



2003  
SDØE og Petoro AS



## INNHold

- 2 Nøkkeltall
- 3 Petoro i 2003
- 4 Administrerende direktør: Ved veiskillet
- 8 SDØE årsberetning 2003
- 14 Petoro AS årsberetning 2003
- 20 Utfordringer innen sikkerhet og miljø
- 24 Smart drift: Lavere kostnader, mer ressurser
- 28 Når ekspertisen kun er et tastetrykk unna
- 31 Fokus på verdiskaping i SDØE-porteføljen
- 32 Mer vann gir mer olje
- 34 SDØE resultatregnskap
- 35 SDØE balanse per 31. desember
- 36 SDØE kontantstrømoppstilling
- 36 SDØE ressursregnskap
- 37 SDØE noter
- 49 SDØE oversikt over deltakerandeler
- 50 SDØE bevilgningsregnskap
- 51 SDØE kapitalregnskap
- 52 Petoro AS resultatregnskap
- 53 Petoro AS balanse per 31. desember
- 54 Petoro AS kontantstrømoppstilling
- 55 Petoro AS noter
- 59 Revisjonsberetning

## DETTE ER PETORO

Petoro skal på forretningsmessig grunnlag skape størst mulig økonomiske verdier fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på norsk sokkel.

Selskapet er rettighetshaver til SDØE i utvinnings-tillatelsene, med tilsvarende rettigheter og plikter som andre rettighetshavere.

Petoros hovedoppgaver er:

- Oppfølging av statens direkte eierandeler i utvinnings-tillatelser og andre interessentskap
- Overvåking av avsetningen av statens olje og gass
- Økonomistyring

Petoro flyttet høsten 2003 inn i nybygg i Øvre Strandgate 124 i Stavanger. Selskapet har 56 medarbeidere som er rekruttert fra et trettittalls ulike selskaper, blant disse mange av de største oljeselskapene og leverandørene på norsk sokkel, samt selskaper innen bank, finans og rådgiving.

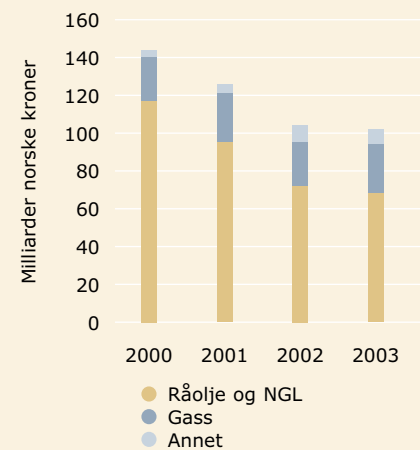
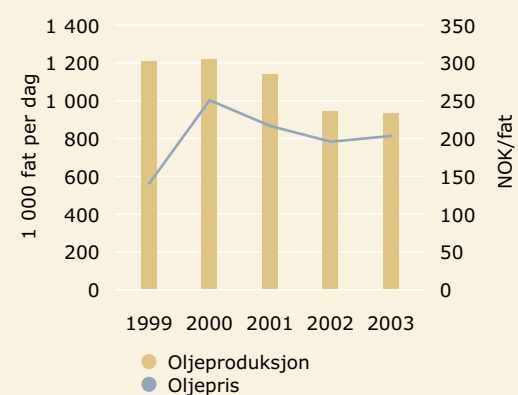
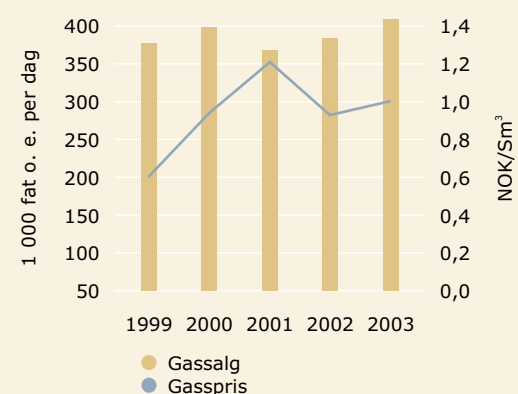
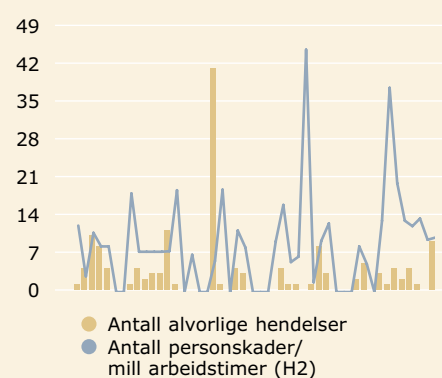
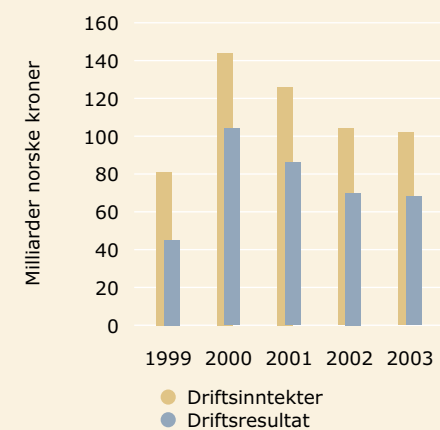
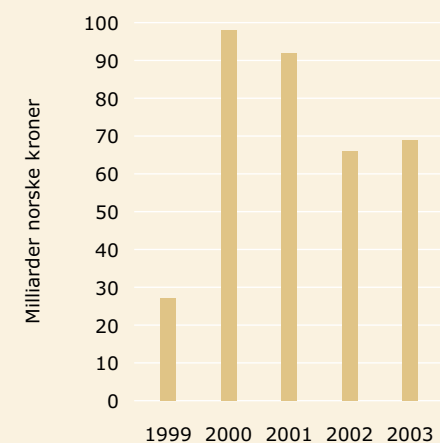
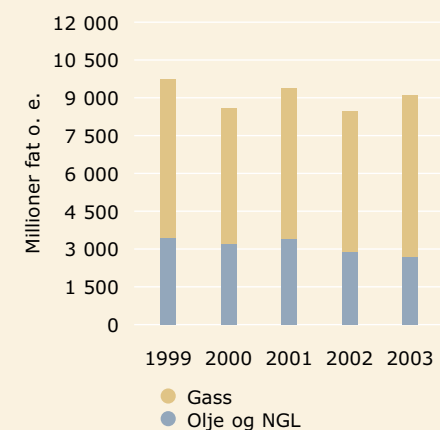
Bildet under viser Petoros ledergruppe.

Sittende fra venstre: Nina Lie, økonomi og anskaffelse, Olav Boye Sivertsen, juridisk, Ellinor Grude, personell og kompetanseutvikling, John Vemmestad, lisensoppfølging, Sveinung Sletten, informasjon og samfunnskontakt.

Stående fra venstre: Tor Rasmus Skjærpe, teknologi og IKT, Kjell Pedersen, administrerende, Laurits Haga, marked og avsetning, Dag Omre, kommersiell.



Petoro – den beste partner

**Inntekter****Oljeproduksjon/pris****Gassalg/pris****Alvorlige hendelser og personskader (H2) per anlegg i 2003****NØKKELTALL FOR SDØE****Resultat****Netto kontantstrøm****Gjenværende reserver****PETORO I 2003**

Statsminister Kjell Magne Bondeviks offisielle åpning av Petoros nye lokaler i Stavanger, 24. oktober (bildet), markerte at etableringsperioden for det nye selskapet var over.

Etter første hele driftsår med egen organisasjon, kan Petoro se tilbake på gode resultater og viktige bidrag til verdiskaping på norsk sokkel:

- Samlet olje- og gassalg fra SDØE-porteføljen: 1,35 mill. fat o.e. per dag.
- Olje- og gassinntektene fra SDØE: 101,7 mrd. kroner.

- Årsresultat: 68 mrd. kroner, netto kontantstrøm til staten: 69 mrd. kroner.
- Beslutning i partnerskapet om utbygging av Ormen Lange og rørledningen Langeded.
- Granefeltet kom i produksjon.
- Områdebaseret styringskomite for Tampen etablert.
- Skarpere industrifokus på driftskostnader og bedre utnyttelse av kompetanse til "smart"/ mer effektiv drift gjennom nye IKT-muligheter og fiberoptiske kabler som knytter land og hav sammen.



## VED VEISKILLET

De finansielle resultatene i 2003 for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) var gode. Årsresultat og netto kontantstrøm var høyere enn i 2002, til tross for nedsalg av 6,5 prosent av SDØE-porteføljen i 2002. Vi er godt fornøyd med et salgsvolum på 1,35 millioner fat olje-ekvivalenter per dag og en netto kontantstrøm til staten på 69 milliarder kroner. Med viktige beslutninger om utbygging av Ormen Lange og ny gassrørledning til Storbritannia, har vi også lagt grunnlag for videre utvikling og høy verdiskaping fra norsk sokkel i mange år fremover.

Med slike gode resultater bak oss og i en situasjon med høy oljepris er det likevel viktig å ta noen grep, nettopp for å sikre fortsatt høy verdiskaping og langsiktig aktivitet på norsk sokkel. I så måte er norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille, der valget står mellom å fortsette langs den veien vi allerede er på, eller å svinge inn på en ny. Jeg er overbevist om at det er riktig å begi oss inn på den nye veien.

Samtidig innser jeg at valget ikke er like åpenbart for alle. Produksjonskurven for olje og gass er omtrent som den har vært de siste tiårene: jevn stigning til et toppnivå et par år frem i tid, deretter bratt fall. Vi har levd med utgaver av denne kurven gjennom tidene og det bratte fallet har blitt skjøvet ut i tid. Hvorfor skal vi nå slå inn på en ny vei?

Noen punkter til svar:

- Letevirksomheten har ligget på et lavt nivå i flere år.
- To store og et par mindre lisensrunder de siste årene har gitt skuffende liten uttelling.
- Etter Kristin, Snøhvit og Ormen Lange er det både usikkert og smått, det som skal fylle opp verkstedhaller, produksjonskurver og petroleumsfond.
- Vi er i ferd med å passere toppen, men det er store muligheter for verdiskaping også etter at toppen er passert, om vi gjør ting litt annerledes.



Administrerende direktør Kjell Pedersen.

- viktig å ta noen grep, nettopp for å sikre fortsatt høy verdiskaping og langsiktig aktivitet på norsk sokkel



Slik jeg leser skiltene ved veiskillet, heter veien rett frem "Forvitningsbanen". Følger vi den, gjør vi ting omtrent som før. Forvitningsbanen vil føre til en brattere nedtrapping enn det som er nødvendig og vil etterlate enorme mengder olje og gass i undergrunnen og mange, mange milliarder kroner i tapt verdiskaping.

Det er en misforståelse å tro at forvitningsbanen er et nesten utenkelig verste tilfelle. Tvert i mot krever selv forvitningsbanen at vi fortsetter å investere penger og kompetanse i leting, utbygging og drift. Det er et faremoment i seg selv at vi kan komme til å lene oss tilbake og stort sett gjøre ting som før, følge den kjente ruten, den vi er trygge på.

På skiltet som peker mot den nye veien står det "Den langsiktige utviklingsbanen". Dersom vi vil gjøre det beste vi kan ut av de mulighetene naturen så rundhåndet har gitt oss, må vi etter min oppfatning følge denne veien. Den kan være mer humpete og dermed stille større krav til manøvreringsevne, og den kan by på andre utfordringer. Men jeg tror at turen blir mer spennende og utbytterik.

Utviklingsbanen stiller krav til alle oss som er aktører i petroleumssektoren. Det er viktig at vi spør oss hvordan vi selv kan møte disse kravene – i stedet for bare å sende dem videre til nestemann i rekken.

For industrien er det riktig og viktig å vurdere om de ordninger og vilkår som ble etablert på vei oppover produksjonskurven på norsk sokkel, kanskje ikke er like relevante, effektive og riktige etter at toppen er nådd.

Her må selskapene selv erkjenne et medansvar for at driftskostnadene på norsk sokkel er på verdenstoppen. Ambisiøse mål for smartere og mer effektiv drift må settes for å få ned enhetskostnadene, gjennom lavere kostnader så vel som høyere produksjon. I så måte håper jeg at Kon-Krafts rapport om kostnadsbildet på norsk sokkel vil være til hjelp for industrien. Petoro har hatt en koordinerende rolle i dette prosjektet og vil søke å utnytte erfaringen til å arbeide for lavere enhetskostnader i de lisensene der vi er rettighetshaver.

Fagforeningene bør erkjenne at reduserte enhetskostnader kan sikre økt verdiskaping og derfor være et bidrag til forlenget produksjonsperiode. Arbeidstakerne bør stille seg åpne for nye metoder og ny teknologi som kan sikre lønnsomheten og dermed forlenge levetiden for arbeidsplassene.

Myndighetene bør være åpne for å vurdere om dagens lover, regelverk og rammevilkår for øvrig er slik de bør være for å bidra til den langsiktige utviklingsbanen. Nye ordninger som kan være fordyrende bør gjennomgå en streng kost/nyttevurdering før de introduseres. Myndighetene bør slippe industrien til i de områdene som er mest prospektive etter å ha forsikret seg om at jobben kan utføres sikkert og miljømessig forsvarlig.

Vi er privilegerte som fortsatt har enorme ressurser av olje og gass å skape verdier fra. Og mens vi venter på store men også mer usikre funn i nye områder, kan vi glede oss over at en stor del av ressursene finnes i mer kjente områder med lavere risiko og nærhet til infrastrukturen. Økt utvinning fra eksisterende felt og tilleggsfunn i nærheten av eksisterende plattformer og transportanlegg er stikkord her.

En viktig forutsetning for å kunne gjøre mange av disse modne ressursene om til lønnsomme reserver, er at de kan utnytte eksisterende prosess- og transportanlegg. Også av denne grunn er det viktig å sikre videre lønnsom drift av slike anlegg. Petoro har valgt å prioritere reduksjon av enhetskostnader, nettopp for å gjøre det mer attraktivt å investere kapital og kompetanse i fortsatt produksjon og størst mulig verdiskaping i mange år fremover.

Tidlig anvendelse av teknologi er et karaktertrekk ved den nye veien. Det er en utfordring for operatører, andre rettighetshavere, leverandørindustrien, forskningsmiljøene og myndighetene å utvikle en kompetanse som gjør det mulig å ta i bruk ny og mer effektiv teknologi. Her har vi alle et ansvar.

Gjør vi jobben skikkelig, kan norsk sokkel forbli attraktiv for nasjonal og internasjonal kompetanse og investeringskapital i flere tiår fremover. Ikke bare det, suksess på hjemmefronten styrker de norske miljøene i konkurransen om oppdrag på den internasjonale petroleumsarenaen. Igjen er teknologiutvikling kritisk.

Kanskje passer det å avslutte med å trekke inn en aktør vi som petroleumsnæring må fortsette å utvikle gode relasjoner til i tiden fremover, nemlig skole- og utdanningsverket. Min forventning er at vi sammen motiverer ungdom til å se med større interesse på Norges viktigste næring; at den har en lengre og mer spennende fremtid enn de aller fleste næringer i landet og at den har bruk for nye dyktige folk også på den andre siden av produksjonstoppen.

Stavanger, april 2004



Kjell Pedersen,  
Administrerende direktør

Utviklingsbanen stiller krav til alle oss som er aktører i petroleumssektoren. Det er viktig at vi spør oss hvordan vi selv kan møte disse kravene – i stedet for bare å sende dem videre til nestemann i rekken.



Industrien må sette ambisiøse mål for å redusere enhetskostnadene, mener Kjell Pedersen, her sammen med Hydros generaldirektør, Eivind Reiten.

# SDØE ÅRSBERETNING 2003

Netto kontantstrøm fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på norsk sokkel i 2003 var 69,0 milliarder kroner, mot 66,1 milliarder året før. Årsresultatet var 68,0 milliarder kroner mot 67,0 milliarder i 2002. Resultatforbedringen skyldtes i hovedsak høyere gassalg og reduserte netto valutakostnader samt høye olje- og gasspriser. I motsatt retning virket redusert oljesalg samt salg av 6,5 prosent av porteføljen i 2002.

Petoros formål er å ha ansvaret for, og ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til SDØE-porteføljen og virksomhet i tilknytning til dette. Selskapets overordnede mål er på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen.

## Hovedtrekk:

- Samlet olje- og gassalg i 2003 var 1,349 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag.
- De forventede reservene av olje, NGL og gass var ved utgangen av året 9 091 millioner fat o.e. Det var 608 millioner høyere enn året før, og skyldtes i hovedsak beslutningen om å bygge ut Ormen Lange-feltet.
- Trollfeltet er den største eiendelen i SDØE-porteføljen. Oljeproduksjonen fra feltet viste en meget positiv utvikling i 2003. Det er også igangsatt studier med sikte på en betydelig økt gassproduksjon fra Troll i de nærmeste årene.
- Oseberg-området og Tampen-området har økt produksjonen sammenlignet med året før. I Norskehavet er gassproduksjonen økt mens oljeproduksjonen fra området har hatt en negativ utvikling.
- Store utbyggingsprosjekter i porteføljen har i 2003 omfattet feltene Snøhvit og Kristin, hvor der er betydelige utfordringer. Som partner deltok Petoro i viktige utbyggingsbeslutninger som Ormen Lange-feltet og Langed - den nye gassrørledningen til Storbritannia.

Kontantstrøm generert fra porteføljen og overført til staten var 69,0 milliarder kroner mot 66,1 milliarder for 2002. Årsresultat for 2003 var 68 milliarder kroner og resultat før finansposter var 68,1 milliarder. Netto finanskostnader på 179 millioner kroner var hovedsaklig knyttet til netto realisert og urealisert valutatap knyttet til en styrket kronekurs mot US dollar.

Totale driftsinntekter i 2003 var 101,7 milliarder kroner mot 103,7 milliarder for 2002. Hovedårsaken til reduserte driftsinntekter i 2003 mot 2002, var nedslag av om lag 6,5 prosent av porteføljen i 2002. Porteføljens olje- og NGL-inntekter var lavere, men gassinntektene var høyere enn for fjoråret. Olje- og gasspriser var høyere i 2003 delvis motvirket av en svakere US dollarkurs.

Styret er godt fornøyd med porteføljens finansielle resultater for 2003.

Samlet olje- og gassproduksjon i 2003 var 1,341 millioner fat o.e. per dag. Økt gassalg fra eksisterende gassfelt har ikke fullt ut kompensert for fall i oljeproduksjon fra flere modne felt. Justert for restrukturering av porteføljen er produksjonen ned 2 prosent sammenlignet med 2002.

Årets samlede inntekter fra olje og NGL var 67,7 milliarder kroner. Salgsvolumet var 343 millioner fat eller 940 tusen fat per dag. Produksjonen av olje og NGL er redusert med 9 prosent sammenlignet med 2002. Dette har sammenheng med salg av eierandeler i 2002 i betydelige oljefelt samt at stadig flere oljefelt har synkende produksjon. I 2003 har også flere sentrale oljefelt hatt sviktende produksjon som følge av brønn- og utstyrsproblemer. Årets gjennomsnittlige oljepris var 28,8 US dollar per fat, som er 19 prosent høyere enn for 2002. Sterk kronekurs i 2003 har likevel medført at oljeprisen i norske kroner var 203 per fat, kun fire prosent høyere enn året før. Disse faktorene er hovedårsaken til at porteføljens oljeinntekter er redusert med seks prosent sammenlignet med 2002.

Årets inntekter fra salg av tørrgass utgjorde 25,3 milliarder kroner mot 22,6 milliarder i 2002. Salgsvolumet av egenprodusert gass var 23,7 milliarder standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) eller 409 tusen fat o.e. per dag mot 384 tusen i 2002. Gassproduksjonen har økt med 6 prosent sammenlignet med 2002, hovedsaklig som følge av fullt driftsår på Tune samt økt salg fra Åsgard. Styret er tilfreds med årets høye gassalg og høy gassproduksjon fra Troll.

Totale investeringer i nye og eksisterende felt, anlegg og infrastruktur i 2003 var 15,2 milliarder kroner mot 14,0 milliarder i 2002. De største investeringene i 2003 var knyttet til Snøhvit, Troll gass, Troll olje, Heidrun og Kristin.

Årets kostnader knyttet til leteaktiviteter var 623 millioner kroner, hvorav 183 millioner ble aktivert som investeringer og resterende resultatført som letekostnader. Tilsvarende var fjorårets kostnader knyttet til leteaktiviteter 951 millioner kroner.

Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede olje-, NGL- og gassreserver av 9 091 millioner fat o.e. Dette er 608 millioner fat o.e. høyere enn året før hovedsaklig som følge av beslutning om utbygging av Ormen Lange. Reserveerstatningsgraden var 225 prosent mot 33 prosent året før.

Bokførte eiendeler var 135,5 milliarder kroner per 31. desember. Eiendelene består hovedsaklig av driftsmidler knyttet til feltinstallasjoner, rør og landanlegg (92 pst.) samt kortsiktige kundefordringer.

Egenkapitalen var ved årsslutt 118,4 milliarder kroner. Langsiktig gjeld 11,1 milliarder, hvorav 10,5 milliarder er knyttet til fremtidige fjerningsforpliktelser. Kortsiktig gjeld var 6,0 milliarder.



SDØE-regnskapet er utarbeidet i henhold til kontant-prinsippet og i henhold til norsk regnskapslov og god regnskapsskikk (NGAAP). Alle beløp i denne årsberetning er basert på NGAAP, dersom ikke annet er angitt.

#### Hovedtrekk fra virksomheten

Petoros overordnede mål er å skape størst mulige økonomiske verdier fra SDØE-porteføljen. Selskapet har i 2003 fokusert innsatsen på porteføljens viktigste utvinningstillatelser og transport- og landanlegg. Til grunn for Petoros fokus og prioritering legges interessentskapenes verdimessige betydning i porteføljen, hvilke beslutninger som gjenstår, graden av sammenfall av interesser innad i interessentskapene samt Petoros mulighet til å bidra til merverdi.

Med slikt fokus har selskapet i 2003 aktivt bidratt til gode tekniske og kommersielle løsninger og hatt betydelig innflytelse på viktige beslutninger i de enkelte interessentskap.

#### Trollfeltet

Porteføljens 56 prosent eierandel i Trollfeltet er den største eiendelen som inngår i Petoros forvaltning. Troll oppnådde i 2003 en gjennomsnittlig dagsproduksjon av olje på 364 tusen fat. Suksessen kan i hovedsak tilskrives økt brønn- og prosesskapasitet samt teknologiske fremskritt herunder bruk av flergrensbrønner.

Omfattende studier indikerer at gassuttaket fra Troll A kan økes uten at oljereservene i Troll Vest påvirkes vesentlig. Med dette utgangspunktet har Petoro vært en aktiv pådriver for å øke feltets gassuttak i 2003. Selskapet vil fortsatt ha høy fokus på kommende beslutninger om ytterligere økning av gassuttaket og utviklingen av den neste store gassfasen på Troll.

#### Osebergområdet/Grane

Flere felt i Osebergområdet har produsert langt bedre enn mål for 2003. To nye undervannsutbygginger er godkjent i området i 2003, disse er knyttet opp mot Oseberg Sør og Oseberg Feltcenter. Petoro har i året som gikk vært pådriver for reduksjon av områdets driftskostnader. Balanserte eierinteresser i hele Osebergområdet har gitt betydelig forenklet kommersielt avtaleverk. Dette danner et godt grunnlag for effektive områdeløsninger som Petoro fokuserer på. Partnerskapet har etablert et Oseberg 2015-prosjekt som i 2004 vil søke å verifisere potensialet for økt verdiskaping fra området.

Granefeltet startet sin oljeproduksjon 23. september, tre uker før plan og 10 prosent under budsjett. Grane skal i løpet av første halvår 2005 på platåproduksjon produsere i overkant av 210 tusen fat per dag. Feltets forventede utvinnbare reserver er over 700 millioner fat olje.

#### Tampenområdet

Produksjonen fra området har vært høyere enn målsettingene for 2003. Statoil ble fra 1. januar 2003 operatør for alle felt i Tampenområdet. Petoro har i året som gikk støttet utviklingen av en ny områdebasert driftsform som blir implementert januar 2004. Denne driftsformen skal gi mer effektive arbeidsprosesser ved å ta ut synergi-effekter. Estimert potensial er kostnadsbesparelser i størrelsesorden over 1 milliard kroner per år.

Økt utvinning gjennom økt sirkulasjon av vann og gass har vært fokus for de to store feltene Gullfaks og Snorre. Petoro har fått gjennomslag for endringer i dreneringsstrategien. Den nye strategien innebærer blant annet utvidet vanninjeksjon og har resultert i økte reserver og ressurser.

Utvinningspotensialet ved å injisere CO<sub>2</sub> i Gullfaksfeltet ble i 2003 evaluert av operatøren, og valg av metode for økt utvinning skal tas 2. kvartal 2004. Petoro arbeider

for å sikre et godt utredningsarbeid, da CO<sub>2</sub> injeksjon vil være et pionerprosjekt som søker å kombinere miljøgevinster med økt utvinning.

I året som gikk har Petoro, vedrørende utbyggingen av Gulltopp, tatt initiativ til en langtrekkende produksjonsbrønn fra Gullfaks. Utbyggingsløsningen vil bidra til store besparelser og økt lønnsomhet i forhold til en tradisjonell undervannsutbygging.

#### Norskehavet

Oljeproduksjonen fra området har vært betydelig lavere enn målsettingene for 2003. Hovedsaklig skyldes dette at de mest sentrale feltene Draugen, Norne og Heidrun har levert lavere oljevolum som følge av tekniske og transportmessige problemer. Produksjon fra Åsgardfeltet var åtte prosent lavere enn målsettingene for 2003 grunnet brann i fakkeltårnet på Åsgard B ved begynnelsen av året.

Kristin-utbyggingen er et meget utfordrende prosjekt og styret har i året som gikk holdt fokus på dette utbyggingsprosjektet. Dette fokus vil fortsette i 2004. Operatørens totalestimat i løpende kroner for prosjektet er uendret i forhold til Plan for utbygging og drift (PUD). Forboring av de såkalte HTHP-brønnene (høy temperatur, høyt trykk) startet i august, en måned forsinket i forhold til siste plan. Disse forhold, samt problemer ved boring av første brønn, gjør at boreprogrammet ligger betydelig bak plan. Tiltak for å ta igjen forsinkelsen er satt i gang. Oppdatering av reservoarmodellen indikerer at horisontale og lengre brønner kan bli aktuelt for å øke feltets reserver. En slik løsning vil øke feltets totalinvesteringer sammenlignet med PUD-anslag, men vil også gi økt produksjon og økte reserver.

Ormen Lange-feltet passerte en viktig milepæl da partnerskapet besluttet å innsende PUD for feltutbygging og

PAD (Plan for anlegg og drift) for Langeled transport-system. Petoro har arbeidet for økning av prosesskapasiteten fra 60 til 70 millioner standard kubikkmeter per dag. I forbindelse med utarbeidelse av PUD, ble det gjennomført unitiseringsforhandlinger i Ormen Lange-lisensene. SDØE-andelen ble som følge av disse forhandlingene økt fra 36 til 36,475 prosent.

Norne satellittprosjekt ble i november besluttet videreført og PUD blir planlagt ferdigstilt i mai 2004. Oljeproduksjonen vil bli knyttet til Norneskipet for prosessering og videre eksport. I tarifforhandlingene mellom Norne Unit og Norne Satellitter har Petoro vært forhandlingsleder for Norne Unit.

#### Barentshavet

Snøhvitutbyggingen har i 2003 medført stor byggeaktivitet på Melkøya, prosjektering og bygging av undervannsproduksjonsinnretningene samt bygging av prosessanlegget hos Dragados verftet i Spania. Prosjektet, og spesielt bygging av prosessanlegget, ligger bak opprinnelige planer. Operatør og partnere arbeider med ekstraordinære tiltak for å sikre levering til Melkøya sommeren 2005. Styret vil også i 2004 følge godt med utviklingen i dette utfordrende utbyggingsprosjektet.

#### Utvinningstillatelser i letefasen

Petoro deltok i en rekke letebrønner i 2003. I prospektene Naglfar, Ellida og Sklinna i Norskehavet ble det påvist hydrokarboner og evaluering av funnene pågår. To letebrønner i Norne-området var skuffende, mens en letebrønn i utvinningsstillatelse 195 sørvest for Florø påviste spor av hydrokarboner og vil derfor bli evaluert. Ved Varg Sør-prospektet, sør for Sleipnerområdet, har en letebrønn bekreftet tidligere påviste ressurser. Evaluering pågår for vurdering av om reservene er kommersielt utvinnbare. Det ble gjort et funn i Ringhorne-området (utvinnings-tillatelsene 169 og 027) som også er under evaluering.

- betydelig innflytelse på viktige beslutninger i de enkelte interessentskap



### Rørledninger og landanlegg

Samordningen av gasstransportsystemet på norsk sokkel i interessentskapet Gassled var operativt fra 1. januar 2003. Petoro har i løpet av året tatt initiativ til å identifisere og realisere samordningsgevinster i driften av systemet, slik det var forutsatt ved samordningen.

Etter henstilling fra myndighetene har selskapene i Troll gjort et omfattende kommersielt arbeid for å skille anleggene på Kollsnes fra Troll og legge dem inn i Gassled. Samtidig ble operatøransvaret for Kollsnes overført fra Statoil til Gassco. Petoro har gjennom aktiv deltakelse sikret bevaring av statens verdier i denne prosessen.

En stor utfordring i 2003 var Langeled-prosjektet som omfatter rørledning fra Nyhamna via Sleipner Riser til Easington i Storbritannia for eksport av Ormen Lange-gass. I desember 2003 ble PAD for Langeled sendt til Olje- og energidepartementet for godkjenning. SDØE andel i Langeled er 32,716 prosent.

### Helse, miljø og sikkerhet

Styret er ikke tilfreds med de samlede HMS-resultatene for porteføljen. De fleste feltene og installasjonene tilfredsstilte selskapets målsettinger knyttet til alvorlige hendelser og personskader (H2), men for enkelte felt er ikke Petoros HMS-mål oppnådd og selskapet har i 2003 arbeidet for at operatørene skal iverksette tiltak for å bedre HMS-resultatene.

HMS-resultatene følges opp i henhold til selskapets styringssystem, hvor tiltak og aksjoner overfor operatørene drøftes og besluttet i egne HMS-møter. Petoro har gjennomført regelmessige bilaterale ledelsesmøter med de største operatørene, hvor HMS er et fast agendapunkt og hvor utvikling og tiltak diskuteres.

I 2003 har Petoro gjennomført et prosjekt for å følge opp operatørens arbeid med nullutslippsrapportene som ble levert Statens forurensingstilsyn (SFT) i juni 2003. For Petoro er det viktig å identifisere de største bidragsyterne til utslipp samt å støtte operatørens arbeid med å finne kostnadseffektive løsninger for å nå målet om null skadelige utslipp til sjø fra 1. januar 2006.

### Marked og avsetning

Petoro har ansvar for å påse at Statoil avsetter statens petroleum i samsvar med en avsetningsinstruks fastsatt i generalforsamling i Statoil ASA, der det overordnede målet er å oppnå en høyest mulig samlet verdi for Statoils og statens petroleum samt å sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskapingen.

Petoro har i 2003 fokusert på kontroll av Statoils avsetning, herunder Statoils avsetningsstrategi og risiko, saker av stor verdimessig betydning og saker av prinsipiell og insentivmessig karakter.

De viktigste hendelsene i 2003 var knyttet til avklaring rundt traktaten mellom Norge og Storbritannia, som blant annet legger til rette for gasshandel mellom de to landene. Dette vil tilrettelegge for en vesentlig økning av eksport av norsk gass til det britiske markedet. Videre inngikk Statoil nye betydelige europeiske langsiktige gassalgskontrakter. Det ble også inngått langsiktige innkjøpsavtaler av LNG for levering til Cove Point-terminalen i USA.

Oljeproduksjonen fra porteføljen vil vise en fallende tendens i årene fremover, mens gassproduksjonen forventes å øke. Det forventes vekst i etterspørselen etter gass samtidig som annen europeisk produksjon viser en avtagende rate. Dette medfører muligheter for økt avsetning av norsk gass, spesielt i Storbritannia hvor man ser for seg til dels sterkt fallende egenproduksjon.

2003 var et år preget av store svingninger i økonomisk vekst og i oljepris. I starten av året var den økonomiske veksten i verdensøkonomien svak og oljeprisen var over 30 dollar per fat, blant annet som følge av stor usikkerhet med hensyn til den mulige krigen i Irak. I tillegg var lagrene av olje på et relativt lavt nivå og balansen i markedet rimelig god.

Krigen i Irak førte til at oljeprisen i mars falt til under 25 dollar per fat. Etterspørselen i oljemarkedet var likevel sterkere enn antatt, og prisen styrket seg igjen i april. I 2003 lå oljeprisen stort sett i den øvre del av OPECs prisbånd på 22-28 dollar per fat.

Den økonomiske veksten i verdensøkonomien var svak både i første og andre kvartal 2003, men den var tiltagende mot slutten av andre - og inn i tredje kvartal. I tredje kvartal var veksten i den amerikanske økonomien på 8,2 prosent og det var den høyeste på svært lang tid. Dette bidro til at veksten i verdensøkonomien i andre

halvår var sterk, spesielt i USA og Asia. Foruten den sterke veksten i USA var også sterk vekst i etterspørselen etter olje fra spesielt Kina medvirkende til at oljeprisen holdt seg høy. Gjennomsnittspris for datert Brent i 2003 var 28,8 dollar per fat.

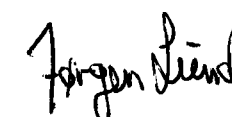
Pris på gass var i likhet med pris på olje relativt høy i 2003, siden pris på de fleste vesentlige langsiktige europeiske gasskontraktene er indeksert mot olje-produkter.

I 2004 forventer markedet at oljeprisen vil holde seg på et relativt høyt nivå. Sterk vekst i verdensøkonomien, relativt lave lagre av olje og en relativt stram markedsbalanse er faktorer som alle trekker mot en høy oljepris i tiden fremover. Markedet forventer at gassprisen i Storbritannia for 2004 vil ligge til dels betydelig over 2003. Også de langsiktige gasskontraktene som er indeksert mot oljeprodukter kan forventes å ligge høyt i 2004, som følge av den forventede høye oljeprisen.

Stavanger, 24. februar 2004



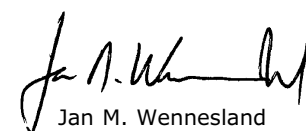
Bente Rathe  
Styreleder



Jørgen Lund  
Nestleder




Ingelise Arntsen  
Styremedlem



Jan M. Wennesland  
Styremedlem



Olav K. Christiansen  
Styremedlem



Terje Holm  
Styremedlem  
(ansattes rep.)



Marte Mogstad  
Styremedlem  
(ansattes rep.)



Kjell Pedersen  
Adm. dir.





## PETORO AS ÅRSBERETNING 2003

Petoros overordnede mål er å skape størst mulige økonomiske verdier fra SDØE-porteføljen. For ivaretagelsen av statens deltakerandeler er målsetningene knyttet til effektiv og lønnsom produksjon på kort og lang sikt, lønnsom reservetilgang, effektiv og lønnsom utbygging og drift samt sikkerhet for mennesker og miljø. Petoro ønsker videre å sikre høyest mulig inntekter gjennom aktiv overvåking av avsetningen av olje og gass. De store verdiene, samt at andelene forvaltes av selskapet for statens regning og risiko, tilsier at god økonomistyring er nødvendig.

Styret er fornøyd med resultatet fra SDØE-porteføljen i 2003. Selskapet har i løpet av året aktivt bidratt til gode tekniske og kommersielle løsninger og hatt betydelig innflytelse i viktige enkeltsaker på sokkelen.

For å sikre systematisk og periodisk oppfølging av de faktorer som er betydningsfulle for selskapets evne til å skape verdier har Petoro etablert et balansert målstyringssystem. I tillegg til oppfølging av porteføljens lønnsomhet og avkastning er selskapets styre opptatt av at også ikke-finansielle styringsparametre inngår som en del av selskapets resultatvurdering. I tillegg til de operasjonelle og finansielle målene, har Petoro langsiktige og kvalitative mål for arbeidet med porteføljen.

Petoro var per 31.12.2003 rettighetshaver for andeler i 84 utvinningstillatelser og 18 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også de forretningsmessige interessene i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i

Norsea Gas AS. Selskapet har rettigheter og plikter som andre rettighetshavere, og ivaretar statens direkte økonomiske interesser på norsk sokkel på et forretningsmessig grunnlag.

For å sikre effektiv forvaltning av porteføljen prioriterer selskapet arbeidsinnsatsen i de ulike interessentskapene. Prioriteringen er basert på den verdimessige betydning i porteføljen og interessentskapenes ulike faser (leting, utbygging og drift) herunder Petoros mulighet til å bidra til merverdi. For å frigjøre organisasjonens ressurser til å fokusere på de deltakerandeler som representerer porteføljens største verdiskapingspotensial, har Petoro i 2003 inngått forretningsføreravtaler med enkelte lisenspartnere. I disse avtalene overføres den daglige administrative oppfølgingen av mindre enkeltlisenser til andre partnere eller operatører. Petoro beholder det formelle ansvaret for utvinningstillatelsene herunder løpende økonomistyring. Forretningsførerene skal holde seg innenfor utvinningstillatelsens budsjett/arbeidsprogram og Petoro har

instruksjonsrett i forhold til partnerskapets beslutninger. Ordningen med forretningsføreravtaler betraktes som en fleksibel ordning hvor det jevnlig foretas vurderinger om hvilke lisenser som inkluderes i slike avtaler.

Selskapets verdier og etiske retningslinjer utgjør en meget viktig plattform for Petoro. Styret er opptatt av at de prinsipper som er styrende for selskapets forretningsdrift utføres i samsvar med den høyeste etiske standard og at den enkelte påser at det ikke oppstår konflikt mellom egne interesser og forvaltningen av statens andeler. Styret stiller strenge krav til uavhengighet og objektivitet i forhold til selskapets revisjonsaktiviteter, både hva gjelder intern og ekstern revisjon.

Petoros forvaltning av porteføljen er underlagt regelverk for økonomiforvaltning i staten. Porteføljens regnskap avlegges i henhold til kontantprinsippet og regnskapet inngår direkte i statsregnskapet. I tillegg avlegges regnskapet i henhold til norsk regnskapslov og god regnskapsskikk (NGAAP). Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra porteføljen holdes atskilt fra driften av selskapet. Selskapet avlegger særskilt årsregnskap for SDØE med oversikt over de deltakerandeler selskapet forvalter og tilhørende ressursregnskap.

Selskapets forretningskontor er i Stavanger.

### Prioriterte områder i 2003

Styret er godt fornøyd med at Petoro i 2003 har evnet å prioritere sine ressurser i de utvinningstillatelser hvor verdipotensialet og Petoros påvirkningsgrad er størst, samt innenfor tema som synliggjør selskapets rolle på norsk sokkel. Erfaringsoverføring og anvendelse av beste praksis står sentralt i arbeidet med å identifisere nye muligheter for økt verdiskaping og lønnsomhet i porteføljen.

**SAMORDNING OG FELTUTVIKLING I KJERNEOMRÅDER**  
Tampen, Oseberg og Norskehavet er porteføljens viktigste kjerneområder. Effektivt samspill mellom de ulike feltene i områdene er avgjørende for fremtidig verdiskaping. Petoro har i året som gikk fokusert på å sikre effektive områdeløsninger fremfor optimalisering av kun det enkelte felt. Dette har spesielt vært viktig for selskapets engasjement i Tampen-området hvor et vesentlig potensial er knyttet til økt utvinning ved hjelp av økt vann- og gassinjeksjon. Etablering av en områdebasert driftsform skal også bidra til økt inntjening og reduserte driftskostnader.

Norskehavet representerer et viktig vekstområde på norsk sokkel. Utfordringene er knyttet til videreutvikling av et stort ressurspotensial av væske og gass. Det er også gode letemuligheter i området. Barrierene mot gode områdeløsninger knytter seg til ulike insentiver på grunn av sammensetning av eierskap, teknisk modenhet og risiko, samt organisatoriske utfordringer.

### TIDLIG ANVENDELSE AV NY TEKNOLOGI

Petoro utvikler ikke egen teknologi, men selskapet er en pådriver for å ta ny teknologi i bruk gjennom aktiv påvirkning i lisensene. Dette vil kunne bidra til å redusere utbyggings- og driftskostnader samt øke de samlede økonomiske ressursene fra sokkelen.

“Smart drift” er en fellesnevner for teknologi som muliggjør mer effektiv drift på norsk sokkel. Dagens teknologi for overføring av sanntidsdata mellom plattform og land gir muligheter for langt mer effektiv bruk av kompetanse og bedre samhandling mellom land og hav, mellom installasjonene samt mellom operatør og leverandør. Slike nye løsninger vil kunne redusere kostnadsnivået, øke produksjonen og øke utvinningen. For SDØE-porteføljen vurderes potentialet for smart drift å være størst i områdene Tampen, Troll og Oseberg. Petoro har i 2003



prioritert slike endringsprosesser for Gullfaks-hovedfelt og Oseberg-feltsenter, men ønsker i 2004 å kunne ta resultatene av arbeidet videre til andre felt.

Økt utvinning har i 2003 særlig dreid seg om å sikre økt sirkulasjon og injeksjon i utvalgte felt i porteføljen og å forankre dette i berørte lisensers handlingsprogram. Spesielt gjelder dette utnyttelse av vanninjeksjonskapasitet for feltene Gullfaks og Snorre samt synliggjøring av behov for ytterligere gasskapasitet for injeksjon og sirkulasjon i Oseberg. Heidrunfeltet har behov for økt gasskapasitet for å realisere ambisjonen om en høy ressursutnyttelse. Petoros fokus har vært å etablere et forpliktende arbeidsprogram som støtter denne ambisjonen.

Selskapet har i 2003 foretatt evalueringer av potensialet for økt utvinning ved å injisere CO<sub>2</sub> i Gullfaks-reservoaret. Arbeidet med å utrede potensial og utfordringer ved bruk av CO<sub>2</sub> for dette feltet og eventuelle andre felt, vil fortsette i 2004. CO<sub>2</sub>-injeksjon vil være et pionerprosjekt som søker å kombinere miljøgevinster med økt utvinning.

#### VERDISKAPING I GASSKJEDEN

Petoro har ansvar for å påse at Statoil avsetter statens petroleum i samsvar med en avsetningsinstruks fastsatt i generalforsamling i Statoil ASA, der det overordnede målet er å oppnå en høyest mulig samlet verdi for Statoils og statens petroleum samt å sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskapingen.

Produksjon, transport og salg av gass fra norsk sokkel utgjør et integrert system. Petoro forvalter store eierinteresser i felt og infrastruktur i denne kjeden hvor helhetsvurderinger er avgjørende for å sikre verdiene i ressursene. Dette legger et godt grunnlag for ivaretagelse av statens eierinteresser i gasskjeden.

Troll er den største og mest verdifulle eierposisjonen i porteføljen, og feltet spiller en avgjørende rolle i norsk gassforvaltning. Produksjonsstrategien for feltet vil være av stor betydning for norsk gassvirksomhet.

Utfordringene i porteføljen knytter seg særlig til økt gassproduksjon fra sokkelen og etablering av økt transportkapasitet til Storbritannia, samt etablering av effektive eksportløsninger for riggass fra Haltenbanken/Nordland-området.

Størstedelen av gassen i porteføljen selges under langsiktige kontrakter. Petoro vil under overvåkingen av Statoils avsetning av statens petroleum støtte arbeidet for å sikre verdiene i disse kontraktene.

#### LANGSIKTIG RESERVEERSTATNING

Fremtidig utviklingstrekk ved eksisterende sammensetning av SDØE-porteføljen preges av fallende oljeproduksjon, økende enhetskostnader og lav gjennomsnittlig reserveerstatning. For å sikre langsiktig effektiv utnyttelse av eksisterende felt og infrastruktur er eierstrukturen i ressurser nær installasjonene av stor betydning.

Etter at flere sentrale letebrønner var tørre i året som gikk vil det være nødvendig med fremtidige konsesjonsrunder hvor areal med god lønnsomhet og et godt ressurspotensial lyser ut. Petoros arbeid for å bidra til den langsiktige reservetilgangen til SDØE-porteføljen er todelt. Når en andel er tildelt SDØE vil Petoro fokusere på utvalgte leteprospekter hvor selskapet kan bidra til økt boreaktivitet og derigjennom at det påvises nye funn. Selskapet deltar også i utvalgte diskusjoner i industrien og med myndigheter knyttet til realisering av den langsiktige utviklingsbanen.

#### Arbeidsmiljø og personale

Selskapets nye kontorer ble offisielt åpnet av statsminister Kjell Magne Bondevik 24. oktober 2003. Lokalene er lagt til rette med effektiv IKT-infrastruktur og kontorløsninger tilpasset selskapets arbeidsform som preges av samhandling på tvers av fagdisipliner og aktivitetsområder.

Petoro er en kompetansebedrift der selskapets ansatte har høy formell utdanning. Selskapets 55 ansatte er rekruttert fra landets ledende oljeselskaper og andre viktige bedrifter innen olje- og gassindustrien, finansnæring og annen industri. Dette skaper mangfold og grobunn for nytenking. Petoros evne til effektivt å sikre statens interesser er avhengig av at selskapet tiltrekker, beholder og videreutvikler dyktige medarbeidere i konkurranse med eksisterende og nye aktører på norsk sokkel. Selskapets strategi for kompetanse har derfor vært et prioritert område i 2003 og vil være et fokusområde fremover.

Samarbeidet i selskapets Arbeidsmiljøutvalg (AMU) og Samarbeidsutvalg (SAMU) har fungert meget godt i 2003 og dette arbeidet danner et viktig fundament for et godt samarbeidsklima i bedriften.

Petoro har også i 2003 gjennomført klimaundersøkelse blant alle ansatte, og vil i 2004 iverksette tiltak på områder hvor det er størst potensial for forbedringer. Petoro er opptatt av likebehandling av menn og kvinner og selskapet legger til rette for at begge kjønn skal ha samme muligheter i bedriften. I årets klimaundersøkelse var det stor grad av enighet om at kvinner og menn blir behandlet likeverdige. Kvinneandelen i selskapets styre og ledelse er henholdsvis 43 prosent og 27 prosent. Petoro har i 2003 inngått avtale med NHO i forbindelse med initiativet "Female Future". Dette er en nasjonal satsing hvor NHO inviterer sine medlemsbedrifter til å bidra til at kvinneandelen i norske bedrifters ledelse og styrer styrkes.

#### Helse, miljø og sikkerhet

Det er i 2003 registrert 19 uønskede hendelser, men ingen skader på Petoro ansatte eller leverandørers ansatte som arbeidet i Petoros lokaler. Det har også i 2003 vært et lavt sykefravær i selskapet, med et korttidsfravær (1-3 dager) på 0,3 prosent og et langtidsfravær (over 3 dager) på 2,4 prosent. Totalt sykefravær var 2,7 prosent mot 1,5 prosent i 2002. Petoro har fra januar 2004 inngått avtale med Trygdeetaten om et inkluderende arbeidsliv, i henhold til denne avtale vil selskapet utarbeide handlingsplaner for blant annet å opprettholde et lavt sykefravær.

I forbindelse med planlegging og tilrettelegging i selskapets nye lokaler har det vært høy grad av involvering av ansatte. For å understøtte selskapets vektlegging av samhandling ble fleksible og delvis åpne kontorløsninger valgt. Bedriftshelsetjenesten har gjennomført kartlegging av det fysiske arbeidsmiljøet og tiltak er gjennomført for å sikre at disse nye åpne kontorløsningene gir optimale støy- og belyningsforhold.

Som et ledd i det å sikre riktig HMS-fokus i utvinnings-tillatelsene, har Petoro søkt å påvirke egne medarbeideres personlige holdninger og engasjement i forhold til helse, miljø og sikkerhet. Petoro har derfor også i 2003 gjennomført spesielle aktiviteter for å utvikle positive HMS-holdninger, slik som fokus på HMS i allmøter, organisering av HMS-dag med øvelser for ansatte og familier, en egen trafikksikkerhetsdag og et HMS-kulturseminar i bedriften.

Norsk sokkel sliter fremdeles med negative resultater og en ikke-tilfredstillende utvikling innen helse, miljø og sikkerhet. Fokus på helse, miljø og sikkerhet er inkludert i Petoros daglige virke og integrert i selskapets arbeid i den enkelte utvinningstillatelse. Nøkkelindikator knyttet til HMS er inkludert i selskapets balanserte målstyring og styret er spesielt opptatt av utviklingen innenfor 'H2' (frekvens av fraværsskader og medisinske behandlinger) og alvorlige hendelser. Styret er ikke tilfreds med SDØE-porteføljens HMS-resultat for 2003 og vil i 2004 arbeide for at selskapet målrettet og effektivt kan bidra til økt HMS-fokus blant aktørene på sokkelen.

Med bakgrunn i at industrien står overfor strengere miljøkrav, blant annet gjennom kravet om null skadelige utslipp til sjø fra 2006, har Petoro i 2003 gjennomført kost-nytte vurderinger av teknologier og metoder for rensing av utslipp fra plattformene. Selskapet tror at en betydelig reduksjon i utslipp av olje fra produsert vann til sjø, er mulig innen fastsatt tidsramme.



Bente Rathe  
Styreleder

Jørgen Lund  
Nestleder

Ingelise Arntsen  
Styremedlem

Jan M. Wennesland  
Styremedlem

Olav K. Christiansen  
Styremedlem

Terje Holm  
Styremedlem  
(ansattes rep.)

Marte Mogstad  
Styremedlem  
(ansattes rep.)

Styret vil understreke at helse-, miljø- og sikkerhetsarbeidet har stor oppmerksomhet i selskapet.

#### Fremtidsutsikter

Fremtiden for norsk olje- og gassvirksomhet har i 2003 vært en sentral del av samfunnsdebatten i Norge. Fokus har særlig vært knyttet til åpning av nye områder i Norskehavet og Barentshavet samt industriens krav om endringer i beskatning. Petoro har stilt seg bak industriens anmodninger om at prospektive arealer på sokkelen må være tilgjengelig for petroleumsvirksomhet i et godt samspill med norsk fiskeriindustri og der de strengeste krav til miljøvern må gjennomføres.

Selskapet har i 2003 vært særlig opptatt av å motvirke fallende produksjon og stigende enhetskostnader ved å fokusere på bruk av teknologi og metoder for smartere, mer effektiv drift av feltene samt økt utvinning. Uten betydelig omlegging vil flere av de store oljeproduserende feltene på norsk sokkel kunne bli ulønnsomme i løpet av inneværende tiår. Dette vil redusere fremtidige muligheter for økt utvinning, herunder redusere leteinteressen og utvikling av nye funn i infrastrukturnære områder.

Styret fremhever at fokus på, og tiltak for å redusere, fremtidige enhetskostnader er nødvendig for å oppnå en positiv videreutvikling av norsk sokkel. Feltenes enhetskostnader vil være kritisk for den fremtidige verdiskapingen fra SDØE-porteføljen. Selskapet har samtidig en unik mulighet for å se problemstillinger på tvers av lisensene, til å identifisere og materialisere synergimuligheter mellom lisensene samt til å fremme anvendelse av beste praksis.

Selskapet har som rettighetshaver for den største porteføljen på norsk sokkel en enestående mulighet til å være pådriver for verdiskapende tiltak med spesiell fokus på

helsevurderinger for å oppnå effektiviseringsgevinster, kostnadsreduksjoner og økt utvinning av petroleum. Petoro har, med en liten organisasjon, også ansvaret for å ivareta statens interesser ved å unngå anslag mot porteføljen. For å skape merverdier og for å ivareta verdibevarende tiltak er selskapet avhengig av selektivt bruk av ekstern spisskompetanse. Styret er opptatt av at Petoro i kommende år sikres tilstrekkelige midler og ressurser for å kunne ivareta de krevende oppgavene i tråd med selskapets mandat og hovedmål.

#### Aksjekapital og aksjonærforhold

Selskapets aksjekapital var 10,0 millioner kroner per 31.12.2003, fordelt på 10 000 aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, er eier av selskapets aksjer.

#### Årsresultat og disponeringer

Aksjeselskapets driftskostnader dekkes gjennom årlige bevilgninger over statsbudsjettet. Årets driftsinntekter var 162,5 millioner kroner bestående av netto driftstilskudd fra staten på 177,4 millioner fratrukket netto 14,9 millioner knyttet til aktiverte investeringer.

Petoro var fra selskapets etablering 09.05.01 frem til 31.12.02 utenfor merverdiavgiftsområdet, men er fra 01.01.03 merverdiavgiftspliktig. Mottatt bevilgning fra staten var i 2003 220 millioner kroner inkludert merverdiavgift, tilsvarende disponibelt 177,4 millioner mot 250 millioner for 2002.

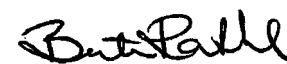
Årets driftskostnader 167,8 millioner kroner, mot 234,6 millioner i 2002, var i hovedsak knyttet til lønnskostnader, administrasjonskostnader og kjøp av eksterne tjenester; herunder IKT-tjenester, regnskapstjenester, samt kjøp av spisskompetanse knyttet til oppfølgingen av SDØE-porteføljens utvinningstillatelser.

Netto finansinntekter for 2003 var 2,0 millioner kroner knyttet til renteinntekter for avkastning på selskapets overskuddslikviditet mot 3,8 millioner i 2002.

Årsresultatet viser et underskudd på 3,3 millioner kroner etter finansinntekter. Styret foreslår at underskuddet dekkes av annen egenkapital. Selskapets frie egenkapital er på 7,6 millioner kroner.

Midler til driften av Petoro bevilges av staten som er direkte ansvarlig for de forpliktelser selskapet pådrar seg ved kontrakt eller på annen måte. I henhold til regnskapslovens §3-3 bekrefter styret at årsoppgjøret er avlagt under forutsetning om fortsatt drift.

Stavanger, 24. februar 2004



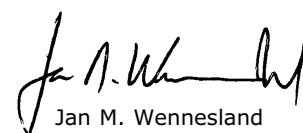
Bente Rathe  
Styreleder



Jørgen Lund  
Nestleder



Ingelise Arntsen  
Styremedlem



Jan M. Wennesland  
Styremedlem



Olav K. Christiansen  
Styremedlem



Terje Holm  
Styremedlem  
(ansattes rep.)



Marte Mogstad  
Styremedlem  
(ansattes rep.)



Kjell Pedersen  
Adm. dir.



## UTFORDRINGER INNEN SIKKERHET OG MILJØ

Utslippene av produsert vann fra SDØE-porteføljen har økt kraftig i 2003 som følge av modning av felt på sokkelen. Petoro mener likevel at myndighetskrav om null skadelige utslipp fra 2006 kan møtes. Men hensyn til personskader (H2) var resultatet i fjor marginalt bedre enn året før for plattformene til havs, men antallet skader var likevel høyere enn de mål Petoro hadde satt. Antall alvorlige hendelser var innenfor målet.

De fleste plattformene og anleggene i SDØE-porteføljen har møtt Petoros mål i forhold til antall fraværskader og skader med medisinsk oppfølging per millioner arbeidstimer (H2). Fem plattformer og to landanlegg har imidlertid ikke møtt disse kravene. Petoros samlede mål for H2 ble derfor ikke nådd i 2003. Selskapets mål for alvorlige hendelser i gjennomsnitt per plattform ble derimot oppnådd. Se grafisk fremstilling under "nøkkel tall" på side 2.

Petoro har hatt et spesielt fokus på utslipp til sjø i 2003. Teknologirådgiver Elen Carlson sier mengden produsert vann vil fortsette å øke i årene fremover. Hun mener likevel at ved å iverksette planlagte tiltak innenfor de enkelte felt, er det mulig å møte myndighetenes krav om null miljøskadelige utslipp fra og med 1. januar 2006.

Carlson understreker at partnerskapene ikke i tilstrekkelig grad har besluttet å gjennomføre tiltak som bidrar til null-

utslipp i 2006, men at der er en prosess i gang med testing/utprøving og økonomisk vurdering av de enkelte tiltakene.

Det miljømessige bildet av utslippene til sjø lar seg best uttrykke gjennom den såkalte "Environmental Impact Factor" (EIF). EIF er en standardisert metode for å tallfeste miljørisiko. Begrepet tar hensyn til mengde utslipp, potensiell miljøskade av utslippet samt havstrømninger og spredning ved og omkring den enkelte installasjon.

"Vårt eget arbeid med dette viser at det er mulig å redusere EIF i Petoros portefølje med 75 prosent. Vi arbeider nå for å få besluttet og iverksatt tiltak som bidrar til at vi når dette målet i de ulike lisenser der vi deltar. Petoros brede posisjon i virksomheten på sokkelen gir oss et unikt innsyn i miljøforholdene, og vi ønsker å være en pådriver for gode miljøløsninger," sier Carlson.



Utslipp til sjø på dagsorden: Jo eldre feltene på norsk sokkel blir, desto større er utfordringene knyttet til utslipp, konstaterer fra venstre Sonja Ytreland, Sigurd Omland og Elen Carlson.

- Petoros brede posisjon i virksomheten på sokkelen gir oss et unikt innsyn i miljøforholdene

### Null skadelige utslipp i 2006

Sammen med kollegene Sigurd Omland og Sonja Ytreland understreker hun at man i et slikt arbeid hele tiden vil måtte ta både miljømessige og kommersielle hensyn. Alle tre håper likevel det skal være mulig å gjennomføre tiltak som til sammen gir en reduksjon i EIF opp mot Petoros mål.

Bakgrunnen for arbeidet som pågår er at Statens Forurensningstilsyn (SFT) høsten 2002 kom med krav om at operatørselskapene og lisensene innen sommeren 2003 skulle redegjøre for hvilke planer de hadde for fjerning av utslipp i løpet av 2005.

Den største utslippkilden til det marine miljø fra petroleumsvirksomheten, er nettopp produsert vann som følger med den oljen som hentes ut av reservoarene. Jo eldre feltene på norsk sokkel blir, desto større andel vann. Det gir næringen en utfordring som øker år for år. Produsert vann må renses før det slippes ut igjen. Man kan også velge å injisere vannet i reservoaret dersom det kan brukes for å øke oljeutvinningen, eller i andre geologiske lag i undergrunnen.

Ulike felt vil ha ulike løsninger. På oljefeltet Troll Vest produserer man i 2004 like mye vann som olje. Men her er injisering uaktuelt. I stedet prøver man for tiden ut nye metoder for rensing. Med en døgntilvirkning på nær 360 000 fat olje, er største utfordring å finne et system som kan rense så store mengder vann, sier Sonja Ytreland.

### Positiv utvikling innen kjemikaliebruk

Utenom produsert vann er kjemikalier som brukes i forbindelse med boring og produksjon, den største kilden til miljøpåvirkning offshore. Når det gjelder kjemikaliebruk har det imidlertid vært en positiv utvikling de siste 10 årene ettersom stadig flere har gått over til mer miljøvennlige alternativer.

### Utviklingen siste fire år

Ettersom EIF ikke er gjennomført som standard for rapportering enda, uttrykkes utvikling av utslipp til sjø over tid best gjennom totale oljeutslipp og totale utslipp av produsert vann. De grafiske figurene i denne artikkelen omfatter alle felt hvor Petoro er rettighetshaver, og viser den tilsvarende andel av utslippene. I tillegg er utslipp fra Kollsnes, Norpipe gassrørledning og Gassled sine anlegg på Kårstø inkludert.

Nedgangen i utslippvolum fra porteføljen i 2001 og 2002 i forhold til år 2000, skyldes primært myndighetenes nedslag i 2001 og 2002.

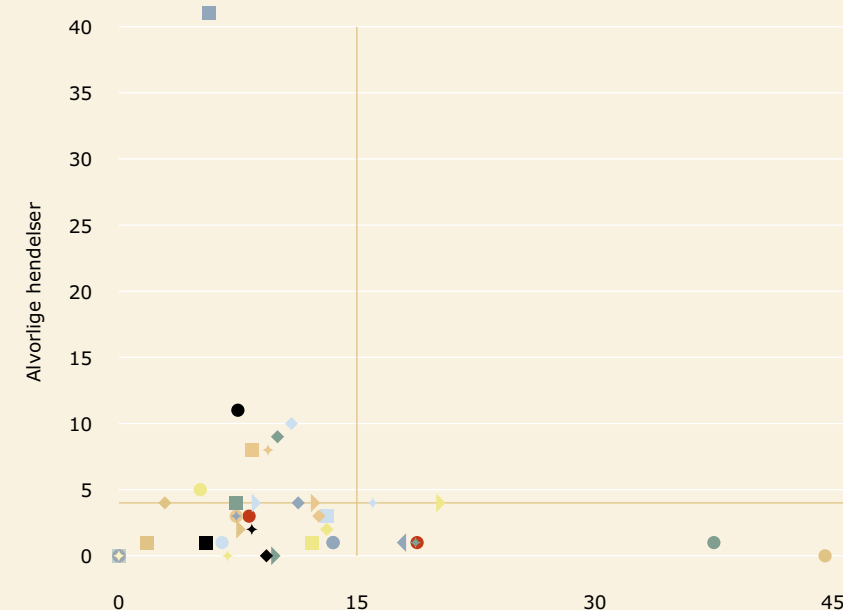
Økningen i produsert vann gjør at økningen i utslipp av produsert vann målt per produsert mengde olje øker enda mer.

Også oljeutslippene har økt kraftig i 2003. Dette skyldes både økningen i utslippene av produsert vann og et betydelig akutt oljeutslipp på Draugenfeltet i 2003.

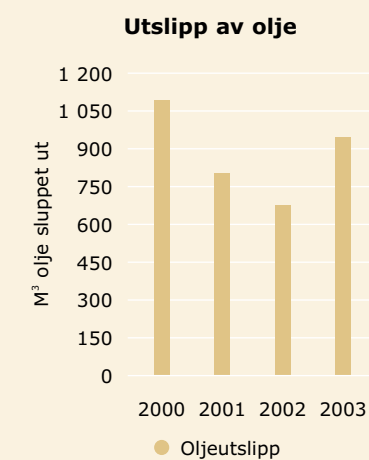
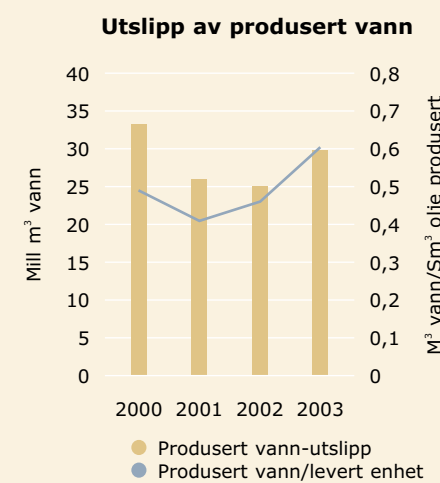
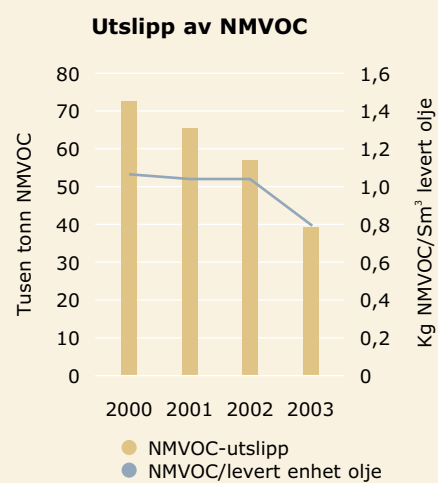
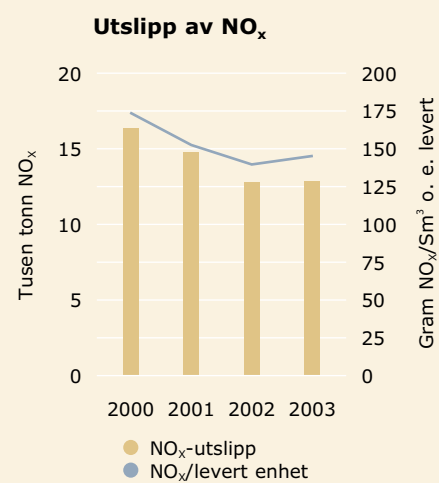
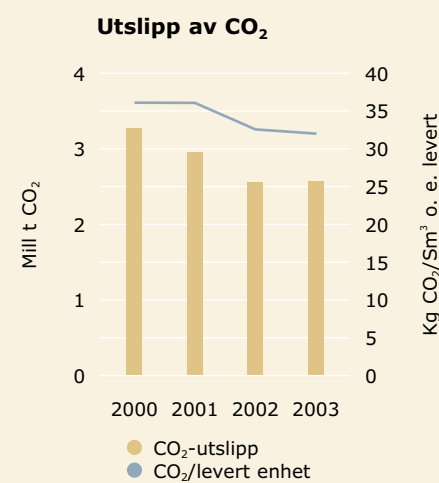
Som for norsk sokkel for øvrig, er det i SDØE-porteføljen ingen signifikante endringer i utslippene av CO<sub>2</sub> fra 2002 til 2003, mens det har vært en svak økning av utslippene av NO<sub>x</sub> (første og andre figur side 22).

Utslippene av ikke-metanholdige flyktige organiske forbindelser (NMVOC) viser en markant nedgang siste år, både når det gjelder totale utslipp og utslipp per levert mengde olje. Dette er først og fremst et resultat av de tiltakene som er iverksatt når det gjelder installasjon av gjenvinningsanlegg for NMVOC på skytteltanker som frakter olje fra felt med lasting offshore.

### Alvorlige hendelser og H2 per 31.12.03



SDØE-plattformer og -anlegg innenfor 4 på y-aksen og 15 på x-aksen oppnådde Petoros mål for personsikkerhet (H2) og alvorlige hendelser, de øvrige gjorde det ikke.



## SMARTERE DRIFT GIR LAVERE KOSTNADER OG ØKT RESSURSUTNYTTELSE

Norsk sokkel er blant de mest kostbare å drive i hele verden. Kostnadene for å produsere et fat olje er 2-3 ganger så høye her som i Mexicogulften. Driftskostnadene per døgn for å operere en 3. generasjonsrigg er 30 000 dollar høyere på norsk sokkel enn på britisk side av Nordsjøen. Sosiale utgifter, tariffestede lønnstillegg samt kostnader knyttet til reise og transport av offshoreansatte overstiger våre konkurrenters med stor margin.

Tallenes tale er klar når kostnadene på norsk sokkel sammenlignes med tilsvarende kostnader i andre land.

Smartere drift og styring av flere prosesser fra land er blant svarene på hvordan oljenasjonen Norge kan sikre og styrke konkurransekraften.

Høsten 2003 iverksatte Kon-Kraft, som er et samarbeidsorgan mellom industri, arbeidstakerorganisasjoner og myndigheter, et prosjekt for å tegne et bilde av kostnadene på sokkelen. Rapporten ble 9. mars 2004 lagt frem av en styringsgruppe under ledelse av Petoros administrerende direktør, Kjell Pedersen.

Prosjektet har favnet vidt og omfatter kartlegging og beskrivelse av kostnadssituasjonen slik den er på norsk sokkel sammenlignet med Storbritannia og andre petroleumsprovinser.

### Moden sokkel, nye utfordringer

"Det har ikke vært vårt mandat å gå inn i tiltak for å

reducere kostnadene, men å beskrive kostnadsbildet så objektivt som mulig", sier Tor Rasmus Skjærpe. Han er til daglig direktør for teknologi og IKT i Petoro, og har stått for ledelsen av det løpende arbeidet i prosjektgruppen.

Dagens bilde av norsk sokkel er klart nok. De fleste felt er inne i en moden fase, hvor oljeproduksjonen i løpet av forholdsvis få år vil avta markert. Gassen vil over tid overta som Norges viktigste energiprodukt.

Utfordringene knyttet til den modne oljeproduksjonen er formidable. Et kjernepunkt er å hente ut større verdier fra det enkelte reservoar før kostnadene per produsert fat blir så høye at videre drift ikke lar seg forsvare.

"Vi må gjøre driftssituasjonen mest mulig robust. Det betyr effektivisering av arbeidsprosesser samt å fase inn mindre felt, utnytte infrastruktur – rørledninger, anlegg for prosessering osv – før den stenges. Men det haster. Allerede innen dette tiåret stiger produksjonskostnadene



*Et betydelig potensial for mer effektiv drift på norsk sokkel: Det handler om å øke verdien av feltene mest mulig, sier Tor Rasmus Skjærpe, direktør for teknologi og IKT i Petoro. Han har ledet prosjektgruppen i Kon-Kraft-prosjektet.*

- Vi må gjøre  
driftssituasjonen mest  
mulig robust



per fat markert for flere felt på sokkelen,” framholder Tor Rasmus Skjærpe.

Kostnadene er imidlertid bare ett forhold som påvirker aktivitetsnivået. Andre viktige faktorer er lover, regler og fiskale rammebetingelser, samt tilgang til nye letearealer. “Slik sett må flere brikker falle på plass om vi skal sikre best mulig utnyttelse av ressursene,” sier Skjærpe. Han understreker at det er dessuten viktig for den videre utviklingen av norsk sokkel at de store operatørselskapene ønsker å investere sin kapital samt bruke sine beste menneskelige ressurser her. Svekket sokkelens konkurransekraft, vil selskapene prioritere andre land og markeder.

#### Bore- og brønnarbeid mest kostbart

Et av de tyngste kostnadsområdene, som ligger vesentlig høyere i Norge enn i Storbritannia, er bore- og brønnarbeid. Legger vi sammen de ulike ekstrakostnadene knyttet til norsk sokkel, er driftskostnader per døgn for en flyterigg her hjemme cirka 30 000 dollar høyere enn det som er tilfellet på den andre siden av grensen.

“Årsvervskostnadene – de samlede kostnadene for å holde mannskap på en borerigg i arbeid – er om lag dobbelt så høye på norsk side. Men det er ikke på grunn av lønn alene. Basislønnen hos de ansatte er forholdsvis lik i de to landene, mens sosiale utgifter, tariffestede tillegg samt utgifter til reise for personell til og fra utreisested offshore er langt høyere hos oss,” sier Tor Rasmus Skjærpe.

Et annet eksempel hvor Norge taper i konkurransen, er flytting av rigger fra én sokkel til en annen. Oppgradering for å tilfredsstille strengere regelverkskrav for arbeid i norsk sektor kan kreve investeringer i størrelsesorden 30-100 millioner kroner. I praksis er det ikke et felles riggmått mellom de to sektorene.

#### Drift og vedlikehold

Når det gjelder drifts- og vedlikeholdssiden viser sammenligningen at norsk sokkel i snitt kun er 10 prosent dyrere enn britisk. Men da må man ta i betraktning at britisk sokkel ligger om lag sju år foran den norske i modningsgrad. Dessuten produserer Norge fra få og store felt, mens Storbritannia tar ut sin produksjon fra en rekke mindre felt.

Norske produksjonsenhetskostnader er dermed noe lavere, men skulle egentlig ha vært enda lavere i forhold til enhetskostnadene på britisk side. Sammenlignet med den amerikanske delen av Mexicogulften, er de norske enhetskostnadene 2-3 ganger så høye. Dette viser at både norsk og britisk sokkel har betydelige kostnadsutfordringer de nærmeste årene og begge burde søke erfaring fra andre modne områder som Mexicogulften.

Skjærpe viser forøvrig til at bemanningsnivået på norske plattformer er høyt – faktisk på nivå med typiske lavkostland i den tredje verden.

#### Smart drift – lavere kostnader

“Enhetskostnadene for produksjon på norsk sokkel representerer en trussel mot fremtidig aktivitetsnivå. Noe må gjøres, og det snarest. Vi må klare å snu dette bildet i løpet av de kommende 3-5 årene om vi skal kunne nyttiggjøre oss fullt ut infrastrukturen og installasjonene. Særlig viktig er dette i en tid hvor vi finner mindre og mer kompliserte felt, i tillegg til at vi har en stor utfordring knyttet til å ta ut maksimalt med olje fra de feltene som allerede er i produksjon. Marginene i begge tilfeller er mindre og vi må være langt mer kostnads-effektive enn tidligere,” sier prosjektlederen.

Et av de viktigste stikkord for å bringe modne felt på offensiven, er såkalt “smart drift”. Det vil si endring av

arbeidsprosesser, særlig gjennom bruk av de muligheter IKT-utviklingen gir. Dagens fiberoptiske teknologi gjør det mulig å overføre store mengder data mellom installasjonene offshore og land i sanntid.

I praksis kan dermed flere arbeidsoperasjoner styres og overvåkes fra land, med de besparelser og potensial for økt verdiskaping det gir. Det er et stort potensial for å kutte kostnader og øke inntjeningen gjennom bokstavelig talt smartere drift innen alt fra lisensadministrasjon, innkjøp og logistikk til drift og vedlikehold, produksjons-optimalisering, reservoarstyring og boring.

Beregninger viser at en investering på cirka 1 milliard kroner i mer effektiv drift av seks utvalgte felt, kan gi opp til 40 prosent reduksjon av feltkostnadene i perioden fra 2004 til 2008, samt en økning i produksjonen på inntil 5 prosent.

#### Flere ressurser på land kan gi bedre resultat offshore

Et eksempel på områder hvor smart drift kan anvendes er boring, en komplisert operasjon som krever en bred ekspertise tilgjengelig. Ved å integrere landorganisasjonen tettere med operasjonen i havet, kan man raskere, mer effektivt og trolig med et bedre resultat, utnytte kunnskap innen geologi, produksjon og andre spesifikke fagområder under selve operasjonen. Viktige faser ved boring, produksjon samt drift og vedlikehold kan like gjerne overvåkes fra land som fra et kontrollrom offshore.

Målet er å ta bedre beslutninger for å oppnå bedre resultater til en lavere kostnad.

“For Petoro er smart drift et viktig område vi arbeider med. Vi vet at potensialet for høyere kvalitet på arbeidet

- Enhetskostnadene for produksjon på norsk sokkel representerer en trussel mot aktivitetsnivået. Noe må gjøres, og det snarest

samt lavere kostnader er stort. Vi har i stor grad teknologien som skal til, og vi har en infrastruktur som er klar til å bli benyttet. Likevel ser vi at mange lisenser ikke utnytter mulighetene. Kanskje skyldes dette at det har vært vanskelig å vise kost/nytte-effekten av tiltakene.

Kanskje skyldes det at mange ledere i offshorebransjen kvier seg for å ta initiativ til store og vanskelige endringsprosesser, kanskje skorter det rett og slett på kunnskap om mulighetene. Uansett må vi tenke i nye baner. En smartere drift er ett av virkemidlene for å gjøre norsk sokkel mer konkurransedyktig. Etter hvert ser vi imidlertid en positiv utvikling med hensyn til anvendelse av smart drift-løsninger. Både Statoil og Hydro tar i bruk smart drift som et strategisk verktøy og for å nå sine mål. Utfordringen nå er å konkretisere djerpe mål både for økt produksjon og reduserte kostnader som en følge av implementeringen av smart drift,” sier Tor Rasmus Skjærpe.

- Kostnadene er imidlertid bare ett forhold som påvirker aktivitetsnivået. Andre viktige faktorer er lover, regler og fiskale rammebetingelser, samt tilgang til nye letearealer



## NÅR EKSPERTISEN KUN ER ET TASTETRYKK UNNA

Petroleumsindustrien er ikke lenger delt i organisasjoner til havs og på land. Bruk av informasjons- og kommunikasjonsteknologi muliggjør overvåking og på sikt styring av både boreoperasjoner og drift og vedlikehold fra land. BP er blant de selskapene på norsk sokkel som har gått lengst i denne retningen.

Kjært barn har mange navn. Smart drift. E-drift. Eller som operatørselskapet BP kaller det – Field of the Future. BP har sammen med selskaper som Norsk Hydro og ConocoPhillips kommet langt i arbeidet med å utnytte fiberoptikken som i sanntid knytter installasjonene offshore sammen med ulike funksjoner på land.

Fra Forus følges det meste, fra boring til drift og vedlikehold på plattformene på Valhall og Ula. Her overvåkes trykk og temperatur, vibrasjoner, korrosjon – kort sagt mye av det som har betydning for driften av et felt offshore. I tillegg kan folkene innen boring i kontrollrommene til havs og på land se hverandre via videoskjermer, noe som ytterligere styrker kontakten og forståelsen.



Full kontroll med operasjonen offshore: Fra BPs kontrollrom på Forus kan ekspertene følge arbeidet på plattformen.

- En smartere drift innen petroleumsnæringen gir oss muligheter som på sikt vil ha stor betydning for hvordan vi arbeider i denne bransjen





**Ekspertise tilgjengelig hele døgnet**

Det er flere fordeler ved en slik smartere drift av feltene. Ved siden av mulighetene for på sikt å redusere kostnadene gjennom at flere arbeidsoperasjoner flyttes på land, sikrer man større stabilitet i de ulike prosessene i havet. Det igjen gir eksempelvis færre driftsavbrudd og økt oppetid, noe som i sin tur gir en høyere og mer effektiv produksjonen.

“I tillegg gjør sanntidsteknologien det mulig å bidra med faglig ekspertise fra land når det måtte være aktuelt. Enten det er behov for råd fra en geolog, en ekspert på brønntechnologi eller prosess. Fra kontrollrommet på Forus eller for den saks skyld fra et annet sted i selskapets verdensomspennende nett, kan vi raskt stille fagekspertise til rådighet uansett tid på døgnet,” forteller sjefingeniør Paul Hocking i BP.

I begrepet smart drift ligger også en mer intelligent teknologi, en teknologi som eksempelvis selv gir melding når et forhold offshore må sjekkes.

**Varsler selv**

“Skal vi redusere kostnader og optimalisere virksomheten, trenger vi systemer som selv sier fra når noe som ikke er planlagt inntreffer. Når det eksempelvis oppstår for sterke vibrasjoner, for høy temperatur eller for den saks skyld at produksjonen faller under et visst nivå, vil slike systemer varsle folkene i kontrollrommet, i stedet for at de må følge med på dataskjermene kontinuerlig. Eksemplet illustrerer en annen fordel ved mer intelligente felt, nemlig det at vi reduserer risikoen for menneskelig svikt. Jo mer vi overlater til teknologien, selvsagt under menneskers oppsyn, jo færre tilfeller av slik svikt vil vi oppleve,” sier Paul Hocking.

Overvåking og varsling går i noen tilfeller direkte fra plattformen til utstyrsleverandøren som iverksetter de

- Skal vi redusere kostnader og optimalisere virksomheten, trenger vi systemer som selv sier fra når noe som ikke er planlagt inntreffer

nødvendige tiltak for en sikker og stabil drift i samråd med folkene offshore.

Teknologien gir mange muligheter, men er ikke alltid like lett å ta i bruk. For så vel BP som de andre selskapene på norsk sokkel hvor smart drift er på bedingen, er utfordringen å få organisasjonene til å utnytte mulighetene fullt ut.

“En smartere drift innen petroleumsnæringen gir oss muligheter som på sikt vil ha stor betydning for hvordan vi arbeider i denne bransjen. Ikke uventet vil noen føle dette som en trussel mot egen arbeidsplass, mens andre ikke ønsker å endre den måten man arbeider på i dag. Uansett holdning tror vi at teknologien vil gi både ansatte, selskapene og arbeidsoppgavene et bedre utgangspunkt,” sier Paul Hocking.

## FOKUS PÅ VERDISKAPING I SDØE-ORTEFØLJEN

Petoro skal på forretningsmessig grunnlag skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje. Dette medfører at selskapet i de fleste sammenhenger vil finne gode løsninger sammen med de andre selskapene på norsk sokkel, sier kommersiell direktør Dag Omre.

Petoro er rettighetshaver til lisenser i de fleste områder og har stor deltakelse i de viktigste transportsystemene. Selskapets virksomhet er kun knyttet til norsk sokkel og de eierposisjonene selskapet forvalter har et meget lang-siktig perspektiv. “Dette gir et godt utgangspunkt for å sikre effektive fellesløsninger i og på tvers av geografiske områder og i gassverdikjeden,” sier Omre.

Petoros viktigste oppgave er å generere verdier for staten fra den porteføljen som forvaltes. Dette knytter seg både til å skape merverdi fra porteføljen og hvordan selskapet kan sikre statens økonomiske interesser i forhandlinger mellom de ulike oljeselskapene på sokkelen.

Omre viser til følgende eksempler på hvordan selskapet har bidratt til merverdi eller til å sikre statens interesser:

**Gullfaks**

Gjennom samarbeid med operatøren og lisensen bidro Petoro positivt til ny produksjonsstrategi for Gullfaks, noe som medfører betydelig økning av vanninjeksjonen i reservoaret (se også annen artikkel om dette). Dette kan føre til reserveøkning i størrelsesorden 100 millioner fat olje.

**Gulltopp**

Gullfaks-satellitten Gulltopp var i utgangspunktet tenkt utbygget med en tradisjonell havbunnsløsning. Petoro utfordret dette synet, og gjennom samarbeid i lisensen valgte man i stedet en lang brønn direkte fra plattformen, noe som kan gi besparelser i underkant av en milliard kroner.

**Ormen Lange**

Den foreløpige SDØE-andelen i Ormen Lange-enheten, var 36 prosent. Petoro forhandlet om eierfordelingen i feltet med det resultat at SDØE-andelen ble økt til 36,475 prosent, noe som tilsvarer nærmere to milliarder kubikkmeter gass.

**Norne**

De to undervannsinstallasjonene Svale og Stær planlegges tilknyttet Norne. Gjennom nye forhandlinger ledet av Petoro i 2003 sikret man en avtale som gir staten rimelig dekning for risiko i forbindelse med denne utbyggingen.



## MER VANN GIR MER OLJE OG LENGRE LEVETID FOR GULLFAKS

Økt vannsirkulering på Gullfaks skyller mer olje ut av reservoaret.

Det kan gi feltet en økt levetid på 5-10 år og lisenspartnerne

Statoil, Petoro og Norsk Hydro store merverdier.

Inntil nylig regnet man med at produksjonen på Gullfaks ville avta mot 2011-2012. Nå opererer lisensen med en driftstid fram mot 2016, kanskje enda lenger, hvor en viktig bidragsyter er økt sirkulering av vann i reservoaret.

Et meget godt samarbeid i lisensen og med myndighetene, førte til beslutningen om å øke vannsirkuleringen i reservoaret med cirka 50 prosent. Petoro var en viktig bidragsyter med konstruktive innspill i prosessen.

Ved å øke sirkuleringen av vann, kan man få ut 17 millioner standardkubikkmeter eller cirka 107 millioner fat olje ekstra.

### En ny dimensjon: Tiden

De siste års utvikling innen seismikk gjør det mulig å se reservoarets utvikling i en ny dimensjon, tiden. Ved å skyte seismikk hvert andre år på Gullfaks samt utarbeide modeller som gjør at ekspertene kan se og tolke reservoaret over mange år, finner man stadig områder med gjenværende olje. Store verdier som bare venter på å bli hentet opp.

Indirekte var det ledig kapasitet for produksjon og injeksjon på Gullfaks som gav støtet til arbeidet med å se om man kunne øke utvinningsgraden. Hadde lisenspartnerne solgt denne kapasiteten, ville man ikke hatt samme mulighet til å ta unna en eventuell egen økning i utvinningen.

"Gjennom diskusjon i lisensen bestemte vi oss for å satse på dette. Det er vi selvsagt glade for i dag," sier Beate Myking, Statoils ansvarlige for ressursutnyttelse

på Gullfaks. I likhet med seniorrådgiver Jørgen Leiknes i Petoro ser hun ikke bort fra at feltets levetid kan økes ytterligere gjennom ulike tiltak som gir høyere utvinning.

### I produksjon siden 1986

Gullfaks er en juvel på norsk sokkel. Feltet har vært i produksjon siden 1986, og har altså i sin helhet norske eiere.

Et reservoar modnes over tid. Derfor er det viktig at man med jevne mellomrom får et oppdatert bilde av hvordan det utvikler seg, framholder Myking og Leiknes.

Injisering av CO<sub>2</sub> for å øke utvinningen ytterligere, er en annen mulighet lisensen har vurdert for Gullfaks. Det er våren 2004 stor usikkerhet om dette er effektivt nok, og om det skal iverksettes.

### Gullfaks: Et modent felt på sokkelen

- **Den opprinnelige planen for utbygging og drift (PUD) for Gullfaks ble godkjent 9. oktober 1981. Produksjonen startet 22. desember 1986.**
- **Gullfaks er et oljefelt, og i dag bygd ut med tre plattformer, Gullfaks A, B og C.**
- **Oljen eksporteres fra Gullfaks A og C via lastebøyer til tankskip. Prosessert rikgass sendes i eksport-rørledning til Statpipe for videre behandling på Kårstø og eksport i Norpipe/Europipe til kontinentet.**
- **Reservoarene ligger på 2 800 - 3 400 m dyp.**
- **Produksjonen fra Gullfaks er i avtrappingsfasen. Det er påvist et betydelig potensial for økt utvinning, dels ved å finne og drenere lommer med gjenværende olje, dels ved økt vann- og gassirkulering.**



Store merverdier fra Gullfaks: Kanskje kan feltets levetid økes med 5-10 år, tror Jørgen Leikes, Petoro, og Beate Myking, Statoil.

- Gjennom diskusjon i lisensen bestemte vi oss for å satse på dette. Det er vi selvsagt glade for i dag

# SDØE

## RESULTATREGNSKAP

Alle tall i NOK mill	Note	2003	2002	2001
<b>DRIFTSINNTEKTER</b>				
Driftsinntekter	3, 4	101 699	103 709	125 562
<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>101 699</b>	<b>103 709</b>	<b>125 562</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>				
Letekostnader		440	871	1 265
Avskrivninger	2	14 363	14 855	18 334
Avsetning til fjerning	10	1 192	1 461	2 006
Andre driftskostnader	5	17 557	16 870	17 639
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>33 552</b>	<b>34 057</b>	<b>39 244</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>68 147</b>	<b>69 652</b>	<b>86 318</b>
<b>FINANSPOSTER</b>				
Finansinntekter		1 608	1 664	580
Finanskostnader		1 787	4 337	210
<b>Netto finansposter</b>		<b>-179</b>	<b>-2 673</b>	<b>370</b>
<b>Årsresultat</b>		<b>67 968</b>	<b>66 980</b>	<b>86 688</b>

# SDØE

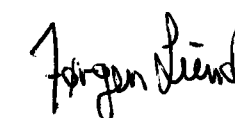
## BALANSE PER 31. DESEMBER

Alle tall i NOK mill	Note	2003	2002	2001
Immaterielle eiendeler		1 005	826	13
Varige driftsmidler		123 389	122 619	131 178
Andre anleggsmidler		14	79	17
Anleggsmidler	2	124 407	123 524	131 207
Lager		360	308	258
Kundefordringer	4, 9	10 627	10 488	10 581
Bankinnskudd		113	37	49
Omløpsmidler		11 101	10 832	10 888
<b>Sum eiendeler</b>		<b>135 508</b>	<b>134 356</b>	<b>142 094</b>
Egenkapital per 01.01.		119 429	127 302	156 502
Betalt til staten i året		-69 005	-74 852	-115 888
Årets resultat		67 968	66 980	86 688
Omregningsdifferanse		-11	0	0
Egenkapital	16	118 382	119 429	127 302
Langsiktige fjerningsforpliktelse	10	10 522	9 342	9 210
Annen langsiktig gjeld	11	618	1 878	1 006
Langsiktig gjeld		11 140	11 220	10 216
Leverandørgjeld		1 793	1 212	2 199
Annen kortsiktig gjeld	9, 12	4 193	2 495	2 377
Kortsiktig gjeld		5 986	3 707	4 576
<b>Sum egenkapital og gjeld</b>		<b>135 508</b>	<b>134 356</b>	<b>142 094</b>

Stavanger, 24. februar 2004



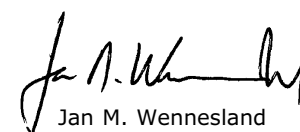
Bente Rathe  
Styreleder



Jørgen Lund  
Nestleder



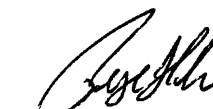
Ingelise Arntsen  
Styremedlem



Jan M. Wennesland  
Styremedlem



Olav K. Christiansen  
Styremedlem



Terje Holm  
Styremedlem  
(ansattes rep.)



Marte Mogstad  
Styremedlem  
(ansattes rep.)



Kjell Pedersen  
Adm. dir.

# SDØE

## KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i NOK mill	2003	2002	2001
<b>Kontantstrøm operasjonelle aktiviteter</b>			
Innbetalinger fra driften	101 888	101 878	126 715
Utbetalinger fra driften	-16 664	-17 763	-18 741
Netto finansutbetaling	-179	-2 038	370
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>85 045</b>	<b>82 078</b>	<b>108 344</b>
<b>Kontantstrøm investeringsaktiviteter</b>			
Investeringer	-14 465	-13 140	-16 513
<b>Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter</b>	<b>-14 465</b>	<b>-13 140</b>	<b>-16 513</b>
<b>Kontantstrøm finansieringsaktiviteter</b>			
Endring kortsiktig gjeld	-465	-1 851	1 032
Endring langsiktig gjeld	-922	642	1 685
Netto overført til staten	-69 005	-66 082	-94 548
Pro et Contra i forbindelse med statens ned salg	-112	-1 684	0
<b>Kontantstrøm fra finansielle aktiviteter</b>	<b>-70 503</b>	<b>-68 975</b>	<b>-91 831</b>
Økning beholdning bankkonto DA-selskap*	76	37	0

\* Prinsippendring 2002 knyttet til at innskudd i DA-selskap tidligere år har gått som kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter. Endring 1.1.-31.12.02 svarer til utgående saldo 31.12.02.

# SDØE

## RESSURSREGNSKAP

Ressurklasse 1 til 8		Olje og NGL*	Gass	Oljeekvivalenter
		mill Sm <sup>3</sup>	mrd Sm <sup>3</sup>	mill Sm <sup>3</sup>
Ressurklasse 1-3	Reserver	427,52	1 017,82	1 445,33
Ressurklasse 4	Ressurser i tidlig planleggingsfase	50,11	32,73	82,85
Ressurklasse 5	Utvinning sannsynlig men uavklart	32,25	22,20	54,45
Ressurklasse 6	Utbygging lite sannsynlig	5,83	1,66	7,48
Ressurklasse 7	Ressurser som ikke er evaluert	48,93	3,97	52,90
Ressurklasse 8	Prospekt	24,94	25,35	50,29
<b>Sum</b>		<b>589,58</b>	<b>1 103,72</b>	<b>1 693,29</b>

\* Inkluderer kondensat

# SDØE

## NOTER

### REGNSKAPSPRINSIPPER

#### Regnskap i kontante størrelser (kontantprinsipp)

Petoros formål er å ha ansvaret for, og ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til SDØE-porteføljen og virksomhet i tilknytning til dette. Selskapets overordnede mål er på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen.

Petoros forvaltning av porteføljen er underlagt regelverk for økonomiforvaltning i staten. Porteføljens regnskap avlegges i henhold til kontantprinsippet og regnskapet inngår direkte i statsregnskapet. I tillegg avlegges regnskapet i henhold til norsk regnskapslov og god regnskapsskikk (NGAAP). Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra porteføljen holdes atskilt fra driften av selskapet.

I regnskap utarbeidet i henhold til kontantprinsippet er det benyttet brutto bokføring for utvinningstillatelser med netto overskuddsavtale, dvs. netto innbetaling til SDØE i en utvinningstillatelse i et år posteres som inntekt og netto utbetaling fra SDØE posteres som kostnad.

Hovedforskjellen mellom resultat etter NGAAP og resultat etter kontantprinsippet er at i kontantprinsippet er investeringer inkludert og avskrivninger ekskludert. I tillegg justeres for tidsavgrensning av kostnader og inntekter til kontante størrelser med tilsvarende justering av fordringer og gjeld i balansen. Realisert valutatap/-gevinst relatert til driftsutgifter og driftsinntekter blir i kontantprinsippet klassifisert som driftsutgifter og driftsinntekter, mens regnskap i henhold til NGAAP viser realisert valutatap/-gevinst som finanskostnader/-inntekter. Disse postene påvirker således ikke driftsresultatet.

#### Regnskap i henhold til NGAAP

Regnskapet er utarbeidet i samsvar med prinsippene nedfelt i norsk regnskapslov og god regnskapsskikk (NGAAP).

#### HOVEDREGEL FOR VURDERING OG 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 er vurdert til anskaffelseskost med fradrag for planmessig avskrivninger. Dersom virkelig verdi av anleggsmidler er lavere enn balanseført verdi og verdifallet forventes å ikke være forbigående, er det foretatt nedskrivning til virkelig verdi.

Omløpsmidler er vurdert til laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi. Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende beløp.

#### UTENLANDSK VALUTA

Løpende transaksjoner i utenlandsk valuta i en måned blir omregnet og bokført i norske kroner, delvis til forrige måneds sluttkurs og delvis til dagskurs. Pengeposter i utenlandsk valuta verdsettes til kursen ved balansedag. Realiserte og urealiserte valutagevinster og -tap blir bokført som netto finansinntekter eller finanskostnader.

#### LAGERBEHOLDNINGER

Innkjøpte varer er i balansen vurdert til laveste verdi av anskaffelseskost (FIFO) og virkelig verdi.

Reservedeler av mindre verdi til bruk i forbindelse med drift av olje- og eller gassfelt kostnadsføres ved anskaffelsen. Materialer til boring av brønner blir lagerført og belastet som brønnekostnad når de blir benyttet til boring. Innkjøp av utstyr til utbyggingsprosjekter blir aktivert som del av prosjektinvesteringen, mens kjøp av store reservedelskomponenter blir balanseført og kostnadsført når de blir benyttet i driften.

# SDØE NOTER

## FORDRINGER

Fordringer er oppført til pålydende etter fradrag for avsetning til forventet tap. Avsetning til tap gjøres på grunnlag av vurdering av de enkelte fordringene.

## BANKINNSKUDD

Bankinnskudd inkluderer SDØEs andel av bankinnskudd i selskaper med delt ansvar som SDØE har en eierandel i.

## SKATTER

SDØE er fritatt skatteplikt i Norge.

## FINANSIELLE INSTRUMENTER

Finansielle instrumenter verdsettes til markedsverdi på balansedag. Urealiserte tap knyttet til finansielle instrumenter kostnadsføres. Urealiserte gevinster blir ikke inntektsført unntatt dersom instrumentet er klassifisert som omløpsmiddel, inngår i en handelsportefølje med henblikk på videresalg, omsettes på børs eller i et uregulert marked som nevnt i børslovens § 2-1, og har god eierspredning og likviditet.

## BEHANDLING AV KOSTNADER KNYTTET TIL FELTINVESTERINGENE

I tillegg til ordinære driftskostnader kostnadsføres:

- Alle kostnader i letefasen unntatt borekostnader
- Tørre letebrønner
- Renter og andre finansielle kostnader
- Driftsforberedelser knyttet til feltinstallasjoner og produksjonsanlegg
- Anskaffelse av reservedeler i driftsfasen
- Kostnader knyttet til reparasjoner og vedlikehold
- Alle kostnader relatert til operatørens belastninger for forskning og utvikling

Investeringer aktiveres i henhold til regnskapslov og god regnskapsskikk som følgende:

- Kostnader knyttet til leteboring blir aktivert i påvente av en endelig evaluering. Dersom funnet er økonomisk drivverdig klassifiseres kostnadene i balansen som varige driftsmidler
- Kostnader påløpt i operatørens prosjektorganisasjon for felt under utbygging
- Utbyggingskostnader påløpt etter innsending av plan for utbygging og drift frem til feltet kommer i drift
- Investeringer som påløper i driftsfasen

## AVSKRIVNINGER

Ordinære avskrivninger på olje- og gassproduserende anlegg beregnes for hvert enkelt felt og feltdedikert transport-system etter produksjonshetsmetoden. Oljedirektoratets reserveanslag for utbygde reserver er benyttet. Disse reserveanslagene er forventningsbasert. For avskrivningsformål er 85 % av Oljedirektoratets reserver for felt i produksjon benyttet. Ordinære avskrivninger for transportsystemer samt stigerørsplattformer som benyttes av flere felt, blir beregnet lineært over gjeldende lisensperiode per 31.12.03. Andre driftsmidler blir avskrevet lineært over antatt økonomisk levetid.

## INNTEKTSFØRING

SDØE inntektsfører sin solgte andel av olje og gass når produktene blir levert til kunden. Inntekter fra eierandeler i transport- og prosesseringsanlegg blir inntektsført når tjenesten er levert til skiperne av petroleum.

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 produksjonskost og antatt nåverdi av fremtidig salgspris som forskuddsbetalt kostnad.

# SDØE NOTER

Forpliktelser (kortsiktig gjeld) som oppstår på grunn av for mye uttatt råolje i forhold til SDØEs andel av produksjons-fellesskap, vurderes til produksjonskost, mens tilgodehavender (kortsiktige fordringer) fra de øvrige partnerne i produksjonsfellesskapene vurderes til laveste verdi av produksjonskost og virkelig verdi.

Det er ikke betydelige avvik mellom SDØEs solgte mengder og andel av produksjonen.

## KJØP OG SALG MELLOM FELT OG/ELLER TRANSPORTSYSTEMER

Ved kjøp og salg mellom felt og/eller transportsystemer hvor SDØE er både eier og skiper, elimineres interne kostnader og inntekter.

## OVERFØRSEL AV EIENDOMSRETT MELLOM UTVINNINGSTILLATELSER

Eiendomsrett som overføres fra utvinningstillatelse som har betalt en investering til utvinningstillatelse hvor investeringen er foretatt, finner normalt sted ved ferdigstillelse. Betalende utvinningstillatelse beholder da bruksrett til investeringen. I regnskapet beholder betalende lisens investeringen som aktivum samt avskriver som om eiendomsretten var forblitt i denne lisensen.

## ANDELER I FELLESFORETAK

SDØEs andeler i lisensfellesskap vedrørende utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkel er inkludert under de respektive poster i resultatregnskapet og balansen.

## NEDSTENGINGS- OG FJERNINGSKOSTNADER

I henhold til konsesjonsvilkårene kan myndighetene pålegge rettighetshaverne å fjerne anleggene til havs ved drifts-periodens utløp. Størrelsen av fjerningskostnadene vil avhenge av de krav som de offentlige myndigheter vil stille med hensyn til fjerningskonsept for faste installasjoner, rørledningssystemer og lignende. Under hensyntagen til sannsynligheten for fjerning er forpliktelsen for SDØE, inkludert nedstenging av anleggene, beregnet etter produksjons-enhetsmetoden. Forpliktelsen knytter seg hovedsaklig til felt i produksjon og bygger seg opp over feltenes eller anleggenes levetid.

## BETINGEDE UTFALL

Sannsynlige og kvantifiserbare tap kostnadsføres.

# SDØE NOTER

## NOTE 1 – OVERDRAGELSE AV EIERANDELER (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

I forbindelse med delprivatisering av Statoil i 2001 besluttet staten en restrukturering av sine eierinteresser innen olje og gass på norsk kontinentalsokkel. Målet har vært en balansert avveining mellom å sikre statens inntekter, videreutvikle norsk oljeindustri og kontinentalsokkels konkurransekraft samt sikre langsiktig gassforvaltning. Eiendelene som ble solgt til Statoil i 2001 representerte ca. 15 % av SDØEs verdier før overføringen. Staten fullførte arbeidet med å restrukturere porteføljen i 2002 og gjennomførte ytterligere salg til andre oljeselskap for totalt ca. 6,5 % av verdiene. For 2003 er det ikke foretatt kjøp eller salg av eiendeler.

Salget av andeler i 2001 er blitt regnskapsført etter kontinuitetsmetoden ettersom den skjedde mellom enheter under felles kontroll, mens salgene i 2002 er blitt gjennomført mellom uavhengige parter. Salgene i 2002 mellom uavhengige parter ble bokført som en transaksjon basert på virkelig verdi. Gevinsten ble beregnet på det tidspunkt betaling og overdragelse av andelene ble foretatt og ble reflektert i SDØE resultatregnskap.

Betalingen for de overførte andelene har i henhold til salgsvtalene vært et forhold mellom staten og hver kjøper uavhengig av SDØE regnskapet ført av Petoro. For å beregne gevinsten ved nedsalgene i 2002 ble imidlertid salgssummene i henhold til NGAAP ført i SDØE regnskapet med motpost egenkapital. De etterfølgende Pro et Contra oppgjørene av kontantstrømmene fra de solgte andelene ble i 2002 og 2003 utbetalt via SDØE regnskapet.

Gjennomgangen av beregningen av kontantvederlaget for de overførte andelene er ikke avsluttet og kan medføre endringer i vederlaget. Selskapet er i dialog med respektive kjøpere for å løse uavklarte forhold.

Årsregnskapet for 2002 ble utarbeidet i samsvar med SDØE-porteføljen før eierandelsoverdragelsene frem til dato andelene er overdratt til kjøperne, og i samsvar med nye deltakerandeler etter denne dato. Dato for overdragelse varierte fra kjøper til kjøper, men var for 2002 i perioden 02.05 til 04.12.

Solgte eiendeler i felt, rørledninger og landanlegg i 2002:

Felt	Eierandel solgt %
Oseberg Unit	17,18
Oseberg Sør	4,76
Oseberg Øst	11,80
Tune	10,00
Grane	13,60
Oseberg Transportsystem	2,40
Gyda	30,00
Heidrun	6,00
Njord	22,50
Fram	30,00
Tambar	30,00
Draugen	10,00
Brage	20,00
Oseberg Gasstransport	1,50

Totalt salgsbeløp i 2002 var NOK 8,8 mrd og gevinst beregnet i henhold til krav i NGAAP var NOK 1,6 mrd. Beregnet gevinst er salgssum med fratrukk for netto anleggsmidler NOK 6,8 mrd, Pro et Contra oppgjør NOK 1,9 mrd, samt justering for fjerningsforpliktelser og arbeidskapital NOK 1,5 mrd. Fast kapital og konto for realinvestering i henhold til kontantprinsippet, jf. kapittel 2.2 Kapitalregnskap, påvirkes ikke av gevinst beregnet i henhold til NGAAP. Konto for realinvestering og fast kapital er korrigeret for nedskrivning av netto anleggsmidler NOK 6,5 mrd i 2002 jf. Note 2.

# SDØE NOTER

2003 regnskapet etter NGAAP inneholder utbetalinger NOK 0,2 mrd, innbetalinger NOK 0,1 mrd samt en justering av 2002 gevinsten på NOK 0,1 mrd relatert til nedsalgene i 2002. Konto for realinvestering og fast kapital er i 2003 korrigeret for NOK 21 mill relatert til nedskrivning av anleggsmidler i kapitalregnskapet. Beløpet relaterer seg til et salg i 2002 av en andel av Oseberg Gasstransport hvor gevinstberegning er foretatt i 2003.

## NOTE 2 – SPESIFIKASJON AV ANLEGGSMIDLER (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Alle tall i NOK mill	Historisk anskaffelseskost per 31.12.2002	Tilgang 2003	Ned- skrivning 2003	Avgang 2003	Over- føringer 2003	Akkumulert avskrivning 31.12.2002	Avskrivning 2003	Bokført per 31.12.2003
<b>Felt under utvikling</b>								
Grane	3 123	0			-3 123			0
Kristin	346	1 193						1 539
Kvitebjørn	1 730	575						2 305
Norne Satellitter	0	5						5
Ormen Lange	0	277						277
Skirne/Byggve	184	374						558
Snøhvit	683	2 295						2 978
<b>Delsum</b>	<b>6 065</b>	<b>4 720</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-3 123</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7 662</b>
<b>Felt i drift</b>								
Brage	3 759	30				-3 674	-41	74
Draugen	8 938	237				-6 229	-510	2 436
Ekofisk II	1 477	166				-437	-146	1 060
Grane	0	825			3 123	0	-30	3 918
Gullfaks	22 846	821				-17 512	-1 374	4 781
Heidrun	22 924	1 276				-11 721	-1 343	11 136
Heimdal	1 823	2				-1 773	-3	49
Huldra	2 024	25				-697	-513	839
Jotun	298	-8				-215	-16	59
Njord	1 634	40				-1 420	-51	204
Norne	6 961	599				-3 840	-803	2 917
Oseberg Sør	3 371	266				-924	-395	2 318
Oseberg Unit	22 283	336				-19 893	-440	2 286
Oseberg Øst	2 447	28				-1 384	-206	886
Snorre	12 866	500				-6 202	-1 006	6 158
Statfjord Nord	1 521	109				-1 002	-147	482
Statfjord Øst	1 350	10				-1 005	-99	256
Sygna	510	54				-269	-98	197
Tordis	1 977	40				-1 451	-157	409
Troll Gass	18 963	1 520			22	-2 979	-645	16 882
Troll Olje	27 595	1 490			-22	-18 371	-2 518	8 174
Tune	1 372	-297				-3	-182	890
Varg	617	62				-604	-39	36
Veslefrikk	3 765	175				-2 698	-177	1 065
Vigdis	1 850	489				-1 359	-277	703
Visund	3 608	251				-1 079	-282	2 500
Åsgard	17 972	210				-2 656	-1 392	14 133
<b>Delsum</b>	<b>194 752</b>	<b>9 258</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3 123</b>	<b>-109 395</b>	<b>-12 890</b>	<b>84 848</b>

# SDØE NOTER

Alle tall i NOK mill	Historisk anskaffelseskost per 31.12.2002	Tilgang 2003	Ned- skrivning 2003	Avgang 2003	Over- føringer 2003	Akkumulert avskrivning 31.12.2002	Avskrivning 2003	Bokført per 31.12.2003
<b>Rørledninger og landanlegg</b>								
Dunkerque Terminal	177	1				-33	-6	139
Etanor	820	63				-86	-41	757
Europipe 2	3 306	0				-506	-108	2 692
Franpipe	4 455	-11				-853	-138	3 453
Gassled	0	674				0	-13	661
Haltenpipe	1 145	0				-283	-56	807
Langeled	0	111				0	0	111
Mongstad Terminal	586	29				-532	-12	72
Oseberg Gasstransport	775	0	-21			-78	-26	650
Oseberg Transportsystem	2 684	22				-2 174	-35	498
Statpipe	6 670	1				-4 972	-57	1 642
Troll Oljerør 1 og 2	908	2				-536	-87	287
Vesterled	592	2				-39	-22	533
Vestprosess	731	90				-117	-25	679
Zeepipe/Europipe 1	16 483	0				-5 145	-436	10 902
Zeepipe Terminal	197	0				-88	-4	105
Åsgard Transport	3 857	0				-437	-132	3 289
<b>Delsum</b>	<b>43 387</b>	<b>986</b>	<b>-21</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-15 879</b>	<b>-1 197</b>	<b>27 277</b>
<b>Sum varige driftsmidler</b>	<b>244 204</b>	<b>14 964</b>	<b>-21</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-125 275</b>	<b>-14 087</b>	<b>119 787</b>
Aktiverte leteteknoder	6 361	319	-136			-2 671	-271	3 602
Immaterielle eiendeler	828	190	-11			-1	0	1 005
Andre anleggsmidler	244	0	0		-60	-165	-5	14
<b>Sum anleggsmidler (NGAAP)</b>	<b>251 636</b>	<b>15 474</b>	<b>-168</b>	<b>0</b>	<b>-60</b>	<b>-128 113</b>	<b>-14 363</b>	<b>124 407</b>
Omregning til kontante størrelser	-9 186	565	-233	0	60	2 671	271	-5 852
<b>Sum anleggsmidler kontantprinsippet</b>	<b>242 451</b>	<b>16 038</b>	<b>-401</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-125 441</b>	<b>-14 092</b>	<b>118 556</b>

Immaterielle eiendeler på NOK 1 005 mill vedrører hovedsaklig salgs- og prosesseringsrettigheter av LNG på Cove Point-terminalen i USA. Avskrivninger for disse rettighetene vil bli foretatt når Snøhvit starter produksjon.

Andre anleggsmidler er knyttet til maskiner og teknisk utstyr på Statpipe og Åsgard Transport. Videre eier SDØE en aksjepost i Norseas Gas AS på NOK 4,0 millioner.

# SDØE NOTER

## NOTE 3 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSINTEKTER (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Alle tall i NOK mill	2003	2002
Troll Oseberg	43 450	43 266
Tampen	18 586	17 265
Norskehavet gass	10 146	8 156
Norskehavet olje, Nordsjøen og Snøhvit	20 650	25 247
Rørledninger og landanlegg	9 954	10 829
Netto overskuddsavtaler	200	316
Øvrige inntekter	2 200	2 944
Eliminering internt salg	-3 486	-4 314
<b>Sum regnskapsprinsippet</b>	<b>101 699</b>	<b>103 709</b>
Omregning til kontante størrelser	-514	-3 773
<b>Sum kontantprinsippet</b>	<b>101 185</b>	<b>99 935</b>

## NOTE 4 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSINTEKTER PER PRODUKT (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Alle tall i NOK mill	2003	2002
Råolje og NGL*	67 727	71 798
Gass	25 803	22 609
Transport- prosesserings- og andre inntekter	7 969	8 986
Netto overskuddsavtaler	200	316
<b>Sum NGAAP</b>	<b>101 699</b>	<b>103 709</b>
Omregning til kontante størrelser	-514	-3 773
<b>Sum kontantprinsippet</b>	<b>101 185</b>	<b>99 935</b>

\* Inkluderer kondensat

I henhold til avsetningsinstruksen blir all olje og NGL solgt til Statoil. Gassen blir i all hovedsak solgt til kunder i Europa med unntak av NOK 414 millioner relatert til salg av gass i USA.

Ingen kundefordringer forfaller senere enn 12 måneder etter balansedag.

# SDØE NOTER

## NOTE 5 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSKOSTNADER/-UTGIFTER (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Alle tall i NOK mill	2003	2002
Troll Oseberg	8 873	9 357
Tampen	3 152	3 268
Norskehavet gass	1 809	2 098
Norskehavet olje, Nordsjøen og Snøhvit	3 355	3 123
Rørledninger og landanlegg	1 307	1 725
Øvrige driftsutgifter	2 547	1 611
Eliminering internt kjøp	-3 486	-4 314
<b>Sum NGAAP</b>	<b>17 557</b>	<b>16 870</b>
Omregning til kontante størrelser	-195	894
<b>Sum kontantprinsippet</b>	<b>17 362</b>	<b>17 764</b>

## NOTE 6 – RENTER (KONTANTPRINSIPP)

Renter av statens faste kapital er inkludert i regnskapet. Rentebeløpene er beregnet i samsvar med St. prp. nr. 1. Tillegg nr. 7 for 1993-94 samt tildelingsbrev til Petoro AS for 2003 fra Olje- og energidepartementet, pkt. 5.5.

Fra og med 2003 er rente på mellomregning med staten inkludert i regnskapet. 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 – KONTANTBALANSE (KONTANTPRINSIPP)

Alle tall i NOK mill	2003	2002
Mellomregning	-542	0
Konto for realinvestering	118 556	117 010
<b>Sum</b>	<b>118 014</b>	<b>117 010</b>
Mellomregning staten	542	0
Fast kapital 31.12.	-118 556	-117 010
<b>Sum</b>	<b>-118 014</b>	<b>-117 010</b>

## NOTE 8 – STATENS PETROLEUMSFORSIKRING (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

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 i regnskapet. For utbetalinger tillagt investeringer er beløpet deretter vist som nedskrivning av investeringer i kontantregnskapet.

# SDØE NOTER

## NOTE 9 – NÆRSTÅENDE PARTER (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Staten ved Olje- og energidepartementet eier 81,7% i Statoil og 100% 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 NOK 67,7 milliarder (343 millioner fat o.e.) i 2003 mot NOK 71,9 milliarder (376 millioner fat o.e.) i 2002.

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 2003 solgte staten tørrgass direkte til Statoil til en verdi av NOK 255 millioner mot NOK 119 millioner i 2002. Staten har dekket sin relative andel av Statoils kostnader forbundet med transport og prosessering av tørrgass, for kjøp av tørrgass for videresalg samt gassalgsadministrasjon som i sum beløper seg til NOK 9,2 milliarder i 2003 mot NOK 8 milliarder i 2002.

Mellomværende med Statoil knyttet til disse inntektene og kostnadene er tatt med i henholdsvis kundefordringer og kortsiktig gjeld i balansen og beløper seg til USD 895 millioner, EUR 102 millioner, NOK -12 millioner og GBP -13 millioner.

SDØE regnskapet omfatter i tillegg til ovennevnte beløp også andre mellomværende transaksjoner med Statoil, hovedsaklig knyttet til avsetninger i forbindelse med årsavslutning samt transaksjoner knyttet til langsiktige forpliktelser som faller inn under avsetningsinstruksjonen, jfr. note 11.

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.

I kontantregnskapet er det ingen mellomværende mellom Statoil og SDØE per 31.12.03 knyttet til avsetningsordningen.

## NOTE 10 – NEDSTENGNING/FJERNING (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Beregnete kostnader for framtidig nedstenging og fjerning av produksjonsanlegg avsettes i henhold til produksjonsenhetmetoden. For stigerørplattformen avsettes lineært over lisensperioden.

Det er heftet stor usikkerhet til anslag over kostnadene ved en eventuell framtidig fjerning. Totale framtidige nedstengings- og fjerningskostnader er per desember 2003 anslått til NOK 17 milliarder. Per årsslutt var det avsatt NOK 10 522 millioner til framtidig nedstenging og fjerning, mot NOK 9 342 millioner per årsslutt 2002.

I henhold til kontantprinsippet er det i 2003 utbetalt NOK 2,9 millioner for fjerning innenfor loven. Dette gjelder fjerning relatert til Frøy.

## NOTE 11 – ANNEN LANGSIKTIG GJELD (NGAAP)

Annen langsiktig gjeld består av:

- Gjeld i forbindelse med forskuddsbetaling fra Electrabel for kjøp av gass.
- Kompensasjon til gasskjøpere i forbindelse med frikjøp av lagerforpliktelse.
- Gjeld i forbindelse med endelig oppgjør av kommersielle arrangement ved overgang til selskapsbasert gassalg.

Gjeld som forfaller til betaling etter 5 år utgjør NOK 137 millioner.



# SDØE NOTER

## NOTE 12 – ANNEN KORTSIKTIG GJELD (NGAAP)

Annen kortsiktig gjeld omfatter gjeld som forfaller innen 2004 og omfatter:

- Avsetninger for påløpte, ikke betalte kostnader, som lisensoperatørene har foretatt i avregningene per 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 lisensoperatørene, slik som prosesserings- og transporttariffer, gassalgsadministrasjon etc.
- Kortsiktig andel av langsiktig gjeld

## NOTE 13 – FINANSIELLE INSTRUMENTER OG RISIKOSTYRING (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

SDØE benytter kun i begrenset grad avledede finansielle instrumenter (derivater) for å styre risiko som oppstår ved svingninger i de underliggende rentesatser, valutakurser og råvarepriser. Dette skyldes hovedsaklig at SDØE er eid av den norske stat og således en del av statens samlede risikostyring. SDØE har ikke rentebærende gjeld av betydning og selger all sin olje og NGL til Statoil.

SDØE har begrenset valutarisiko knyttet til balansen per 31.12.03. Fremtidig kontantstrøm fra salg av petroleum er i hovedsak i valuta. Det er ikke foretatt valutasingring.

Fremtidig kontantstrøm fra salg av petroleum er ikke prissikret.

Den begrensede bruken av finansielle instrumenter er knyttet til Statoils avsetning av SDØEs naturgass. Instrumentene som benyttes er bytteavtaler, opsjoner, terminkontrakter og futures og brukes for å sikre fremtidig salg av naturgassen. Disse derivatene har vanligvis en løpetid på ca. 3 år eller mindre. Størstedelen av transaksjonene i derivater skjer i "over-the-counter" (OTC) markedet.

Markedsverdi av instrumentene var NOK 27 millioner i eiendeler og NOK 10 millioner i forpliktelser per 31.12.03.

SDØE har også begrenset kredittrisiko i forbindelse med sin aktivitet. Finansielle instrumenter blir kjøpt med motparter som har høy kredittverdighet. I forbindelse med OTC derivater er motpart typisk en større bank eller kredittinstitusjon, et stort oljeselskap eller et handelshus. SDØE forventer ikke at noen av disse motpartene vil misligholde avtalene, og det forventes ingen vesentlige tap ved eventuelt mislighold. Futures-kontrakter og børsomsatte opsjoner har ubetydelig kredittrisiko ettersom de i hovedsak omsettes på New York Mercantile Exchange eller ved International Petroleum Exchange i London.

Kredittrisiko med hensyn til fordringer er begrenset på grunn av antallet motparter samt at motpartene er vurdert til å ha høy kredittverdighet.

SDØE anser seg derved ikke eksponert for en betydelig konsentrasjon av kredittrisiko.

## NOTE 14 – LEIEAVTALER/KONTRAKTSFORPLIKTELSER (NGAAP)

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

Transportforpliktelser representerer forpliktelser knyttet til gassalgsaktiviteten og består hovedsaklig av transport- og lagerforpliktelser i Storbritannia og på kontinentet. 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.

# SDØE NOTER

Alle tall i NOK mill	Leieavtaler	Transportforpliktelser
2004	866	744
2005	269	949
2006	167	1 004
2007	137	929
2008	75	924
Deretter	202	11 681

I tillegg til ovenstående leieforpliktelser har selskapet inngått kontrakt for leie av skip til befraktning av LNG fra Snøhvitfeltet. Kapitalelementet i denne leieavtalen er ca. 440 millioner dollar for 20 års leie. Leien vil løpe fra produksjonsstart i 2006.

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass forplikter deltakerne seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er selskapet forpliktet til å delta i 4 brønner med en forventet kostnad for selskapet på NOK 225 millioner.

Selskapet har også inngått kontraktmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til NOK 9,9 milliarder for 2004 og deretter 23,9 milliarder, totalt NOK 33,8 milliarder. I tillegg er selskapet gjennom godkjente budsjett for utvinningstillatelser forpliktet til kommende års drifts- og investeringskostnader på størrelse med 2003.

I forbindelse med avsetningen av SDØEs olje og gass har Statoil utstedt et mindre antall garantier til leverandører og eiere av transportnett. Omfanget er begrenset og anses uvesentlig for selskapets virksomhet.

SDØE og Statoil leverer gass til kundene under felles gassalgsavtaler. SDØEs gassreserver vil bli trukket på i henhold til SDØEs eierandel av produksjonen fra de felt som til enhver tid blir valgt til å levere gassen. Påviste reserver er større enn totale salgforpliktelser.

## NOTE 15 – ANDRE FORPLIKTELSER (NGAAP)

SDØE kan bli påvirket av mulige rettssaker og tvister som selskapet er involvert i som medeier i utvinningstillatelser, felt, rørledninger og landanlegg og som partner ved felles salg av gass sammen med Statoil. Selskapet vurderer at utfallet av disse rettssakene i vesentlig grad ikke kan påvirke SDØEs finansielle stilling, resultater eller kontantstrøm.

## NOTE 16 – EGENKAPITAL (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Alle tall i NOK mill	2003	2002
Kontantoverføring til Norges Bank	-439 312	-370 307
Kapitalinnskudd	9 082	9 082
Akkumulert resultat per 01.01.	510 764	443 784
Akkumulert overdragelse av eierandeler 2001-2002	-30 109	-30 109
Omregningsdifferanse	-11	0
Årets resultat	67 968	66 980
<b>Sum egenkapital</b>	<b>118 382</b>	<b>119 429</b>

Kontantoverføring til Norges Bank er beløp staten har mottatt fra SDØE (innbetalinger fra SDØE minus utbetalinger til SDØE bortsett fra kapitalinnskudd på NOK 9 082 millioner).

Kapitalinnskudd er beløp betalt til Statoil per 01.01.1985 for eierandeler SDØE overtok av Statoil (tilbakebetalt på gjeld Statoil hadde til staten). Akkumulert resultat per 01.01. er akkumulert driftsresultat fra og med etablering 01.01.1985.

# SDØE NOTER

Akkumulert overdragelse av eierandeler er knyttet til nedslag av SDØE porteføljen med henholdsvis 15% i 2001 og 6,5% i 2002. Beløpet for 2002 og 2003 er vist som akkumulert effekt på egenkapitalen fra nedslagene i 2001 og 2002 med henholdsvis NOK 21 339 millioner og NOK 8 770 millioner.

Overføringen av andeler 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 eierandelene med motpost egenkapital.

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

SDØE har under immaterielle eierandeler 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 NOK. Andelen vurderes til balansedagens kurs og eventuelle endringer i NOK som følge av valutakursendringer føres som en omregningsdifferanse i NGAAP regnskap.

## NOTE 17 – AVSETNINGSINSTRUKS (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Staten har en felles eierskapsstrategi for å maksimere den samlede verdien av sine eierinteresser i Statoil og egne olje- og gassinteresser gjennom SDØE. Denne er nedfelt i avsetningsinstruksen, som fastsetter bestemte vilkår for avsetning av statens olje, NGL, kondensat og naturgass. Avsetningsinstruksens overordnede målsetning er å oppnå høyest mulig samlet verdi på Statoil og Statens olje og naturgass samt sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskapingen.

## NOTE 18 – FORVENTEDE OLJE- OG GASSRESERVER (KONTANTPRINSIPP, NGAAP)

Olje* i millioner fat	2003		2002		2001	
	Olje	Gass	Olje	Gass	Olje	Gass
Gass i milliarder Sm <sup>3</sup>						
Forventede reserver ved begynnelsen av året	2 876	891	3 376	953	4 510	1 157
Endring av anslag	65	5	156	-21	-113	-20
Utvidelser og funn	84	146	28	2	90	37
Forbedret utvinning	5		31		11	
Kjøp av reserver						
Salg av reserver			-361	-22	-697	-200
Produksjon	-341	-24	-354	-21	-425	-21
<b>Forventede reserver per 31.12.</b>	<b>2 689</b>	<b>1 018</b>	<b>2 876</b>	<b>891</b>	<b>3 376</b>	<b>953</b>

\* Olje inkluderer NGL og kondensat

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

Forventede reserver i produksjon er summen av gjenværende utvinnbare, salgbare og leverbare petroleumsmengder hvor produksjonen er påbegynt og inkluderer også tilfelle der produksjonen er midlertidig stengt. Mengdene tilfredsstiller Oljedirektoratets ressurskategori 1F.

Totale forventede gjenværende reserver per utgangen av 2003 var totalt 9 091 millioner fat o.e.

Forventede reserver i produksjon ved utgangen av 2003 utgjorde 2 381 millioner fat olje, kondensat og NGL og 577 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

Tabellen representerer totale gjenværende reserver, og tar ikke hensyn til lisensperiode. Basert på total produksjon i 2003 utgjør gjenværende reserver 18 års produksjon.

# SDØE OVERSIKT OVER DELTAKERANDELER

Samordnede felt	Per 31.12.2003 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2002 Deltakerandel (%)
Brage Unit	14,26	14,26
Grane Unit	30,00	30,00
Haltenbanken Vest (Kristin)	18,90	18,90
Heidrun Unit	58,16	58,16
Huldra Unit	31,96	31,96
Jotun Unit	3,00	3,00
Njord Unit	7,50	7,50
Norne Unit	54,00	54,00
Ormen Lange Unit	36,48	36,00
Oseberg Sør Unit	33,60	33,60
Oseberg Unit	33,60	33,60
Snorre Unit	30,00	30,00
Snøhvit Unit	30,00	30,00
Statfjord Øst Unit	30,00	30,00
Sygna Unit	30,00	30,00
Tor Unit	3,69	3,69
Troll Unit	56,00	56,00
Visund Unit	30,00	30,00
Åsgard Unit	35,50	35,50

Felt		
Draugen	47,88	47,88
Ekofisk	5,00	5,00
Eldfisk	5,00	5,00
Embla	5,00	5,00
Gullfaks	30,00	30,00
Gullfaks Sør	30,00	30,00
Heimdal	20,00	20,00
Kvitebjørn	30,00	30,00
Oseberg Øst	33,60	33,60
Skirne/Byggve	30,00	30,00
Statfjord Nord	30,00	30,00
Tordis	30,00	30,00
Tune	40,00	40,00
Varg	30,00	30,00
Veslefrikk	37,00	37,00
Vigdis	30,00	30,00

## Nedstengte felt

Frøy Unit
Øst Frigg
Vest Ekofisk
Cod
Edda

Rørledninger og landanlegg	Per 31.12.2003 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2002 Deltakerandel (%)
<b>Oljerør</b>		
Frostpipe	30,00	30,00
Oseberg Transport		
System (OTS)	48,38	48,38
Troll Oljerør I + II	55,77	55,77
Grane Oljerør	43,60	43,60
Kvitebjørn Oljerør	30,00	30,00

## Olje - Landanlegg

Mongstad Terminal DA	35,00	35,00
----------------------	-------	-------

## Gassrør

Gassled**	38,29	-
Europipe II***	-	45,01
Franpipe***	-	60,00
Oseberg Gasstransport (OGT)***	-	49,28
Statpipe***	-	33,25
Vesterled***	-	60,00
Zeepipe***	-	55,00
Åsgard Transport***	-	46,95
Haltenpipe	57,81	57,81
Langede****	32,72	-
Norne Gasseksport	54,00	54,00
Draugen Gasseksport	47,88	47,88
Grane Gassrør	30,00	30,00
Heidrun Gasseksport	58,16	58,16
Kvitebjørn Gasstransport	30,00	30,00
Troll Gassrør	56,00	56,00

## Gass - Landanlegg

Dunkerque		
Terminal DA***	24,89	39,00
Zeepipe Terminal J.V.***	18,76	26,95
Emden Terminal J.V.***	-	25,00
Etanor DA	62,70	62,70
Vestprosess DA	41,00	41,00
Kollsnes	56,00	56,00
Snøhvit LNG anlegg	30,00	30,00
Norsea Gas AS	40,01	25,00

I tillegg har SDØE immaterielle eiendeler vedrørende salgs- og prosesseringsrettigheter av LNG i USA og gasslager i UK.

\*\* Deltakerandel i Gassled inkludert Norse Gas er 39,50%.

\*\*\* Inkludert i Gassled fra 01.01.03.

\*\*\*\* I henhold til deltakeravtale for Langede per 03.12.03.

Deltakerandelen vil bli justert i forbindelse med myndighetsgodkjenning av deltakeravtalen for Ormen Lange Unit i 2004.

Nordlige del (Nyhamna - Sleipner): 37,475%.

Sørlige del (Sleipner - Easington): 28,360%.

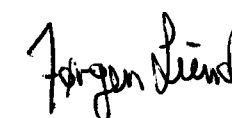
# SDØE BEVILGNINGSREGNSKAP

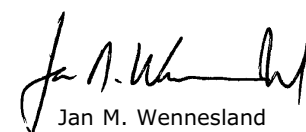
Utgifter og inntekter	Note	2003	2002
Alle tall i NOK mill			
Fjerning		3	87
Pro et Contra-oppgjør (utbetalinger)		209	1 977
Investering	2	16 038	12 808
<b>Totale utgifter</b>		<b>16 250</b>	<b>14 872</b>
<b>Pro et Contra-oppgjør (tilbakebetalinger)</b>			
		<b>-51</b>	<b>-294</b>
Driftsinntekter	3,4	-101 185	-99 935
Driftsutgifter	5	17 362	17 764
Lete- og feltutviklingsutgifter		643	1 011
Avskrivninger	2	14 092	14 571
Renter	6	6 392	6 363
<b>Driftsresultat</b>		<b>-62 696</b>	<b>-60 226</b>
Avskrivninger	2	-14 092	-14 571
Overføring fra Statens petroleumforsikringsfond	8	-1 482	-285
Renter fast kapital	6	-6 390	-6 363
Renter mellomregnskapet	6	-2	0
<b>Totale inntekter</b>		<b>-84 713</b>	<b>-81 738</b>
<b>Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE)</b>		<b>-68 463</b>	<b>-66 866</b>

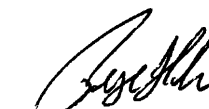
# SDØE KAPITALREGNSKAP

Poster	Note	2003
Alle tall i NOK mill		
Mellomregning staten 31.12.03		-542
Realinvestering før nedskrivning		118 956
Nedskrivning	1,2	-401
Konto for realinvestering	2,7	118 556
<b>Sum 31.12.03</b>		<b>118 014</b>
Mellomregning staten 01.01.03		0
Totale utgifter		16 250
Totale inntekter		-84 713
Kontantstrøm		-68 463
Netto overført staten		69 005
<b>Mellomregning staten 31.12.03</b>		<b>542</b>
<b>542</b>		<b>542</b>
Fast kapital 01.01.03		-117 010
Årets investering		-16 038
Årets avskrivning		14 092
Nedskrivning	1,2,8	401
Fast kapital 31.12.03	2,7	-118 556
<b>Sum 31.12.03</b>		<b>-118 014</b>

Stavanger, 24. februar 2004


Bente Rathe  
Styreleder

Jørgen Lund  
Nestleder

Ingelise Arntsen  
Styremedlem

Jan M. Wennesland  
Styremedlem

Olav K. Christiansen  
Styremedlem

Terje Holm  
Styremedlem  
(ansattes rep.)

Marte Mogstad  
Styremedlem  
(ansattes rep.)

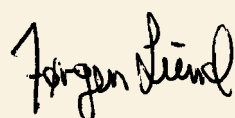
Kjell Pedersen  
Adm. dir.

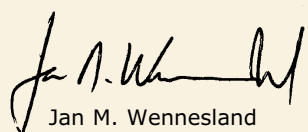
# PETORO AS

## RESULTATREGNSKAP

Alle tall i NOK tusen	Noter	2003	2002	2001
Fakturert tilskudd	1	177 419	250 000	50 000
Annen inntekt		0	197	0
Utsatt inntekt	2	-15 400	0	0
Inntektsføring utsatt inntekt	2	524	0	0
<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>162 543</b>	<b>250 197</b>	<b>50 000</b>
Lønnskostnad	3	72 751	53 994	5 908
Avskrivning	4	924	295	33
Forretningsførerhonorar		455	11 931	17 344
Regnskapshonorar	12	20 583	29 893	4 507
Kontorhold	11	12 204	14 893	238
IKT-kostnader		16 103	36 434	239
Annen driftskostnad	10,12,13	44 818	87 144	30 792
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>167 837</b>	<b>234 584</b>	<b>59 061</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>-5 294</b>	<b>15 613</b>	<b>-9 061</b>
Finansinntekt		2 034	3 931	538
Finanskostnad		-10	-157	0
<b>Netto finansresultat</b>		<b>2 024</b>	<b>3 775</b>	<b>538</b>
<b>ÅRSRESULTAT</b>		<b>-3 271</b>	<b>19 388</b>	<b>-8 523</b>
<b>Overføringer</b>				
Overført udekket tap		0	0	-8 523
Dekning av udekket tap		0	8 523	0
Overført annen egenkapital		-3 271	10 865	0
<b>Sum overføringer</b>		<b>-3 271</b>	<b>19 388</b>	<b>-8 523</b>

Stavanger, 24. februar 2004


Bente Rathe  
Styreleder

Jørgen Lund  
Nestleder

Ingelise Arntsen  
Styremedlem

Jan M. Wennesland  
Styremedlem

Olav K. Christiansen  
Styremedlem

Terje Holm  
Styremedlem  
(ansattes rep.)

Marte Mogstad  
Styremedlem  
(ansattes rep.)

Kjell Pedersen  
Adm. dir.

# PETORO AS

## BALANSE PER 31. DESEMBER

Alle tall i NOK tusen	Noter	2003	2002	2001
<b>EIENDELER</b>				
<b>Anleggsmidler</b>				
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l	4,12	15 792	1 315	216
<b>Sum varige driftsmidler</b>		<b>15 792</b>	<b>1 315</b>	<b>216</b>
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>15 792</b>	<b>1 315</b>	<b>216</b>
<b>Omløpsmidler</b>				
Andre fordringer	5	3 355	3 105	2 026
Bankinnskudd	6	73 815	73 296	17 743
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>77 170</b>	<b>76 401</b>	<b>19 770</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>92 961</b>	<b>77 716</b>	<b>19 986</b>
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>				
<b>Egenkapital</b>				
<b>Innskutt egenkapital</b>				
Selskapskapital (10 000 aksjer à NOK 1 000)	7	10 000	10 000	10 000
<b>Sum innskutt egenkapital</b>		<b>10 000</b>	<b>10 000</b>	<b>10 000</b>
<b>Opptjent egenkapital</b>				
Udekket tap		0	0	-8 523
Annen egenkapital		7 595	10 865	0
<b>Sum opptjent egenkapital</b>	8	<b>7 595</b>	<b>10 865</b>	<b>-8 523</b>
<b>Sum egenkapital</b>	8	<b>17 595</b>	<b>20 865</b>	<b>1 477</b>
<b>Gjeld</b>				
<b>Avsetning for forpliktelser</b>				
Pensjonsforpliktelser	9	9 247	3 455	666
Utsatt inntektsføring offentlig tilskudd	2	14 877	0	0
<b>Sum avsetning for forpliktelser</b>		<b>24 124</b>	<b>3 455</b>	<b>666</b>
<b>Kortsiktig gjeld</b>				
Leverandørgjeld	13	14 021	27 062	10 467
Skyldige offentlige avgifter		13 822	5 591	1 316
Annen kortsiktig gjeld		23 400	20 744	6 060
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>		<b>51 243</b>	<b>53 397</b>	<b>17 843</b>
<b>Sum gjeld</b>		<b>75 366</b>	<b>56 852</b>	<b>18 509</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>92 961</b>	<b>77 716</b>	<b>19 986</b>

# PETORO AS

## KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i NOK tusen	2003	2002	2001
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN</b>			
Tilført fra årets virksomhet*	-2 347	19 683	-8 490
Endring i debitorer	-250	-1 079	-2 026
Endring i leverandørgjeld	-13 042	16 595	10 467
Endring tidsavgrensede poster	31 556	21 748	8 042
<b>Netto likviditetsendring fra virksomheten</b>	<b>15 918</b>	<b>56 947</b>	<b>7 992</b>
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER</b>			
Investert i varige driftsmidler	-15 400	-1 394	-249
<b>Netto likviditetsendring fra investeringer</b>	<b>-15 400</b>	<b>-1 394</b>	<b>-249</b>
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING</b>			
Innbetaling av egenkapital	0	0	10 000
<b>Netto likviditetsendring fra finansiering</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10 000</b>
Netto endring i likvider gjennom året	518	55 553	17 743
Likviditetsbeholdning per 01.01.	73 296	17 743	0
<b>Likviditetsbeholdning per 31.12.</b>	<b>73 815</b>	<b>73 296</b>	<b>17 743</b>

\* Dette tallet fremkommer slik:

Årets underskudd/overskudd	-3 271	19 388	-8 523
Ordinære avskrivninger	924	295	33
<b>Tilført fra årets virksomhet</b>	<b>-2 347</b>	<b>19 683</b>	<b>-8 490</b>

# PETORO AS

## NOTER

### REGNSKAPSPRINSIPPER

#### Beskrivelse av selskapets virksomhet

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

Staten er majoritetsaksjonær i Statoil ASA og eier av SDØE. Med dette utgangspunkt forestår Statoil avsetningen av statens petroleum. 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 og kontantstrømmer for SDØE omfattes således ikke av aksjeselskapets årsoppgjør.

2003 var selskapets andre hele driftsår.

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

Omløpsmidler er vurdert til laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi.

Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende.

#### Fordringer

Andre fordringer er oppført til pålydende.

#### Bankinnskudd

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

#### Pensjoner

Pensjonsordningen behandles regnskapsmessig i henhold til Norsk Regnskapsstandard (NRS) for pensjonskostnader. I henhold til denne standarden skal selskapets pensjonsordning behandles som en ytelsesplan. Lineær opptjeningsprofil og forventet sluttlønn er lagt til grunn som opptjeningsgrunnlag. Aktuarberegnet estimatavvik er i år kostnadsført i sin helhet.

Ved måling av påløpte pensjonsforpliktelser benyttes estimert forpliktelse ved regnskapsavslutningen. Den estimerte forpliktelsen korrigeres hvert år i samsvar med oppgave fra livsforsikrings-selskapet over påløpt pensjonsforpliktelse. Arbeidsgiveravgift er inkludert i tallene. Pensjonsmidlene vurderes til virkelig verdi.

#### Tilskudd fra staten

Selskapet har mottatt bevilgninger fra staten for tjenester ytet for Olje- og energidepartementet. Selskapet får det enkelte år bevilget et driftstilskudd av Stortinget. Driftstilskuddet er presentert som driftsinntekt i regnskapet. Tilskudd som går med til å dekke årets investeringer periodiseres som utsatt inntektsføring.

#### Skatter

Selskapet er fritatt skatteplikt etter Skattelovens § 2-30.

# PETORO AS NOTER

## NOTE 1 - TILSKUDD FRA STATEN

Selskapet har i 2003 mottatt driftstilskudd på totalt NOK 177,4 millioner eksklusiv merverdiavgift fra den norske stat. Årets bevilgning fra staten dekker selskapets driftskostnader på NOK 167,8 millioner. I tillegg utgjør netto investeringer i 2003 NOK 14,9 millioner. Årsresultat etter finansposter viser et underskudd på NOK 3,3 millioner som dekkes av annen egenkapital.

## NOTE 2 - UTSATT INNTEKT

Tilskuddet Petoro mottar fra staten går hovedsaklig med til å dekke løpende driftskostnader. Ved nyinvesteringer henføres deler av mottatt tilskudd til de balanseførte investeringene. I henhold til NRS 4 skal tilskudd til investeringer balanseføres, og bruttoføring skal legges til grunn. Eiendelen bokføres til anskaffelseskost og avskrives over den økonomiske levetiden. Tilskuddet behandles som utsatt inntektsføring og føres opp som gjeld i balansen. Tilskuddet inntektsføres i takt med avskrivningen og spesifiseres som driftsinntekt i resultatregnskapet.

## NOTE 3 - LØNNSKOSTNAD, ANTALL ANSATTE, GODTGJØRELSER MM

Lønnskostnad	Tall i NOK tusen	2003	2002
Lønn		44 826	34 216
Folketrygdavgift		7 558	6 667
Pensjonskostnader (se note 9)		15 614	9 235
Andre ytelser		4 754	3 876
<b>Sum</b>		<b>72 751</b>	<b>53 994</b>

Antall ansatte 31.12.	55	52
Antall ansatte som har signert arbeidsavtale, men ikke tiltrådt per 31.12.	1	5

Selskapet har i regnskapsåret 2003 hatt gjennomsnittlig 55 ansatte mot 40 ansatte i 2002.

Ytelser til ledende personer	Tall i NOK tusen	Lønn	Kostnadsført pensjonsforpl.	Annen godtgjørelse
Daglig leder	Lønn	2 171	1 590	128
	Utbetalte feriepenger	248		

Administrerende direktørs pensjonsalder er 62 år. Han kan velge å fratruke med full pensjon ved fylte 60 år, men skal i så fall stå til disposisjon for selskapet til fylte 62 år med inntil 25 % av full arbeidstid. Kostnadsført pensjonsforpliktelse representerer årets beregnede kostnad for den samlede pensjonsforpliktelse for administrerende direktør.

## Styrehonorar

Utbetalt styrehonorar i 2003 til styreleder utgjør NOK 270 000 og for de øvrige styremedlemmer samlet NOK 962 500.

## NOTE 4 - VARIGE DRIFTSMIDLER

Tall i NOK tusen	Fast bygningsinventar leiet bygg	Driftsløsøre, inventar og lign.	IKT	Sum varige driftsmidler
Anskaffelseskost 01.01.03	0	1 347	296	1 643
Tilgang kjøpte driftsmidler	3 075	5 440	6 886	15 400
Avgang	0	0	0	0
<b>Anskaffelseskost 31.12.03</b>	<b>3 075</b>	<b>6 787</b>	<b>7 182</b>	<b>17 043</b>
Akkumulerte avskrivninger 31.12.03	70	920	262	1 251
<b>Bokført verdi per 31.12.03</b>	<b>3 005</b>	<b>5 867</b>	<b>6 920</b>	<b>15 792</b>

Årets avskrivninger	70	619	235	924
Økonomisk levetid	11 år	3/5 år	3 år	
Avskrivningsplan	Lineær	Lineær	Lineær	
Årlig leie av ikke balanseførte driftsmidler		422	1 300	

# PETORO AS NOTER

## NOTE 5 - ANDRE FORDRINGER

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

## NOTE 6 - BANKINNSKUDD

Bankinnskudd omfatter bundne skattetrekkmidler med NOK 3 052 932.

## NOTE 7 - AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRINFORMASJON

Aksjekapitalen i selskapet per 31.12.03 består av 10 000 aksjer á NOK 1 000. Alle aksjene eies av den norske stat ved Olje- og energidepartementet.

## NOTE 8 - EGENKAPITAL

Tall i NOK tusen

	Aksje-kapital	Annen egenkapital
<b>Egenkapital 01.01.03</b>	<b>10 000</b>	<b>10 865</b>
Årets endring i egenkapital:		
Årets resultat	0	-3 271
<b>Egenkapital 31.12.03</b>	<b>10 000</b>	<b>7 595</b>

## NOTE 9 - PENSJONSKOSTNADER, -MIDLER OG -FORPLIKTELSE

Tall i NOK tusen

Selskapet har pensjonsordninger som omfatter i alt 55 personer. Ordningene gir rett til definerte fremtidige ytelser. Disse er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra folketrygden. Forpliktelsene knyttet til pensjon er fondert.

	2003	2002
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	12 102	8 516
Rentekostnad av pensjonsforpliktelsen	595	34
Avkastning på pensjonsmidler	-661	0
Resultatførte estimatavvik	1 145	0
Arbeidsgiveravgift	1 858	1 206
<b>Netto pensjonskostnad</b>	<b>15 039</b>	<b>9 756</b>

	2003	2002
Beregnete pensjonsforpliktelser per 31.12	22 619	9 125
Pensjonsmidler (til markedsverdi) per 31.12	-14 515	-6 097
Balanseført pensjonsforpliktelse før arbeidsgiveravgift	8 104	3 028
Arbeidsgiveravgift	1 143	427
<b>Netto pensjonsforpliktelse</b>	<b>9 247</b>	<b>3 455</b>

## Økonomiske forutsetninger:

Diskonteringsrente	6%
Forventet lønnsregulering/G-regulering	3%
Forventet pensjonsøkning	2,5%
Forventet avkastning på fondsmidler	7%

De aktuariemessige forutsetningene er basert på vanlige benyttede forutsetninger innen forsikring når det gjelder demografiske faktorer. Estimataavvik er kostnadsført i sin helhet.

# PETORO AS NOTER

## NOTE 10 - GODTGJØRELSE TIL REVISOR

Ekstern revisor for Petoro AS var i begynnelsen av 2003 Deloitte. I ekstraordinær generalforsamling 24. november 2003 ble Erga Revisjon as valgt som ny revisor for Petoro AS. Riksrevisjonen er i henhold til lov om statens revisjonsvesen ekstern revisor for SDØE. Deloitte er engasjert som internrevisor for SDØE.

Kostnadsført honorar til ekstern revisjon utgjør i 2003 NOK 100 000 til Erga Revisjon og NOK 255 928 til Deloitte for ordinær revisjon av selskapets finansregnskap. I tillegg er det kostnadsført følgende konsulenthonorar til Deloitte:

Engasjement knyttet til internrevisjonsaktiviteter SDØE-regnskapet	NOK	1 632 729
Deltakelse på partnerrevisjoner	NOK	740 989
Kontroll av Pro et Contra i forbindelse med nedslag	NOK	586 469

## NOTE 11 - LEIEAVTALER

Petoro flyttet inn i nye kontorlokaler høsten 2003. Selskapet har inngått kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS. Leieavtalens varighet er 11 år etter innflytting. Forventet årlig leiekostnad er NOK 5,1 millioner.

## NOTE 12 - AVTALE MED ACCENTURE ANS

Petoro har inngått en avtale med Accenture for transaksjonsbehandling og systemapplikasjon knyttet til regnskapsføringen av SDØE og Petoro AS. Avtalen ble inngått i 2002 og har en varighet på 5 år, med opsjon på ytterligere 2 år. Kostnadsført regnskapshonorar i 2003 utgjør NOK 20,5 millioner. Øvrige kjøpte tjenester utgjør NOK 9,8 millioner, hvorav NOK 6 millioner er aktivert.

## NOTE 13 - NÆRSTÅENDE PARTER

Statoil ASA og Petoro AS har felles eier ved Olje- og energidepartementet og er således nærstående parter. Petoro har i 2003 kjøpt tjenester knyttet til kostnadsdeling ved revisjon av lisensregnskap, forsikringstjenester for Statens Petroleumsforsikringsfond, Pro et Contra oppgjør i forbindelse med nedslag av SDØE-eierandeler i 2002 samt andre mindre tjenester. Det er i 2003 kostnadsført NOK 1,57 millioner knyttet til kjøp av tjenester fra Statoil. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Per 31.12.03 utgjør mellomværendet med Statoil NOK 46 211. Beløpet inngår i kortsiktig gjeld i balansen.

Selskapet har ingen transaksjoner med andre nærstående parter.

## ER Erga Revisjon as

1998

Erga Revisjon as	Postadresse	Telefon	+47 51 51 03 70
Jens Zetlitzgt. 47	Postboks 672	Telefax	+47 51 51 03 71
N-4008 Stavanger	N-4003 Stavanger	Foretaksregisteret	980 024 679

Partnere: Statsautorisert revisor Sven Erga      Registrert revisor Kjell Eide

Til generalforsamlingen i PETORO AS

## Revisjonsberetning for 2003

Vi har revidert årsregnskapet for PETORO AS for regnskapsåret 2003, som viser et underskudd på kr 3 270 544. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til behandling av underskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling og noteopplysninger. 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 revisorloven og god revisjonsskikk i Norge. God revisjonsskikk 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 uttrykk for selskapets økonomiske stilling 31. desember 2003 og for resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapsskikk 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 regnskapsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til behandling av underskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, den 24. februar 2004.

Erga Revisjon as

  
Sven Erga  
Statsautorisert revisor



Tekst:  
Petoro, Compartner AS, Novatech

Formgivning og produksjon:  
Printers AS

Foto:  
Kjetil Alsvik (bretten, s. 16-17)  
Scanpix (s. 3)  
Scanpix/Aftenposten (s. 5, 6)  
Helge Hansen (s. 33)  
Tom Haga/Prosafe ASA (forside, bakgrunn)  
Kjetil Alsvik/Prosafe ASA (forside, høyre)  
Sigbjørn Sigbjørnsen (øvrige bilder)







Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger  
Telefon 51 50 20 00, telefaks 51 50 20 01, e-post [post@petoro.no](mailto:post@petoro.no)  
[www.petoro.no](http://www.petoro.no)