsatt høyt i området og viste en økning i 2006. De største investeringene er knyttet til boring, utbygging av Oseberg Delta, utbygging av Skinfaks/Rimfaks IOR samt utbygging og tilrettelegging for lavtrycksproduksjon og under vannseparasjon på Tordis.

I juli 2006 sendte partnerskapet plan for utbygging og drift for gassfeltet Rev til myndighetene. Utbyggingsplanene innebærer en undervannsutbygging av gassfunnet i sydlige del av Nordsjøen, nær Varg. Produksjonsstart forventes sommeren 2008. Reservetilveksten har vært moderat i 2006. Aktiviteter relatert til produksjonsboring og brønnvedlikehold har blitt prioritert fremfor leteaktiviteter.

Gassalg/-pris



I Tampen/Oseberg-området ble det boret seks letebrønner i 2006, og to av disse resulterte i funn. Det største funnet var Oseberg Gamma, men det ble også gjort to mindre funn ved Gullfaksfeltet. I tillegg ble det fullført en avgrensingsbrønn som bekreftet produktiviteten i Rev-funnet.

Petoro har hatt en aktiv rolle i flere betydelige initiativ i området. De viktigste har vært oppgraderingsprosjektet for Snorre, utbygging av G-sentral i Oseberg-området, nye boremoduler på Oseberg og Snorre, Snorre videreutvikling, Gullfaks mot 2030 og modning av mulig utbygging av Hild og Valemon.

• Norskehavet og Barentshavet

Produksjonen i dette området kommer fra feltene Åsgard, Heidrun, Norne, Draugen, Njord og Kristin. Snøhvit, Ormen Lange og transportsystemet Langeled Nord er under utbygging og i tillegg inngår også flere utvinningstillatelser i letefase i områdets portefølje.

I 2006 har det meste av produksjonen kommet fra oljeproduserende felt, men gassproduksjonen er økende og vil, som følge av Ormen Lange og Snøhvit, utgjøre over halvparten av områdets totale produksjon fra 2010.

Produksjonen i 2006 var noe lavere enn i 2005. Økt produksjon fra nyere felt kompenserte ikke fullt ut for lavere produksjon fra områdets modne felt samt uforutsette hendelser på Åsgard. Sørlike del av Langeled startet opp som planlagt med gassleveranser til Easington i Storbritannia 1. oktober 2006. Petoro har spilt en sentral rolle i gjennomføringen av forhandlingene om Langeledfusjonen.

Driftskostnadene for området er økt i forhold til 2005 som følge av studier relatert til nye prosjekter på Draugen og Åsgard samt kostnader til driftsforberedelse på Ormen Lange og Snøhvit.

Investeringskostnadene for området har i 2006 vært tilsvarende som for 2005, med størst investering knyttet til de tre utbyggingsprosjektene Snøhvit, Ormen Lange og Langeled. Investeringene for Snøhvit inkluderer balanseføring av tre skip for transport av LNG

som er leid inn på langsiktige kontrakter. Forventet oppstart for Snøhvit er i fjerde kvartal 2007.

På Åsgard ble reservene nedskrevet med 74 millioner fat. Petoro utøvde sin rett til å be om en revurdering av eierandelene i Åsgard Unit, med det resultat at SDØEs andel er økt med 0,19 prosent effektivt fra 1. august 2006. Dette representerte en økning på 5 millioner fat i porteføljen, noe som tilsvarer 2,1 milliarder kroner målt ved de priser som ble oppnådd i 2006.

Det er ferdigstilt fire letebrønner i området i 2006. Avgrensning av Tornerose-funnet bekreftet antatt utstrekning av feltet. Det ble gjort et lite gassfunn på Trost nær Norne, mens øvrige letebrønner ikke påviste bevegelige hydrokarboner.

Petoro har også i 2006 søkt å påvirke operatørene til å fortsette eksisterende og iverksette nye tiltak som kan motvirke høyere enhetskostnader for porteføljen; spesielt på Draugen og Norne, men også på Åsgard og Heidrun. Partnerskapet på Draugen har i 2006 arbeidet med prosjekter for å identifisere nye muligheter for økt utvinning ved hjelp av CO₂-injeksjon, gassinjeksjon eller vanninjeksjon. Mulighetene blir lagt frem til beslutning om kommersialisering i første kvartal 2007.

Avsetning av produktene

All olje og NGL fra SDØE-porteføljen selges til Statoil, og all gass avsettes av Statoil. Petoro har ansvar for å overvåke at Statoils avsetning av SDØEs petroleum oppnår en høyest mulig samlet verdi for Statoils og SDØEs petroleum samt å sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskapingen. I dette arbeidet konsentrerer Petoro innsatsen om Statoils avsetningsstrategi og risikoområder, saker av stor verdimeessig betydning og saker av prinsipiell og insentivmessig karakter, samt kontroll av at SDØE mottar korrekt andel av inntekter og kostnader.

Statoils og SDØEs naturgass selges som en samlet portefølje. Hoveddelen av porteføljens gass selges på langsiktige kontrakter med kontraktsfestede muligheter for prisrevisjoner. I 2006 har mye arbeid innenfor gassavsetningen vært knyttet til pågående prisrevisjoner.

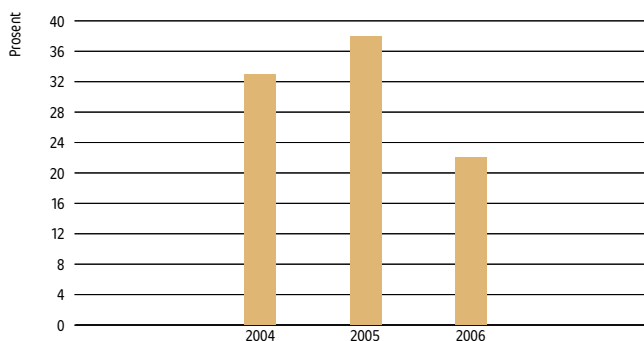
Petoro har fulgt opp den løpende gassavsetningen for å påse at all tilgjengelig gass blir solgt, og for å bidra til å løse utfordringene relatert til forsinket gassleveranse som følge av utsatt oppstart på Snøhvitfeltet. I tillegg har selskapet vært opptatt av salg til Statoils egne anlegg, og det er utført en gjennomgang av Statoils gassavsetningskostnader. Det er også utført kontroll for å sikre at SDØE belastes sin rettmessige andel av kostnader og mottar rettmessige inntekter i forbindelse med gassavsetningen. Etter styrets vurdering har Statoil utført sine oppgaver knyttet til avsetningen av SDØEs petroleum på en tilfredsstillende måte og i henhold til avsetningsinstruksen.

I 2006 ble eksportkapasiteten for gass fra norsk sokkel økt ved ferdigstilling av Langeled-røret fra Sleipnerfeltet til Easington i Storbritannia. Dette representerer et nytt landingspunkt for norsk gass og har skapt muligheter for økt eksport og verdiskaping også i perioden før Ormen Lange-feltet starter produksjon i oktober 2007.

2006 var et år med fortsatt høye olje- og gasspriser, om enn med store svingninger gjennom året. Oljeprisen nådde en topp i august på 78,7 dollar pr. fat for datert Brent for så å falle, og på årets siste dag var datert Brent priset til 59,8 dollar pr. fat. Prisoppgangen i først halvår skyldtes at Opec ble antatt ikke å ha ledig kapasitet, samtidig som den geopolitiske situasjonen ga frykt for bortfall av produksjon og det var frykt for nye orkaner i Mexicogulven. Priset fra august kom som følge av oppmerksomheten om høye lagernivåer og planer om betydelig vekst i produksjon fra land utenfor Opec i fjerde kvartal. Global etterspørsel antas å ha vokst med om lag 10 prosent i 2006. Dette er noe lavere enn veksten i 2005, og skyldes i stor grad en overgang fra olje til gass i amerikansk energiforsyning, samt mildt vær i Europa. For året sett under ett økte produksjonen utenfor Opec svakt. Opecs produksjon antas å være tilnærmet uendret fra 2005. Økning i de globale oljelagrene fortsatte, men med forminskert styrke.

Prisen på gass var, i likhet med olje, høy i 2006. Dette skyldes at prisen på de fleste langsiktige europeiske gasskontraktene hovedsakelig er indeksert mot oljeprodukter. Gassprisen i Storbritannia falt kraftig i første halvår, men årsgjennomsnittet ble likevel noe høyere enn i 2005. Gassforbruket i Europa har ifølge tall fra IEA hatt en vekst

Reserveerstatningsgrad



på 3,1 prosent de tre første kvartalene i 2006 mot 3,9 prosent i samme periode i 2005. Egenproduksjonen av gass i Europa reduseres, spesielt i Storbritannia. Oppstarten av nye rørledninger som Langede i oktober og BBL fra Holland til Storbritannia i desember, har sørget for at markedet i Storbritannia har vært godt forsynt med gass denne høsten.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)

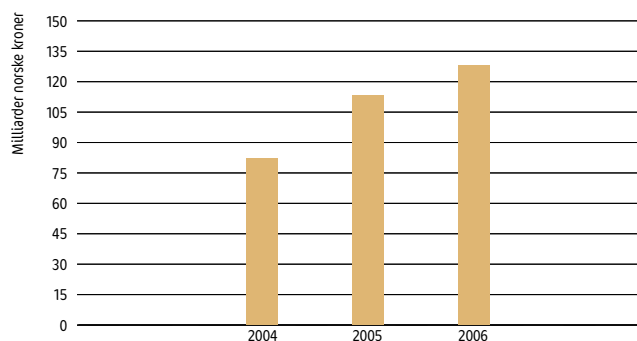
Til tross for industriens målrettede arbeid for å unngå skader på mennesker og miljø, inntreffer uønskede hendelser og personskader av mer eller mindre alvorlig karakter i lisenser hvor Petoro er rettighetshaver. Dette varsler om nødvendigheten av gode styringsmodeller og holdningsskapende arbeid. Petoro arbeider aktivt for å påvirke operatørene og industrien til å sette fokus i sitt langsiktige arbeid for å oppnå reduksjon i antall personskader og alvorlige hendelser på norsk sokkel.

I henhold til selskapets styringssystem arbeider Petoro systematisk gjennom aktiv deltakelse i porteføljens interessentskap for å forbedre HMS-resultatene. Som et ledd i denne oppfølgingen gjennomføres regelmessig bilaterale ledelsesmøter med de største operatørene. Petoro har også i 2006 deltatt på flere HMS-ledelsesinspeksjoner på utvalgte felt og installasjoner hvor man har observert negativ utvikling i HMS-resultatene.

Målet for reduksjon av personskadefrekvensen (H2) ble ikke innfridd. Indikatoren var i 2006 på samme nivå som de to foregående år. Med hensyn til alvorlige hendelser har en sett en marginal forbedring. Hendelsen på Visund, hvor en stålplate i væskeutskilleren i fakkelsystemet løsnet og slo hull i nedstrøms rørsystem, resulterte i en meget alvorlig gasslekkasje. Forøvrig er det registrert en god utvikling med hensyn til reduksjon av antall gasslekkasjer, mens andre alvorlige hendelser, dominert av fallende gjenstander, holder seg på et for høyt nivå.

Nullutslippplanene som industrien fastsatte i 2003, skulle vært implementert i løpet av 2005. Fortsatt er det noen få felt som har avvik i implementeringen av tiltak, delvis som resultat av at ny renses teknologi ikke er ferdig installert. Selskapet vil forsette arbeidet i

Resultat



interessentskapene for å oppnå miljøkravene om reduksjon i utslipp av olje fra produsert vann.

Også i 2006 har sykefraværet i Petoro vært lavt, med et kortidsfravær (1-3 dager) på 0,3 prosent og et langtidsfravær (over 3 dager) på 2,5 prosent. Totalt sykefravær var 2,8 prosent, mot 2,7 prosent i 2005. Selskapets avtale med trygdestaten om et inkluderende arbeidsliv omfatter en handlingsplan for å opprettholde et lavt sykefravær. Petoro har i løpet av året gjennomført tiltak for å påvirke egne medarbeideres personlige holdninger og engasjement når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Videreutvikling av HMS-kulturen har i 2006 inkludert oppmerksomhet rettet mot sikkerhet, kosthold, samt trening og helse gjennom foredrag og kampanjer.

ARBEIDSMILJØ OG PERSONALE

Petoros ansatte har høy utdanning og kompetanse. Det høye aktivitetsnivået i industrien medfører stor etterspørsel etter nødvendig kompetanse.

Petoro har hatt en høyere avgang av personell enn ønskelig i 2006. Petoros evne til å nå målet om maksimal verdiskaping er avhengig av at selskapet tiltrekker, beholder og videreutvikler dyktige medarbeidere i konkurranse med eksisterende og nye aktører på norsk sokkel. I 2006 har Petoro implementert selskapets kompetansestrategi som legger vekt på målrettet utvikling av selskapets ansatte gjennom deltagelse i sentrale arbeidsoppgaver, rotasjon mellom avdelinger og deltagelse i tverrfaglige prosjekter, kurs og konferanser.

Selskapet har også i 2006 gjennomført klimaundersøkelse blant alle ansatte. Klimaundersøkelsen er et viktig virkemiddel og utgangspunkt for tiltak som skal sikre kontinuerlig forbedring av arbeidsmiljøet. Styret er tilfreds med at undersøkelsen har god oppslutning og generelt gir gode resultater sammenlignet med tilsvarende undersøkelser gjennomført i andre organisasjoner.

Petoro er opptatt av mangfold i organisasjonen både når det gjelder kjønn, alder og kulturell bakgrunn. Selskapet er opptatt av likebehandling av menn og kvinner og legger til rette for at begge kjønn

skal ha samme muligheter i bedriften. Dette prioriteres spesielt gjennom rekruttering og utviklingsmuligheter, samt ved å tilrettelegge for fleksible arbeidstidsordninger. Kvinneandelen i selskapets styre og ledelse er henholdsvis 42 prosent og 11 prosent. I selskapet totalt er kvinneandelen 34 prosent.

Samarbeidet i selskapets Arbeidsmiljøutvalg (AMU) og Samarbeidsutvalg (SAMU) har også i 2006 fungert godt. Dette arbeidet danner et viktig fundament for et godt samarbeidsklima i bedriften.

FORSKNING OG UTVIKLING

Petoro bidrar gjennom sitt eierskap i utvinningstillatelsene på norsk sokkel til forskning og utvikling (FoU). Midlene disponeres av operatøren og brukes enten til generell forskning eller forskning spesifikt for lisensene. Denne FoU-aktivitet har bidratt til flere initiativ som har blitt kommersialisert. Petoro anser dette arbeidet som sentralt og vurderer aktiviteter innen FoU som avgjørende for å sikre teknologisk videreutvikling. SDØE dekker i dag om lag 30 prosent av kostnader som operatørene belaster utvinningstillatelsene.

VIRKSOMHETSSTYRING

God eierstyring og selskapsledelse kjennetegnes ved et ansvarlig samspill mellom eier, styre og administrasjon i et langsiktig, verdiskapende perspektiv. Petoro er en stor rettighetshaver på norsk sokkel og har gjennom 2006 vært en pådriver for utvikling av nytt avtaleverk som vil gi bedre eierstyring i interessentskapene. Olje- og energidepartementet har godkjent nytt avtaleverk som trådte i kraft 1. januar 2007.

Selskapets verdigrunnlag og etiske retningslinjer er premisser for virksomhetsstyringen i selskapet. Petoro tilstreber en kontinuerlig bygging av bedriftskultur som preges av mulighetssøkende holdninger og et sunt internkontrollmiljø. Tillit til selskapet er avgjørende for at Petoro skal levere varige verdier for eier, ansatte og samfunnet for øvrig. Selskapets styringsmodeller tar utgangspunkt i langsiktig verdiskaping, er innrettet mot virksomhetens risikobilde og mål om kostnadseffektivitet. Informasjon fra selskapet skal være troverdig, tidsriktig og konsistent. Styret legger vekt på at styring av selskapets virksomhet videreutvikles i dynamiske prosesser mellom eier,

styret og administrasjonen i henhold til sunne prinsipper for god virksomhetsstyring.

Aksjonærvalgte Ingelise Arntsen fratrådte styret 26. juni 2006 og Hilde Myrberg ble valgt inn i styret samme dag. Samtidig fratrådte de ansattes representanter John Magne Hvidsten og Elen Carlson og ble erstattet av Ove Skretting og Britt Bjelland.

RISIKO

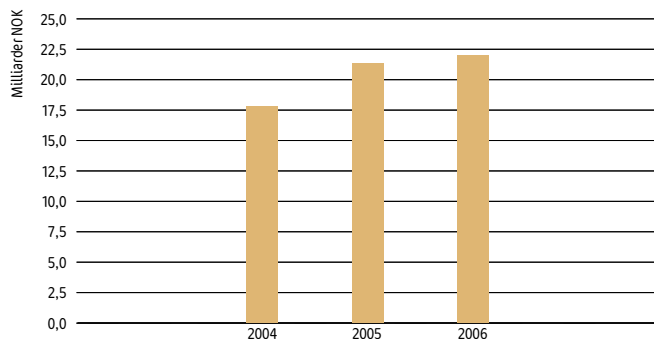
For å ivareta det overordnede ansvar for virksomhetens styring og kontroll, er styret opptatt av at selskapets styringsmodeller er effektive og målrettede, og at virksomhetens risikoområder har høy oppmerksomhet. Helhetlig risikostyring ivaretar vurderinger knyttet til forhold og hendelser som kan hindre virksomheten fra å nå fastsatte mål og gjennomføre valgte strategier. Utvikling og bruk av systematisk risikostyring som en integrert del av virksomhetens forretningsprosesser og internkontrollmiljø er et modningsarbeid, og planmessig kulturutvikling er avgjørende. Risikostyring vil også i 2007 være et prioritert område.

Porteføljens olje og NGL selges til Statoil til markedsbaserte priser. Porteføljens gass avsettes av Statoil, og inntektene fra salg av gass til kunder reflekterer markedsverdi. Virksomheten er eksponert for svingninger i olje-, gasspriser og valutakurser i det globale markedet for salg av olje og gass. Slike endringer vil ha effekt på inntekter, driftskostnader og investeringer for kortere eller lengre perioder.

Med utgangspunkt i at SDØE inngår som et element i statens samlede risikostyring, anvendes finansielle instrumenter/derivater kun i begrenset utstrekning. Bruk av derivater for å motvirke resultatssvingninger forårsaket av endringer i råvarepriser, foretas av Statoil som avsetter av statens petroleum.

Den vesentligste del av SDØEs inntekter kommer fra salg av olje og gass, som skjer enten i US dollar, Euro eller britiske pund. I tråd med statens valutastrategi gjennomfører ikke Petoro valutasikring for porteføljens fremtidige salg av petroleum. SDØEs fordringsmasse er eksponert for valutasvingninger. Denne anses imidlertid å være begrenset sett i forhold til balansens samlede verdi.

Investeringer



SDØE har ikke rentebærende langsiktig gjeld og er således ikke finansielt eksponert for endringer i rentenivået.

Porteføljens samlede omsetning skjer mot et begrenset antall motparter, og all olje og NGL selges til Statoil. Finansielle instrumenter benyttes i forbindelse med omsetning av gass. Slike instrumenter blir kjøpt med motparter som vurderes å ha høy kredittverdighet. Kredittisiko i løpende transaksjoner anses av den grunn å være begrenset.

SDØE genererer en betydelig positiv kontantstrøm fra sine aktiviteter. Det er etablert interne retningslinjer knyttet til håndtering av likviditetsstrømmene.

Nærmere redegjørelse om virksomhetens risikoforhold er gitt i Note 14.

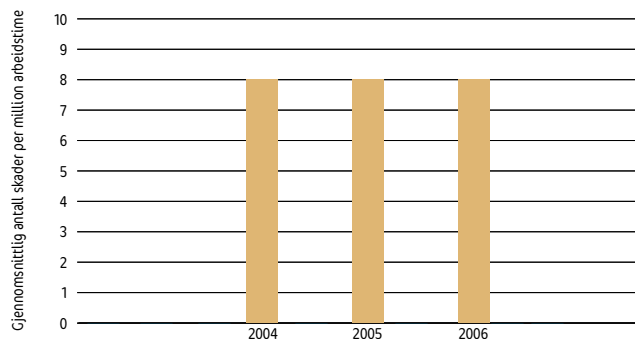
FREMTIDSUTSIKTER

I desember 2006 ble det kjent at styrene i Statoil og Hydro har anbefalt en fusjon av selskapenes oppstrømsvirksomhet som vil tre i kraft fra tredje kvartal 2007. Det nye selskapet vil skape en ny situasjon på norsk sokkel. Når to store aktører slår seg sammen vil konkurransen på norsk sokkel bli redusert. Dette vil stille nye krav til de øvrige partnere og særlig til Petoro som en betydelig rettighetshaver på norsk sokkel. Styret vurderer konsekvenser av fusjonen og tiltak for å kunne ivareta selskapets hovedmål også etter at fusjonen blir effektiv.

Det forventes nedgang i porteføljens oljeproduksjon i årene fremover, men produksjonen av gass vil øke. Totalt sett forventes det at total produksjon vil ligge på dagens nivå.

Forsyningssituasjonen i Europa har endret seg betydelig sammenlignet med situasjonen for bare noen få år siden. Det er forventet fortsatt sterk global vekst i produksjonen av og handel med flytende naturgass (LNG), og at den vil utgjøre en økende andel av det europeiske gassmarkedet. Gazprom har besluttet å legge en ny rørledning fra Russland til nordlige Tyskland (Nord Stream) med oppstart omkring 2010/11. EU har fortsatt stor oppmerksomhet rettet mot forsyningssikkerhet til tross for planlagt økt forsyningsskapitet til

H2



Europa, inkludert LNG. Oppstart av gassfeltet Ormen Lange, og ferdigstilling av Statfjord senfaseprosjektet i 2007 vil øke eksportkapasiteten for gass til Storbritannia.

For 2007 forventer markedet at oljeprisen vil holde seg på et relativt høyt nivå. Kapasitetssituasjonen forventes å være mindre anstrengt enn i 2006, men Opecs produksjonskutt antas å føre til trekk på oljelagrene og dermed et strammere fysisk marked. Prisutviklingen vil i tillegg avhenge av den geopolitiske utviklingen, fortsatt mest knyttet til faren for produksjonsbortfall fra Iran, Irak og Nigeria. Markedet forventer at gassprisen i UK vil ligge lavere enn i 2006. De langsiktige gasskontraktene som hovedsakelig er indeksert mot oljeprodukter, forventes å ligge noe lavere i pris i 2007.

PETORO AS AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRFORHOLD

Selskapets aksjekapital var 10 millioner kroner pr. 31. desember 2006, fordelt på 10.000 aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, er eiere av selskapets aksjer. Petoros forretningskontor er i Stavanger.

PETORO AS ÅRSRESULTAT OG DISPONERINGER

Petoros forvaltning av porteføljen er underlagt regelverket for økonomiforvaltning i staten. Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra porteføljen holdes atskilt fra driften av selskapet. Kontantstrømmer fra porteføljen overføres til statens egne konti i Norges Bank. Selskapet avlegger særskilt årsregnskap for SDØE med oversikt over de deltakerandeler selskapet forvalter og tilhørende ressursregnskap. Porteføljens regnskap avlegges i henhold til statens kontantprinsipp og i henhold til norsk regnskapslov og god regnskapsskikk (NRS). Alle beløp i denne årsberetning er basert på NRS.

Midler til driften av Petoro bevilges av staten, som er direkte ansvarlig for de forpliktelser selskapet pådrar seg ved kontrakt eller på annen måte. Bevilgning fra staten i 2006 var 225 millioner kroner, mot 217,9 millioner kroner året før. Bevilgede midler inkluderer merverdiavgift, slik at disponibelt beløp var 180 millioner kroner for 2006 og 174,3 millioner kroner for 2005. Regnskapsførte inntekter for 2006 var 185,3 millioner kroner, mot 177,9 millioner kroner for 2005.

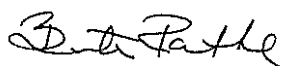
Årets driftskostnader var 169,9 millioner kroner, mot 177,9 millioner kroner i 2005. I hovedsak var driftskostnadene knyttet til lønnskostnader, administrasjonskostnader samt kjøp av eksterne tjenester. Kjøp av spisskompetanse knyttet til oppfølgingen av porteføljens utvinningstillatelse utgjør en vesentlig andel av selskapets driftskostnader.

Årsresultatet viser et overskudd på 17,3 millioner kroner etter

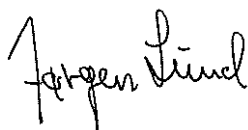
finansinntekter. Styret foreslår at overskuddet overføres til annen egenkapital. Selskapets frie egenkapital er 22,9 millioner kroner.

I henhold til regnskapslovens § 3-3 og § 3-2a bekrefter styret at porteføljens og aksjeselskapets årsregnskap gir et rettviseende bilde av virksomhetenes eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat, samt at årsoppgjøret er avlagt under forutsetning om fortsatt drift.

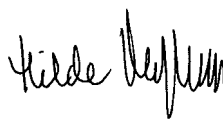
Stavanger, 22. februar 2007



Bente Rathe
Styreleder



Jørgen Lund
Nestleder



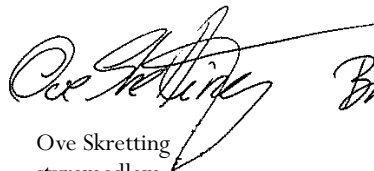
Hilde Myrberg
Styremedlem



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



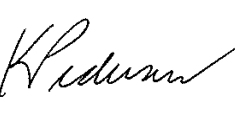
Per-Christian Endsjø
Styremedlem



Ove Skretting
styremedlem
(ansatte representant)



Britt Bjelland
styremedlem
(ansatte representant)



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

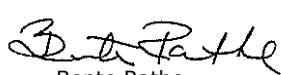
SDØE bevilgningsregnskap

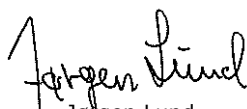
Utgifter og inntekter	Note	NOK
Fjerning		0,00
Pro et contra-oppgjør (utbetalinger)	1	11 615 098,25
Investering	2	19 967 276 253,21
Totale utgifter		19 978 891 351,46
Pro et contra-oppgjør (tilbakebetalinger)		0,00
Driftsinntekter	3,4	-176 443 188 658,88
Driftsutgifter	5	29 077 687 506,23
Lete- og feltutviklingsutgifter		1 122 225 968,78
Avskrivninger	2	14 537 729 114,41
Renter	6	6 844 453 207,25
Driftsresultat		-124 861 092 862,21
Avskrivninger	2	-14 537 729 114,41
Overføring fra Statens petroleumforsikringsfond	8	-462 182 824,96
Renter fast kapital	6	-6 820 176 783,00
Renter mellomregnskapet	6	-24 276 424,25
Totale inntekter		-146 705 458 008,83
Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE)		-126 726 566 657,37

SDØE kapitalregnskap

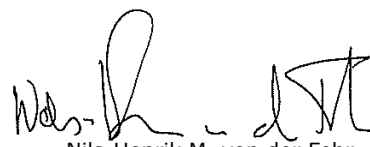
Poster	Note	NOK	NOK	NOK
Mellomregning staten 31.12.2006				-223 942 866,19
Realinvestering før nedskrivning			134 307 436 848,22	
Nedskrivning	2,8		-100 337 230,99	
Konto for realinvestering	2		134 207 099 617,23	134 207 099 617,23
Sum				133 983 156 751,04
Mellomregning staten 1.1.2006			737 453 441,61	
Totale utgifter		19 978 891 351,46		
Totale inntekter		-146 705 458 008,83		
Kontantstrøm		-126 726 566 657,37	-126 726 566 657,37	
Netto overført staten			126 213 056 081,95	
Mellomregning staten 31.12.2006			223 942 866,19	223 942 866,19
Fast kapital 1.1.2006			-128 877 889 709,42	
Årets investering	2		-19 967 276 253,21	
Årets avskrivning			14 537 729 114,41	
Nedskrivning	2,8		100 337 230,99	
Fast kapital 31.12.2006	2		-134 207 099 617,23	-134 207 099 617,23
Sum				-133 983 156 751,04


Stavanger, 22. februar 2007


Bente Rathe
Styreleder


Jørgen Lund
Nestleder


Hilde Myrberg
Styremedlem


Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem


Per-Christian Endsjø
Styremedlem


Ove Skretting
Ansattes representant


Britt Bjelland
Ansattes representant


Kjell Pedersen
Administrerende direktør

SDØE resultatregnskap

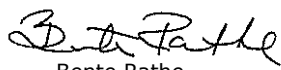
Alle tall i millioner kroner	Note	2006	2005	2004
DRIFTSINNTEKTER				
Driftsinntekter	3, 4, 8, 9	174 979	152 683	120 807
Sum driftsinntekter		174 979	152 683	120 807
DRIFTSKOSTNADER				
Letekostnader		940	543	473
Avskrivninger	2,11	15 898	14 051	15 656
Andre driftskostnader	5, 8,9, 10	28 308	25 020	21 025
Sum driftskostnader		45 146	39 614	37 154
Driftsresultat		129 833	113 069	83 653
FINANSPOSTER				
Finansinntekter		4 339	3 056	3 542
Finanskostnader		5 705	2 953	4 852
Netto finansposter	7	-1 366	103	-1 310
Årsresultat		128 467	113 172	82 343

SDØE balanse

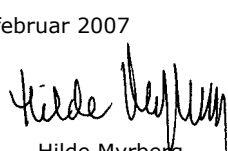
Alle tall i millioner kroner	Note	2006	2005	2004
EIENDELER				
Immaterielle eiendeler		1 302	1 241	999
Varige driftsmidler		157 125	140 990	130 869
Andre anleggsmidler		5	7	10
Anleggsmidler	2	158 432	142 238	131 878
Lager		585	505	469
Kundefordringer	9, 10	20 108	20 693	11 607
Bankinnskudd		63	76	75
Omløpsmidler		20 756	21 274	12 151
Sum eiendeler		179 188	163 512	144 029
EGENKAPITAL OG GJELD				
Egenkapital pr. 1.1		134 554	120 530	119 427
Betalt fra/(til) staten i året		-126 213	-99 175	-81 401
Årets resultat		128 467	113 172	82 343
Egenkapitaljustering*		-60	27	161
Egenkapital	17	136 748	134 554	120 530
Langsiktige fjerningsforpliktelser	11	29 202	18 538	14 930
Annen langsiktig gjeld	12	2 026	648	1 001
Langsiktig gjeld		31 228	19 186	15 931
Leverandørgjeld		1 909	1 966	1 679
Annen kortsiktig gjeld	9, 13	9 303	7 806	5 889
Kortsiktig gjeld		11 212	9 772	7 568
Sum egenkapital og gjeld		179 188	163 512	144 029

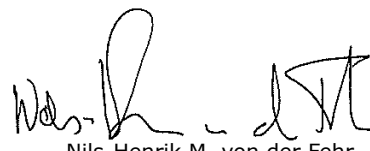
* Knyttet til omregningsdifferanse og etteroppgjør for nedslag i 2001

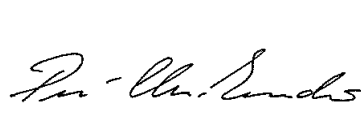
Stavanger, 22. februar 2007


Bente Rathe
Styreleder


Jørgen Lund
Nestleder


Hilde Myrberg
Styremedlem


Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem


Per-Christian Endsjø
Styremedlem


Sve Skretting
Ansattes representant


Britt Bjelland
Ansattes representant


Kjell Pedersen
Administrerende direktør

SDØE kontantstrømoppstilling

Alle tall i millioner kroner	2006	2005	2004
OPERASJONELLE AKTIVITETER			
Innbetalinger fra driften	176 737	144 800	120 317
Utbetalinger fra driften	-30 052	-25 069	-21 841
Netto rente betalinger	-69	36	-48
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	146 616	119 767	98 428
INVESTERINGSAKTIVITETER			
Pro & contra i forbindelse med statens ned salg	-10	0	21
Investeringer	-19 867	-20 686	-17 173
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-19 877	-20 686	-17 152
FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Endring arbeidskapital i lisensene	-984	484	687
Endring over/under call i lisensene	446	-389	-601
Netto overført til staten	-126 213	-99 175	-81 401
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	-126 751	-99 080	-81 315
Økning beholdning bankkonto DA-selskap	-12	1	-39

REGNSKAPSPRINSIPPER

GENERELT

Petoros formål er, på vegne av staten, å ha ansvaret for å ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel (SDØE) og virksomhet i tilknytning til dette. Selskapets overordnede mål er på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen.

Petoro var pr. 31. desember 2006 rettighetshaver for andeler i 105 utvinningstillatelser og 12 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også de forretningsmessige interessene i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norseas Gas AS og Norpipe Oil AS. Selskapet har rettigheter og plikter som andre rettighetshavere, og ivaretar statens direkte økonomiske interesser på norsk sokkel på et forretningsmessig grunnlag. Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra utvinningstillatelser og interessentskap holdes atskilt fra driften av selskapet. Kontantstrømmer fra porteføljen overføres til statens egne konti i Norges Bank. Selskapet avlegger særskilt årsregnskap for SDØE med oversikt over de eierandeler selskapet forvalter og tilhørende ressursregnskap.

Petoros forvaltning av porteføljen er underlagt regelverk for økonomiforvaltning i staten. Porteføljens regnskap avlegges i henhold til statens kontantprinsipp og i henhold til norsk regnskapslov.

REGNSKAPSPRINSIPPER (REGNSKAPSLOVEN)

SDØEs andeler i aksjeselskap og selskap med delt ansvar vedrørende utvinning av petroleum er inkludert under de respektive poster i resultatregnskapet og balansen etter bruttometoden for SDØEs andel av inntekter, kostnader, eiendeler og gjeld. Det samme gjelder ideelle andeler i olje- og gassvirksomhet inklusive rørledningstransport, som ikke er organisert som selskap.

For aksjer i Norseas Gas AS og Norpipe Oil AS blir utbytte ført som finanspost. I tillegg er inntekter og kostnader fra utvinningstillatelser med netto overskuddsavtaler (gjelder utvinningstillatelser tildelt i andre lisensrunde) ført som andre inntekter etter nettometoden pr. utvinningstillatelse.

Inntektsføringsprinsipper

All olje og NGL fra SDØE selges til Statoil og all gass avsettes av Statoil for SDØEs regning og risiko. SDØE inntektsfører sin solgte andel av olje, NGL og gass når produktene blir levert til kunden.

Inntekter fra eierandeler i transport og prosesseringsanlegg blir inntektsført når tjenesten er levert.

Gassbytte- og gasslåneavtaler hvor oppgjør skjer i form av tilbakelevering av volum periodiseres etter salgsmetoden. Dette innebærer at låntaker inntektsfører salget ved levering til kjøper. Samtidig avsettes det for antatt fremtidig produksjonskostnad og eventuell transportkostnad for den gassen som skal tilbakeleveres. Ved utlån aktiveres det laveste av produksjonskostnad og antatt nåverdi av fremtidig salgspris som forskuddsbetalt kostnad. Videre blir SDØEs andel av lokasjonsbytter knyttet til kjøp eller salg av tredjeparts gass nettoført som driftsinntekter.

Forpliktelse som oppstår på grunn av for mye uttatt råolje i forhold til SDØEs andel av produksjonsfellesskapet, vurderes til produksjonskostnad, mens tilgodehavender fra de øvrige partnerne i produksjonsfellesskapene vurderes til laveste verdi av produksjonskostnad og virkelig verdi.

Kjøp og salg mellom felt og/eller transportsystemer

Ved kjøp og salg mellom felt og/eller transportsystemer hvor SDØE både er eier og skiper, elimineres interne kostnader og inntekter, således at kun kostnader betalt til tredjepart fremkommer som netto transportkostnader.

Utenlandsk valuta

Pengeposter i utenlandsk valuta omregnes til kursen på balansedagen. Urealiserte valutatap og realiserte valutagevinster og -tap blir bokført som finansinntekter eller finanskostnader.

Klassifisering av eiendeler og gjeld

Eiendeler bestemt til varig eie eller bruk er klassifisert som anleggsmidler. Andre eiendeler er klassifisert som omløpsmidler. Fordringer som skal tilbakebetales innen et år er klassifisert som omløpsmidler. Ved klassifisering av kortsiktig og langsiktig gjeld er tilsvarende kriterier lagt til grunn.

Varige driftsmidler

Varige driftsmidler og investeringer regnskapsføres til historisk anskaffelseskost med fradrag for planmessige avskrivninger. Kostnader til større endringer og fornyelse som øker driftsmidlenes levetid vesentlig, aktiveres. Dersom virkelig verdi av anleggsmidler er lavere enn balanseført verdi og verdifallet forventes ikke å være forbigående, er det foretatt nedskrivning til virkelig verdi.

Anlegg under utførelse vurderes til anskaffelseskost. Dersom virkelig verdi er lavere enn anskaffelseskost, blir anlegg under utførelse nedskrevet til virkelig verdi. SDØE opptar ikke gjeld og pådrar seg ikke rentekostnader knyttet til finansiering av utbyggingsprosjekter.

Avskrivninger

Ordinære avskrivninger på olje- og gassproduserende anlegg beregnes for hvert enkelt felt og feltdedikert transportsystem etter produksjonsenhetsmetoden. Metoden innebærer at anskaffelseskost avskrives over forholdet mellom solgte volum i perioden og reserver ved periodens begynnelse. Brønninves-

teringer avskrives over de reserver som er gjort tilgjengelig med de brønner som er boret.

Petoro fastsetter reservegrunnlag for avskrivningsformål ved å ta utgangspunkt i forventede gjenværende reserver (basis anslag i henhold til Oljedirektoratets ressurskategori 1–3, ref note 19) pr. felt som justeres med en faktor beregnet som forholdet mellom Oljedirektoratets sum av lave anslag (ressurskategori 1) og sum av basis anslag (ressurskategori 1) for henholdsvis olje- og gassreserver. For 2006 utgjør reservegrunnlaget for avskrivninger for oljefelt 73,9 prosent av forventede gjenværende oljereserver, mens tilsvarende for gassfelt utgjør 84,0 prosent. Reserveanslagene revideres årlig. Eventuelle endringer gir prospektiv effekt.

Ordinære avskrivninger for landanlegg og transportsystemer samt stigerørplattformen som benyttes av flere felt, blir beregnet lineært over gjeldende lisensperiode pr. 31. desember.

Andre eiendeler avskrives lineært over økonomisk levetid.

Undersøkelles- og utbyggingskostnader

Petoro bruker «successful efforts»-metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utforskningskostnader i olje- og gassvirksomheten i SDØE regnskapet. Kostnader knyttet til leteboring blir aktivert i påvente av resultat fra boringene. Dersom det ikke påvises drivverdige ressurser av olje- og gassforekomster, blir boreutgiftene kostnadsført. Balanseførte leteutgifter vurderes kvartalsvis og tørre brønner kostnadsføres.

Alle kostnader for utbygging av brønner, plattformer og utstyr aktiveres. Også kostnader påløpt i operatørens prosjektorganisasjon for felt under utbygging og utbyggingskostnader påløpt etter innsending av plan for utbygging og drift blir balanseført.

Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende. Dette gjelder også for kostnader til anskaffelse av reservedeler i driftsfasen, kostnader knyttet til reparasjoner og vedlikehold og operatørens belastninger for forsknings- og utviklingskostnader.

Nedstenging- og fjerningskostnader

I henhold til konsesjonsvilkårene kan myndighetene pålegge rettighetshaverne å fjerne anleggene til havs ved driftsperiodens utløp. Estimert virkelig verdi av forpliktelser til fjerning og opprydding balanseføres når kravet oppstår. Fjerningsforpliktelsen regnskapsføres når eiendelen er klar for bruk, og forpliktelsen balanseføres som en del av eiendelens anskaffelseskost og avskrives sammen med denne. Endring i estimat for fjerning balanseføres som en del av eiendelens anskaffelseskost og avskrives i løpet av gjenværende levetid. Diskonteringsrenten som benyttes ved beregning av virkelig verdi av fjerningsforpliktelsen er basert på rente på norske statsobligasjoner med samme forfall som fjerningsforpliktelsen.

Immaterielle eiendeler

Immaterielle eiendeler balanseføres til virkelig verdi på anskaffelsestidspunktet. Immaterielle eiendeler avskrives over antatt kontraktsperiode eller økonomisk levetid.

Lagerbeholdninger

Lager av reservedeler og driftsmateriell vurderes til det laveste av kostpris, etter FIFO prinsippet, og netto salgsverdi. Reservedeler av mindre verdi til bruk i forbindelse med drift av olje- eller gassfelt kostnadsføres ved anskaffelsen. Reservedeler av større verdi lagerføres ved innkjøp og kostnadsføres når de blir benyttet i driften.

Materiell til boring av brønner blir aktivert og kostnadsført som brønnekostnader når de blir benyttet til boring. Petoro tar utgangspunkt i operatørens vurderinger av hva som skal balanseføres og hva som skal kostnadsføres av slikt materiell.

Kundefordringer

Kundefordringer er oppført i balansen til pålydende etter fradrag for avsetning til forventet tap. Avsetning til tap gjøres på grunnlag av individuelle vurderinger av de enkelte fordringene.

Bankinnskudd

Bankinnskudd inkluderer kontanter, bankinnskudd og andre betalingsmidler med forfallsdato som er kortere enn tre måneder fra anskaffelse. Kontantstrømmer fra olje- og gassalg overføres staten på daglig basis. Balanseført bankinnskudd inkluderer således SDØEs andel av bankinnskudd i selskaper med delt ansvar som SDØE har en eierandel i.

Kortsiktig gjeld

Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende beløp.

Skatter og avgifter

SDØE er fritatt for inntektsskatt og produksjonsavgift i Norge. SDØE er registrert i merverdiavgiftsmanntallet i Norge. SDØEs salg av virksomhetens olje- og gassprodukter finner i all hovedsak sted utenfor merverdiavgiftslovens geografiske virkeområde (søkel og eksport). SDØE fakturerer dette salget avgiftsfritt til kjøper. Samtidig har SDØE fradrag for eventuell inngående merverdiavgift på fakturerte kostnader som er relevante for virksomheten.

Finansielle instrumenter

Med utgangspunkt i at SDØE inngår som en del av statens samlede risikostyring, anvendes finansielle instrumenter kun i begrenset utstrekning.

Finansielle instrumenter verdsettes til markedsverdi på balansedagen. Urealiserte tap knyttet til finansielle instrumenter kostnadsføres. Urealiserte gevinster blir inntektsført når alle følgende kriterier oppfylles; instrumentet er klassifisert som omløpsmiddel; inngår i en handelsportefølje med henblikk på videresalg; omsettes på børs, autorisert markedsplass eller tilsvarende regulert marked i utlandet; og har god eierspredning og likviditet.

Finansielle instrumenter som ikke er omløpsmiddel følger vurderingsreglene for anleggsmidler.

Betingede forpliktelser

Sannsynlige og kvantifiserbare tap kostnadsføres.

NOTE 1 Overdragelse og endring av eierandeler

SDØE fikk tildelt deltakerandeler i fem nye utvinningstillatelser i forbindelse med 19. konsesjonsrunde. Andelene ble formelt tildelt av Olje- og energidepartementet 31. mars 2006.

SDØE overtok med virkning fra 1. august 2006 en 10 prosent deltakerandel fra ExxonMobil i utvinningstillatelse 264 og økte dermed andelen til 30 prosent. Overdragelsen var vederlagsfri.

I forbindelse med innlemmelse av Langeled i Gassled, er deltakerandelen i Gassled og terminalene på kontinentet endret med virkning fra 1. september 2006.

Gjennomgang av beregningen av kontantvederlaget for overførte andeler fra statens nedsalg i 2001 (15 prosent til Statoil) og i 2002 (6,5 prosent til andre oljeselskap) er videreført i 2006. I løpet av 2005 ble utestående punkter relatert til 2002 nedsalget løst med kontantmessig virkning i 2006. Dette gjaldt tvist om vurdering av lagerverdi knyttet til en utvinningstillatelse. Det gjenstår fortsatt et par punkter som kan medføre endringer i vederlaget.

For å oppnå bedre utnyttelse knyttet til oljeproduksjon fra Brage og omkringliggende områder har rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 053B, 055, 055B og 185 besluttet å harmonisere sine deltakerandeler. Avtalen vil dersom den godkjennes i selskapets generalforsamling, være effektiv fra 1. juli 2006.

NOTE 2 Spesifikasjon av anleggsmidler

Alle tall i millioner kroner	Historisk anskaffelseskost pr. 1.1.2006	Tilgang 2006	Nedskrivning 2006	Avgang* 2006	Overføringer 2006	Akkumulert avskrivning 1.1.2006	Avskrivning 2006	Bokført pr. 31.12.2006
Felt under utvikling								
Gjøa		54						54
Ormen Lange	5 965	4 270						10 235
Rev		109						109
Ringhorne Øst	7	35			-42			
Snøhvit	9 978	4 914					-52	14 840
Delsum	15 950	9 382	0	0	-42	0	-52	25 238
Felt i drift								
Brage	1 988	48				-1 929	-31	75
Draugen	9 536	500				-7 567	-524	1 945
Ekofisk II	2 562	326				-1 040	-205	1 643
Frøy	2 441			-11		-2 439		-9
Grane	4 839	281			8	-972	-833	3 323
Gullfaks	27 535	3 538		0	3	-22 904	-1 139	7 032
Heidrun	25 613	1 793				-15 538	-1 680	10 188
Heimdal	2 016			-41		-1 999	-3	-27
Huldra	2 281	478				-1 962	-124	674
Jotun	215	23				-179	-7	52
Kristin	3 840	460				-49	-739	3 512
Kvitebjørn	3 352	707				-554	-611	2 894
Njord	698	109				-555	-66	186
Norne	9 290	1 298				-6 489	-1 030	3 069
Oseberg Sør	5 009	442		0	36	-2 050	-640	2 797

Alle tall i millioner kroner	Historisk anskaffel- seskost pr. 1.1.2006	Tilgang 2006	Ned- skrivning 2006	Avgang* 2006	Over- føringer 2006	Akkumulert avskrivning 1.1.2006	Av- skrivning 2006	Bokført pr. 31.12.2006
Oseberg Unit	19 008	1 009		0		-15 584	-406	4 027
Oseberg Øst	2 542	198				-1 603	-136	1 000
Ringhorne Øst					42		-17	25
Skirne	774	23				-266	-151	380
Snorre	15 279	1 196			56	-9 298	-778	6 454
Statfjord Nord	1 770	55				-1 441	-89	295
Statfjord Øst	1 595	101				-1 314	-99	284
Sygna	607	25				-484	-24	125
Tordis	2 431	470				-2 089	-83	730
Troll Gass	23 561	260				-5 211	-705	17 905
Troll Olje	35 684	2 271				-27 541	-2 064	8 350
Urd	812	191				-17	-205	781
Tune	1 529	101				-1 412	-139	78
Varg	1 236	32				-950	-116	202
Veslefrikk	4 663	1 148				-3 589	-217	2 005
Vigdis	2 928	339				-2 240	-244	783
Visund	5 016	442			27	-1 849	-116	3 521
Åsgard	20 466	1 849				-6 904	-1 323	14 089
Delsum	241 118	19 713	0	-52	172	-148 018	-14 544	98 387

Rørledninger og landanlegg

Dunkerque Terminal	179	1				-50	-6	124
Etanor	983	4				-165	-52	771
Gassled	39 375	1 690				-15 059	-1 060	24 946
Haltenpipe	1 145					-462	-27	656
Langeled	3 582	1 003					-19	4 566
Mongstad Terminal	111	34				-49	-4	92
Oseberg Transportsystem	2 647	21				-2 180	-40	448
Ormen Lange Eiendom	37	0						37
Troll Oljerør 1 og 2	915	1				-746	-41	129
Vestprosess	860	0				-148	-36	677
Frostpipe	240	0				-228		12
Tampen Link	20	39						59
Zeepipe Terminal	199	5				-102	-3	99
Delsum	50 293	2 798	0	0	0	-19 189	-1 288	32 614

Aktiverte letetekostnader	836	720	-540		-129			886
Sum varige driftsmidler	308 196	32 613	-540	-52	0	-167 207	-15 884	157 126

Immaterielle eiendeler	1 243	73				-3	-11	1 302
Andre anleggsmidler	184					-177	-2	5
Sum anleggsmidler	309 625	32 686	-540	-52	0	-167 388	-15 898	158 432

Omregning til kontante str.	-24 744	-12 717	440	52		11 384	1 360	-24 225
Sum kontantprinsippet	284 882	19 967	-100	0	0	-156 004	-14 538	134 207

*Når netto tilgang investering og endring fjerningsforpliktelse er negativ er denne vist som avgang

Inkludert i anleggsmidler for Snøhvit er balanseført en langsiktig leieavtale for tre skip som skal benyttes til å frakte LNG når feltet kommer i produksjon. Skipene blir avskrevet over leieperioden, som er 20 år.

Immaterielle eiendeler på 1 302 millioner kroner inkluderer hovedsakelig:

- Kapasitetsrettigheter for regassifisering av LNG på Cove Point terminalen i USA med en Tilhørende avtale om salg av LNG fra Snøhvit til Statoil Natural Gas LLC (SNG) i USA. Rettighetene er knyttet til LNG fra Snøhvit. Lineære avskrivninger over avtaleperioden (20 år) for disse rettighetene startet i oktober 2006 samtidig med at leveringsforpliktelser for LNG til SNG startet.
- Investering i rettigheter i forbindelse med lagring av gass i Storbritannia. Utbyggingen av gasslager i Aldbrough vil gi en samlet kapasitet for SDØE og Statoil på 140 millioner Sm³ hvorav SDØEs andel utgjør 57,7 prosent. Anlegget planlegges satt i kommersiell drift mot slutten av 2007, og investert beløp vil avskrives lineært over anslått økonomisk levetid, 20 år.

Andre anleggsmidler er knyttet til maskiner og teknisk utstyr på Statpipe og Åsgard Transport. Dette avskrives over 5 år. Videre eier SDØE en aksjepost i Norse Gas AS med bokført verdi på 3,98 millioner kroner og en aksjepost i Norpipe Oil AS, som ble overdratt vederlagsfritt fra Statoil med virkning fra 15. oktober 2005.

Av aktiverte letekostnader ved utgangen av året, er 430 millioner kroner relatert til brønner som i påvente av videre avgrensingsboring, evaluering eller tidlig feltplanlegging har vært kapitalisert i en periode på over ett år. Disse kostnadene relaterer seg til seks brønner.

For øvrig vises til note 11 vedrørende økning i fjerningsestimater.

NOTE 3 Spesifikasjon av driftsinntekter

Alle tall i millioner kroner	2006	2005	2004
Troll	58 002	47 650	34 207
Tampen/Oseberg	55 680	51 910	43 295
Norskehavet	47 182	38 591	34 078
Gassled og annen infrastruktur	11 173	9 819	8 457
Netto overskuddsavtaler	1 359	1 688	210
Øvrige inntekter	5 922	6 964	4 271
Eliminering internt salg	-4 339	-3 939	-3 711
Sum driftsinntekter	174 979	152 683	120 807
Omregning til kontante størrelser	1 464	-8 502	-475
Sum kontantprinsippet	176 443	144 181	120 332

Inndeling i geografiske områder er justert i forhold til tidligere års rapportering. Informasjonen i noten er oppdatert og justert tilsvarende ny organisering. Øvrige inntekter består i all hovedsak av inntekter fra videresalg av kjøpt gass.

NOTE 4 Spesifikasjon av driftsinntekter pr. produkt

Alle tall i millioner kroner	2006	2005	2004
Råolje og NGL*	104 945	96 460	80 927
Gass	59 375	45 205	32 072
Transport- og prosesseringsinntekter	9 684	8 564	7 603
Andre inntekter	-384	766	-5
Netto overskuddsavtaler	1 359	1 688	210
Sum driftsinntekter	174 979	152 683	120 807
Omregning til kontante størrelser	1 464	-8 502	-475
Sum kontantprinsippet	176 443	144 181	120 332

* Inkluderer kondensat

I henhold til avsetningsinstruksen blir all olje og NGL solgt til Statoil. Gassen blir i all hovedsak solgt til kunder i Europa. En mindre mengde blir solgt i USA.

NOTE 5 Spesifikasjon av andre driftskostnader

Alle tall i millioner kroner	2006	2005	2004
Troll	8 001	6 448	5 216
Tampen/Oseberg	9 295	8 872	8 440
Norskehavet	6 005	4 805	4 624
Gassled og annen infrastruktur	1 603	1 879	1 695
Øvrige driftsutgifter	7 743	6 955	4 761
Eliminering internt kjøp	-4 339	-3 939	-3 711
Sum driftskostnader	28 308	25 020	21 025
Omregning til kontante størrelser	770	-731	671
Sum kontantprinsippet	29 078	24 289	21 696

Inndeling i geografiske områder er justert i forhold til tidligere års rapportering. Informasjonen i noten er oppdatert og justert tilsvarende ny organisering.

Øvrige driftsutgifter består av utgifter til kjøp av gass for videresalg.

NOTE 6 Renter

Driften skal belastes med renter på statens faste kapital for å ta hensyn til kapitalkostnader, og gi et mer korrekt bilde av ressursbruken. Dette er en kalkulatorisk kostnad uten kontantstrømseffekt.

Renter av statens faste kapital er inkludert i regnskapet. Rentebeløpene er beregnet i samsvar med St.prp. nr. 1 Tillegg nr. 7 (1993–94) og punkt 5.6. i tildelingsbrev for 2006 gitt til Petoro AS fra Olje- og energidepartementet.

Kontantregnskapet inkluderer et mellomværende med staten som utgjør differansen mellom føring på kapittel/post i bevilgningsregnskapet og likviditetsbevegelser.

Rente på mellomregning med staten er beregnet i samsvar med punkt 5.7 i tildelingsbrev for 2006 gitt til Petoro AS fra Olje- og energidepartementet. Rentesatsen som er benyttet er satt lik rentesatsen på statens foliokonto i Norges Bank og renten er beregnet med utgangspunkt i månedlig gjennomsnittlig saldo på mellomregningen med staten.

NOTE 7 Netto finansposter

Alle tall i millioner kroner	2006	2005	2004
Renteinntekter	24	96	25
Andre finansinntekter	71	60	60
Valutagevinst	4 244	2 900	3 457
Valutatap	-4 867	-2 247	-4 482
Rentekostnader	-175	-60	-73
Renter på fjerningsforpliktelse	-663	-646	-297
Netto finansposter	-1 366	103	-1 310

NOTE 8 Statens Petroleumsforsikring

Overføringer fra Statens Petroleumsforsikringsfond gjelder utbetalinger av forsikringskrav for skader. Beløpet er alt etter kravets art og regnskapsmessig behandling i operatørregnskap tillagt henholdsvis investeringer, driftsinntekter og driftsutgifter.

NOTE 9 Nærstående parter

Staten ved Olje- og energidepartementet eier 70,9 prosent i Statoil og 100 prosent av Gassco. Selskapene defineres som nærstående parter til SDØE.

Statoil er kjøper av statens olje, kondensat og NGL. Samlet salg av olje, kondensat og NGL fra SDØE til Statoil beløp seg til 104 milliarder kroner (266 millioner fat o.e.) i 2006 mot 96,5 milliarder kroner (292 millioner fat o.e.) i 2005. Beløp og mengder er eksklusiv statens andel av royalty olje.

Statoil selger og markedsfører statens naturgass for statens regning og risiko, men i Statoils navn og sammen med Statoils egen gass. Staten mottar markedsverdi for salget av disse volumene. I 2006 solgte staten tørrgass direkte til Statoil som kjøper til en verdi av 300 millioner kroner mot 262 millioner i 2005. Staten har dekket sin relative andel av Statoils kostnader forbundet med transport, lagring og prosessering av tørrgass, for kjøp av tørrgass for videresalg samt gassalgsadministrasjon som totalt beløp seg til 13,7 milliarder kroner i 2006 mot 10,7 milliarder i 2005. Kostnader forbundet med virksomheten i USA kommer i tillegg. Mellomværende med Statoil utgjør 9,2 milliarder kroner i SDØEs favør omregnet til kurs på balansedagen. I kontantregnskapet er det ingen mellomværende mellom Statoil og SDØE pr. 31. desember 2006 knyttet til avsetningsordningen.

Mellomværende og transaksjoner i tilknytning til aktiviteter i utvinningstillatelsene er ikke inkludert i ovennevnte beløp og således er det ikke gitt opplysninger om mellomværende og transaksjoner i tilknytning til lisensaktiviteter verken med Statoil eller Gassco.

NOTE 10 Kundefordringer

Etter vurdering av mulige tap på kundefordringer for handelsvirksomheten i Storbritannia, er det avsatt et mindre beløp som tap på krav. Det er ikke konstaterte tap i løpet av året.

Utover dette er kundefordringer og øvrige fordringer oppført til pålydende.

Kundefordringer som forfaller senere enn 12 måneder etter balansedag utgjør i 7,4 millioner kroner for SDØEs andel. Det er avsatt beløp i regnskapet for dette.

NOTE 11 Nedstengning/fjerning

Forpliktelsen omfatter fremtidig nedstengning og fjerning av olje- og gassinstallasjoner. Norske myndighetskrav samt OSPAR-konvensjonen (The Convention for the Protect of the Marine Environment of the North-East Atlantic) legges til grunn ved fastsettelse av forpliktelsens omfang.

Forpliktelsen blir beregnet basert på eksisterende teknologi og med bakgrunn i informasjon fra respektive operatører. Det vil være knyttet stor usikkerhet både til fjerningsestimat og fjerningstidspunkt. Fjerningstidspunkt antas i hovedsak å sammenfalle med produksjonsslutt, se note 20.

Rentekostnad på forpliktelsen klassifiseres som en finanskostnad i resultatregnskapet. Diskonteringsrenten er basert på rente på norske statsobligasjoner med samme forfall som fjerningsforpliktelsen. For forpliktelser utover lengste forfall på statsobligasjoner benyttes ekstrapolert rente avledet fra utenlandske renter.

Estimatet for fjerningskostnader er økt med 13,1 milliarder kroner som følge av oppjusterte fjerningsestimat fra operatørene. Oppjusteringen er gjort basert på reviderte kostnadsestimater for fjerning, herunder driftskostnader for rigger og andre fartøy som er nødvendige for komplekse fjerningsoperasjoner.

Alle tall i millioner kroner	2006	2005	2004
Forpliktelse pr. 1.1	18 538	14 930	13 320
Nye forpliktelser	17	191	295
Faktisk fjerning	-131	-31	-33
Endrede estimat	13 081	1 654	-304
Endrede diskonteringsrenter	-2 966	1 148	0
Rentekostnad	663	646	1 652
Forpliktelse pr. 31.12	29 202	18 538	14 930

NOTE 12 Annen langsiktig gjeld

Annen langsiktig gjeld består av:

- gjeld i forbindelse finansiell leasing av tre LNG skip levert i 2006
- gjeld i forbindelse med endelig oppgjør av kommersielle arrangement ved overgang til selskapsbasert gassalg
- avsetning for gjeld i forbindelse med mulig betaling av miljøskatt i forbindelse med salg av gass til Nederland

I 2006 ble det inngått tre finansielle leasingkontrakter ved leveringen av tre skip for transport av LNG fra Snøhvit. Avtalene har en varighet på 20 år, med opsjon på ytterligere 2 x 5 år. Fremtidige minimumsbetalinger for finansiell leasing utgjør totalt 1 672 millioner kroner. Av dette kommer 142 millioner kroner til utbetaling i 2007, 567 millioner skal betales de påfølgende 4 år, mens restbeløpet på 963 million kroner skal betales etter år 2011.

Annen langsiktig gjeld som forfaller til betaling etter fem år etter balansedagen utgjør 331,5 millioner kroner.

NOTE 13 Annen kortsiktig gjeld

Annen kortsiktig gjeld som forfaller innen 2007 omfatter i hovedsak:

- avsetninger for påløpte, ikke betalte kostnader, som operatørene har foretatt i avregningene for november
- avsetninger for påløpte, ikke betalte kostnader for desember, justert for kontantinnkalling i desember
- andre avsetninger for påløpte, ikke betalte kostnader, som ikke er inkludert i avregningene fra operatørene
- kortsiktig andel av langsiktig gjeld

NOTE 14 Finansielle instrumenter og risikostyring

I SDØEs virksomhet benyttes kun i begrenset grad avledede finansielle instrumenter (derivater) for å styre risiko. Dette skyldes hovedsakelig at SDØE er eid av den norske stat og således er en del av statens samlede risikostyring. SDØE har ikke rentebærende gjeld av betydning og selger all sin olje og NGL til Statoil. Instrumentene som benyttes for å sikre fremtidig gassalg er relatert til terminkontrakter og futures. Eliminering foretas der det er juridiske rettigheter til motregning av urealiserte tap og vinning eller der det er betalt og balanseført depositum/marginer som samsvarer med derivatenes markedsverdi. Markedsverdi av instrumentene var 1 829 millioner kroner i eiendeler og 754 millioner kroner i forpliktelser pr. 31. desember 2006. Tilsvarende tall ved utgangen av 2005 var 245 millioner kroner i eiendeler og 293 millioner kroner i forpliktelser. Gevinst/tap på disse derivatene er ikke resultatført.

Prisrisiko

SDØE er eksponert for endringer i olje- og gasspriser i verdensmarkedet. Statoil kjøper alle olje og NGL volumer fra SDØE til markedsbaserte priser. SDØEs inntekter fra salg av gass til sluttbruker reflekterer markedsverdi. SDØEs strategi er, basert på arrangement knyttet til avsetningsinstruksen samt at SDØE inngår som del av statens samlede risikostyring, i begrenset grad å ta i bruk finansielle instrumenter (derivater) for å motvirke resultatvingninger forårsaket av endringer i råvarepriser.

Valutarisiko

Den aller vesentligste del av selskapets inntekter fra salg av olje og gass faktureres i US dollar, euro eller britiske pund. Deler av driftskostnadene og investeringene faktureres også i tilsvarende valuta. Endringer i valutakurser vil ved konvertering til norske kroner få effekt på SDØEs resultat og balanse. SDØE gjennomfører ikke valutasikring på fremtidig salg av petroleum, og SDØEs eksponering i balansen pr. 31. desember 2006 er knyttet til en måneds utestående inntekt.

Renterisiko

SDØE er eksponert mot renterisiko primært gjennom inngåtte finansielle leasing kontrakter i 2006. SDØE har ingen annen rentebærende gjeld som er eksponert for endringer i rentenivået.

Kredittrisiko

SDØEs omsetning skjer mot et begrenset antall motparter og hvor all olje og NGL selges til Statoil. Under avsetningsinstruksen kjøpes finansielle instrumenter for SDØEs virksomhet med motparter som vurderes å ha høy kredittverdighet. Finansielle instrumenter etableres bare med større banker eller kredittinstitusjoner innenfor forhåndsgodkjente eksponeringsnivåer. SDØEs kredittrisiko i løpende transaksjoner anses av den grunn å være begrenset.

Likviditetsrisiko

SDØE genererer en betydelig positiv kontantstrøm fra sine aktiviteter. Det er etablert interne retningslinjer knyttet til ordinær håndtering av likviditetsstrøm.

NOTE 15 Leieavtaler/kontraktsforpliktelser

Leieavtaler representerer driftsrelaterte kontraktsforpliktelser ved leie av rigger, forsyningsskip, produksjonsskip, helikoptre, standby båter, baser og lignende som oppgitt av den enkelte operatør. Beløpene representerer kanselleringskostnad.

Transportkapasitet og øvrige forpliktelser er knyttet til gassalgsaktiviteten og består hovedsakelig av transport- og lagerforpliktelser i Storbritannia og på kontinentet, samt terminalkapasitetsforpliktelser knyttet til Cove Point terminalen i USA. På norsk sokkel er SDØEs eierandel i anlegg og rørledninger gjennomgående høyere eller på nivå med skipingsandelen. Det er således ikke beregnet forpliktelser i disse systemene.

Alle tall i millioner kroner	Leieavtaler	Transportkapasitet- og øvrige forpliktelser
2007	2 781	664
2008	2 334	709
2009	1 455	726
2010	1 171	734
2011	642	736
Deretter	840	8 801

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er selskapet forpliktet til å delta i 11 brønner med en forventet kostnad for selskapet på 739 millioner kroner, hvorav 517 million forventes å påløpe i 2007. Selskapet har også inngått kontraktsmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til 6,9 milliarder kroner for 2007 og 10,7 milliarder for senere perioder, totalt 17,6 milliarder kroner. Totalt for 2007 er selskapet gjennom godkjente budsjetter og arbeidsprogram forpliktet til kommende års drift- og investeringskostnader på størrelse med 2006. De forannevnte forpliktelser for 2007 er inkludert i denne totalen.

For gasslager virksomheten i Storbritannia (Aldbrough) er det i forbindelse med konstruksjon av anlegget inngått forpliktelser overfor tredjepart i størrelsesorden 367 millioner kroner for SDØEs andel, hvorav 193 millioner kroner forventes å påløpe i 2007.

I forbindelse med avsetningen av SDØEs olje og gass har Statoil utstedt et mindre antall garantier til leverandører og eiere av transportnett og i tilknytning til virksomheten i USA og Storbritannia. Omfanget er begrenset og anses uvesentlig for selskapet.

SDØE og Statoil leverer gass til kundene under felles gassalgsavtaler. SDØEs gassreserver vil bli trukket på i henhold til SDØEs andel av produksjonen fra de felt som til enhver tid blir valgt til å levere gassen.

NOTE 16 Andre forpliktelser

SDØE kan bli påvirket av mulige rettssaker og tvister som deltager i utvinningstillatelse, felt, rørledninger og landanlegg og gjennom felles salg av gass sammen med Statoil. SDØE er involvert i pågående tvister knyttet til forhold i interessentskap hvor Petoro er rettighetshaver. Det er foretatt avsetning i regnskapet for forhold hvor det anses å være en sannsynlighetsovervekt for et negativt utfall for SDØE porteføljen.

NOTE 17 Egenkapital

	2006	2005	2004
Alle tall i millioner kroner			
Akkumulert resultat pr. 1.1.	774 246	661 075	578 732
Årets resultat	128 467	113 172	82 343
Kontantoverføring til Norges Bank	-746 100	-619 888	-520 713
Kapitalinnskudd	9 082	9 082	9 082
Akkumulert overdragelse av eierandeler 2001 og 2002	-29 922	-29 922	-29 874
Implementeringseffekt aktiveringsmetoden fjerning 2004	1 044	1 044	1 044
Omregningsdifferanse	-69	-9	-84
Sum egenkapital	136 748	134 554	120 530

Akkumulert resultat pr. 1. januar er akkumulert driftsresultat fra og med etablering 1. januar 1985.

Kontantoverføring til Norges Bank er netto beløp staten har mottatt fra SDØE eksklusive kapitalinnskudd på 9,1 milliarder kroner. Kapitalinnskudd er beløp betalt til Statoil pr. 1. januar 1985 for deltakerandeler SDØE overtok av Statoil.

Akkumulert overdragelse av eiendeler er knyttet til nedsalg av SDØE-porteføljen med henholdsvis 15 prosent i 2001 og 6,5 prosent i 2002. Effekten på egenkapitalen fra disse nedsalgene var henholdsvis 21,3 milliarder kroner og 8,8 milliarder kroner. I 2004 og 2005 ble det foretatt etteroppgjør knyttet til nedsalget i 2001 med regnskapsmessig effekt på henholdsvis 235 millioner kroner og 48 millioner kroner. Effekten er ført mot egenkapitalen.

Overføringen av deltakerandeler fra SDØE til Statoil i 2001 er regnskapsført etter kontinuitetsmetoden ettersom den skjedde mellom enheter under felles kontroll. Kontinuitetsmetoden medfører at eiendelene i SDØEs regnskap for 2001 ble redusert med bokførte verdier på de overførte deltakerandelene med egenkapital som motpost.

Overdragelse av deltakerandeler i 2002 skjedde mellom uavhengige parter. Transaksjonene er regnskapsført basert på transaksjonsprinsippet med tilhørende beregning av regnskapsmessig gevinst eller tap.

SDØE har under immaterielle eiendeler i balansen bokført salgs- og prosesseringsrettigheter av LNG ved Cove Point terminalen i USA. SDØEs andel av disse rettighetene er i utenlandsk valuta, men er regnet om og bokført i regnskapet i norske kroner. Andelen vurderes til balansedagens valutakurs og eventuelle endringer i norske kroner som følge av valutakursendringer føres som en omregningsdifferanse etter regnskapsloven.

NOTE 18 Revisor

SDØE er underlagt Bevilgningsreglementet og Reglement og bestemmelser om økonomistyring i staten. Riksrevisjonen er ekstern revisor for SDØE i henhold til Lov om Riksrevisjonen av 7. mai 2004. Riksrevisjonen avlegger endelig revisorbrev til styret i virksomheten.

I tillegg er Deloitte AS engasjert av styret i Petoro AS for å utføre finansiell revisjon av SDØE som en del av virksomhetens internrevisjonsoppgaver. Deloitte avgir revisoruttalelse til styret i henhold til norske revisjonsstandarder.

Honoraret til Deloitte er belastet regnskapet til Petoro.

NOTE 19 Forventede olje- og gassreserver

	2006		2005		2004	
	olje	gass	olje	gass	olje	gass
Olje* mill fat, Gass mrd Sm ³						
Forventede reserver pr. 1.1	2 311	971	2 499	997	2 689	1 018
Korreksjoner av tidligere år**	0	0	-5	-11	0	0
Endring av anslag	-101	-1	-6	2	40	2
Utvidelser og funn	63	16	3	3	24	1
Forbedret utvinning	39	1	108	6	70	0

	2006		2005		2004	
	olje	gass	olje	gass	olje	gass
Olje* mill fat, Gass mrd Sm ³						
Kjøp av reserver	0	0	0	0	0	0
Salg av reserver	0	0	0	0	0	0
Produksjon	-264	-28	-288	-26	-324	-24
Forventede reserver pr. 31.12	2 048	959	2 311	971	2 499	997

* Olje inkluderer NGL og kondensat

** Åsgards reservetilgang i 2004 var feilaktig rapportert, og ble korrigeret i 2005. I tillegg er historisk produksjon justert til å være i samsvar med Oljedirektoratets offisielle rapportering

Forventede reserver representerer forventningsverdier i henhold til ressurskategorier 1–3 i Oljedirektoratets ressursklassifiseringssystem som presentert i veiledning til klassifisering av «Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel».

Tabellen representerer totale forventede gjenværende reserver (basis anslag i henhold til Oljedirektoratets ressurskategori 1–3), og tar ikke hensyn til lisensperiode. Informasjon om forventet produksjonsperiode og gjeldende lisensperiode er oppgitt i Note 20, Statens deltakerandeler.

Reserver i produksjon er summen av forventede gjenværende utvinnbare, salgbare og leverbare petroleumsmengder hvor produksjonen er påbegynt og inkluderer også tilfeller der produksjonen er midlertidig stengt. Mengdene tilfredstiller Oljedirektoratets ressurskategori 1. Forventede reserver i produksjon ved utgangen av 2006 utgjorde 1,7 milliarder fat olje, kondensat og NGL og 588 milliarder Sm³ gass. Dette tilsvarer totalt 5,4 milliarder fat o.e. Forventede reserver i ressurskategoriene 2 og 3 består hovedsakelig av feltene Snøhvit og Ormen Lange.

Totale forventede gjenværende reserver pr. utgangen av 2006 var 8,1 milliarder fat o.e.

NOTE 20 Statens deltakerandeler

	Pr. 31.12.2006 Deltakerandel (%)	Pr. 31.12.2005 Deltakerandel (%)
Utvinningsstillatelse		
018	5,0000	5,0000
018 B	5,0000	5,0000
018 C	5,0000	5,0000
028 C	30,0000	30,0000
034	40,0000	40,0000
036 BS	20,0000	20,0000
037	30,0000	30,0000
037 B	30,0000	30,0000
037 E	30,0000	30,0000
038	30,0000	30,0000
038 B	-	30,0000
038 C	30,0000	-
040	30,0000	30,0000
043	30,0000	30,0000
043 BS*	30,0000	30,0000
050	30,0000	30,0000
050 B	30,0000	30,0000
050 C	30,0000	30,0000
050 DS	30,0000	-
051	31,4000	31,4000
052	37,0000	37,0000
052 B	37,0000	37,0000
053	33,6000	33,6000

Utvinningstillatelse	Pr. 31.12.2006	Pr. 31.12.2005
	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)
053 B	13,4000	25,4000
054	40,8000	40,8000
055	13,4000	13,4000
055 B	13,4000	13,4000
055 C	33,6000	33,6000
057	30,0000	30,0000
062	19,9500	19,9500
064	30,0000	30,0000
074	19,9500	19,9500
077	30,0000	30,0000
078	30,0000	30,0000
079	33,6000	33,6000
085	62,9187	62,9187
085 B	62,9187	62,9187
085 C	56,0000	56,0000
085 D*	56,0000	56,0000
089	30,0000	30,0000
093	47,8800	47,8800
094	14,9500	14,9500
094 B	35,5000	35,5000
095	59,0000	59,0000
097	30,0000	30,0000
099	30,0000	30,0000
100	30,0000	30,0000
102	30,0000	30,0000
103 B	30,0000	30,0000
104	33,6000	33,6000
107	7,5000	7,5000
110	30,0000	30,0000
110 B	30,0000	30,0000
110 C	30,0000	-
120	16,9355	16,9355
124	27,0900	27,0900
128	24,5455	24,5455
128 B	54,0000	54,0000
128 C*	24,5455	24,5455
132	7,5000	7,5000
134	13,5500	13,5500
152	30,0000	30,0000
153	30,0000	30,0000
169	30,0000	30,0000
169 B1	37,5000	37,5000
169 B2	30,0000	30,0000
171 B	33,6000	33,6000
176	47,8800	47,8800

* SDØEs andeler i utvinningstillatelser godkjent av Kongen i statsråd 6. januar 2006, men offentliggjort av Olje- og energidepartementet 13. desember 2005

Utvinningsstillatelse	Pr. 31.12.2006 Deltakerandel (%)	Pr. 31.12.2005 Deltakerandel (%)
185	13,4000	13,4000
190	40,0000	40,0000
193	30,0000	30,0000
195	35,0000	35,0000
195 B*	35,0000	35,0000
199	27,0000	27,0000
208	30,0000	30,0000
209	35,0000	35,0000
237	35,5000	35,5000
248	40,0000	40,0000
248 B*	40,0000	40,0000
250	45,0000	45,0000
253	20,0000	20,0000
255	30,0000	30,0000
256	20,0000	20,0000
264	30,0000	20,0000
265	30,0000	30,0000
275	5,0000	5,0000
277	30,0000	30,0000
277 B*	30,0000	30,0000
281	20,0000	20,0000
283	20,0000	20,0000
291	-	14,2567
309	33,6000	33,6000
315	30,0000	30,0000
318	20,0000	20,0000
327	20,0000	20,0000
328	20,0000	20,0000
329	20,0000	20,0000
331	20,0000	20,0000
345	30,0000	30,0000
347	7,5000	7,5000
348	7,5000	7,5000
374 S*	20,0000	20,0000
384*	20,0000	20,0000
393	20,0000	-
394	15,0000	-
395	20,0000	-
396	20,0000	-
Utvinningsstillatelser med netto overskuddsavtaler**		
027		
028		
029		
033		

* SDØEs andeler i utvinningsstillatelser godkjent av Kongen i statsråd 6.januar 2006, men offentliggjort av Olje- og energidepartementet 13. desember 2005

** Utvinningsstillatelser der SDØE ikke er eier, men har rett til andel av eventuelt overskudd

	Pr. 31.12.2006 Deltakerandel %	Pr. 31.12.2005 Deltakerande %	Gjenværende produksjons- periode	Lisensperiode
Samordnede felt				
Brage Unit	13,4000	14,2567	2020	2015
Gimle Unit	24,1863	-	2021	2016
Grane Unit	30,0000	30,0000	2026	2030
Haltenbanken Vest (Kristin)	19,5770	18,9000	2024	2027
Heidrun Unit	58,1644	58,1644	2033	2024
Hild Unit	30,0000	-	-	2012
Huldra Unit	31,9553	31,9553	2011	2015
Jotun Unit	3,0000	3,0000	2017	2015
Njord Unit	7,5000	7,5000	2020	2021
Norne Unit	54,0000	54,0000	2021	2026
Ormen Lange Unit	36,4750	36,4750	2046	2040
Oseberg Area Unit	33,6000	33,6000	2050	2031
Ringhorne Øst	7,8000	7,8000	2021	2030
Snorre Unit	30,0000	30,0000	2029	2015
Snøhvit Unit	30,0000	30,0000	2038	2035
Statfjord Øst Unit	30,0000	30,0000	2019	2024
Sygna Unit	30,0000	30,0000	2019	2024
Tor Unit	3,6874	3,6874	2015	2028
Troll Unit	56,0000	56,0000	2057	2030
Visund Unit	30,0000	30,0000	2027	2023
Åsgard Unit	35,6900	35,5000	2029	2027
Felt				
Draugen	47,8800	47,8800	2024	2024
Ekofisk II	5,0000	5,0000	2028	2028
Eldfisk	5,0000	5,0000	2028	2028
Embla	5,0000	5,0000	2028	2028
Gullfaks	30,0000	30,0000	2029	2016
Gullfaks Sør	30,0000	30,0000	2023	2016
Heimdal	20,0000	20,0000	2012	2021
Kvitebjørn	30,0000	30,0000	2029	2031
Skirne	30,0000	30,0000	2012	2025
Statfjord Nord	30,0000	30,0000	2019	2026
Tordis	30,0000	30,0000	2019	2024
Tune	40,0000	40,0000	2014	2032
Urd	24,5455	24,5455	2021	2026
Varg	30,0000	30,0000	2020	2011
Veslefrikk	37,0000	37,0000	2018	2015
Vigdis	30,0000	30,0000	2020	2024

Nedstengte felt

Albuskjell
Cod
Edda
Frøy Unit
Vest Ekofisk
Øst Frigg

	Pr. 31.12.2006 Deltakerandel	Pr. 31.12.2005 Deltakerandel (%)	Konsesjons periode
Oljerør			
Frostpipe	30,0000	30,0000	
Oseberg transportsystem (OTS)	48,3838	48,3838	2028
Troll oljerør I + II	55,7681	55,7681	
Grane oljerør	43,6000	43,6000	
Kvitebjørn oljerør	30,0000	30,0000	
Norpipe Oil AS (eierandel)	5,0000	5,0000	
Olje – Landanlegg			
Mongstad Terminal DA	35,0000	35,0000	
Gassrør			
Gassled***	38,2450	38,6270	2028
Haltenpipe	57,8125	57,8125	2020
Langede****	32,9548	32,9548	2035
Tampen Link	7,0000	7,0000	2032
Gass – Landanlegg			
Dunkerque Terminal DA	24,8593	25,1076	
Zeepipe Terminal J.V.	18,7401	18,9272	
Etanor DA	62,7000	62,7000	
Vestprosess DA	41,0000	41,0000	
Kollsnes (gassbehandlingsanlegg)*****	38,2450	38,6270	
Snøhvit LNG anlegg	30,0000	30,0000	2028
Norsea Gas AS (eierandel)	40,0060	40,0060	

I tillegg har SDØE immaterielle eiendeler vedrørende salgs- og prosesseringsrettigheter av LNG i USA og gass-lager i Storbritannia.

*** Deltakerandel i Gassled inkludert andel gjennom Norsea Gas AS er 39,3809 %

**** Nordlige del (Nyhamna – Sleipner): 37,4750 %. Sørlige del (Sleipner – Easington): 28,3600 %.
Langede drift ble inkludert i Gassled fra 1. september 2006

***** Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes ble innlemmet i Gassled fra 1. februar 2004



Riksrevisjonen
Office of the Auditor General
of Norway

Vår saksbehandler
Dag Tvedt, 51 59 98 87
Vår dato 27.02.2007
Vår referanse 2.3 2007/359 TAH/ DDT
Arkivkode 680
Deres dato Deres referanse

Statens direkte økonomiske engasjement i
petroleumsvirksomheten
v/ Petoro AS
Postboks 300 Sentrum
4002 Stavanger

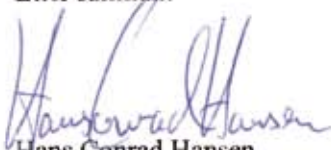
Revisjon av regnskapet for 2006 for statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomhet

I henhold til lov om Riksrevisjonen av 7.mai 2004 er Riksrevisjonen revisor for Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten.

Ved avslutningen av den årlige revisjonen utsteder Riksrevisjonen et avsuttende revisjonsbrev (beretning) som oppsummerer konklusjonen fra revisjonsarbeidet. Revisjonsbrevet blir først offentlig når Riksrevisjonen har rapportert om resultatet av revisjonen til Stortinget i begynnelsen oktober, jf. lov om Riksrevisjonen § 18.

Styret og eventuelt generalforsamlingen vil bli orienterte om resultatet av årets revisjon.

Etter fullmakt


Hans Conrad Hansen
ekspedisjonssjef


Tom Hanekamhaug
avdelingsdirektør

Kopi: Olje- og energidepartementet

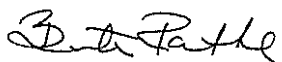
Petoro resultatregnskap

Alle tall i tusen kroner	Noter	2006	2005	2004
DRIFTSINNTEKTER				
Fakturert tilskudd	1	180 000	174 320	163 710
Annen inntekt	1	27	189	711
Endring inntektsføring utsatt inntekt	2	5 292	3 377	-1 596
Sum driftsinntekter		185 319	177 886	162 825
DRIFTSKOSTNADER				
Lønnskostnad	3,9	72 556	80 207	74 637
Avskrivninger og nedskrivninger	4	7 464	6 098	4 646
Forretningsførerhonorar	12,15	2 301	2 714	3 760
Regnskapshonorar	14	13 936	16 440	16 868
Kontorhold	13	7 403	8 695	10 274
IKT-kostnader	14	12 500	6 585	12 139
Annen driftskostnad	11,14,15	53 780	57 185	44 374
Sum driftskostnader		169 940	177 924	166 698
Driftsresultat		15 379	-38	-3 873
FINANSPOSTER				
Finansinntekt		2 170	1 117	1 009
Finanskostnad		-284	-142	-15
Netto finansposter		1 886	975	994
Årsresultat		17 265	937	-2 879
Overført annen egenkapital		17 265	937	-2 879
Sum overføringer		17 265	937	-2 879

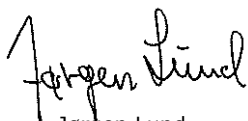
Petoro balanse

Alle tall i tusen kroner	Noter	2006	2005	2004
EIENDELER				
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l	4	7 803	13 352	17 020
Anleggsmidler		7 803	13 352	17 020
Kundefordringer		34	2 445	1 200
Andre fordringer	5	268	388	2 820
Bankinnskudd	6	73 280	57 890	59 439
Omløpsmidler		73 582	60 723	63 459
Sum eiendeler		81 385	74 075	80 479
EGENKAPITAL OG GJELD				
Selskapskapital (10 000 aksjer à NOK 1 000)	7	10 000	10 000	10 000
Annen egenkapital	8	22 918	5 653	4 716
Egenkapital	8	32 918	15 653	14 716
Pensjonsforpliktelser	9	15 740	17 707	16 875
Utsatt inntektsføring offentlig tilskudd	2	7 803	13 095	16 472
Avsetning for forpliktelser		23 543	30 802	33 347
Leverandørgjeld	15	10 426	10 636	5 571
Skyldige offentlige avgifter		3 118	3 856	11 232
Annen kortsiktig gjeld	10	11 380	13 128	15 613
Kortsiktig gjeld		24 924	27 620	32 416
Sum egenkapital og gjeld		81 385	74 075	80 479

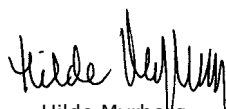
Stavanger, 22. februar 2007



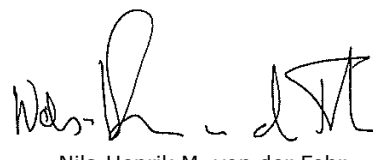
Bente Rathe
Styreleder



Jørgen Lund
Nestleder



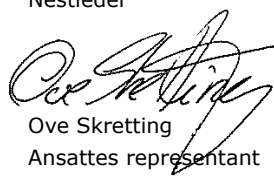
Hilde Myrberg
Styremedlem



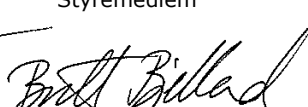
Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



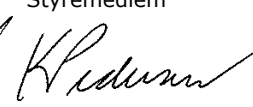
Per-Christian Endsjø
Styremedlem



Ove Skretting
Ansattes representant



Britt Bjelland
Ansattes representant



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

Petoro kontantstrømoppstilling

Alle tall i tusen kroner	2006	2005	2004
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN			
Tilført fra årets virksomhet *)	24 729	7 035	1 767
Endring i debitorer	2 411	-1 245	-665
Endring i leverandørgjeld	-210	5 065	-8 449
Endring tidsavgrensede poster	-9 625	-9 975	-1 154
Netto likviditetsendring fra virksomheten	17 305	880	-8 501
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER			
Investert i varige driftsmidler	-1 915	-2 429	-5 875
Netto likviditetsendring fra investeringer	-1 915	-2 429	-5 875
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING			
Innbetaling av egenkapital	0	0	0
Netto likviditetsendring fra finansiering	0	0	0
Netto endring i likvider gjennom året	15 390	-1 549	-14 376
Likviditetsbeholdning pr.1.1.	57 890	59 439	73 815
Likviditetsbeholdning pr. 31.12.	73 280	57 890	59 439
Dette tallet fremkommer slik:			
Årets underskudd/overskudd	17 265	937	-2 879
Avskrivninger og nedskrivninger	7 464	6 098	4 646
Tilført fra årets virksomhet	24 729	7 035	1 767

Petoro noter

Regnskapsprinsipper

Beskrivelse av selskapets virksomhet

Petoro AS ble stiftet av den norske stat ved Olje- og energidepartementet, 9.mai 2001. Selskapets formål er, på vegne av staten å ha ansvaret for å ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel (SDØE) og virksomhet i tilknytning til dette.

Staten er majoritetsaksjonær i Statoil ASA og eier av SDØE. Med dette som utgangspunkt forestår Statoil avsetningen av statens petroleum i henhold til instruks. Petoro har ansvaret for å påse at Statoil utfører sine oppgaver i samsvar med vedtatt avsetningsinstruks.

Petoro har også ansvaret for å avlegge eget årsregnskap for SDØE-porteføljen. Kontantstrømmer for SDØE omfattes således ikke av aksjeselskapets årsoppgjør.

Klassifisering av eiendeler og gjeld

Eiendeler bestemt til varig eie eller bruk er klassifisert som anleggsmidler. Andre eiendeler er klassifisert som omløpsmidler. Fordringer som skal tilbakebetales innen et år er klassifisert som omløpsmidler. Ved klassifisering av kortsiktig og langsiktig gjeld er tilsvarende kriterier lagt til grunn.

Anleggsmidler

Anleggsmidler er vurdert til anskaffelseskost med fradrag for planmessige avskrivninger. Dersom virkelig verdi av anleggsmidlene er lavere enn balanseført verdi og verdifallet ikke forventes å være forbigående, er det foretatt nedskrivning til virkelig verdi. Anleggsmidler med begrenset økonomisk levetid avskrives lineært over den økonomiske levetiden.

Fordringer

Kundefordringer og andre fordringer er oppført til pålydende.

Bankinnskudd

Bankinnskudd inkluderer kontanter, bankinnskudd og andre betalingsmidler med forfallsdato som er kortere enn tre måneder fra anskaffelse.

Pensjoner

Selskapets pensjonsordning for ansatte er en ytelsesplan. Den balanseførte forpliktelsen knyttet til ytelsesplanen er nåverdien av de definerte ytelsene på balansedatoen minus virkelig verdi av pensjonsmidlene, justert for ikke resultatført estimatavvik. Pensjonsforpliktelsen beregnes årlig av en uavhengig aktuar ved bruk av en lineær opptjeningsmetode og forventet sluttlønn. Pensjonsordningens midler verdsettes til antatt markedsverdi. Bokført netto forpliktelse er inkludert arbeidsgiveravgift.

Periodens netto pensjonskostnad er inkludert i lønnskostnader og består av periodens pensjonsopptjening, rentekostnad på den beregnede pensjonsforpliktelsen, forventet avkastning av pensjonsmidlene, resultatført virkning av endringer i estimater og periodisert arbeidsgiveravgift.

Estimatavvik som skyldes ny informasjon eller endringer i de aktuarmessige forutsetningene utover det største av 10 prosent av verdien av pensjonsmidlene eller 10 prosent av pensjonsforpliktelsene, blir ført i resultatregnskapet over en periode som tilsvarer arbeidstakernes forventede gjennomsnittlige resterende ansettelsesperiode.

Kortsiktig gjeld

Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende.

Skatter

Selskapet er fritatt for skatteplikt etter Skatteloven § 2-30.

Driftsinntekter

Selskapet mottar bevilgninger fra staten for tjenester ytet for Olje- og energidepartementet i samsvar med selskapets formål. Dette driftstilskuddet bevilges årlig av Stortinget. Driftstilskuddet er presentert som driftsinntekt i regnskapet. Tilskudd som går med til å dekke årets investeringer periodiseres som utsatt inntektsføring, og føres opp som gjeld i balansen.

Det periodiserte tilskuddet inntektsføres i takt med avskrivningene for investeringene og spesifiseres som inntektsført utsatt inntekt i resultatregnskapet.

NOTE 1 Tilskudd fra staten

Selskapet har i 2006 mottatt driftstilskudd fra den norske stat på totalt 180 millioner kroner eksklusiv merverdiavgift. Årets resultat etter finansposter viser et overskudd på 17,3 millioner kroner som foreslås overført til annen egenkapital. Annen inntekt er hovedsakelig knyttet til fakturering av tjenester levert til operatør av interessentskap og andre interessepartnere.

NOTE 2 Utsatt inntekt

Endring inntektsføring utsatt inntekt består av utsatt inntekt knyttet til investeringer foretatt i løpet av året, totalt 1,9 millioner kroner samt avskrivninger og nedskrivninger av tidligere års investeringer, totalt 7,2 millioner kroner.

NOTE 3 Lønnskostnad, antall ansatte, godtgjørelser mm

Lønnskostnad	2006	2005	2004
Alle tall i tusen kroner			
Lønn	49 979	50 647	44 902
Folketrygdavgift	7 198	10 142	8 875
Pensjonskostnader (se note 9)	15 094	17 077	16 477
Andre ytelser	285	2 341	4 383
Sum	72 556	80 207	74 637
Antall ansatte pr. 31.12	53	53	59
Antall ansatte med signert arbeidsavtale, ikke tiltrådt pr. 31.12.	5	4	0
Gjennomsnittlig antall årsverk sysselsatt	53	57	57
Ytelser til ledende personer		Kostnadsført pensjon	Annen godtgjørelse
Alle tall i tusen kroner	Lønn		
Daglig leder	2 883	1 754	130
Ledergruppen (8 personer)	9 544	3 533	778

Administrerende direktørs pensjonsalder er 62 år. Han kan velge å fratrukke seg med full pensjon ved fylte 60 år, men skal i så fall stå til disposisjon for selskapet til fylte 62 år med inntil 25 prosent av full arbeidstid.

To personer i øvrig ledergruppe har anledning til å fratrukke seg med full pensjon ved fylte 62 år. Øvrige kan velge å fratrukke seg ved fylte 65 år med avkortet pensjon i de to første årene. Kostnadsført pensjonsforpliktelse representerer årets beregnede kostnad for den samlede pensjonsforpliktelse for Administrerende direktør og ledergruppen for øvrig.

Styrehonorar

Utbetalt styrehonorar i 2006 til styreleder utgjør 270 tusen kroner og for de øvrige styremedlemmer samlet 980 tusen kroner.

NOTE 4 Værdige driftsmidler

Alle tall i tusen kroner	Fast inventar	Driftsløsøre	IKT	Sum
Anskaffelseskost 1.1.06	3 075	6 787	15 485	25 347
Tilgang driftsmidler	488	240	1 187	1 915
Anskaffelseskost 31.12.06	3 563	7 027	16 672	27 262
Akk. avskrivninger 1.1.06	629	3 953	7 414	11 996
Årets av- og nedskrivninger	329	1 454	5 680	7 463
Akk. avskrivninger 31.12.06	958	5 407	13 094	19 459
Bokført verdi 31.12.06	2 605	1 620	3 578	7 803

Økonomisk levetid	11 år	3/5 år	3 år
Avskrivningsplan	Lineær	Lineær	Lineær
Leie operasjonell leasing	0	461	0

Operasjonelle leasingkontrakter inkluderer leie av biler, kontorinventar og kontormaskiner. Initiale leieperioder er mellom tre og fem år.

NOTE 5 Andre fordringer

Andre fordringer består i sin helhet av forskuddsbetalte kostnader hovedsakelig knyttet til husleie, forsikringer, lisenser og abonnementer på markedsinformasjon.

NOTE 6 Bankinnskudd

Bankinnskudd inkluderer bundne skattetrekksmidler og pensjonsmidler med totalt 16,2 millioner kroner. I regnskapet for 2005 var pensjonsmidler inkludert i netto pensjonsforpliktelse. Sammenlignbare sammenligningstall i årets regnskap er korrigert tilsvarende.

NOTE 7 Aksjekapital og aksjonærinformasjon

Aksjekapitalen i selskapet pr. 31.12.06 består av 10.000 aksjer à kroner 1.000. Alle aksjene eies av den norske stat ved Olje- og energidepartementet, og alle aksjene har samme rettigheter.

NOTE 8 Egenkapital

Tall i tusen kroner	Aksjekapital	Annen EK	Sum
Egenkapital 1.1.06	10 000	5 653	15 653
Årets resultat	0	17 265	17 265
Egenkapital 31.12.06	10 000	22 918	32 918

NOTE 9 Pensjonskostnader, - midler og - forpliktelser

Selskapet har en pensjonsordning som omfatter alle selskapets ansatte. Ordningen gir rett til definerte fremtidige ytelser. Disse er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra folketrygden.

Netto pensjonskostnad	2006	2005	2004
Tall i tusen kroner			
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	12 944	12 027	11 429
Rentekostnad av pensjonsforpliktelsen	3 880	3 598	2 552
Avkastning på pensjonsmidler	-3 821	-3 180	-2 447
Resultatført estimatavvik	84	4 305	3 814
Arbeidsgiveravgift	2 007	2 362	2 164
Netto pensjonskostnad	15 094	19 112	17 512
Netto pensjonsforpliktelse	2 006	2 005	2 004
Beregnet pensjonsforpliktelser pr. 31.12	94 420	75 581	56 518
Pensjonsmidler til markedsverdi	-74 977	-56 612	-41 729
Balanseført pensjonsforpliktelser før arbeidsgiveravgift	19 443	18 969	14 789
Ikke resultatført estimatavvik	-5 790	-3 450	0
Arbeidsgiveravgift	2 087	2 188	2 086
Netto pensjonsforpliktelse	15 740	17 707	16 875

Ved beregning av årets netto pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse er følgende forutsetninger lagt til grunn:

	2006	2005	2004
Diskonteringsrente	5,0 %	6,0 %	6,0 %
Forventet avkastning på fondsmidler	6,0 %	7,0 %	7,0 %
Forventet lønnsregulering/G-regulering	4,0 %	3,0 %	3,0 %
Forventet pensjonsøkning	1,6 %	2,5 %	2,5 %

NOTE 10 Annen kortsiktig gjeld

Annen kortsiktig gjeld består i all hovedsak av avsetninger for påløpte ikke fakturerte kostnader.

NOTE 11 Godtgjørelse til revisor

Selskapets valgte revisor er Erga Revisjon as. Kostnadsført honorar for ordinær revisjon av selskapets finansregnskap utgjorde 0,2 millioner kroner i 2006.

Riksrevisjonen er i henhold til Lov om Riksrevisjonen av 7.mai 2004 ekstern revisor for SDØE-porteføljen. I tillegg er Deloitte AS engasjert for å gjøre finansiell revisjon av SDØE regnskapet som et ledd i selskapets internrevisjon. Deloitte har fakturert 1,7 millioner kroner for dette arbeidet i 2006. Deloitte har også levert tjenester for partnerrevisjoner på 2,2 millioner kroner.

NOTE 12 Forretningsføreravtaler

For å sikre en effektiv ressursutnyttelse med en organisasjon på 60 ansatte, prioriterer Petoro arbeidsinnsatsen i og mellom de ulike interessentskap selskapet forvalter. Prioriteringen baseres på det enkelte interessentskaps verdimessige betydning i porteføljen samt risikovurderinger knyttet til interessentskapenes ulike faser (leting, utbygging og drift). For å muliggjøre slik prioritering har Petoro inngått forretningsføreravtaler med partnere som Statoil, ConocoPhillips, Lundin, Total og Eon-Ruhrgas. I disse avtalene delegeres den daglige administrative oppfølgingen av utvalgte utvinningstillatelser i porteføljen. Petoro har likevel det formelle ansvaret herunder ansvaret for den løpende økonomistyringen for andelen i utvinningstillatelsen.

NOTE 13 Leieavtaler

Selskapet har inngått kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS. Leieavtalens varighet er 11 år etter innflytting som var høsten 2003. Årets leiekostnad er 5,6 millioner kroner.

NOTE 14 Vesentlige avtaler

Petoro har inngått en avtale med Accenture som utfører bilagshåndtering, transaksjonsbehandling og applikasjonsforvaltning knyttet til regnskapsføringene av SDØE og Petoro AS. Avtalen ble inngått i 2002 og har en varighet på fem år, med opsjon på ytterligere to år. Kostnadsført regnskapshonorar i 2006 utgjorde 13,9 millioner kroner. Øvrige kjøpte tjenester utgjorde 1,7 millioner kroner, hvorav 1,2 millioner kroner ble aktivert som investeringer.

Petoro har valgt å ikke utøve opsjonen med Accenture for regnskapet for Petoro AS. Det ble derfor inngått avtale med Visma Services Norge i slutten av 2006 om regnskapsføring av Petoro AS gjeldende fra 1. januar 2007. Avtalen har en varighet på tre år, med opsjon på ytterligere to år.

NOTE 15 Nærstående parter

Statoil ASA og Petoro AS har felles eier ved Olje- og energidepartementet og er således nærstående parter. Petoro har i 2006 kjøpt tjenester knyttet til forretningsføreravtaler, kostnadsdeling ved revisjon av lisensregnskap, forsikringstjenester for Statens Petroleumsforsikringsfond, samt andre mindre tjenester. Det er i 2006 kostnadsført 2,7 millioner kroner knyttet til kjøp av tjenester fra Statoil. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Pr. 31. desember 2006 utgjorde mellomværende med Statoil 0,6 millioner kroner. Beløpet inngår i kortsiktig gjeld i balansen.

Til generalforsamlingen i PETORO AS

Revisjonsberetning for 2006

Vi har revidert årsregnskapet for PETORO AS for regnskapsåret 2006, som viser et overskudd på kr 17 265 000. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømpoppstilling og noteopplysninger. Regnskapslovens regler og god regnskapskikk i Norge er anvendt ved utarbeidelsen av regnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og administrerende direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

Vi har utført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder revisjonsstandarder vedtatt av Den norske Revisorforening. Revisjonsstandardene krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon. Revisjon omfatter kontroll av utvalgte deler av materialet som underbygger informasjonen i årsregnskapet, vurdering av de benyttede regnskapsprinsipper og vesentlige regnskapsestimater, samt vurdering av innholdet i og presentasjonen av årsregnskapet. I den grad det følger av god revisjonsskikk, omfatter revisjon også en gjennomgåelse av selskapets formuesforvaltning og regnskaps- og intern kontroll-systemer. Vi mener at vår revisjon gir et forsvarlig grunnlag for vår uttalelse.

Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets økonomiske stilling 31. desember 2006 og for resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapskikk i Norge
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, den 22. februar 2007.

Erga Revisjon as



Sven Erga
Statsautorisert revisor

PETOROS FINANSKALENDER 2007

Torsdag 3/5:	Resultater for 1. kvartal 2007
Tirsdag 31/7:	Resultater for 2. kvartal 2007
Tirsdag 30/10:	Resultater for 3. kvartal 2007

ADRESSER

Petoro AS

Øvre Strandgate 124
Postboks 300, Sentrum
4002 Stavanger

Telefon: 51 50 20 00

E-post: post@petoro.no

Hjemmeside: www.petoro.no

Foretaksregisteret: Org.nr. NO 983 382 355

Redaksjon i Petoro: Sveinung Sletten (ansvarlig), Ingeborg Ådnanes

Tekster: Petoro, Bjørn Råsen/Tacticus

Rådgivning, design og grafiske illustrasjoner: © Gazette as

Trykk: PDC

Bilder:

Side 3: Kjetil Alsvik/Petoro

Side 4: Kjetil Alsvik/Petoro; Øyvind Hagen/Statoil; Rune Johansen/Statoil

Side 5: Berit Roald/Statoil; Kjetil Alsvik/Petoro; Marit Hommedal/Statoil

Side 7: Øyvind Hagen/Statoil

Side 9: Shell

Side 10: Kjetil Alsvik/Petoro

Side 10/11: © Iconica/Gettyimages

Side 11: © Taxi/Gettyimages

Side 12: Marit Hommedal/Statoil

Side 13: Shell; Kjetil Alsvik/Statoil; Øyvind Hagen/Statoil

Side 14: Kjetil Alsvik/Petoro; Kjetil Alsvik/Statoil

Side 16: Knud Helge Robbestad/Statoil

Side 16/17: Øyvind Hagen/Statoil

Side 17: Lillian Aasheim/Hydro

Side 18: Øyvind Hagen/Statoil

Side 19: Harald Pettersen/Statoil; Shell; Lillian Aasheim/Hydro

Side 20: Kjetil Alsvik/Petoro

Side 22: www.statoil.com

Side 24: Kjetil Alsvik/ConocoPhillips

Side 24/25: Harald Pettersen/Statoil

Side 25: Kjetil Alsvik/Gazette

Side 26: Harald Pettersen/Statoil

Side 27: © Photographer's Choice/Gettyimages; Dag Myrestrand/Statoil; Kjetil Alsvik/Statoil

Side 28: Øyvind Hagen/Statoil

Side 29: Øyvind Bratt/Statoil; Kjetil Alsvik/Petoro; Kjetil Alsvik/ConocoPhillips

Side 30: Kjetil Alsvik/Statoil

Side 34/35: Kjetil Alsvik/Petoro

Side 36: Kjetil Alsvik/Petoro