

## **Petoro AS Forvalter av SDØE-porteføljen**

### **Årsberetning 2004**

**Petoros overordnede mål er å skape størst mulige økonomiske verdier fra Statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel, SDØE-porteføljen som selskapet forvalter på vegne av den norske stat. Porteføljens årsresultat for 2004 var 82,3 milliarder kroner som er 14,2 milliarder bedre enn året før. Porteføljens totale driftsinntekter i 2004 var 120,8 milliarder kroner mot 101,7 milliarder for 2003. Styret er godt fornøyd med de finansielle resultatene i 2004.**

Petoro var per 31. desember 2004 rettighetshaver for andeler i 93 utvinningstillatelser og 11 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også de forretningsmessige interessene i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norseas Gas AS. Selskapet har rettigheter og plikter som andre rettighetshavere, og ivaretar statens direkte økonomiske interesser på norsk sokkel på et forretningsmessig grunnlag.

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 helhetsvurderinger for å oppnå effektiviseringsgevinster, kostnadsreduksjoner og økt utvinning av petroleum.

Petoro har, med en organisasjon på 60 ansatte, ansvaret for en omfattende og sammensatt portefølje. 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 porteføljens største verdiskapingspotensial, har Petoro inngått forretningsføreravtaler med enkelte lisenspartnere. I disse avtalene overføres den daglige administrative oppfølgingen av mindre utvinningstillatelser. Petoro har likevel det formelle ansvaret; herunder utvinningstillatelsens løpende økonomistyring.

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

Selskapets forretningskontor er i Stavanger.

## **PORTEFØLJEN I 2004**

SDØE-porteføljens årsresultat for 2004 var 82,3 milliarder kroner, dette er 14,2 milliarder bedre enn året før. Samlet olje- og gassalg i 2004 var 1,329 millioner fat o.e. per dag mot 1,349 i 2003. Årets riggstreiker samt gasslekkasjen på Snorre medførte vesentlig inntektstap, noe som også forventes å ha negativ effekt for produksjonen i 2005. Korrigert for tapt produksjon, som følge av riggstreiker og hendelsen på Snorre, var samlet salgsvolum i 2004 tilsvarende som i 2003. Økt gassalg fra eksisterende felt har kompensert for fall i oljeproduksjon fra modne felt.

Resultat før finansposter var 83,7 milliarder kroner. Netto finanskostnader på 1,3 milliarder kroner var netto realisert og urealisert valutatap knyttet til en styrket kronekurs mot US dollar samt økt nåverdi av fremtidig fjerningsforpliktelse.

Totale driftsinntekter i 2004 var 120,8 milliarder kroner mot 101,7 milliarder for 2003. Årsaken til økte driftsinntekter i 2004 mot 2003 var høyere olje- og gasspriser. Kontantstrøm generert fra porteføljen var 81,4 milliarder kroner mot 69,0 milliarder for 2003.

Årets inntekter fra salg av tørrgass utgjorde 32,1 milliarder kroner mot 25,8 milliarder i 2003. Salgsvolum fra egenprodusert gass var 25,5 milliarder Sm<sup>3</sup> eller 438 tusen fat o.e. per dag mot 409 tusen i 2003. Flere felt har økt gassproduksjon sammenlignet med 2003 hvorav Oseberg-området står for den vesentligste økningen. Oppstart av feltene Skirne og Kvitebjørn har også bidratt til økt gassproduksjon. Gassinntektene fra Troll utgjorde 49 prosent av samlede gassinntekter. Årets gjennomsnittlige gasspris var 1,07 kroner per Sm<sup>3</sup> mot 1,00 kroner i 2003. Årets gassinntekter økte med 6,3 milliarder kroner sammenlignet med 2003.

Årets samlede inntekter fra olje og NGL var 80,9 milliarder kroner mot 67,7 milliarder året før. Salgsvolumet var 326 millioner fat eller 891 tusen fat per dag. Produksjonen av olje og NGL er redusert med 5 prosent sammenlignet med 2003. Dette har sammenheng med at stadig flere modne oljefelt har synkende produksjon samt redusert produksjon knyttet til riggstreik og hendelsen på Snorre. Oljeproduksjonen på Trollfeltet er ikke lenger på platå og produksjonen er redusert med 14 prosent sammenlignet med året før. Gullfaks økte produksjonen sammenlignet med året før hovedsaklig som følge av massiv vanninjeksjon. Første hele driftsår for Grane ga også høyere inntekter fra dette feltet. Årets gjennomsnittlige oljepris var 37,57 US dollar per fat, som er 31 prosent høyere enn for 2003. Oljeprisen i norske kroner var 254 kroner per fat mot 203 kroner året før, en økning på 25 prosent. Porteføljens olje- og NGL inntekter økte med 13,2 milliarder sammenlignet med 2003.

Totale investeringer i 2004 var 17,8 milliarder kroner mot 15,3 milliarder i 2003. De største investeringene i 2004 var knyttet til Snøhvit, Ormen Lange/Langeled, Gassled, Kristin og Troll Olje.

Årets kostnader knyttet til leteaktiviteter var 624 millioner kroner, hvorav 151 millioner ble aktivert som investeringer og resterende resultatført som letekostnader. Tilsvarende var fjorårets kostnader knyttet til leteaktiviteter 623 millioner kroner.

Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede olje-, NGL- og gassreserver av 8 772 millioner fat o.e. Dette er 319 millioner fat o.e. lavere enn året før. I løpet av 2004 ble det bokført totalt 161 millioner fat o.e. i nye reserver mens produksjonen

var 485 millioner fat o.e.. Reserveerstatningsgraden for 2004 ble dermed 33 prosent med en gjennomsnittlig reserveerstatningsgrad over de tre siste årene på 98 prosent. Reserveerstatningsgrad er definert av Petoro til å være årets tillegg av reserver (kategori 1-3) i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem, dividert med årets produksjon. Siste tre års gjennomsnitt er et veid snitt av de respektive års rapporterte reserveerstatning.

Bokførte eiendeler var 144 milliarder kroner per 31. desember 2004. Eiendelene består hovedsaklig av driftsmidler knyttet til feltinstallasjoner, rør og landanlegg (92 prosent) samt kortsiktige kundefordringer.

Egenkapitalen var ved årsslutt 120,5 milliarder kroner. Langsiktig gjeld var 15,9 milliarder, hvorav 14,9 milliarder er knyttet til fremtidige fjerningsforpliktelser. Kortsiktig gjeld var 7,6 milliarder.

#### *Trollområdet*

Troll gass produserte i henhold til produksjonstillatelsen for gassåret 2003 (1. oktober 2003 - 30. september 2004). Tidsforskyvninger medførte likevel redusert årsproduksjon for kalenderåret 2004 mot mål.

Troll oppnådde i 2004 en gjennomsnittlig dagsproduksjon av olje og gass på 406 tusen fat o.e. Troll olje produserte høyere enn forventet grunnet god brønn- og prosesskapasitet på Troll C. Det har vært to borerigger på Troll Olje i mesteparten av 2004. Som følge av riggstreiken ble boreaktiviteter forskjøvet til 2005, hvor tre rigger vil være sysselsatt på feltet i mesteparten av året. Petoro legger stor vekt på å opprettholde høy riggaktivitet på feltet for å realisere ambisjonene om økt oljeutvinning som operatøren og partnerskapet har avtalt.

Kvitebjørnfeltet startet produksjonen 26. september 2004 med oppstart innenfor budsjett og plan. Kvitebjørn er et kombinert gass- og kondensatfelt der rikkigass og kondensat fra feltet skal sendes i rørledninger til henholdsvis Kollsnes og Mongstad.

#### *Osebergområdet/Grane*

Total produksjon fra Osebergområdet var høyere enn målsetningene for 2004 grunnet høyere gassalg. Oljeproduksjonen fra feltene i Osebergområdet har derimot vært noe lavere enn forventet primært grunnet lavere produksjon fra Grane og Oseberg Sør. Grane har i særlig grad hatt tekniske utfordringer som har redusert produksjonen betydelig dette første året etter oppstart. Det forventes at feltet først vil nå platåproduksjon siste halvår 2005.

Skirnefeltet kom i produksjon som planlagt 3. mars 2004. Feltet, som er en undervannsutbygging av to mindre gass og kondensatfelt, føres inn og prosesseres på Heimdalplattformen.

#### *Tampenoområdet*

Produksjonen fra Tampen var i henhold til mål for 2004 til tross for betydelige utfordringer ved enkelte felt. Snorre produserte lavere enn mål primært grunnet problemer med sandhåndtering og nedstenging grunnet streik samt gasslekkasje mot slutten av året. Selv om ingen personer kom til skade, var gasslekkasjen på Snorre en svært alvorlig hendelse som rettighetshaverne, inklusiv Petoro, følger nøye opp. Disse problemene på Snorre ble oppveid av generell høy gassproduksjon for området, samt god oljeproduksjon fra Gullfaks.

Plan for utbygging og drift (PUD) av funnet Skinfaks og Rimfaks IOR (SRI) ble godkjent av partnerskapet og sendt til myndighetene i desember 2004. Feltet skal utbygges ved hjelp av et undervannsanlegg og knyttes til Gullfaks C plattformen for videre eksport.

#### *Norskehavet*

Oljeproduksjon fra området har vært betydelig lavere enn mål for 2004. Hovedsakelig skyldes dette at Heidrun har levert lavere oljevolum på grunn av forsinkelse i bore- og intervensjonsprogrammene. Draugen og Norne har også levert noe under forventning, grunnet tekniske utfordringer.

Utbyggingen av Kristinfeltet er et meget utfordrende prosjekt. Operatørens foreløpige oppdatering av reserver og utvinningsplan indikerer en betydelig reduksjon av reserver og forskyvning av produksjon. Operatørens kostnadsestimat er også økt i forhold til PUD. Økte kostnader skyldes hovedsakelig at et mer omfattende boreprogram med bruk av horisontale og lengre brønner har vært nødvendig for å begrense reduksjon i reserver. Andre tiltak for å sikre ferdigstilling av feltinnretninger og utstyr i henhold til planen for prosjektgjennomføring har også vært nødvendig. Verditapet vil kunne bli kompensert ved at det er påvist tilleggsreserver i Tofteformasjonen samt oppjusterte prisforutsetninger.

Utbyggingen av Ormen Lange-feltet passerte en viktig milepæl ved Stortingets godkjenning av PUD i mars 2004 og med umiddelbar oppstart av anleggsarbeidene på Nyhamna utenfor Molde. Risiko i gjennomføringen er søkt redusert ved at noen tidskritiske aktiviteter og tilhørende investeringer for arbeidet på Nyhamna er forsert. Kostnadsrammen og tidsplanen er i henhold til PUD.

PUD for Norne Satellitter ble godkjent av myndighetene i juli 2004 og PUD for Njord gasseksport ble sendt inn i november.

#### *Barentshavet*

Snøhvit-prosjektet har i 2004 vært gjennom en hektisk byggefase. Det har vært spesielt store utfordringer med å ferdigstille detaljprosjekteringen samt å oppnå tilfredsstillende fremdrift på byggingen av prosessanlegget i Spania. Vesentlige forsinkelser er oppstått, og aktivitetsnivået på Melkøya har økt. Resultatet er at prosjektet pådrar seg vesentlige kostnadsøkninger knyttet til forseringsaktiviteter og overføring av arbeid fra Spania til Melkøya. Det har i perioden vært gjennomført vellykket installasjon av undervannsanlegg. Boreaktiviteten startet i desember, et par måneder forsinket på grunn av riggstreiken. En sentral aktivitet fremover vil være å gjøre prosessanlegget mest mulig ferdig i Spania før transporten til Melkøya i juli 2005. Operatøren setter ressurser inn på å oppnå at restarbeidet som overføres til Melkøya gjennomføres på en planmessig måte slik at forsinkelsen av oppstarten av anlegget blir minst mulig.

#### *Utvinningstillatelse i letefasen*

Leteaktiviteten i 2004 ble lavere enn forventet og riggstreiken resulterte i forsinkelser og utsettelse av planlagte aktiviteter. I 2004 ble syv brønner igangsatt, to færre enn i 2003.

I Norskehavet ble to letebrønner avsluttet, hvorav en brønn resulterte i funn for Linerle-prospektet i nærheten av Norne. En brønn i nærheten av Heidrun ga ikke funn av hydrokarboner. I tillegg ble to letebrønner påbegynt i Norskehavet.

Letebrønnen på utvinningstillatelse 255 Onyx South West ble som konsekvens av riggstreiken ikke ferdigstilt ved årsskiftet.

I Tampen-området ble to letebrønner boret i 2004. Epsilon West i utvinningstillatelse 057 ble ferdig boret, men ble påvist tørr. Topas i utvinningstillatelsene 050 og 120 påviste hydrokarboner og vil bli satt i testproduksjon i løpet av februar 2005.

I tillegg ble en brønn boret i nærheten av Vargfeltet med negativt resultat.

#### *Rørledninger og landanlegg*

Petoro er den største rettighetshaveren i rørledninger og landanlegg tilknyttet norsk sokkel. I 2004 har det vært viktig å få etablert og godkjent et konkret forbedringsprogram for Gassled som skal bidra til å ta ut de samordningsmulighetene som var identifisert ved etablering av interessentskapet. Forbedringsprogrammet omfatter tiltak som skal redusere kostnader. I tillegg fokuserer en på tiltak som skal forbedre Kårstø-anleggenes regularitet.

Samtidig med oppstart av Kvitebjørn-feltet, ble et nytt anlegg på Kollsnes for prosessering av riggass fra Kvitebjørn satt i drift. Anlegget skal også prosessere riggass fra Visund. Anlegget ble ferdigstilt i henhold til plan og budsjett.

Utvidelse av Kårstø-anleggene for mottak av gass fra Kristin-feltet går i henhold til plan og forventes ferdigstilt innen produksjonstart på Kristin i oktober 2005.

#### **STRATEGISK FOKUS I 2004**

Petoro har i 2004 evnet å prioritere sine ressurser i de utvinningstillatelser hvor verdipotensialet og mulighet for påvirkning er størst. Styret er godt fornøyd med selskapets engasjement innenfor tema som er sentrale for videreutvikling av porteføljen og 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***

Petoro har bidratt til å identifisere potensial for økt utvinning og effektivisering innen flere modne kjerneområder, særlig nevnes områdene Oseberg, Tampen og Troll.

Etter at deltakerandelene i Osebergfeltene ble balansert, er det etablert en felles Oseberg Area Unit for alle lisensene med felles lisensperiode forlenget til 2031. Dette medfører blant annet at alle eierselskapene har felles insentiv og motivasjon for å sikre en optimal verdiskaping i området. Gjennom det strategiske prosjektet Oseberg 2015 som ble avsluttet i 2004, ble det identifisert et betydelig verdiskapingspotensial for området. Potensialet vil realiseres ved identifisering av ressurser gjennom økt leteaktivitet, nye og mer kostnadseffektive driftsformer, tilgang på ny prosesseringskapasitet samt tilknytning av nye felt.

Fra og med 2004 ble et nytt områdebasert system for strategiutvikling og overvåking implementert for Tampen. Petoro har arbeidet aktivt for å implementere et godt virksomhetsstyringssystem med fokus på langsiktige ambisjoner og forventninger til økt verdiskaping på tvers av felt i området. Identifisert potensial er i hovedsak knyttet til økt utvinning av petroleum ved hjelp av økt vann- og gassinjeksjon. I tillegg vil etablering av en områdebasert driftsform bidra til reduserte driftskostnader og økt inntjening. Petoro har særlig rettet sitt arbeid mot økt injeksjon for å øke oljeutvinningen på Gullfaks. Partnerskapet på Snorre har satt som ambisjon å øke

utvinningsgraden fra dagens 45,6 prosent til 55 prosent. Oljedirektoratets pris for arbeid med økt utvinning på norsk sokkel i 2004 gikk til Gullfaks-lisensen, for øvrig første gang prisen er tildelt en lisens.

SDØEs 56 prosent eierandel i Trollfeltet er den største eiendelen som inngår i Petoros forvaltning. På Troll feltet har Petoro vært pådriver for at operatørene samordner arbeidet som blir gjort for å identifisere fremtidige verdiskapingsmuligheter. "Troll Future Development" er etablert som et prosjekt og omhandler vurderinger omkring sammenhengen mellom fremtidig strategi for utvinning av olje (IOR) og muligheter for akselerert gassproduksjon, samt vurdering av potensielle tredjeparts brukere av infrastruktur. Selskapet vil i 2005 holde høy oppmerksomhet på dette prosjektet.

Selskapet har videre bidratt til økt oppmerksomhet rundt enhetskostnadsutfordringen på norsk sokkel. Høyt kostnadsnivå kombinert med fallende produksjon medfører raskt voksende enhetskostnader på mange felt. Det høye kostnadsnivået er også en utfordring i forhold til norsk sokkels konkurransedyktighet og fremtidig aktivitetsnivå. Petoro har involvert seg aktivt i det pågående kostnadsarbeidet i industrien, gjennom blant annet å lede KonKrafts kostnadsprosjekt. Selskapet vil være en pådriver for å utrede konsekvensene for det kostnadsbildet som er kartlagt samt konkretisere tiltak for å redusere fremtidige enhetskostnader de nærmeste fem til ti år. Petoro benytter bl.a. analyser som sammenligner kostnadseffektiviteten for feltene på norsk sokkel for å kunne identifisere områder for forbedringer. Samtidig er det viktig å kompensere for en fallende produksjon med tiltak som øker produksjonen. Dette kan være gjennom nye brønner eller andre kapasitetsøkende tiltak som vanligvis også øker de totale reservene som kan produseres fra feltene.

Petoro har i 2004 vært pådriver i arbeidet for å revidere avtaleverket for utvinningstillatelsene på norsk sokkel. Formålet med arbeidet er etablering av et nytt, enhetlig og forenklet avtaleverk som sikrer god eierstyring og riktige insentiver for kostnadseffektivitet. Selskapet er av den oppfatning at arbeidet med å fastsette klarere regler for belastninger av kostnader i interessentskap samt enhetlige allokeringssystemer er av vesentlig betydning. Selskapet har i særlig grad vært opptatt av at nasjonal og internasjonal utvikling innenfor 'Corporate Governance' reflekteres i eierselskapenes felles virksomhetsstyring av interessentskapene på norsk sokkel.

#### ***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 redusere utbyggings- og driftskostnader samt øke de samlede økonomiske ressurser fra sokkelen.

Petoro har rettet oppmerksomheten mot industriens forbedringspotensial ved å anvende 'Smart drift'; som er en fellesnevner for teknologi og arbeidsmetoder som muliggjør mer effektiv drift på norsk sokkel. IKT i kombinasjon med beste operativ praksis vil gi effektiv utnyttelse av kompetanse samt forbedrede arbeidsprosesser. 'Smart drift' gir muligheter for radikale endringer i samhandlingsmønstre mellom installasjoner på land og hav og mellom operatører og leverandører. Bruk av sanntidsdata innen boring, produksjonsoptimalisering, reservoarstyring, drift og vedlikehold kan bidra til redusert kostnadsnivå, økt produksjon og økt

utvinningsgrad. Det er fremdeles stort behov for videre arbeid innen dette området for å realisere potensialet for kostnadseffektivisering og verdiskaping.

Bruk av 'Smart drift' er aktuelt for alle Petoros kjerneområder. Petoro har valgt å rette oppmerksomheten mot Gullfaks og Oseberg feltcenter, men resultatene kan også benyttes på andre felt. Selskapet har tatt flere initiativ for å påskynde utviklingen og bidra til samordning slik at det legges opp til helhetlige løsninger. Selskapets rundebordskonferanser og foredrag har bidratt til økt oppmerksomhet for 'Smart drift' i næringen. Petoro fikk mot slutten av året med seg de store operatørene på norsk sokkel i en benchmark-prosess for å sammenligne og lære av bruken av 'Smart drift' på ulike felt.

Selskapet fortsatte i 2004 sitt engasjement med hensyn på å utrede det økte utvinningspotensialet ved injeksjon av CO<sub>2</sub> på Gullfaks. Gjennom året ble oljepotensialet videre undersøkt gjennom reservoarmodellering. Selv med økte oljereserver er dette ikke tilstrekkelig økonomisk grunnlag til å bære de store utskillings- og transportkostnader som CO<sub>2</sub> prosjektet må bære. Selskapet tok derfor initiativ til en mulig større CO<sub>2</sub> løsning og har etterlyst et overordnet prosjekt. Myndighetene har gjennom OD etablert et slikt prosjekt hvor Petoro, Statoil og Conoco Phillips deltar.

### ***Verdiskaping i gasskjeden***

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 realisere verdiskapingspotensialet. Dette legger et godt grunnlag for god ivaretagelse av statens eierinteresser i gasskjeden.

Troll spiller en helt sentral rolle i norsk gassforvaltning. Arbeidet som blir gjort for å identifisere fremtidige verdiskapingsmuligheter i området vil være av stor betydning for norsk gassvirksomhet.

I arbeidet med å videreutvikle infrastruktur for gass har ulike evakueringsalternativer for Halten/Nordland-området vært utredet. Utgangspunktet har vært Skarvfeltets behov for å avklare løsning for gassevakuerer før en eventuell beslutning om utbygging. Det har vært fokusert på to hovedalternativer - henholdsvis nytt rør mot Storbritannia samt utvidelse av kapasitet i eksisterende Gassled-anlegg. I tillegg har en utredet en ny gasseksportløsning fra Statfjord via FLAGS-systemet til Storbritannia. For begge disse eksportløsningene forventes beslutning i 2005.

Petoro vil i 2005 foreta vurderinger knyttet til ressurser og mulige transportløsninger i Norskehavet som ikke er besluttet utbygd. Det vil på sikt bli tilgjengelig vesentlig kapasitet i eksisterende infrastruktur – spesielt Åsgard Transport og Kårstø. Det er derfor viktig for Petoro at denne ledige kapasiteten er et sentralt punkt i vurderingen av alternative eksportløsninger.

### ***Langsiktig reserveerstatning***

Fremtidsutsiktene for SDØE-porteføljen preges av fallende produksjon, få felt i planleggingsfasen og lav gjennomsnittlig reserveerstatning. For å sikre langsiktig effektiv utnyttelse av eksisterende felt og infrastruktur, er leteaktivitet i tilknytning til felt og områder som har eller i nær fremtid vil få ledig produksjonskapasitet, en viktig bidragsyter til den fremtidige verdiskapingen.

Petoro søker å bidra til økt boreaktivitet gjennom påvirkning i utvalgte utvinningstillatelser samt å inkludere en letestrategi i langtidsplaner i kjerneområder for å oppnå en tidligere og økt reservetilgang for utvalgte produserende felt.

Petoro søker ikke i konsesjonsrunder. Myndighetene forbeholder seg SDØE-deltakelse i nye tillatelser ut fra den til enhver tid gjeldende konsesjonspolitik. Petoro ble i løpet av 2004 gitt rettighetsoppgaver på til sammen ti nye lisenser i forbindelse med konsesjonsrunder.

Det er likevel viktig at områder med stort ressurspotensial blir åpnet for industriell aktivitet. Dette vil styrke konkurransevnen til norsk sokkel, beholde nåværende og tiltrekke seg nye aktører til sokkelen og derigjennom øke verdien av statens egne andeler i virksomheten.

For å videreutvikle eksisterende og nye kjerneområder vil selskapets forretningsmessige fokus fremover fortsatt være rettet mot tidsriktig innfasing av leteaktivitet og påviste funn.

### **HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)**

Det er i 2004 registrert tre uønskede hendelser, men ingen skader på Petoro-ansatte eller leverandørers ansatte som arbeidet i Petoros lokaler. Det har også i 2004 vært et lavt sykefravær i selskapet, med et kortidsfravær (en til tre dager) på 0,3 prosent og et langtidsfravær (over tre dager) på 1,5 prosent. Totalt sykefravær var 1,8 prosent mot 2,7 prosent i 2003. Selskapet har fra januar 2004 inngått avtale med trygdeetaten om et inkluderende arbeidsliv. Det er i denne sammenheng utarbeidet handlingsplan for blant annet å opprettholde et lavt sykefravær.

Som et ledd i å sikre riktig HMS-fokus i utvinningstillatelsene og i egen virksomhet, har Petoro søkt å påvirke egne medarbeideres personlige holdninger og engasjement i forhold til helse, miljø og sikkerhet. I tillegg til sterkt ledelsesfokus har selskapet også i 2004 gjennomført tiltak for å utvikle positive HMS-holdninger, slik som egne HMS-aktiviteter i allmøter, avholdelse av HMS-dag samt eget Miljø-seminar.

Totalt sett har det vært en positiv utvikling innen HMS-området på norsk sokkel i 2004 sammenlignet med 2003. De fleste av porteføljens felt og installasjoner tilfredsstillende selskapets målsettinger knyttet til alvorlige hendelser og totale skader (H2). Etter forbedrede resultater i årets tre første kvartal ser vi en negativ utvikling for siste kvartal. Gasslekkasjen på Snorre A hadde også et stort potensial for alvorlige skader. Dette setter store krav til videre oppfølging i 2005.

HMS-resultatene følges opp i henhold til selskapets styringssystem, hvor tiltak og aksjoner overfor operatørene drøftes og besluttet i egne HMS-møter. Selskapet gjennomfører regelmessige bilaterale ledelsesmøter med de største operatørene, hvor HMS er et fast agendapunkt og hvor utvikling og tiltak diskuteres. Videre har Petoro deltatt på flere HMS ledelsesinspeksjoner på utvalgte felt og installasjoner. Dette er et ledd i en systematisk oppfølging av installasjoner med negativ resultatutvikling.

Petroleumstilsynet gjennomførte i 2004 et tilsyn av Petoros HMS styringssystem og ga i sin rapport god tilbakemelding til selskapet.

Gjennom krav om null utslipp til sjø fra 2005 står industrien overfor strenge miljøkrav. Petoro har i 2004 gjennomført en evaluering av alternative tiltak i



interessentskapene. Selskapet tror det vil være mulig å oppnå betydelig reduksjon i utslipp av olje fra produsert vann til sjø, innenfor fastsatt tidsramme.

Så lenge ulykker, alvorlige hendelser og skader er en del av oljeindustriens hverdag kan ikke industrien være tilfreds med resultatene. Petoro vil arbeide aktivt innen lisensene og med operatørene for videre å forbedre HMS-resultatene for porteføljen. Styret vil understreke at helse-, miljø- og sikkerhetsarbeidet har stor oppmerksomhet i selskapet.

## **MARKED OG AVSETNING**

Selskapet har ansvar for å overvåke Statoils avsetning av statens petroleum. 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. I året som gikk har Petoro fokusert på Statoils avsetningsstrategi og risiko, saker av stor verdimessig betydning og saker av prinsipiell og insentivmessig karakter.

De viktigste hendelsene for gassavsetningen i 2004 knytter seg til prisrevisjoner og beslutninger knyttet til utvidelse av mottaksterminal for LNG på Cove Point i USA samt bygging av et gasslager i Aldbrough, England. Hoveddelen av SDØEs gass selges på langsiktige kontrakter med kontraktsfestede muligheter for prisrevisjoner. I flere av disse kontraktene hadde partene rett til å utløse prisrevisjon i 2004 og det ble innledet kommersielle diskusjoner på dette grunnlag.

Statoil har inngått avtale om ny kapasitet på 7,7 milliarder Sm<sup>3</sup> per år på Cove Point-terminalen i USA. SDØEs andel av tilleggskapasiteten reflekterer statens LNG volum fra Snøhvit og er på denne basis fastsatt til 10 prosent av ny kapasitet. Under forutsetning av myndighetsgodkjenning i USA, medio 2006, forventes ny kapasitet å være i drift fra fjerde kvartal 2008.

I 2004 besluttet Statoil å gjennomføre utbygging av et gasslager i Aldbrough, England sammen med Scottish & Southern Energy. Kapasiteten omfatter 140 millioner Sm<sup>3</sup> samlet for SDØE og Statoil, hvorav SDØEs andel utgjør 57,7 prosent. Utbyggingen er igangsatt og anlegget skal settes i drift mot slutten av 2007.

## **FINANSIELL RISIKO**

SDØE er eksponert for svingninger i olje-, gasspriser og valutakurser i det globale markedet for salg av olje og gass. Slike endringer vil i større eller mindre grad ha effekt på inntekter, driftskostnader og investeringer for kortere eller lengre perioder.

Statoil kjøper all olje og NGL fra SDØE til markedsbaserte priser. SDØEs inntekter fra salg av gass til kunder reflekterer markedsverdi. SDØEs strategi er kun i begrenset grad – basert på at SDØE inngår som en del av statens samlede risikostyring – å ta i bruk finansielle instrumenter (derivater). SDØEs bruk av derivater for å motvirke resultatsvingninger forårsaket av endringer i råvarepriser foretas av Statoil som avsetter av statens petroleum.

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

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

SDØEs omsetning skjer mot et begrenset antall motparter hvor all olje og NGL selges til Statoil. Bruk av finansielle instrumenter knyttet til omsetning av gass blir kjøpt med motparter som vurderes å ha høy kredittverdighet. Kredittrisiko i løpende transaksjoner anses av den grunn å være begrenset.

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

### **VIRKSOMHETSSTYRING**

Styret arbeider for at Petoro skal etterleve de til enhver tid gjeldende prinsipper for god virksomhetsstyring. Styret legger vekt på at tillit til Petoro og til virksomheten som helhet, både internt og eksternt, er av avgjørende betydning for å levere varige verdier for eier, ansatte og samfunnet for øvrig. Selskapets informasjon skal være troverdig, tidsriktig, konsistent og finansrapporteringen skal være i samsvar med god regnskapsskikk.

Styret vektlegger at prinsippene skal bygge på og understøtte en sunn bedriftskultur preget av langsiktige og verdiskapende holdninger. Petoro har etablert et godt internt prosedyreverk for å ivareta god intern kontroll.

Selskapets verdier og etiske retningslinjer utgjør en 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.

### **ARBEIDSMILJØ OG PERSONALE**

Petoro er en kompetansebedrift der selskapets ansatte har høy utdanning og kompetanse. Selskapets ansatte er rekruttert fra landets ledende oljeselskap og andre viktige bedrifter innen olje- og gass industrien, finansnæring og annen industri. 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. Implementering av selskapets kompetansestrategi har derfor vært et prioritert område i 2004 og vil også være et fokusområde fremover.

Samarbeidet i selskapets Arbeidsmiljøutvalg (AMU) og Samarbeidsutvalg (SAMU) har fungert godt i 2004 og dette arbeidet danner et viktig fundament for et godt samarbeidsklima i bedriften.

Petoro har også i 2004 gjennomført klimaundersøkelse blant alle ansatte, og vil i 2005 iverksette tiltak på områder med potensial for forbedringer. Selskapet 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 22 prosent. I selskapet totalt er kvinneandelen 34 prosent. I 2004 har tre kvinner deltatt på NHO's prosjekt "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.

## **FREMTIDSUTSIKTER**

2004 var et år med sterk global vekst og en historisk høy oljepris. Veksten var spesielt sterk i USA, Japan og Kina, mens veksten i Europa var moderat. Ved inngangen til 2004 var oljeprisen rundt 30 US dollar per fat. Utover våren og sommeren fortsatte oljeprisen å stige og var i oktober på et nivå over 50 US dollar per fat for olje av Brent kvalitet. Den viktigste årsaken til at oljeprisen steg så mye var at veksten i etterspørselen var vesentlig høyere enn forventet. OPEC, som tidligere hadde redusert produksjonen, økte derfor sin produksjon opp mot full kapasitet. Den sterke globale veksten sammen med høy etterspørsel etter olje fra Kina, skapte denne markedssituasjonen som fortsatte frem til høsten, da oljeprisen begynte å falle fra slutten av oktober. Frem til årsskiftet falt oljeprisen til et nivå på 40 US dollar per fat og lagrene av råolje, som tidligere på året hadde vært meget lave, var nå kommet tilbake på et normalt nivå. Gjennomsnittsprisen på datert Brent i 2004 endte på 38,2 US dollar per fat.

Prisen på gass var, i likhet med olje, høy i 2004 som følge av at mesteparten av de langsiktige kontinentale gasskontraktene er indeksert mot olje. Gassprisen i Storbritannia var også høy, som følge av at balansen i markedet var stram.

I 2005 forventer markedet at oljeprisen fortsatt vil holde seg på et høyt nivå, tilsvarende prisnivået i 2004. En fortsatt god vekst i verdensøkonomien og en relativt stram markedsbalanse er faktorer som underbygger denne vurderingen. Prisnivået i de langsiktige kontinentale gasskontraktene vil holde seg høyt gjennom 2005 som følge av de forventede høye oljeprisene. Gassprisen i Storbritannia antas å ligge i overkant av prisnivået i 2004 som følge av fortsatt anstrengt markedsbalanse.

Selskapet har i 2004 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 og en fortsatt høy oljepris, 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, redusert leteinteresse i området samt redusert utvikling av nye funn i infrastrukturnære områder.

Styret fremhever at fokus på, og tiltak for å redusere, fremtidige enhetskostnader er en sentral faktor for å oppnå en positiv videreutvikling av norsk sokkel. Feltenes enhetskostnader vil være kritisk for den fremtidige verdiskapingen fra SDØE-porteføljen. Selskapet vil også i 2005 benytte sin unike mulighet for å se problemstillinger på tvers av lisensene, til å identifisere og materialisere synergimuligheter mellom lisensene samt til å fremme bruk av beste praksis.

## **AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRFORHOLD**

Selskapets aksjekapital var 10,0 millioner kroner per 31. desember 2004, fordelt på 10.000 aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, er eeneier av selskapets aksjer.

## **ÅRSRESULTAT OG DISPONERINGER**

Bevilgning fra staten i 2004 var 203 millioner kroner mot 220 millioner året før. Bevilgede midler inkluderer merverdiavgift slik at disponibelt beløp var inntil henholdsvis 163,7 millioner kroner for 2004 og 177,4 millioner for 2003.

Selskapets driftskostnader dekkes gjennom årlige bevilgninger over statsbudsjettet. Årets driftsinntekter var 162,8 millioner kroner. Posten består av 163,7 millioner

netto driftstilskudd fra staten samt annen inntekt og utsatt inntekt på 5,0 millioner og fratrukket netto aktiverte investeringer på 5,9 millioner.

Årets driftskostnader var 166,7 millioner kroner, mot 167,8 millioner i 2003. I hovedsak var driftskostnadene knyttet til lønnskostnader, administrasjonskostnader samt kjøp av eksterne tjenester; herunder IKT-tjenester, regnskapstjenester. Kjøp av spisskompetanse knyttet til oppfølgingen av SDØE-porteføljens utvinningstillatelser utgjør en vesentlig andel av selskapets driftskostnader.

Netto finansinntekter for 2004 var 1,0 millioner kroner knyttet til renteinntekter for avkastning på selskapets overskuddslikviditet mot 2,0 millioner i 2003.

Årsresultatet viser et underskudd på 2,9 millioner kroner etter finansinntekter. Styret foreslår at underskuddet dekkes av annen egenkapital. Selskapets frie egenkapital per 31.12.2004 er 4,7 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, 21. februar 2005

Bente Rathe  
Styreleder

Jørgen Lund  
Nestleder

Ingelise Arntsen

Jan M. Wennesland

Olav K. Christiansen

John Magne Hvidsten

Elen Carlson

Kjell Pedersen  
Adm. dir.