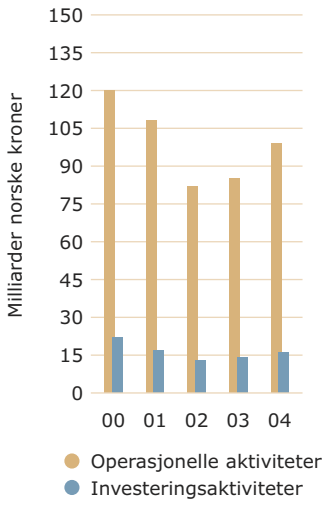
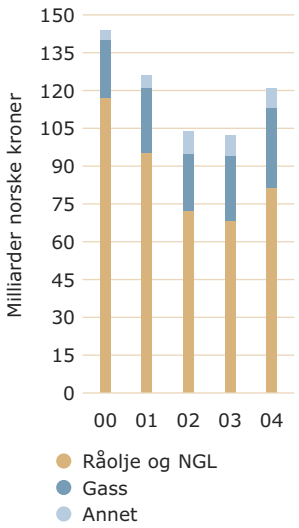
2004

Nøkkeltall for SDØE

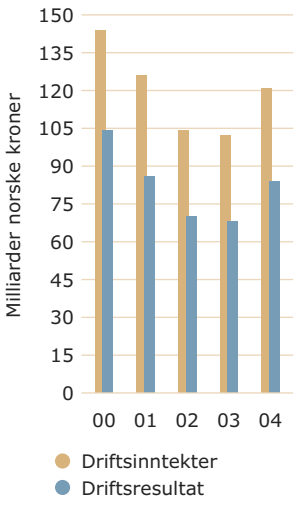
Kontantstrøm



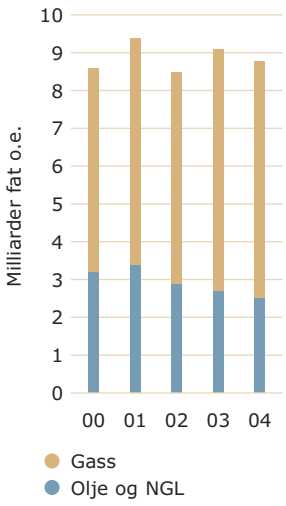
Inntekter



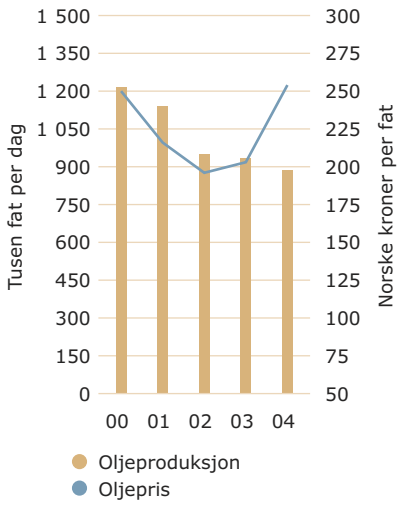
Resultat



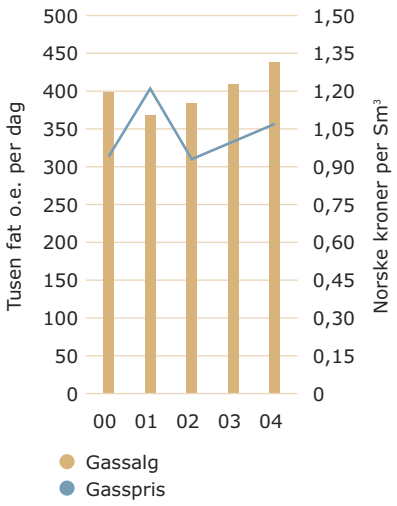
Gjenværende reserver



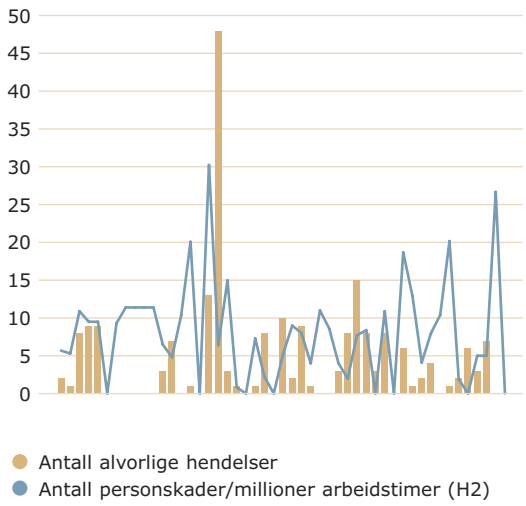
Oljeproduksjon/pris



Gassalg/pris



Alvorlige hendelser og personskader (H2) per anlegg i 2004



Innhold

Nøkkeltall

2 Administrerende direktør: Tung i vektskåla

5 Petoro i 2004

6 Årsberetning 2004

16 Virksomhetsstyring

20 Helse, sikkerhet og miljø

24 Tema: I kjølvannet av pengestrømmen

26 Letefasen

29 Utbyggingsfasen

32 Driftsfasen

34 Smart ledelse

36 Inntektsfasen

38 SDØE bevilgningsregnskap

39 SDØE kapitalregnskap

40 SDØE resultatregnskap

41 SDØE balanse

42 SDØE kontantstrømoppstilling

43 SDØE noter

56 SDØE oversikt over deltakerandeler

58 SDØE ressursregnskap

59 Riksrevisjonens revisjonsbrev

60 Petoro AS resultatregnskap

61 Petoro AS balanse

62 Petoro AS kontantstrømoppstilling

63 Petoro AS noter

68 Revisjonsberetning

Tung i **vektskåla**

Olje- og gassindustrien skal fremskaffe energi og råstoff som verden trenger og gi eiere og samfunn gode inntekter.

Det skjer i nært samarbeid med myndigheter og under påvirkning av andre, slik som fiskeriinteresser og miljøvernere.

Balansegang – ofte på stram line – er en viktig ferdighet for alle parter i et slikt samspill. Men balansegangen må ikke gå på bekostning av det å ta beslutninger og gjennomføre tiltak.

Inntekter har det ikke manglet på i oljenæringen siste året, heller ikke for Petoro som har lagt frem et årsresultat på hele 82,3 milliarder kroner for statens direkte eierinteresser på sokkelen i 2004. Olje- og gassalget fra statens portefølje var 1,33 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag. Det er samme nivå som året før, til tross for bortfall av produksjon som følge av gasslekkasje på Snorre og streiker.

Men verken Petoro eller industrien for øvrig gjør for tiden nye funn som er tilstrekkelige til å sikre tilsvarende fremtidige inntekter fra norsk sokkel. Petoro greidde bare å erstatte hvert tredje fat vi produserte i fjor. Ifølge Oljedirektoratets tall ble under halvparten av den totale produksjonen på norsk sokkel erstattet med nye reserver. Det ble for øvrig gjort fire nye funn i 2004, med foreløpig antatt volum i størrelsesorden 125 millioner fat o.e. Dette utgjør mindre enn åtte prosent av produksjonen.

I Norge er det kanskje flere interessenter til oljevirksomheten enn i mange andre land. Den nære forbindelsen mellom petroleumsvirksomheten og politikk er naturlig fordi staten er grunneieren og virksomheten har meget stor betydning for nasjonaløkonomi og velferd. Det er interessemotsetninger omkring virksomheten, noe som øker interessen for å bidra til utformingen av politikken på området.

Norge har en langstrakt kyst med en befolkning som tradisjonelt har skaffet seg sitt levebrød fra havet. Det er derfor innebygd stor forståelse for at hensynet til fiskeri- og miljøinteressene må veie tungt, når rammene skal legges for utvinning av olje og gass på norsk sokkel, som for eksempel ved utbyggingen av Snøhvitfeltet.

Men verden trenger energi. Den trenger olje og gass. Og forvaltning av naturressurser er per definisjon inngripen i det ytre miljø. Derfor er det også viktig å utrede konsekvensene, før inngrep.

Norskehavet var allerede før første boringen i 1980 underlagt grundige studier av risiko for uhell og utslipp og mulige skadevirkninger av slike. Flere utredninger og ny kunnskap har kommet til, også som følge av krav til omfattende konsekvensutredninger.

Nye utredninger kan naturligvis gi kunnskap eller skape usikkerhet, som kan brukes av de forskjellige interesse-

Vi som sitter med lederansvar må bli klarere med hensyn til risikostyring og hvordan vi kommuniserer og følger opp våre forventninger til organisasjonene vi leder.

organisasjonene i forhold til beslutningstakerne. Et område som industrien har utpekt som et av de mest interessante på norsk sokkel, Nordland VI utenfor Lofoten, er fortsatt stengt. Imens har vi fått en ny ULB-utredning om Barentshavet-Lofoten og vi venter på at den helhetlige konsekvens-utredningen for hele det nordlige havområdet skal legges fram for Stortinget neste år. Forhåpentligvis vil de nye utredningene skape det nødvendige grunnlag for beslutninger.

Vi befinner oss i en modningstid for norsk sokkel, da det blir stadig tydeligere at mange av de gode feltene også er i ferd med å bli gamle felt.

Petoro har lagt ned betydelig innsats for å få mest mulig ut av den modne delen av norsk sokkel. Vi har arbeidet for å få volumene opp og kostnadene ned – det vil si redusere enhets-kostnadene - og vi har presset på for å få tatt i bruk ny teknologi og smartere drift som kan effektivisere virksomheten og øke utvinningsgraden. Dette vil bidra til lengre levetid for feltene, arbeidsplasser som varer lengre, økt leting og bedret lønnsomhet.

Vi vil fortsatt ha skarpt fokus på våre modne lisenser. Men skal vi som del av petroleumsnæringen bidra til at norsk olje og gass fortsetter å være en kraftig stimulans til vekst, syssel-setting og verdiskaping i mange tiår fremover, ja, da må vi også være opptatt av at det gjøres nye større funn. Gjenåpning av Barentshavet er i så henseende svært positivt.

Virksomhet i Barentshavet vil kunne skje parallelt med økende aktivitet på russisk side både innen utvinning og transport av petroleum. Utfordringene dette representerer vil kunne møtes ved at norsk industri kommer i posisjon til å bruke sin beste erfaring i samarbeid med russisk industri. Dette kan være et stort bidrag til å minimere risikoen for oljesøl i norske farvann fra aktiviteter som vi ikke selv styrer.

Til gjengjeld for tillatelse til å drive med leting og produksjon, må industrien med pågangsmot og sin beste kompetanse møte verdens strengeste krav til miljøvern og beredskap.

Vi kan aldri fjerne all risiko innen vår industri, men noen av uhellene i 2004 og i første delen av 2005 har fått flere til å reise spørsmålet om industrien har den kompetansen og styringen som kreves for å bore og produsere i disse miljø-sensitive havområdene.

Dette er noe industrien må ta veldig alvorlig. Og vi som sitter med lederansvar må bli klarere med hensyn til risikostyring og hvordan vi kommuniserer og følger opp våre forventninger til organisasjonene vi leder.

Det er også viktig for oss som industri at vi er lydhøre overfor tilsynsmyndigheter, fiskere, forskere, miljøvernere og andre som kan bidra til at vi gjør ting riktig.

Til syvende og sist skal myndighetene bestemme om vi kan bore, hvor vi kan bore, og hvilke regler som skal gjelde. Og slik må det være.

Men som representant for petroleumsindustrien, håper og tror jeg at næringens betydning for landets velferd og økonomiske fremtid, er tungt til stede i vektskåla når argumentene veies for og i mot.

Kjell Pedersen
Administrerende direktør

Petoro i **2004**

Uttauingen av Kristin-plattformen (det store bildet) i mars 2005 var en milepæl for et prosjekt som ble viet mye oppmerksomhet i 2004 og som skal starte produksjon i Norskehavet 1. oktober 2005. Det lille bildet er fra den offisielle åpningen av Kvitebjørnfeltet som kom i produksjon i 2004. Det andre feltet som kom i produksjon i fjor var Skirne. Tre nye utbygginger ble godkjent: Skinfaks sammen med et prosjekt for økt utvinning på Rimfaks, utbygging av satellitter på Norne og utbygging for gasseksport fra Njord.

Andre viktige punkter fra året som gikk:

- Årsresultatet for 2004 på 82 milliarder kroner, er Petoros beste resultat for SDØE-porteføljen i selskapets historie.
- Gunstige markedsforhold og selskapets høye fokus på kostnadsnivået på norsk sokkel ga høy avkastning for staten i 2004.
- Totalt olje- og gassalg fra SDØE-porteføljen: 1,33 mill fat o.e. per dag som er på nivå med 2003 til tross for streiker og produksjonsstans som følge av gasslekkasje på Snorre.
- Olje- og gassinntekter fra SDØE: 120,8 mrd. kroner.
- Lisensene på norsk sokkel har fått et skarpere fokus på kostnadsutfordringen og flere har lagt eller legger strategier for å sikre økt lønnsomhet i den modne fasen.
- Gasslekkasjen på Snorre var en meget alvorlig hendelse, med stort potensial for personskader og skader på materiell.

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 drifts-inntekter 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 Norsea 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 verdiskapings-potensial, 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 utvinnings-tillatelsens 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 olje-produksjon 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 egen-produsert gass var 25,5 milliarder Sm^3 eller 438 tusen fat o.e. per dag mot 409 tusen i 2003. Flere felt har økt gass-produksjon 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^3 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 gjennom-

snittlige 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.

TROLL-OMRÅDET

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. 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 rikgass og kondensat fra feltet skal sendes i rørledninger til henholdsvis Kollsnes og Mongstad.

OSEBERG-OMRÅDET/GRANE

Total produksjon fra Oseberg-området var høyere enn målsetningene for 2004 grunnet høyere gassalg. Oljeproduksjonen fra feltene i Oseberg-området 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 Heimdal-plattformen.

TAMPEN-OMRÅDET

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 Tofte-formasjonen samt oppjusterte prisforutsetninger.

Utbyggingen av Ormen Lange-feltet passerte en viktig milepæl ved Stortingets godkjennelse 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.

UTVINNINGSTILLATELSER 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 på 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 rikgass fra Kvitebjørn satt i drift. Anlegget skal også prosessere rikgass 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 Oseberg-feltene 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 kostnads-effektive driftsformer, tilgang på ny prosesseringskapasitet samt tilknytning av nye felt.

Fra og med 2004 ble et nytt områdebasert system for strategi-utvikling og overvåking implementert for Tampen. Petoro har arbeidet aktivt for å implementere et godt virksomhets-styringssystem 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 eien-delen som inngår i Petoros forvaltning. På Trollfeltet 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 kart-lagt samt konkretisere tiltak for å redusere fremtidige enhets-kostnader 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 opp-fatning at arbeidet med å fastsette klarere regler for belastninger av kostnader i interessentskap samt enhetlige allokerings-systemer 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 drifts-kostnader 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 feltsenter, 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_2 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_2-prosjektet må bære. Selskapet tok derfor initiativ til en mulig større CO_2-løsning og har etterlyst et overordnet prosjekt. Myndighetene har gjennom OD etablert et slikt prosjekt hvor Petoro, Statoil, Hydro, Shell og ConocoPhillips 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 ivaretakelse av statens eierinteresser i gasskjeden.

Troll spiller en helt sentral rolle i norsk gassforvaltning. Arbeidet som blir gjort for å identifisere fremtidige verdi-skapingsmuligheter 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 gassevakuering 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 konsesjonspolitikk. 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 konkurranseevnen 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 medarbeiderens 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 tilfredsstiller selskapets

Bente Rathe (leder)

Jørgen Lund (nestleder)

Ingelise Arntsen (styremedlem)

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 besluttes 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 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^3 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 myndighetsgodkjennelse 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^3 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.

Jan M. Wennesland (styremedlem)

Olav K. Christiansen (styremedlem)

John Magne Hvidsten (ansattes representant)

Elen Carlson (ansattes representant)

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 utdannelse og kompetanse. Selskapets ansatte er rekruttert fra landets ledende oljeselskap og andre viktige bedrifter innen olje- og gassindustrien, 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 likeverdig. 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 eneeier 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 og regnskaps-tjenester. 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 overskudds-likviditet 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 Leder	Jørgen Lund Nestleder	Ingelise Arntsen Styremedlem	Jan M. Wennesland Styremedlem
Olav K. Christiansen Styremedlem	John Magne Hvidsten Ansattes rep.	Elen Carlson Ansattes rep.	Kjell Pedersen Adm. dir.

Virksomhets**styring**

Petoros hovedmål er å skape størst mulig økonomiske verdier fra statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel (SDØE).

Ved å ivareta prinsipper for god virksomhetsstyring vil Petoro legge grunnlaget for selskapets tillitt hos eier, ansatte, oljeindustrien og andre interessenter samt samfunnet forøvrig. Styringsprinsippene bygger på og skal understøtte en sunn bedriftskultur med langsiktige og verdiskapende holdninger.

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

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

Petoro skal skape langsiktige verdier gjennom et forretningsmessig virke som også skal ivareta hensynet til miljø og bidra til at kravene til helse og sikkerhet blir fulgt.

Tillit til Petoro som selskap og til virksomheten som helhet er av avgjørende betydning for å levere verdier i henhold til de hovedoppgaver selskapet er tildelt. For Petoro er god virksomhetsstyring 'corporate governance' langt mer enn overholdelse av regelverk og lover - internt og eksternt.

Åpenhet og gode prinsipper for styring og kontroll sikrer nødvendig grunnlag for høy verdiskaping, bygger tillit og fremmer en forretningsetisk og bærekraftig utøvelse av virksomheten. Petoro vurderer løpende sin styringsstruktur for å sikre at selskapet til enhver tid opererer i tråd med anbefalinger og beste praksis.

SELSKAPS- OG STYRINGSSTRUKTUR

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

Selskapet er rettighetshaver for 93 utvinningstillatelser og 11 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro har rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere.

Petoros hovedoppgaver er:

- Ivaretakelse av statens deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike.
- Overvåking av Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med avsetningsinstruksen til Statoil.
- Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler.

GENERALFORSAMLING

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

STYRE

Bente Rathe er selskapets styreleder. Jørgen Lund er nestleder og øvrige styremedlemmer valgt av selskapets generalforsamling er Ingelise Arntsen, Olav K. Christiansen og Jan M. Wennesland. Ansattes representanter i styret er Elen Carlson og John Magne Hvidsten. Funksjonstiden for styrets medlemmer er normalt to år. Styrets medlemmer har ingen forretningsmessige avtaler eller øvrige økonomiske relasjoner med selskapet utover styrets kompensasjonsavtaler samt ansettelsesavtaler for ansattes representanter. Medlemmer av selskapets ledelse er ikke medlemmer av styret.

Styret forestår forvaltningen av Petoro, herunder skal styret sørge for en forsvarlig organisering av virksomheten. Styret i Petoro fastsetter selskapets mål, strategi og budsjetter og har også ansvar for kvartalsvise regnskaper. Aksjeselskapets egne driftskostnader dekkes av årlige bevilgninger over statsbudsjettet. Styret skal også påse at overordnede styrings- og kontrollsystemer er tilpasset virksomhetens omfang og risikobilde.

Styret ansetter administrerende direktør og fastsetter vedkommendes stillingsinstruks, fullmakter og lønn. Selskapets styreinstruks gir retningslinjer for hvilke saker som krever styrebehandling og danner grunnlaget for styrets forvaltning av virksomheten.

Styret gjennomfører årlig en selvevaluering som innbefatter en vurdering av eget arbeid og arbeidsform samt samarbeidet med selskapets ledelse.

LEDELSE

Administrerende direktør er ansvarlig for å fremlegge forslag til mål, strategi, budsjetter og kvartalsvise regnskap for selskapets styre. For øvrig fremlegger administrerende direktør saker av høy økonomisk og strategisk betydning. Administrerende direktør står for den daglige ledelsen av selskapets virksomhet. Administrerende direktør gir styret hver måned en underretning om selskapets resultatutvikling. Forøvrig fremlegges status over virksomheten og øvrige forhold av vesentlig betydning for selskapet.

Petoros ledelse består av administrerende direktør, Kjell Pedersen og direktørene Ellinor Grude, Sveinung Sletten, Olav Boye Sivertsen, Laurits Haga, Dag Omre, John Vemmestad, Tor Skjærpe og Nina Lie.

GODTGJØRELSE TIL STYRE OG LEDENDE ANSATTE

Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til styret. Godtgjørelse til styret – som for alle ansatte i selskapet - omfatter ikke bonusordninger. Styret fastsetter godtgjørelsen til administrerende direktør. Administrerende direktør fastsetter godtgjørelse til de andre medlemmer av selskapets ledelse. Faktisk godtgjørelse, som er utbetalt til styret og administrerende direktør i 2004, er beskrevet nærmere i årsregnskapets noter.

VIRKSOMHETSSTYRINGSMODELL

Petoros styringsmodell bygger på relevant norsk lovgivning, selskapets styrende dokumenter samt overordnede mål for virksomheten. De interne styrings- og kontrollprosesser som er etablert skal sikre at selskapet utøver sin virksomhet på en måte som skaper høyest mulig verdi for eier over tid.

Virksomhetsstyringsmodellen gir retning for og oversikt over blant annet selskapets overordnede mål, strategiprosesser, budsjetter, balansert målstyringssystem, beslutningsstruktur og fullmaktsforhold. Et slikt helhetlig system skal sikre sammenheng mellom mål, valgte strategier og operative planer og tiltak. For å sikre effektive, helhetlige og kvalitetsmessige forretningsprosesser omfatter modellen et planleggingsverktøy ved et 'årshjul' som inkluderer styrende organers og utvinningstillatelsenes årsplaner, selskapets kjerneprosesser samt intern- og ekstern rapportering. Dette utgjør rammeverket for styret og ledelsens planlegging, oppfølging og måling av selskapets aktiviteter.

RISIKOSTYRING OG INTERNKONTROLL

Identifikasjon og håndtering av risikoforhold og -eksponering er en integrert del av Petoros forretningsprosesser. Selskapet arbeider systematisk med risikostyring for å håndtere de forhold som vil kunne påvirke selskapets evner til å nå fastsatte mål og gjennomføre valgte strategier, samt de forhold som kan påvirke selskapets evne til å avlegge korrekt regnskap. Forhold som kan redusere selskapets tillit vektlegges ved behandling av selskapets risikobilde.

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

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

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

ÅPENHET OG KOMMUNIKASJON

Styret i Petoro har fastlagt en strategi for kommunikasjon som skal sikre at det er en åpen dialog både innad og utad slik at selskapets ansatte og øvrige interessegrupper får god informasjon om selskapets forretningsvirksomhet.

Informasjon offentliggjøres via selskapets nettside, via pressemeldinger samt kvartalsvis- og helårsrapportering av selskapets resultater.

ETISKE RETNINGSLINJER

Petoro har etablert bedriftsinterne forretningsetiske retningslinjer. Styret og ledelsen er av den oppfatting at selskapet til enhver tid skal ha et veldefinert etisk rammeverk og derigjennom sikre en bedriftskultur som ivaretar etiske forhold. Alle ansatte må årlig bekrefte skriftlig å ha satt seg inn i og akseptert Petoros forretningsetiske retningslinjer. Forretningsetiske regler inngår i Petoros standardavtaler med leverandører.

Selskapet er opptatt av at de prinsipper som er styrende for selskapets forretningsdrift utføres i samsvar med god etisk standard og at den enkelte påser at det ikke oppstår konflikt mellom egne interesser og selskapets forvaltning. Petoro har formalisert egne rutiner for å sikre at selskapets styre og ansatte ikke handler aksjer på innside-informasjon mottatt ved selskapets forretningsdrift.

Selskapet har etablert egne rutiner for behandling av selskapets styre og ansattes habilitetshensyn, herunder eget godkjennings-system dersom selskapets ansattes ønsker å påta seg eksterne styreverv.

REVISJON

Porteføljens regnskap avlegges i henhold til kontantprinsippet som inngår direkte i statsregnskapet og i henhold til norsk regnskapslov og god regnskapsskikk (NGAAP). Riksrevisjonen er ekstern revisor for SDØE-porteføljen. Riksrevisjonen reviderer årsregnskap for SDØE porteføljen og avgir uttalelse i avsluttende revisjonsbrev.

Selskapets internrevisjon er et kontrollorgan og et hjelpemiddel for selskapets ledelse og styre til å ivareta det kontrollansvar som er fastsatt i aksjeloven, petroleumsloven kapittel 11, selskapets vedtekter og statens økonomiregelverk. Videre skal internrevisjonen påse at selskapet drives innenfor forsvarlig risikoeksponering, i samsvar med virksomhetens formål, generalforsamlingens-, styrets og administrasjonens vedtak og i overensstemmelse med lov, forskrifter og vedtak fastsatt av offentlige myndigheter.

Selskapets internrevisjon ivaretas delvis av selskapets egen internrevisjonsfunksjon samt et eksternt revisjonsoppdrag for porteføljen som ivaretas av Deloitte Statsautoriserte Revisorer. Deloittes internrevisjonsoppdrag innebærer å utføre finansiell revisjon av porteføljens regnskap. Deloitte avgir revisjons-uttalelser i henhold til norske revisjonsstandarder.

Selskapets egen internrevisor arbeider under instruks fastsatt av selskapets styre og påser at årlige internrevisjonsplaner gjennomføres i tråd med styrets vedtak. Internrevisor er organisert under selskapets økonomidirektør. For å sikre en uavhengig og objektiv internrevisjon kan internrevisor ved behov rapportere direkte til administrerende direktør eller til styret.

Erga Revisjon as er ekstern revisor for aksjeselskapets eget driftsregnskap som avlegges i henhold til NGAAP.

Styret har fastsatt strenge retningslinjer for å sikre uavhengighet og objektivitet i forhold til selskapets revisjonsaktiviteter.

Ledelsen i Petoro AS, fra venstre Nina Lie (økonomi/innkjøp), Olav Boye Sivertsen (juridisk), Tor Rasmus Skjærpe (teknologi/IKT), Ellinor Grude (personal/administrasjon), John Vemmestad (lisensoppfølging), Sveinung Sletten (informasjon/samfunnskontakt), Dag Omre (kommersiell), Kjell Pedersen (administrerende direktør) og Laurits Haga (marked/avsetning).

Sikkerheten både-og, små endringer i utslipp

Antall personskader i lisenser hvor Petoro er rettighetshaver gikk ned, mens antall alvorlige hendelser gikk opp fra 2003 til 2004.

Etter tre kvartaler med positiv trend innen sikkerhet, viste fjerde kvartal en negativ utvikling. På miljøsiden har totalt utslipp av olje gått ned til tross for at modningen av felt førte til en viss økning i utslipp av produsert vann. Denne positive utviklingen skyldes at rensingen er blitt mer effektiv.

Resultatet med hensyn til personskader (skader med medisinsk oppfølging per million arbeidstimer - H2) viste i 2004 en merkbar forbedring i forhold til året før for plattformene til havs. Men antall alvorlige hendelser var høyere enn året før. Gasslekkasjen på Snorrefeltet i fjerde kvartal var en meget alvorlig hendelse og hadde et stort potensial for alvorlig personskade. Det skjedde ingen dødsulykker i 2004.

De fleste plattformene og anleggene der Petoro er forvalter, har møtt Petoros mål i forhold til personskader og alvorlige hendelser. Men spesielt større utbyggingsprosjekter har hatt et antall alvorlige hendelser som gir grunn til bekymring.

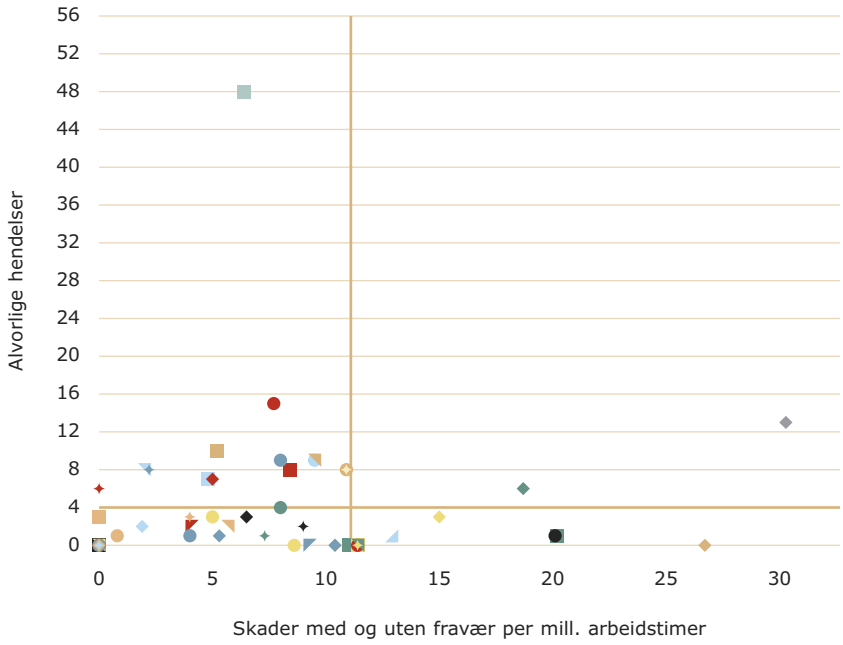
Den grafiske fremstillingen i figur 1 viser felt plassert i forhold til personskader (x-aksen) og alvorlige hendelser (y-aksen). Feltene som ligger innenfor boksen nederst til venstre i figuren, har møtt målene både for personskader og alvorlige hendelser. Feltene som ligger godt utenfor denne boksen blir gjort til gjenstand for ulike reaksjonsformer og oppfølging fra Petoros side. Selskapets ledelse har blant annet gjennomført besøk på anlegg med store sikkerhetsmessige avvik for å forstå og drøfte hva som kan gjøres for å bedre situasjonen. Petoro vil som rettighetshaver ha høy fokus på dette også i den videre oppfølgingen.

MER VANN, MINDRE OLJE

Når det gjelder potensielt skadelige utslipp, har Petoro spesiell fokus på utslippene til sjø. Oljerester i vann som følger petroleumsstrømmen opp fra undergrunnen (produsert vann) og kjemikalietilsetninger i oljestrømmen er de dominerende kildene til slike utslipp (se figur 2). Den miljømessige påvirkningen av disse utslippene lar seg best uttrykke gjennom den såkalte "Environmental Impact Factor" (EIF). Men ettersom denne metoden ikke representerer en konsistent rapporterings-basis i industrien, har Petoro valgt å uttrykke utslippene til sjø gjennom totalt oljeutslipp og totalt utslipp av produsert vann.

Stortingets mål om null utslipp betyr at eksisterende innretninger skal ha satt i verk tiltak innen utløpet av 2005. Utvinningstillatelsene (lisensene) leverte sommeren 2003 inn planer om slike tiltak. Petoro fulgte dette opp ved å lage oversikt over hvilke konsekvenser tiltaksplanene ville ha for lisensene der selskapet er rettighetshaver. Oversikten viste at de foreslåtte tiltakene ville gi en samlet reduksjon av EIF i størrelsesorden 75 prosent, dersom alle tiltak ble implementert uavhengig av kostnad.

Figur 1: Alvorlige hendelser og personskader i 2004



Men spesielt større utbyggings-prosjekter har hatt et antall alvorlig hendelser som gir grunn til bekymring.

Som en del av Petoros miljøarbeid i 2004, ble ekstern leverandør engasjert for å lage en status for arbeidet med miljøtiltakene på Petoros viktigste felt, samt å vurdere de teknologiløsninger og implementeringsplaner som lisensene la til grunn.

Konklusjonen er at den beregnede totale reduksjonen av EIF i hovedsak vil kunne oppnås. Noen av feltene har fått myndighetenes godkjennelse til å implementere tiltak i forbindelse med revisjonsstans i 2006.

Operatørene har fremdeles diskusjon med SFT om implementering av ytterligere tiltak i tilfeller der kostnadseffektiviteten av tiltakene er lav, det vil si tiltak der man får liten miljømessig virkning i forhold til investeringene som kreves.

Grafikken nedenfor omfatter alle olje- og gassfelt som Petoro er rettighetshaver i, og viser Petoros andel av totalutslippene. Inkludert er også utslipp fra gassanleggene på Kollsnes og Kårstø samt fra gassrørledningen Norpipe. Den markante nedgangen i utslippvolum fra 2000 til 2002 som framkommer av grafikken nedenfor, skyldes primært nedsalg av eierinteresser.

Figur 2 viser både de totale utslipp av produsert vann og utslipp per enhet olje og gass levert. Kurven over utslipp per levert enhet refererer i år til oljedirektoratets offisielle statistikk for levert (eksportert) mengde olje og gass for de år som framgår av figuren. I tidligere års årsrapporter er tilsvarende KPI referert til oljeselskapenes produksjonsoversikter. Dette nedfører at utslipp per levert mengde i årets rapport avviker noen fra tidligere årsrapporter. Tilsvarende forhold gjelder figurene 4, 5 og 6.

Trenden for oljeutslipp (figur 3) er jevnt nedadgående. Unntaket er 2003, hvor økningen skyldtes et enkelt stort akuttutslipp av olje. Når utslippene av olje viser en markant og tilnærmet jevn nedgang siden år 2000 til tross for motsatt trend for utslipp av produsert vann, skyldes dette at effekten av renseanleggene er blitt bedre.

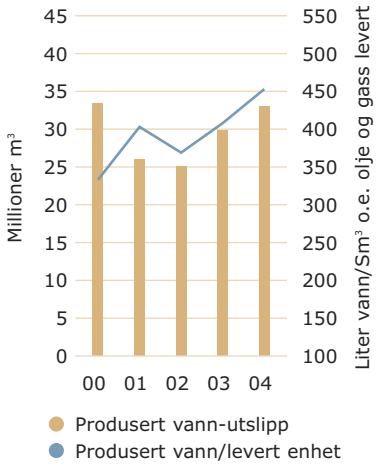
CO_2, NO_X OG FLYKTIGE ORGANISKE FORBINDELSER

Når det gjelder utslipp til luft er det, som for norsk sokkel for øvrig, en svak økning fra 2003 til 2004 i utslippene av CO_2. (fig. 4) Økningen er på ca. 3 prosent og skyldes både utslippsøkninger fra felt i produksjonsoppbyggingsfase, som Grane og Kvitebjørn, og mindre økninger på en rekke felt som er kommet inn i en moden produksjonsfase og har tatt i bruk mer energikrevende utvinningsmetoder.

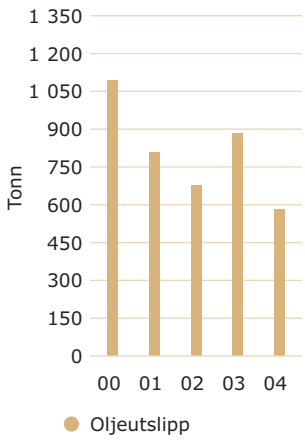
Utslippene av NO_X viser samme tendens som CO_2-utslippene. Dette fremgår av figur 5. Når utslippsøkningen fra 2003 har vært noe mer markant for NO_X enn for CO_2, skyldes dette to forhold; mer produksjonsboring fra flyttbare innretninger og oppjustering av utslippsfaktor på noen felt.

Utslippene av flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC) viser en markant nedgang siste år, både når det gjelder totale utslipp og utslipp per levert mengde olje. Dette er fortsettelse av en positiv trend som går tilbake til 2000 og skyldes først og fremst installasjon av gjenvinningsanlegg for nmVOC på skytteltankerne som frakter olje fra felt med oljelageranlegg, samt installasjon av gjenvinningsanlegg for lagertanker offshore.

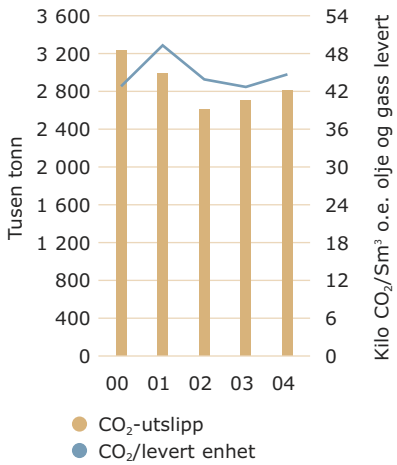
Figur 2: Utslipp av produsert vann og mengde produsert vann per Sm^3 o.e. olje og gass levert.



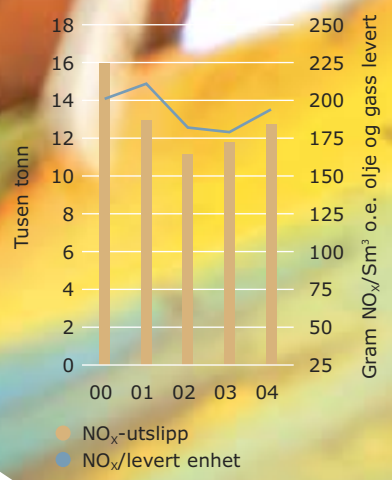
Figur 3: Utslipp av olje til sjø



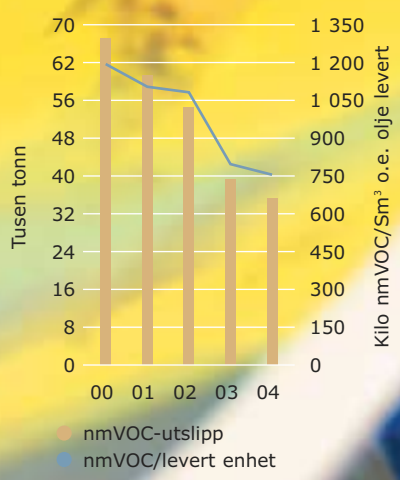
Figur 4: Utslipp av CO_2

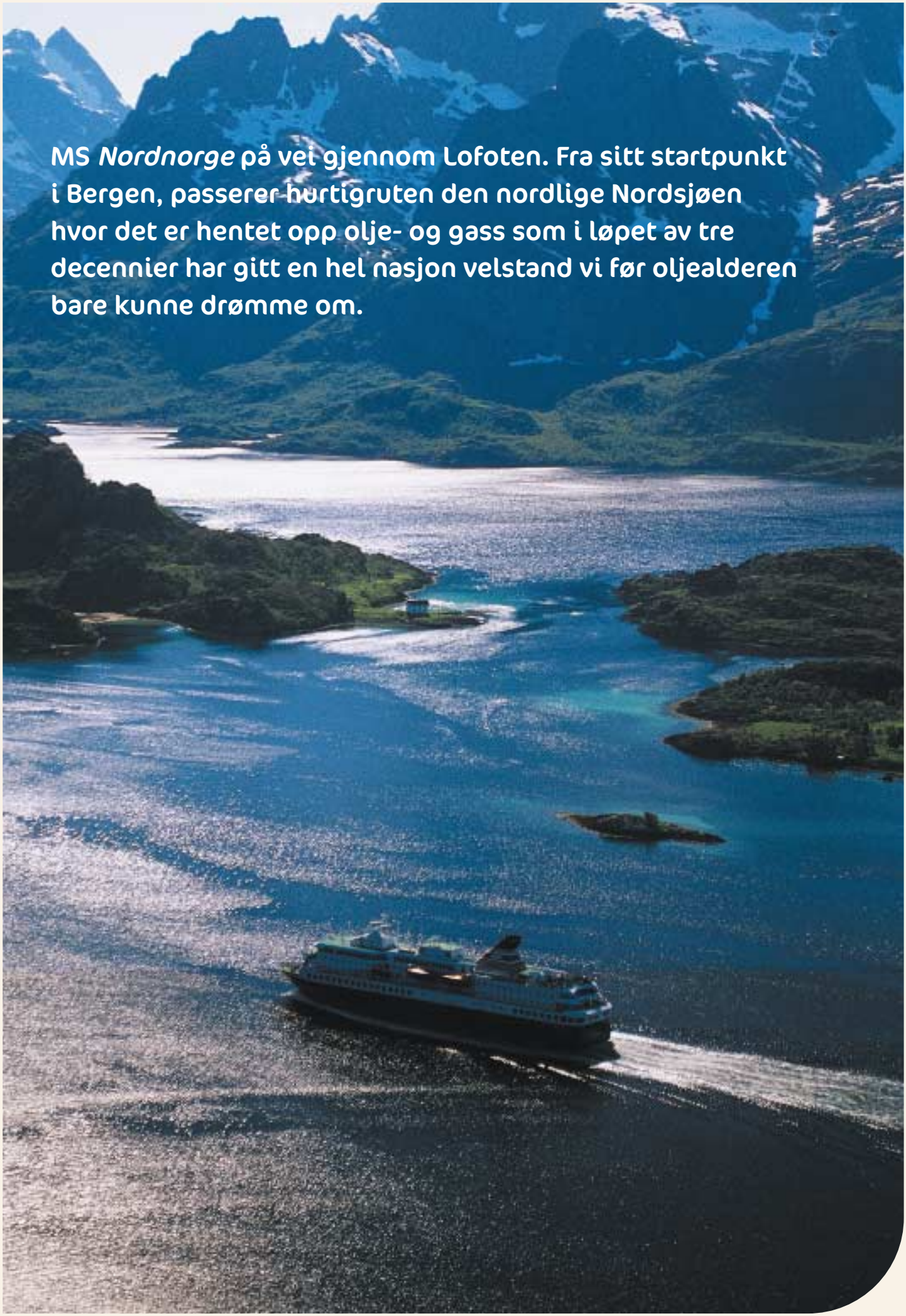


Figur 5: Utslipp av NO_x



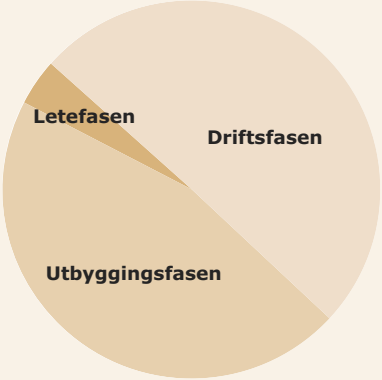
Figur 6: Utslipp av nmVOC



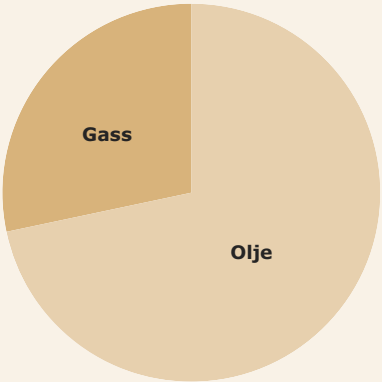


MS *Nordnorge* på vei gjennom Lofoten. Fra sitt startpunkt i Bergen, passerer hurtigruten den nordlige Nordsjøen hvor det er hentet opp olje- og gass som i løpet av tre decennier har gitt en hel nasjon velstand vi før oljealderen bare kunne drømme om.

I kjølvannet av **pengestrømmen**



Fordeling utgifter



Fordeling inntekter

Eventyret er ikke slutt. Etter Nordsjøen passerer hurtigruteskipene områder i det sørlige Norskehavet som ennå er i en tidlig utviklingsfase i petroleumssammenheng. Og fra utsiden av Lofoten og videre mot nord, finnes store jomfruelige områder som forhåpentligvis bidrar til at også kommende generasjoner nordmenn får ta del i den petroleumsbaserte velferden.

Beregninger viser at norsk sokkel fortsatt skjuler 30 milliarder oljeekvivalenter. En astronomisk mengde olje og gass som representerer fremtidige milliardinntekter. Den uoppdagede mengden tilsvarer den mengden olje og gass som er tatt opp til nå – som igjen tilsvarer den mengden olje og gass som er påvist, men ennå ikke hentet ut. En tredel produsert, en tredel påvist, en tredel uoppdaget.

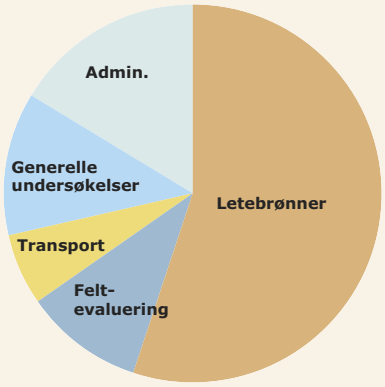
Mye av den gjenværende oljen og gassen befinner seg nettopp under Norskehavet, og en noe mer usikker del under Barentshavet.

Verdimessig har petroleumen lang vei å gå fra reservoarene tusenvis av meter ned i undergrunnen til den blir omgjort til penger i markedet.

På denne ferden skaper oljen og gassen enorme pengestrømmer som vi skal følge gjennom de påfølgende temasidene, helt i tråd med navnet Petoro - en parafrase av transmisjonen fra *pet*roleum til *oro*, det spanske ordet for gull.

Underveis vil vi også se på noen sentrale problemstillinger i de ulike fasene leting, utbygging, drift og avsetning. Og vi beskriver Petoros fokus i de ulike fasene.

Letefasen: **Behov for påfyll**



Fordeling utgifter

Den nordlige delen av Norskehavet er et av de mest interessante, men også mest kontroversielle områdene for leting etter olje og gass på norsk sokkel.

På veien over Vestfjorden passerer hurtigruten fiskebåter i ferd med å hale om bord sesongens skrei, eller lofottorsk. Torsken vandrer fra det kalde Barentshavet for å gyte i Lofoten tidlig på året og gir der grunnlag for det berømte lofotfisket.

Fiskere og lokalbefolkning er redd for hva oljeutslipp kan gjøre med fisken. Men de frykter også at selve tilstedeværelsen av borerigger skal skade kontinentale fiskekjøperes inntrykk av ren, ubesudlet fisk – og turistenes oppfatning av ren, vill og vakker natur. ”Perception is reality” – det man oppfatter er virkelighet.

Oljefolket er på sin side bekymret for at det er en stund siden leting på norsk kontinentalsokkel ga funn i verdensklassen. Funnene er blitt færre, mindre, og det går lengre tid mellom dem enn i de gylne 1970- og 1980-årene.

Oljedirektoratet mener riktignok det er like mye petroleum igjen å finne som det som er produsert de siste 30 årene. Men da, svarer industrien, må vi lete der vi har størst mulighet til å finne noe. Blant de områdene flere av de store oljeselskapene har pekt på, er nettopp havområdene utenfor Lofoten. Og industrien har over 30 år vist seg i stand til å drive i forsvarlig samvirke med fiskeriinteresser og det ytre miljø

I mellomtiden har leteaktiviteten på norsk sokkel vist en fallende tendens. I forhold til totale kostnader på norsk sokkel i 2003 på 123 milliarder kroner, ble bare rundt fem milliarder brukt til leting etter olje og gass

Det ga bare 23 letebrønner i 2003. I fjor var tallet enda lavere – 17 letebrønner hvorav ni undersøkelsesbrønner og åtte avgrensningsbrønner. For 2005 er det meldt inn planer for mellom 25 og 30 letebrønner – de fleste undersøkelsesbrønner. Forbedring, men fortsatt liten aktivitet i forhold til britisk sokkel der det ble boret 63 nye letebrønner i 2004 og er planer om 70 nye i 2005.

Det en problemstilling for AS Norge at en stor del av netto-inntektene fra sokkelen kommer fra de store funnene som ble gjort for 15, 20, 25 og 30 år siden og i mindre grad fra nyere funn.

Mange av de gode feltene har gitt dobbelt så mye olje og gass som opprinnelig antatt. Ja, kanskje fire-fem ganger så mye. Men nå begynner det å merkes at de gode feltene også er gamle. Riktignok vil gassproduksjonen fortsette å øke i noen år, men den mer lukrative oljeproduksjonen har vært på nedadgående de siste fire-fem årene.

Etter hvert som forventninger om store funn fra flere konsesjonsrunder ikke har blitt møtt, aktualiseres spørsmålet om hvor påfyllet skal komme fra for i det minste å gjøre fallende produksjonskurver så slake som mulig. Dette har

også med tid å gjøre, ettersom det fortsatt tar flere år fra et funn blir til produserende felt.

Hurtigruten nærmer seg Stamsund. Den staselig steile Lofotveggen skimtes i styrbord dis. Det er kort vei herfra over land til utsiden av Lofoten, og til havområdet utenfor som strekker seg sørover mot funn som allerede er i produksjon utenfor Helgelandskysten, og nordover mot nye muligheter i Barentshavet.

Geologene har sett strukturer her, som er så nær strandsteinene at industrifolk allerede har begynt å snakke om

mulighet for fremtidig utvinning basert på boring av brønner fra land.

Myndighetene har i den senere tid tilrettelagt for opptrapping av letevirksomheten. Et eksempel er utlysing av en 18. konsesjonsrunde som var den største siden første konsesjonsrunde i 1965, og som også omfattet nye områder i Skagerrak. Et annet eksempel er fremskynding av 19. konsesjonsrunde som nå kommer i første halvdel av 2006. Videre er det tildelt et betydelig antall blokker i såkalte forhåndsdefinerte områder (TFO) som i fjor også omfattet Norskehavet.

Det myndighetene ikke har gjort enda, er å gjenåpne området Nordland VI sørvest for Lofoten, og som brått ble stengt like foran borekronen som Hydro var klar til å sette høsten 2001. Ei heller har man åpnet nye områder vest for Lofoten. Per i dag ser dette ut til tidligst å kunne skje etter at den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet-Lofoten er lagt fram for Stortinget våren 2006.

PETOROS FOKUS

Petoro søker ikke om nye konsesjoner på norsk sokkel, og gjennomfører heller ikke den type omfattende evalueringer som kreves for slike søknader. Dersom staten velger å legge andeler til SDØE, får Petoro i oppgave å forvalte disse eierandelene.

Fra starten i 1985, ble SDØE som hovedregel tildelt store eierandeler i nær sagt alle lisenser på sokkelen. Etter hvert ble politikken endret i retning av at staten skal være mer selektiv og totalt sett redusere tildelingene til SDØE.

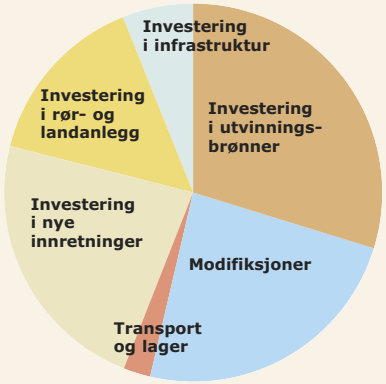
Myndighetene har imidlertid gjort det klart at man fortsatt vil kunne tildele andeler til SDØE i nye lete- og utvinningstillatelser, og i 2004 gikk staten inn i 10 nye lisenser som ble tildelt i 18. runde og i forbindelse med forhåndsdefinerte områder (TFO).

Petoros medisin for langsiktig reservetilgang er tredelt: å gjøre nye funn i nye områder, å finne mest mulig nær eksisterende installasjoner mens de ennå er i drift, og å få mest mulig olje og gass ut av eksisterende felt gjennom tidlig anvendelse av teknologi og nye metoder for å øke utvinningen fra reservoarene.

For å gjøre nye funn, arbeider selskapet for økt boreaktivitet innen utvalgte utvinningstillatelser i letefasen og er samtidig en pådriver innen SDØEs kjerneområder for å inkludere letestrategi i de eldre lisensenes langtidsplaner.

Seniorrådgiver Gunn-Jane Håland i Petoros kommersielle avdeling er likevel ikke i tvil om at nye funn utgjør det største potensialet for fremtidig SDØE-produksjon. ”Vårt forretningsmessige fokus er å bidra til tidsriktig innfasing av leteaktivitet og påviste funn for å videreutvikle eksisterende kjerneområder og etablere nye,” sier hun.

Utbyggingsfasen: **Fremtid på havets bunn**



Fordeling utgifter

Påskeaften 2005. Vi har forlatt hurtigruten *Nordnorge* og inntatt nordspissen av øya Stord i Sunnhordland for å betrakte slepet av Kristin-plattformen som siger for sakte fart nordover mot Norskehavet.

Noen betrakter den som en av de siste nye overflateplattformene på norsk sokkel og regner med at fremtidig utbygging i hovedsak kan skje på havbunnen.

Prislappen for plattformen alene er så langt 8,3 milliarder kroner, mens hele utbyggingen har i mars 2005 et samlet kostnadsanslag på 21 milliarder. Kristin-prosjektet har dermed vært et betydelig bidrag til utviklingen av de totale investeringene på norsk sokkel de siste årene. Statoil er operatør, mens Petoro forvalter en andel på 18,9 prosent.

I 2003 var de totale investeringene på sokkelen 52,3 milliarder kroner, i fjor 71 milliarder, mens det i år er planer om nærmere 90 milliarder i investeringer – et toppnivå, historisk sett.
For ti år siden ble den høyeste konstruksjonen som noen gang har beveget seg over jordens overflate slept ut fra fjordene nord for Stavanger til Trollfeltet. Allerede den gangen var det klart at det bunnfaste betongkonseptet på Troll måtte vike for kombinasjonen av flytende plattformer og undervannsanlegg for den videre utbyggingen av sokkelen.

Nå spekulerer mange i at det kanskje ikke er nødvendig med flytere heller – og at Kristin er blant de siste overflate-installasjonene på norsk sokkel. Fremtidige utbygginger vil sannsynligvis kunne skje fullt og helt på havbunnen, med anlegg som både kan prosessere olje og gass og komprimere for eksport via rørledning.

De to pågående prosjektene Snøhvit og Ormen Lange er et slags mellomsteg, der utbygging på havbunnen kombineres med ilandføring for prosessering og videre eksport.

Snøhvitfeltet i Barentshavet ble funnet i 1984, men flere forsøk på å få til en lønnsom utbygging måtte oppgis. Løsningen ble å satse på nedkjøling av gassen til flytende form (LNG) som kan fraktes til markedet på kjøl. Samtidig fikk man tilpasninger av vilkår som bidro til tilstrekkelig lønnsomhet i investeringen. Statoil er operatør, Petoro forvalter 30 prosent.

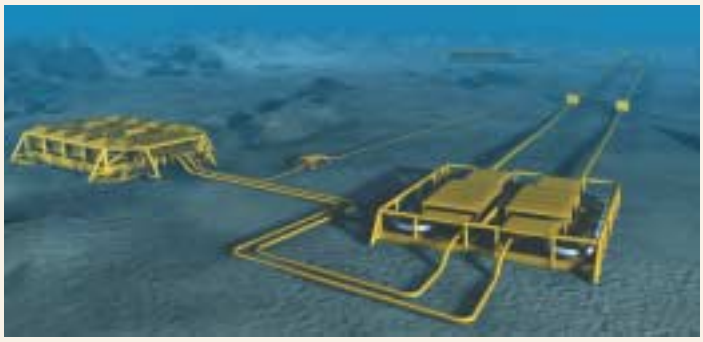
Utbyggingen består av undervannsinstallasjoner til havs, rørledninger til land samt nedkjølingsanlegg for gass til LNG og eksportterminal på Melkøya utenfor Hammerfest. Totalrammen for investeringen i Snøhvit ligger an til å bli rundt 50 milliarder kroner, mot opprinnelig anslag i underkant av 40 milliarder. I tillegg kommer investering i LNG-skipene.

Oppstartsfasen for produksjon er planlagt til høst 2006/vår 2007. Reservene i Snøhvit er solgt som LNG til det spanske og amerikanske markedet. Statoil som markedsfører egen og statens gass sammen, har sikret seg et brohode i USA med tanke på ytterligere forsyninger av LNG.

Fra brua på hurtigruta Nordnorge har kaptein og mannskap de siste tre-fire årene kunnet følge med på en fullstendig forvandling av Melkøya. Fra å være en fredfull holme har

Melkøya blitt til et summende travelt industrianlegg som også har gitt betydelige nærings- og vekstimpulser til store deler av Nord-Norge.

Omtrent midtveis mellom Melkøya og Easington på østkysten av England, passerer hurtigruta en annen øy med stor gass-utbyggingsaktivitet. Gosen i Aukra kommune ligger i leia mellom Molde og Kristiansund og i det nordøstre hjørnet av øya ligger Nyhamna som er vertssted for mottaksterminalen og prosessanlegg for gassfeltet Ormen Lange. Gassen skal sendes videre i nytt rør, Langeled, til Easington.



Hydro er operatør for utbyggingen, som på selve feltet består av undervannsinstallasjoner på ca tusen meters dybde. Herfra fraktes gassen i rør opp den bratte Storegga-skrenten og videre inn til prosessanlegget i Nyhamna. Shell overtar operatøransvaret etter Hydro, når produksjonen etter planen starter høsten 2007. Petoro sitter på 36,48 prosent.

Investeringene i Ormen Lange og Langeled er beregnet til 66 milliarder kroner, fordelt med 46,5 mrd. på feltutvikling og prosessanlegg og 19,5 mrd. på rørledning.

PETOROS FOKUS

Petoro har i forhold til pågående utbyggingsprosjekter konsentrert seg om kostnader og fremdrift, men også om konseptløsninger og teknologiutvikling som kan gi synergi-effekter for fremtidige utbygginger.

På Kristinfeltet er Petoros engasjement et eksempel på at arbeid for å holde enhetskostnadene nede både retter seg mot kostnadene og mot inntektssiden. Petoro har således vært en pådriver for å få bore opp og utvikle det såkalte Tofte-prospektet i tro på at å bruke penger her, vil bidra til økt lønnsomhet og verdiskaping totalt sett.

Petoro har vært bekymret for oppjusteringer av kostnads-anslagene for Kristin-utbyggingen, men har samtidig vært klar over den betydelig tekniske og geologiske risiko som følge av et komplekst reservoar under høyt trykk og høy temperatur. En rekke nye teknologiske løsninger er utviklet og kvalifisert spesielt for denne utbyggingen.

En andel på 30 prosent i Snøhvitfeltet gjør det naturlig at Petoro også her har vært fokusert på prosjektstyring og kostnadskontroll. Petoros områdeleder John Magne Hvidsten, mener manglende modenhet ved investeringsbeslutningen er hovedårsaken til problemer med forsinkelser og kostnadsoverskridelser.

Han understreker at prosjektkostnader og prosjektstyring på Snøhvit må følges opp helt frem til produksjonsstart – og en stund til. Men han tror samtidig at prosjektet vil vise seg lønnsomt og kanskje åpne opp for ny og enda mer lønnsom produksjon etter hvert.

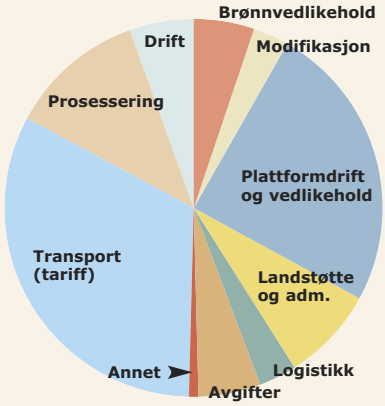
På Ormen Lange var Petoro opptatt av fremtidig potensial på inntektssiden, da utbyggingskonsept skulle velges. Valg av utbyggingskonsept for Ormen Lange som ligger på 850-1 000 meter havdyp, stod mellom kombinasjonen undervanns-installasjoner og plattform offshore - og undervanns-installasjoner med rørtransport av ubehandlet brønnstrøm til prosesseringsanlegg på land.

Gunnar H. Eide som er områdeleder i Petoro og selskapets representant i styringskomiteen for Ormen Lange, sier det var avgjørende for beslutningen om ilandføring at produksjons-kapasiteten dermed kunne økes. Løsningen med plattform offshore ville kunne produsere drøyt 60 millioner standard kubikkmeter gass per dag, mens prosessering på land kan øke dette til 70-80 millioner kubikkmeter per dag, noe som også øker lønnsomheten.

Ormen Lange- prosjektet er i rute, og Eide mener det skyldes godt arbeid i den tidlige fasen. Valget av konsept, de teknologiske løsningene og kontraktsstrategien ble gjenstand for grundigere vurdering og diskusjon enn noen gang tidligere, sier Eide. Petoro er med sin andel på 36,5 prosent pådriver for å kvalifisere teknologi til neste fase av Ormen Lange-utbyggingen. 750 millioner kroner blir avsatt til å kvalifisere og pilotteste løsninger med undervannskompresjon som alternativ til en tradisjonell kompresjonsplattform.

KRISTIN
STATOIL

Driftsfasen: **Signaler for mer effektiv drift**



Fordeling utgifter

Mens kapteinen mottar overvåkingssignaler og sender styringssignaler mellom brua og maskinrommet på hurtigruta, skjer lignende prosesser i ConocoPhillips sine kontrollrom i Tananger utenfor Stavanger og på Ekofiskfeltet midtveis mellom Norge og England.

Distansen signalene vandrer fra brua på et skip til maskinrommet er svært ulik avstanden mellom Stavanger og Ekofisk. Men i begge tilfeller skjer overføringen raskt nok, presist nok og med informasjon nok til at mannskapet kan utnytte muligheter bedre enn før, ta raske og gode beslutninger og få beslutningene raskt og effektivt implementert.

Slik kan MS Nordnorge trygt åle seg inn den trange og spektakulære Trollfjorden som en avstikker fra Raftsundet i Lofoten. Og slik kan man sørge for at riktig trykk og ventilåpninger sikrer høyest mulig produksjon og verdiskaping fra Ekofisk.

Hemmeligheten i Tananger og på Ekofisk, er at kommunikasjonen skjer via en fiberoptisk kabel som kan transportere ufattelige mengder data. Teknologien gir muligheter til et mer dynamisk arbeidsmiljø der tverrfaglige arbeidsprosesser mellom ansatte på land og i havet utvikles ved hjelp av sanntidsdata. Dette styrker samarbeid, kommunikasjon og beslutningstaking og gir mer effektiv drift, produksjon og boring.

Effektivisering på dette området kan gi betydelig økonomisk gevinst. I 2003 ble det brukt mer enn 30 milliarder kroner for å drive, vedlikeholde og modifisere feltene på norsk sokkel. Av dette gikk ca 15 milliarder til drift og vedlikehold av plattformer, fem milliarder til landstøtte og administrasjon, tre milliarder til brønnvedlikehold og to milliarder til logistikk. I tillegg kommer investeringer i driftsfasen i form av modifikasjoner – som samme år utgjorde drøye 13 milliarder kroner.

PETOROS FOKUS

Petoro mener mer kritisk vurdering av arbeidsoperasjonene samt bedre organisering av arbeidet kan forlenge produksjonen med flere år. Det er ikke tilfeldig at det nettopp er til arbeidet i lisensene at Petoro bruker flest egne medarbeidere - for å maksimere verdiskapingen der selskapet forvalter statens andeler.

Med oljepriser på 40 til 50 dollar fatet kan det være vanskelig å få oppmerksomhet om tiltak for å redusere driftskostnadene. I dagens prisregime betyr det tilsynelatende lite om det koster to eller fire dollar for å produsere hvert fat olje. I et lengre perspektiv er det kritisk å redusere enhetskostnadene tidlig nok til å kunne investere i omlegging og forbedring før produksjonsfallet har kommet for langt, og før oljeprisen har falt dramatisk igjen.

Alternativet er at feltet stenges ned flere år for tidlig, med det til følge at utvinningsgraden blir lavere enn nødvendig, lisenshavere og samfunnet går glipp av milliardinntekter og arbeidsplasser forsvinner tidligere enn nødvendig.

Ivar Stapnes er rådgiver i Petoro innen lisensoppfølging og leder for Petoros eget interne kostnadsprosjekt. Han sier at Petoro fra sin brede tilstedeværelse i lisensene på norsk sokkel ser store forskjeller i måten feltene drives, vedlikeholdes og modifiseres.

Som forvalter av den største porteføljen av norske olje- og gassfelt, bruker Petoro sin oversikt og innsikt til å finne ut hvor de enkelte feltene befinner seg i det totalt kostnads- og effektivitetsbildet.

Denne oversikten vil selskapet oppdatere på årlig basis og deretter diskutere med operatørene hvilke felt som bør etablere forbedringsprosesser som inngår i operatørens langtidsplan.

Stapnes ser klare forskjeller mellom operatørene: ”De som lykkes, er de som setter seg klare mål, mestrer endringer og har vilje til å gjennomføre omstilling. Og da lykkes de ikke bare med å skape gode økonomiske resultater, men også bedre sikkerhet og bedre arbeidsmiljø.”

Stapnes sier Petoro vil etterspørre resultater av de 15 milliardene som blir brukt på ombyggingsprosjekt årlig. ”Er bransjen kritisk nok til disse kostnadene?” Han mener at før beslutning om ombyggig, må det gjøres bedre vurderinger av hva man kan oppnå ved å drive sikkert og effektivt med det utstyret man allerede har.

”Noe av det mest risikable vi gjør offshore er å bygge om. Det er ikke opplagt at den eventuelle sikkerhetsforbedringen man oppnår med å bygge om, rettferdiggjør risikoen ved selve ombyggingen.”

Stapnes ser systematiske forskjeller mellom feltene. ”Noen har en kultur som gjør at de bygger om gjennom hele levetiden - uten at sikkerhetsstatistikk, regularitet eller driftskostnader bedrer seg nevneverdig.”

Smart ledelse

Hurtigrutene er under press fra alternative transportmidler – fly, egen bil, hurtigbåter. I en slik konkurransesituasjon er det viktig å drive effektivt, slik som det også er for petroleums-industrien, særlig i den modne fasen.

Et vittig hode har hevdet at moderne skip trenger kun én ansatt - og en hund. Hunden passer på at den ansatte ikke rører noe. Den ansattes oppgave er å mate hunden.

Så har da også skipsfarten hatt sin diskusjon om automatisering, sikkerhet og arbeidsplasser. Akkurat slik oljeindustrien har denne diskusjonen nå, da flere og flere felt er i en moden fase, der produksjonen faller og kostnadene for å produsere hvert fat olje eller hver kubikkmeter gass dermed går opp.

Operatørene på norsk sokkel har i ulik grad og med litt forskjellige innfallsvinkler startet arbeid for å implementere det Petoro kaller ”smart drift”, men som også går under navn som ”e-drift” og ”integrerte operasjoner”.

Uansett navn dreier det seg om å effektivisere driften og gjøre produksjonen mer lønnsom gjennom bruk av ny teknologi, endrede organisasjonsformer, nye arbeidsprosesser og aktiv deling av informasjon. Om få år kan landorganisasjonen spille en mer direkte rolle i daglige operasjoner offshore samt at mer arbeid kan flyttes fra havet til kontorer på land.

En slik utvikling betyr i seg selv ikke nødvendigvis færre arbeidsplasser, men at riktig kompetanse - og kanskje annerledes kompetanse – er lettere tilgjengelig. Dette kan gi raskere, sikrere og bedre beslutninger på kompliserte områder innen boring og produksjon. Siktemålet er reduserte kostnader, økt produksjon og inntjening og dermed også lengre levetid for feltene og sysselsettingen.

PETOROS FOKUS

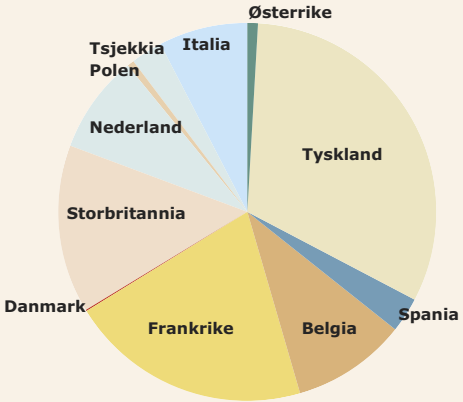
Seniorrådgiver Roy Ruså i Petoro mener det aller mest handler om ledelse og endringsevne og -vilje. Han er opptatt av at ”smart drift” ikke skal ses på som et motebegrep, men som en nødvendighet for å få til en optimal produksjon på installasjonene og å få ut mest mulig av de tilstedeværende ressursene på sokkelen.

Petoro vil bearbeide holdninger og få fram at smart drift ikke representerer et trusselbilde, men nye muligheter. Ruså mener dette erkjennes i stadig flere miljøer. Men samtidig løper tiden.

”Det er gevinster å hente ved å gå raskere fram. Det er for sent å ta nye metoder i bruk når feltene kommer til halefasen,” sier Ruså og peker på at det er et ”værvindu” etter at feltene har gått av platå og før de kommer i den aller siste fasen, der man fortsatt har økonomisk handlekraft til å holde seg i front teknologisk.

”De store selskapene må gå foran. Derfor synes vi det er bra at Statoil og Hydro har grepet fatt i dette og uttrykt sine ambisjoner,” sier Ruså.

Inntektsfasen: **Et rikshospital per uke**



Kjøpere av norsk gass

Vi har så langt fulgt kostnadene på norsk sokkel – men den største pengestrømmen er inntektene fra kjøperne av norsk olje og gass, på bildet representert ved det franske kjøkken.

Brutto salgsinntekter for hele norsk sokkel var i 2004 ca 340 milliarder kroner. For et slikt beløp kunne man bygge et nytt rikshospital, hver uke, hele året.

Om lag 80 prosent av de norske oljeinntektene stammer fra europeiske kjøpere. Resten av inntektene kommer fra USA og Asia samt fra raffinering og salg av produkter innenlands.

Mens olje fullt ut er et globalt produkt, har gass tradisjonelt blitt transportert i rør til et regionalt marked, for norsk gass – det europeiske kontinent og Storbritannia. Med økende andel av LNG (nedkjølt flytende naturgass som fraktes på skip), har også gass i større grad blitt en global vare, men gass i rør dominerer fortsatt forsyningen i Europa.

Norsk gass har om lag 12 prosent av det europeiske markedet, og de største avtakerlandene er Tyskland, Frankrike og Storbritannia (se figur).

Viktige trekk ved det europeiske gassmarkedet er at etterspørselen fra kontinentet forventes fortsatt å vokse betydelig, mens importbehovet til det britiske markedet antas å øke kraftig som følge av fallende egenproduksjon.

I tillegg har EU forsøkt å legge forholdene til rette for økt konkurranse med det for øye å sikre tilgang av energi til lavere priser. Dette har medført endrede kontraktstrukturer og rammevilkår som har skapt nye utfordringer for avsetning av norsk gass.

På tilbudssiden kan man regne med skjerpet konkurransen om det europeiske, kanskje særlig det britiske markedet. Hovedkonkurrenter til norsk gass, er i første rekke gass fra Russland og Algerie, dernest gass i form av LNG fra Vest-Afrika og Midt-Østen og etter hvert rørgass fra Kaspihavet.

”I dette bildet er det viktigere enn noen gang å holde kostnadene nede for å være konkurransedyktig,” sier Ole Njærheim, rådgiver innen marked og avsetning i Petoro.

PETOROS FOKUS

Petoros rolle innenfor avsetnings av olje og gass er å overvåke statens avsetningsinstruks som medfører at Statoil selger både statens direkte eide petroleum (fra SDØE-porteføljen) og sin egen. Petoro ivaretar sin oppgave med størst mulig verdiskaping for øye - samt å sikre rettmessig fordeling av inntekter og kostnader.

Norge er i den gunstige posisjon at tunge gassinvesteringer i felt og transportanlegg ble besluttet for 10-20 år siden og var understøttet av langsiktige gassalgskontrakter. I dagens markedssituasjon hadde slike beslutninger sittet mye lengre inne, mener Njærheim.

Nå høster gasselgerne av de investeringene som ble gjort og de langsiktige avtalerne som ble inngått. Et satsingsområde for Petoro er å opprettholde og om mulig øke verdien av gassen som allerede er kontraktsfestet. Videre er det viktig å optimalisere produksjonen og være i posisjon med gass når det kortsiktige spotmarkedet etterspør ekstra gass, eksempelvis ved kaldt vær i Europa.

PENGESTRØMMEN VIDERE

For å avslutte vår reise langs den oljesmurte pengestrømmen: Pengene er aldri innom Petoros egen kasse. Selskapet kontrollerer og fører regnskap, men pengene går direkte inn i statskassen. Derfra overføres det meste til Statens Petroleumsfond – som trolig blir til pensjonsfond og som i fjor passerte en billion eller tusen milliarder kroner i verdi.

Petroleumsfondet ble etablert for å unngå den såkalte ”hollandske syken” – feberhet nasjonaløkonomi som fulgte av at for mange petroleumsgylden ble sprøytet inn i den – og for at dagens generasjon nordmenn skal dele sin økonomiske lykke med fremtidige generasjoner.

Det betyr ikke at alt saltes ned i utenlandske aksjer og obligasjoner eller avsettes til barn og barnebarn. Ifølge ”handlingsregelen” som politikerne har gjort gjeldende for seg selv, skal inntil fire prosent av den antatte gjennomsnittlige langsiktige avkastningen av fondet hvert år kunne overføres til statsbudsjettet og gjøres til glede for nordmenn av i dag.

Utfordringen for så vel myndigheter som aktørene på sokkelen er hvordan man skal møte modningen av norsk sokkel, der stadig flere av de store feltene er i ferd med å havne på nedsiden av sin livssyklus, mens det gjennom det siste tiåret ikke er gjort tilsvarende nye store funn til erstatning for de gamle.

Petoro vil for sin del arbeide i begge ender av den typiske produksjonskurven: I tidlig fase bidra til nye funn, i moden fase bidra til å gjøre det beste utav de funn som allerede er gjort. På den måten håper selskapet å bidra til at perioden da olje og gass utgjør en vesentlig bidragsyter til norsk verdiskaping og velstand, skal vare ved i mange tiår fremover.

SDØE bevilgningsregnskap

Utgifter og inntekter Alle tall i NOK mill		**Note**	**2004**	**2003**
Fjerning			0	3
Pro et contra-oppgjør (utbetalinger)			98	209
Investering		2	17 324	16 038
Totale utgifter	**A**		**17 422**	**16 250**
Pro et contra-oppgjør (tilbakebetalinger)	**B**		**-119**	**-51**
Driftsinntekter		3, 4	-120 332	-101 185
Driftsutgifter		5	21 696	17 362
Lete- og feltutviklingsutgifter			543	643
Avskrivninger		2	14 610	14 092
Renter		6	6 677	6 392
Driftsresultat	**C**		**-76 805**	**-62 696**
Avskrivninger		2	-14 610	-14 092
Overføring fra Statens Petroleumsforsikringsfond		9	-490	-1 482
Renter fast kapital		6	-6 666	-6 390
Renter mellomregnskapet		6	-11	-2
Delsum	**D**		**-21 777**	**-21 966**
Totale inntekter (B+C+D)	**E**		**-98 701**	**-84 713**
Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE) (A+E)			**-81 279**	**-68 463**

SDØE kapitalregnskap

Poster Alle tall i NOK mill	**Note**	**NOK**	**NOK**	**NOK**
Mellomregning staten				-663
Realinvestering før nedskrivning			121 270	
Nedskrivning	2, 9		-151	
Konto for realinvestering	2, 8		121 119	121 119
Sum				**120 456**
Mellomregning staten 1.1.2004			542	
Totale utgifter		17 422		
Totale inntekter		-98 701		
Kontantstrøm		-81 279	-81 279	
Netto overført staten			81 401	
Mellomregning staten 31.12.2004			**663**	**663**
Fast kapital 1.1.2004			-118 556	
Årets investering			-17 324	
Årets avskrivning			14 610	
Nedskrivning	2, 9		151	
Fast kapital 31.12.2004	2, 8		-121 119	-121 119
Sum				**-120 456**

Stavanger, 21. februar 2005

Bente Rathe
Leder

Jørgen Lund
Nestleder

Ingelise Arntsen
Styremedlem

Jan M. Wennesland
Styremedlem

Olav K. Christiansen
Styremedlem

John Magne Hvidsten
Ansattes rep.

Elen Carlson
Ansattes rep.

Kjell Pedersen
Adm. dir.

SDØE resultatregnskap

Alle tall i NOK mill	Note	2004	2003*	2002*
DRIFTSINNTEKTER				
Driftsinntekter	3, 4, 9, 10	120 807	101 699	103 709
Sum driftsinntekter		**120 807**	**101 699**	**103 709**
DRIFTSKOSTNADER				
Letekostnader		473	440	871
Avskrivninger	2, 12	15 656	15 081	15 602
Andre driftskostnader	5, 9, 10, 11	21 025	17 557	16 870
Sum driftskostnader		**37 154**	**33 078**	**33 343**
Driftsresultat		**83 653**	**68 621**	**70 366**
FINANSPOSTER				
Finansinntekter		3 542	1 608	1 664
Finanskostnader		4 852	2 075	4 613
Netto finansposter	7	**-1 310**	**-467**	**-2 949**
Årsresultat		**82 343**	**68 154**	**67 417**

**Tallene for 2003 og 2002 er omarbeidet for å ta hensyn til prinsippendring knyttet til nedstengning og fjerning (note 12)*

SDØE balanse

Alle tall i NOK mill	Note	2004	2003*	2002*
Immaterielle eiendeler		999	1 005	826
Varige driftsmidler		130 869	127 231	126 975
Andre anleggsmidler		10	14	79
Anleggsmidler	2, 9	131 878	128 249	127 880
Lager		469	360	308
Kundefordringer	10, 11	11 607	10 627	10 488
Bankinnskudd		75	113	37
Omløpsmidler		12 151	11 101	10 832
Sum eiendeler		**144 029**	**139 350**	**138 712**
Egenkapital per 1.1		119 427	120 289	127 723
Betalt fra/(til) Staten i året		-81 401	-69 005	-74 852
Årets resultat		82 343	68 154	67 417
Egenkapitaljustering**		161	-11	
Egenkapital	18	120 530	119 427	120 289
Langsiktige fjerningsforpliktelser	12	14 930	13 320	12 838
Annen langsiktig gjeld	13	1 001	618	1 878
Langsiktig gjeld		15 931	13 938	14 716
Leverandørgjeld		1 679	1 793	1 212
Annen kortsiktig gjeld	10, 14	5 889	4 193	2 495
Kortsiktig gjeld		7 568	5 986	3 707
Sum egenkapital og gjeld		**144 029**	**139 350**	**138 712**

**Tallene for 2003 og 2002 er omarbeidet for å ta hensyn til prinsippendring knyttet til nedstengning og fjerning (note 12)*

***Knyttet til omregningsdifferanse og etteroppgjør for nedsalg i 2001*

Stavanger, 21. februar 2005

Bente Rathe
Leder

Jørgen Lund
Nestleder

Ingelise Arntsen
Styremedlem

Jan M. Wennesland
Styremedlem

Olav K. Christiansen
Styremedlem

John Magne Hvidsten
Ansattes rep.

Elen Carlson
Ansattes rep.

Kjell Pedersen
Adm. dir.

SDØE kontantstrømoppstilling

Alle tall i NOK mill	2004	2003	2002
Kontantstrøm operasjonelle aktiviteter			
Innbetalinger fra driften	120 956	101 888	101 878
Utbetalinger fra driften	-21 123	-16 664	-17 763
Netto finansutbetaling	-1 013	-179	-2 038
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	**98 820**	**85 045**	**82 078**
Kontantstrøm investeringsaktiviteter			
Investeringer	-16 492	-14 465	-13 140
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	**-16 492**	**-14 465**	**-13 140**
Kontantstrøm finansieringsaktiviteter			
Endring kortsiktig gjeld	-1 374	-465	-1 851
Endring langsiktig gjeld	383	-922	642
Netto overført til staten	-81 401	-69 005	-66 082
Pro & contra i forbindelse med statens nedsalg	25	-112	-1 684
Kontantstrøm fra finansielle aktiviteter	**-82 367**	**-70 503**	**-68 975**
Økning beholdning bankkonto DA-selskap	-39	76	37

SDØE noter

REGNSKAPSPRINSIPPER

Regnskap i kontante størrrelser (kontantprinsippet)
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 kontantregnskapet 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 investeringenes kontantbetaling 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.
I kontantregnskapet nettoføres kostnader for kjøp av gass for videresalg og tilhørende salgsinntekter.

Regnskap utarbeidet i henhold til regnskapsloven (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 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.
Omløpsmidler er vurdert til laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi. Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende beløp.

VARIGE DRIFTSMIDLER
Varige driftsmidler og investeringer regnskapsføres i henhold til regnskapslov og god regnskapsskikk. Varige driftsmidler aktiveres til historisk kost fratrukket planmessige av- og nedskrivinger. Også utgifter til større endringer og fornyelse som øker driftsmidlenes levetid vesentlig, aktiveres. Driftsmidler som erstattes, kostnadsføres.

UTENLANDSK VALUTA
Utenlandsk valuta omregnes etter dagskurs den dagen transaksjonen blir gjennomført. Pengeposter i utenlandsk valuta verdsettes til kursen på balansedagen. 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 balanseført og belastet som brønnkostnad 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.

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

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

SKATTER OG AVGIFTER
SDØE er fritatt inntektsskatt og produksjonsavgift i Norge.

FINANSIELLE INSTRUMENTER
Finansielle instrumenter verdsettes til markedsverdi på balansedagen. 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 børsloven § 2-1, og har god eierspredning og likviditet.

BEHANDLING AV UNDERSØKELSES- OG UTFORSKNINGSKOSTNADER
Petoro bruker "successful efforts"-metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utforskningskostnader i olje- og gassvirksomheten i SDØE regnskapet.
Utgifter knyttet til leteboring blir aktivert i påvente av resultat av boringene. Utgiftene klassifiseres i balansen som varige driftsmidler dersom det påvises drivverdige reserver av olje- og gassforekomster. Alle utgifter for utbygging av brønner, plattformer og utstyr aktiveres. Også utgifter påløpt i operatørens prosjektorganisasjon for felt under utbygging og utbyggingskostnader påløpt etter innsending av plan for utbygging og drift blir balanseført.
Utgifter til tørre letebrønner og driftsforberedelser kostnadsføres løpende. Dette gjelder også for utgifter til anskaffelse av reservedeler i driftsfasen og kostnader knyttet til reparasjoner og vedlikehold.
Utgifter til operatørenes belastninger for forskning og utvikling kostnadsføres løpende.

AVSKRIVNINGER
Ordinære avskrivninger på olje- og gassproduserende anlegg beregnes for hvert enkelt felt og feltdedikert transportsystem etter produksjonsenhetsmetoden.
For avskrivningsformål benyttes 85 % av Oljedirektoratets reserveanslag for utbygde reserver. Reserveanslagene er forventningsbasert, og revideres årlig. Eventuelle endringer gis prospektiv effekt. Ordinære avskrivninger for transportsystemer samt stigerørsplattformer som benyttes av flere felt, blir beregnet lineært over gjeldende lisensperiode per 31.12.2004. 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.
Forpliktelser (kortsiktig gjeld) som oppstår på grunn av for mye uttatt råolje i forhold til SDØEs andel av produksjonsfellesskap, vurderes til produksjonskost, mens tilgodehavender (kortsiktig 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, således at kun kostnader betalt til tredjepart fremkommer som netto transportkostnader.

OVERFØRSEL AV EIENDOMSRETT MELLOM UTVINNINGSTILLATELSER
Det vises til St.prp. nr. 1 VIII om fullmakter ved overføring av eiendomsrett fra en rettighetshavergruppe hvor Petoro AS som forvalter av SDØE er en av rettighetshaverne, til en annen rettighetshavergruppe. Eiendomsrett som

overføres fra utvinningstillatelse som har betalt en investering til utvinningstillatelse hvor investeringen er foretatt, finner normalt sted ved overdragelse. Betalende utvinningstillatelse beholder da bruksrett til investeringen.

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 etter bruttometoden for SDØEs andel av inntekter, kostnader, eiendeler og gjeld.

NEDSTENGNINGS- OG FJERNINGSKOSTNADER
I henhold til konsesjonsvilkårene kan myndighetene pålegge rettighetshaverne å fjerne anleggene til havs ved driftsperiodens utløp. Med referanse til NRS for "Usikre forpliktelser og betingede eiendeler (NRS 13)" og i tråd med den generelle utviklingen innenfor industrien har Petoro valgt å implementere aktiveringsmetoden per 1. januar 2004. Forpliktelsen blir beregnet med bakgrunn i informasjon fra respektive operatører og er basert på eksisterende teknologi og regelverk. Norske myndighetskrav samt OSPAR konvensjonen (The Convention for the Protect of the Marine Environment of the North-East Atlantic) legges til grunn ved fastsettelse av forpliktelsens omfang.
I henhold til aktiveringsmetoden skal virkelig verdi av fjerningsforpliktelsen regnskapsføres i den perioden forpliktelsen oppstår. Samme beløp aktiveres som en del av eiendelens anskaffelseskost og avskrives sammen med denne. Kalkulatorisk rente, effekten av at fjerningstidspunkt er kommet et år nærmere i tid, fremkommer som en finanskostnad.
Nåverdien av fremtidige forpliktelser balanseføres som en del av kostprisen og avskrives i henhold til produksjonsenhetsmetoden. Stigerørsplattformer avskrives lineært.
Endring i estimat for fjerning balanseføres som en del av eiendelens anskaffelseskost og avskrives i løpet av gjenværende levetid.
Implementeringseffekten per 1. januar 2004 på 1 044 mill kroner er bokført som en positiv effekt mot egenkapitalen.

BETINGEDE UTFALL
Sannsynlige og kvantifiserbare tap kostnadsføres.

NOTE 1 – OVERDRAGELSE AV EIERANDELER

I løpet av 2004 har Petoro gjennomført porteføljetilpasning gjennom salg av selskapets 30 % andel i utvinningstillatelse 037D og kjøp av 33,6 % i utvinningstillatelse 309. Begge transaksjonene er gjennomført på forretningsmessig grunnlag i tråd med OEDs "retningslinjer for porteføljetilpasning".
Salget av andelen i utvinningstillatelse 037D omfatter to funn/prospekter som kan knyttes til Murchison hvor SDØE ikke er rettighetshaver. Transaksjonen innebærer ingen vesentlig beløp for SDØE.
Petoro har vurdert inntreden i tilleggsarealet (utvinningstillatelse 309) omkring Oseberg som viktig for å få videreført områdeperspektivet i Oseberg. En balansert eierstruktur vil øke muligheten for verdiskaping ved eventuelle funn i utvinningstillatelse 309 med tilknytning til installasjoner i Oseberg området. Salget av utvinningstillatelse 037D er regnskapsført til virkelig verdi og gevinsten er reflektert i SDØE resultatregnskap, mens overtagelsen av andelen i utvinningstillatelse 309 var vederlagsfri. Pro et Contra oppgjør har funnet sted og er reflektert i SDØE regnskapet.

Overdratte eiendeler i felt i 2004:

Felt	Endringer eierandel %
PL309	+ 33,6 %
PL037D	- 30,0 %

I tillegg ble prosessen med å skille anleggene på Kollsnes fra Troll og inkludering i Gassled fullført i løpet av 2003. Operatøransvaret for Kollsnes ble overført til Gassco med virkning fra 1. februar 2004 og overføring av anleggene på Kollsnes fikk regnskapsmessig effekt f.o.m. samme dato (dog slik at investeringer knyttet til anlegg på Kollsnes fortsatt fordeles etter eierandel i Troll (SDØE 56 %), mens driftskostnader på Kollsnes nå fordeles i henhold til deltakerinteressene i Gassled (SDØE 38,293 %)).
Gjennomgang av beregningen av kontantvederlaget for overførte andeler fra statens nedsalg i 2001 (15 % til Statoil) og i 2002 (6,5 % til andre oljeselskap) er videreført i 2004. I løpet av 2004 har utestående punkter relatert til både

2001 og 2002 nedsalget blitt løst med regnskapsmessig virkning i 2004. Gjenstående poster fra salget i 2001 som er løst, har blitt regnskapsført etter samme prinsipp som ved nedsalget og korrigert i henhold til dette. Det gjenstår fortsatt et par punkter som kan medføre endringer i vederlaget. Selskapet er i dialog med respektive kjøpere for å løse uavklarte forhold fra nedsalget i 2002. Note 18 gir en nærmere beskrivelse av regnskapsmessig effekt av nedsalget i 2001 på egenkapitalen.

NOTE 2 – SPESIFIKASJON AV ANLEGGSMIDLER

Alle tall i NOK mill	Historisk anskaffelseskost per 31.12.2004*	Tilgang 2004	Ned-skrivning 2004	Avgang 2004	Over-føringer 2004	Akkumulert avskrivning 31.12.2004	Avskrivning 2004	Bokført per 31.12.2004
Felt under utvikling								
Kristin	1 601	1 235						2 836
Kvitebjørn	2 305				-2 305			
Norne Satellitter	5	293						298
Ormen Lange	429	1 474						1 904
Skinfaks		0			59			59
Skirne	558				-558			
Snøhvit	2 978	3 806						6 784
Delsum	**7 877**	**6 809**			**-2 804**			**11 882**
Felt i drift								
Brage	3 938	159				-3 859	-115	123
Draugen	9 943	195				-7 321	-672	2 145
Ekofisk II	1 873	369				-679	-196	1 367
Frøy	100	17				-100		17
Grane	4 273	281				-32	-352	4 169
Gullfaks	25 455	855				-20 221	-1 702	4 388
Heidrun	25 259	712				-13 639	-1 416	10 916
Heimdal	2 034	3				-1 985	-3	49
Huldra	2 163	20				-1 265	-468	450
Jotun	321	1				-253	-9	60
Kvitebjørn	94	675			2 305		-17	3 057
Njord	1 699	30				-1 488	-58	183
Norne	8 226	262				-4 982	-824	2 682
Oseberg Sør	4 120	501				-1 372	-413	2 836
Oseberg Unit	23 799	829				-21 375	-607	2 647
Oseberg Øst	2 740	52				-1 742	-178	872
Skirne	55	108			558		-70	652
Snorre	14 192	602				-7 657	-1 002	6 135
Statfjord Nord	1 738	15				-1 232	-124	396
Statfjord Øst	1 475	29				-1 197	-56	251
Sygna	588	12				-383	-73	144
Tordis	2 307	79				-1 837	-155	394
Troll Gass	21 623	992				-3 843	-672	18 101
Troll Olje	32 319	776				-23 075	-2 627	7 394
Tune	1 264	114				-205	-329	844
Varg	858	196				-776	-46	232
Veslefrikk	4 280	198				-3 130	-221	1 127
Vigdis	2 581	274				-1 821	-219	815
Visund	4 109	428				-1 443	-295	2 800
Øst Frigg	1	0				-1		0
Åsgard	19 208	757				-4 264	-1 457	14 245
Delsum	**222 638**	**9 543**			**2 863**	**-131 177**	**-14 376**	**89 491**

Alle tall i NOK mill	Historisk anskaffelseskost per 31.12.2004*	Tilgang 2004	Ned-skrivning 2004	Avgang 2004	Over-føringer 2004	Akkumulert avskrivning 31.12.2004	Avskrivning 2004	Bokført per 31.12.2004
Rørledninger og landanlegg								
Dunkerque Terminal	178	1				-39	-6	134
Etanor	884	89				-127	-41	805
Europipe 2	3 306					-614	-108	2 585
Franpipe	4 444					-991	-138	3 315
Gassled	858	1 418				-76	-62	2 138
Haltenpipe	1 145					-338	-67	740
Langeled	111	1 151						1 262
Mongstad Terminal	616	8				-544	-12	67
Oseberg Gasstransport	755					-104	-26	624
Oseberg Transportsystem	2 707	18				-2 208	-36	480
Statpipe	6 671	0				-5 029	-65	1 577
Troll Oljerør 1 og 2	910	4				-623	-75	216
Vesterled	594					-61	-21	512
Vestprosess	821	114				-142	-46	748
Norpipe	38	5				-31	-3	9
Frostpipe	24	5				-24		5
Tommeliten	189					-189		
Zeepipe/Europipe 1	16 483					-5 581	-436	10 466
Zeepipe Terminal	197	1				-92	-4	101
Åsgard Transport	3 857					-569	-132	3 156
Delsum	**44 787**	**2 813**				**-17 384**	**-1 277**	**28 939**
Aktiverte letekostnader	490	264	-138		-59			557
Sum varige driftsmidler	**275 791**	**19 429**	**-138**		**0**	**-148 561**	**-15 653**	**130 869**
Immaterielle eiendeler	1 007	71	-76			-2	0	999
Andre anleggsmidler	185					-171	-3	10
Sum anleggsmidler (NGAAP)	**276 983**	**19 499**	**-214**			**-148 734**	**-15 656**	**131 878**
Omregning til kontante størrelser	-18 895	-2 176	63			9 200	1 047	-10 759
Sum anleggsmidler kontantprinsippet	**258 089**	**17 324**	**-151**			**-139 534**	**-14 610**	**121 119**

**Historisk anskaffelseskost per 1.1. 2004 er omarbeidet for å ta hensyn til prinsippendring knyttet til nedstengning og fjerning (note 12).*

Immaterielle eiendeler på 999 mill kroner er i hovedsak salgs- og prosesseringsrettigheter av LNG på Cove Point terminalen i USA samt investeringer knyttet til Aldbrough gass lager i UK.

Andre anleggsmidler er knyttet til maskiner og teknisk utstyr på Statpipe og Åsgard Transport. Videre eier SDØE en aksjepost i Norsea Gas AS på 3,98 mill kroner.

NOTE 3 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER

Alle tall i NOK mill	2004	2003	2002
Troll	32 307	30 754	29 996
Oseberg	20 332	14 617	11 352
Tampen	22 382	18 586	17 278
Norskehavet gass	11 392	10 146	8 156
Norskehavet olje, Nordsjøen og Snøhvit	25 168	20 564	21 560
Gassled og annen infrastruktur	8 457	8 119	16 420
Netto overskuddsavtaler	210	200	316
Øvrige inntekter	4 271	2 200	2 944
Eliminering internt salg	-3 712	-3 486	-4 314
Sum NGAAP	**120 807**	**101 699**	**103 709**
Omregning til kontante størrelser	-475	-514	-3 773
Sum kontantprinsippet	**120 332**	**101 185**	**99 935**

Inndeling i geografiske områder er justert i forhold til tidligere års rapportering. Informasjonen i noten er oppdatert og justert tilsvarende ny organisering. Annen infrastruktur omfatter Frostpipe, Haltenpipe, Zeepipe Terminal, Dunkerque Terminal, Etanor, Vestprosess, Mongstad Terminal og Vestprosess.
Det er ikke konstatert tap knyttet til salg av petroleum for virksomheten til SDØE, og det er ingen uerholdelighetsføringer eller ettergivelse av krav.

NOTE 4 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER PER PRODUKT

Alle tall i NOK mill	2004	2003	2002
Råolje og NGL inkludert kondensat	80 927	67 727	71 798
Gass	32 072	25 803	22 609
Transport-, prosesserings- og andre inntekter	7 598	7 969	8 986
Netto overskuddsavtaler	210	200	316
Sum NGAAP	**120 807**	**101 699**	**103 709**
Omregning til kontante størrelser	-475	-514	-3 773
Sum kontantprinsippet	**120 332**	**101 185**	**99 935**

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 2 138 mill kroner relatert til salg av gass i USA.

NOTE 5 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSKOSTNADER/-UTGIFTER

Alle tall i NOK mill	2004	2003	2002
Troll	4 949	5 373	5 746
Oseberg	4 848	4 130	4 201
Tampen	3 197	3 086	3 242
Norskehavet olje, Nordsjøen og Snøhvit	3 281	3 135	3 041
Norskehavet gass	2 005	1 840	2 114
Gassled og annen infrastruktur	1 695	1 422	939
Øvrige driftsutgifter	4 761	2 058	1 901
Eliminering internt kjøp	-3 712	-3 486	-4 314
Sum NGAAP	**21 025**	**17 557**	**16 870**
Omregning til kontante størrelser	671	-195	894
Sum kontantprinsippet	**21 696**	**17 362**	**17 764**

Inndeling i geografiske områder er justert i forhold til tidligere års rapportering. Informasjonen i noten er oppdatert og justert tilsvarende ny organisering. Annen infrastruktur omfatter Frostpipe, Haltenpipe, Zeepipe Terminal, Dunkerque Terminal, Etanor, Vestprosess og Mongstad Terminal.

NOTE 6 – RENTER

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 2004 fra Olje- og energidepartementet, pkt. 5.6.

Rente på mellomregning med staten er beregnet i samsvar med tildelingsbrev til Petoro AS for 2004 fra Olje- og energidepartementet, pkt. 5.7. Rentesatsen som er benyttet er satt lik rentesatsen på statens foliokonto i Norges Bank og renten er beregnet med utgangspunkt i månedlig gjennomsnittlig saldo på mellomregningen med staten.

NOTE 7 – NETTO FINANSPOSTER

Alle tall i NOK mill	2004	2003	2002
Renter og andre finansinntekter	85	53	96
Agioeffekter, netto	-1 025	-186	-2 672
Renter og andre finanskostnader	-73	-45	-97
Renter på fjerningsforpliktelse	-297	-288	-276
Netto finansposter	**-1 310**	**-467**	**-2 949**

Agioeffektene for 2004 er i hovedsak relatert til netto valuta tap realisert fra salg av produkter i dollar og euro. Økningen mot 2003 kommer i hovedsak som følge av større svingninger i valutakursene i 2004.

Innføring av ny metode for regnskapsmessig behandling av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser er implementert per 1. januar. Renter på fjerningsforpliktelse er årets kostnad relatert til økt nåverdi av fremtidig fjerningsforpliktelse, jf. note 12.

Norges Banks sluttkurs for NOK/USD var 6,68 den 31.desember 2003 og 6,04 den 31. desember 2004.
Disse sluttkursene legges til grunn ved omregning av balanseposter per 31. desember i utenlandsk valuta.

NOTE 8 – KONTANTBALANSE

Alle tall i NOK mill	2004	2003	2002
Mellomregning	-663	-542	0
Konto for realinvestering	121 119	118 556	117 010
Sum	**120 456**	**118 014**	**117 010**
Mellomregning staten	663	542	0
Fast kapital 31.12.	-121 119	-118 556	-117 010
Sum	**-120 456**	**-118 014**	**-117 010**

NOTE 9 – STATENS PETROLEUMSFORSIKRINGSFOND

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.

NOTE 10 – NÆRSTÅENDE PARTER

Staten ved Olje- og energidepartementet eier ved årsskiftet 76,33 % 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 80,9 mrd kroner (326 mill fat o.e.) i 2004 mot 67,7 mrd kroner (343 mill fat o.e.) i 2003. Beløp og mengder er eksklusiv statens andel av royalty olje.

Statoil selger og markedsfører statens naturgass for statens regning og risiko, men i Statoils navn og sammen med Statoils egen gass. Staten mottar markedsverdi for salget av disse volumene. I 2004 solgte staten tørrgass direkte til Statoil som kjøper til en verdi av 237 mill kroner mot 255 mill kroner i 2003. Staten har dekket sin relative andel av Statoils kostnader forbundet med transport og prosessering av tørrgass, for kjøp av tørrgass for videresalg samt for gassalgsadministrasjon. I sum beløper dette seg til 9,3 mrd kroner i 2004 mot 9,2 mrd kroner i 2003.

Mellomværende med Statoil knyttet til disse inntektene og kostnadene er tatt med i henholdsvis kundefordringer og kortsiktig gjeld i balansen og beløper seg til 928 mill US dollar, 120 mill euro, -68 mill kroner og -2 mill britiske pund.

SDØE regnskapet omfatter i tillegg til ovennevnte beløp også andre mellomværende transaksjoner med Statoil, hovedsaklig for avsetninger i forbindelse med årsavslutning og transaksjoner knyttet til langsiktige forpliktelser som faller inn under avsetningsinstruksen, jfr. note 13.

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

I kontantregnskapet er det ingen mellomværende mellom Statoil og SDØE per 31.12.2004 knyttet til avsetningsordningen.

NOTE 11 – KUNDEFORDRINGER

Det er avsatt for tap på krav et mindre beløp etter vurdering av mulige tap på kundefordringer for handelsvirksomhet i UK. Det er ikke konstaterte tap ved periodens slutt.

Kundefordringer og øvrige fordringer er oppført til pålydende.

Kundefordringer som forfaller senere enn 12 måneder etter balansedag utgjør 1,1 mill kroner.

NOTE 12 – NEDSTENGNING/FJERNING

Ny metode for regnskapsmessig behandling av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, aktiveringsmetoden, er implementert per 1. januar.

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

Nåverdien av fremtidige forpliktelser balanseføres som en del av kostprisen og avskrives i henhold til produksjonsenhetsmetoden. Stigerørsplattformer avskrives lineært.

Per 1. januar 2004 er en positiv implementeringseffekt på 1,044 mrd kroner ført direkte mot egenkapitalen. Anskaffelseskost for varige driftsmidler er økt med 10,571 mrd kroner, mens akkumulerte avskrivninger er økt med 6,729 mrd kroner. Langsiktige fjerningsforpliktelser er økt med 2,798 mrd kroner.

Alle tall i NOK mill

Forpliktelse per 1. januar 2004	13 320
Nye forpliktelser	295
Faktisk fjerning	-33
Nedskriving Tommeliten	-235
Endrede estimat	-69
Rentekostnad*	1 652
Forpliktelse per 31.12.2004	**14 930**

** Renter på fjerningsforpliktelse består av endret rentenivå for estimering av nåverdi av forpliktelse som utgjør 1 355 mill kroner, samt årets rentekostnad som utgjør 297 mill kroner, jf. note 7.*

NOTE 13 – ANNEN LANGSIKTIG GJELD

Annen langsiktig gjeld består av:

- Gjeld i forbindelse med forskuddsbetaling fra Electrabel for kjøp av gass
- Gjeld i forbindelse med endelig oppgjør av kommersielle arrangement ved overgang til selskapsbasert gassalg
- Avsetning for gjeld i forbindelse med mulig betaling av miljøskatt i forbindelse med salg av gass til Nederland

Gjeld som forfaller til betaling etter 5 år utgjør 363 mill kroner.

NOTE 14 – ANNEN KORTSIKTIG GJELD

Annen kortsiktig gjeld omfatter gjeld som forfaller innen 2005 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 15 – FINANSIELLE INSTRUMENTER OG RISIKOSTYRING

I SDØEs virksomhet benyttes kun i begrenset grad avledede finansielle instrumenter (derivater) for å styre risiko. Dette skyldes hovedsaklig at SDØE er eid av den norske stat og er således en del av statens samlede risikostyring. SDØE har ikke rentebærende gjeld av betydning og selger all sin olje og NGL til Statoil. Instrumentene som benyttes er relatert til salg av naturgass under avsetningsinstruksen og inkluderer bytteavtaler, opsjoner, terminkontrakter og futures for å sikre fremtidig salg. Markedsverdi av instrumentene var 114 mill kroner i eiendeler og 106 mill kroner i forpliktelser per 31.12.2004. Eliminering foretas der det er juridiske rettigheter til motregning av urealiserte tap og vinning eller der det er betalt og balanseført depositum/marginer som samsvarer med derivatenes markedsverdi.

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

VALUTARISIKO
Den aller vesentligste del av SDØEs inntekter kommer fra salg av olje og gass, og faktureres i US dollar, euro eller britiske pund. Deler av driftskostnader og investeringer faktureres også i tilsvarende valuta. Endringer i valutakurser vil ved konvertering til norske kroner få effekt på SDØEs resultat og balanse. SDØE gjennomfører ikke valutasikring på fremtidig salg av petroleum, og SDØEs eksponering i balansen per 31.12.2004 er knyttet til en måneds utestående inntekt.

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

KREDITTRISIKO
SDØEs omsetning skjer mot et begrenset antall motparter og hvor all olje og NGL selges til Statoil. Under avsetningsinstruksen kjøpes finansielle instrumenter for SDØEs virksomhet med motparter som vurderes å ha høy kredittverdighet. Kredittrisiko knyttet til motpartens manglende evne til å imøtekomme finansielle instrumenter, begrenses normalt til beløp utover SDØEs forpliktelse. Finansielle instrumenter etableres bare med større banker eller kredittinstitusjoner innenfor forhåndsgodkjente eksponeringsnivåer. SDØEs risiko knyttet til kredittrisiko i løpende transaksjoner anses av den grunn å være begrenset.

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

NOTE 16 – LEIEAVTALER/KONTRAKTSFORPLIKTELSER

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

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

Alle tall i NOK mill	**Leieavtaler**	**Transportforpliktelser**
2005	1 221	559
2006	641	528
2007	392	491
2008	224	499
2009	181	449
Deretter	427	5 649

I tillegg til ovenstående leieforpliktelser, vil SDØE også få en økonomisk forpliktelse under avsetningsinstruksen ved leie av skip til befraktning av LNG fra Snøhvitfeltet. Skipene er under bygging. Kapitalelementet i disse leieavtalene er ca 520 mill US dollar for 23 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 9 brønner med en forventet kostnad for selskapet på 366 mill kroner.

Selskapet har også inngått kontraktsmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til 16,6 mrd kroner for 2005 og deretter 14,6 mrd kroner, totalt 31,2 mrd kroner. I tillegg er selskapet gjennom godkjente budsjett for utvinningstillatelser forpliktet til kommende års drifts- og investeringskostnader på størrelse med 2004. For virksomheten i UK (Aldbrough) er det i forbindelse med konstruksjon av anlegget inngått forpliktelser overfor tredjepart i størrelsesorden 176 mill kroner for SDØEs andel, hvorav 142 mill kroner relaterer seg til 2005. For utvidelse av Cove Point terminalen i USA er det ved kontrakts-avbrudd mindre enn 12 måneder etter ”precedent agreement” en forpliktelse tilsvarende 5 mill US dollar for SDØE.

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

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

NOTE 17 – ANDRE FORPLIKTELSER

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 18 – EGENKAPITAL

Alle tall i NOK mill	2004	2003*	2002*
Kontantoverføring til Norges Bank	-520 713	-439 312	-370 307
Kapitalinnskudd	9 082	9 082	9 082
Akk. resultat per 1.1.	578 732	510 764	443 784
Akk. overdragelse av eierandeler 2001-2002	-29 874	-30 109	-30 109
Omregningsdifferanse	-84	-11	0
Implementeringseffekt ny modell fjerning	1 044	859	422
Årets resultat	82 343	68 154	67 417
Sum egenkapital	**120 530**	**119 427**	**120 289**

**Tallene for 2003 og 2002 er omarbeidet for å ta hensyn til prinsippendring knyttet til nedstengning og fjerning (note 12).*

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

Kapitalinnskudd er beløp betalt til Statoil per 1.1.1985 for eierandeler SDØE overtok av Statoil (tilbakebetalt på gjeld Statoil hadde til staten). Akkumulert resultat per 1.1. er akkumulert resultat fra og med etablering 1.1.1985.

Akkumulert overdragelse av eierandeler er knyttet til nedsalg 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 nedsalgene i 2001 og 2002 med henholdsvis 21,339 mrd kroner og 8,77 mrd kroner. I 2004 er det foretatt et etteroppgjør knyttet til nedsalget i 2001 med en regnskapsmessig effekt på 235 mill kroner. Effekten av etteroppgjøret er ført mot egenkapitalen og linjen akkumulert overdragelse av eierandeler 2001-2002. 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 norske kroner. Andelen vurderes til balansedagens kurs og eventuelle endringer i norske kroner som følge av valutakursendringer føres som en omregningsdifferanse i NGAAP regnskap.

NOTE 19 – AVSETNINGSINSTRUKS

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, og sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskapingen. Petoros oppfølging av Statoil har fokus på evaluering og kontroll gjennom forretningsmessig oppfølging knyttet til strategi og risiko, konkret oppfølging av enkeltsaker og oppfølging av fastlagt mål. Kontrollene tar sikte på å verifisere at transaksjonene skjer i henhold til Avsetningsinstruksen. Med virkning fra 31. januar 2004 er det implementert regnskaps-, budsjett- og rapporteringsrutiner som gjelder under Avsetningsinstruksen og som bidrar til en god kontroll av avsetningen av statens petroleum. Gjennom året foregår det også en tett oppfølging av Statoil gjennom løpende dialog og regelmessig møtevirksomhet med selskapet.

NOTE 20 – REVISOR

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

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

Honoraret til Deloitte er belastet regnskapet til Petoro AS.

NOTE 21 – FORVENTEDE OLJE- OG GASSRESERVER

Olje* i mill fat	2004		2003		2002	
Gass mrd Sm^3	**Olje**	**Gass**	**Olje**	**Gass**	**Olje**	**Gass**
Forventede reserver begynnelsen av året	2 689	1 018	2 876	891	3 376	953
Endring av anslag	40	3	65	5	156	-21
Utvidelser og funn	24	1	84	146	28	2
Forbedret utvinning	70	0	5	0	31	0
Kjøp av reserver	0	0	0	0	0	0
Salg av reserver	0	0	0	0	-361	-22
Produksjon	-324	-26	-341	-24	-354	-21
Forventede reserver per 31.12.	**2 499**	**997**	**2 689**	**1 018**	**2 876**	**891**

**Olje inkluderer NGL og kondensat*

Tabellen representerer totale gjenværende reserver, og tar ikke hensyn til lisensperiode. Informasjon om forventet produksjonsperiode og gjeldende lisensperiode er oppgitt i kapittel 5, Oversikt over statens deltakerandeler.

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 2004 var totalt 8 772 mill fat o.e.

Forventede reserver i produksjon ved utgangen av 2004 utgjorde 2 335 mill fat olje, kondensat og NGL og 779 mrd Sm^3 gass.

SDØE oversikt over deltakerandeler

Utvinnings-tillatelse	Per 31.12.2004 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2003 Deltakerandel (%)
018	5,00	5,00
018 B	5,00	5,00
018 C	5,00	5,00
028 C	30,00	30,00
034	40,00	40,00
036 BS	20,00	20,00
037	30,00	30,00
037 B	30,00	30,00
037 E	30,00	-
038	30,00	30,00
038 B	30,00	30,00
040	30,00	30,00
043	30,00	30,00
050	30,00	30,00
050 B	30,00	30,00
050 C	30,00	30,00
051	31,40	31,40
052	37,00	37,00
052 B	37,00	37,00
053	33,60	33,60
053 B	25,40	25,40
054	40,80	40,80
055	13,40	13,40
055 B	13,40	13,40
055 C	33,60	33,60
057	30,00	30,00
062	19,95	19,95
064	30,00	30,00
074	19,95	19,95
077	30,00	30,00
078	30,00	30,00
079	33,60	33,60
085	62,92	62,92
085 B	62,92	62,92
085 C	56,00	56,00
089	30,00	30,00
093	47,88	47,88
094	14,95	14,95
094 B	35,50	35,50
095	59,00	59,00
097	30,00	30,00
099	30,00	30,00
100	30,00	30,00
102	30,00	30,00
103 B	30,00	30,00
104	33,60	33,60
107	7,50	7,50
110	30,00	30,00
110 B	30,00	-
120	16,94	16,94
124	27,09	27,09
128	24,55	24,55
128 B	54,00	54,00

Utvinnings-tillatelse	Per 31.12.2004 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2003 Deltakerandel (%)
132	7,50	7,50
134	13,55	13,55
152	30,00	30,00
153	30,00	30,00
169	30,00	30,00
169 B1	37,50	37,50
169 B2	30,00	30,00
171 B	33,60	33,60
172	-	30,00
176	47,88	47,88
185	13,40	13,40
189	-	45,00
190	40,00	40,00
193	30,00	30,00
195	35,00	35,00
199	27,00	27,00
208	30,00	30,00
209	35,00	35,00
237	35,50	35,50
245	-	25,00
248	40,00	40,00
250	45,00	45,00
253	20,00	20,00
254	-	25,00
255	30,00	30,00
256	20,00	20,00
264	20,00	20,00
265	30,00	30,00
275	5,00	5,00
276	37,00	37,00
277	30,00	30,00
281	20,00	20,00
283	20,00	20,00
291	14,26	14,26
309	33,60	-
315	30,00	-
318	20,00	-
327	20,00	-
328	20,00	-
329	20,00	-
331	20,00	-
345	30,00	-
347	7,50	-
348	7,50	-

Netto overskuddslisenser*
027
028
029
033

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

Samordnede felt	Per 31.12.2004 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2003 Deltakerandel (%)	Gjenværende produksjonsperiode	Lisensperiode
Brage Unit	14,26	14,26	2015	2015
Grane Unit	30,00	30,00	2026**	2030
Haltenbanken Vest (Kristin)	18,90	18,90	2024	2033
Heidrun Unit	58,16	58,16	2028	2024
Huldra Unit	31,96	31,96	2012	2015
Jotun Unit	3,00	3,00	2012	2021
Njord Unit	7,50	7,50	2015	2021
Norne Unit	54,00	54,00	2020	2026
Ormen Lange Unit	36,48	36,48	2046	2005/2006***
Oseberg Sør Unit	33,60	33,60	2030	2031
Oseberg Unit	33,60	33,60	2026	2031
Snorre Unit	30,00	30,00	2029	2015
Snøhvit Unit	30,00	30,00	2035	2035
Statfjord Øst Unit	30,00	30,00	2016	2009
Sygna Unit	30,00	30,00	2018	2009
Tor Unit	3,69	3,69	2028	2028
Troll Unit	56,00	56,00	2057	2030
Visund Unit	30,00	30,00	2028	2023
Åsgard Unit	35,50	35,50	2029	2027
Felt				
Draugen	47,88	47,88	2016	2024
Ekofisk	5,00	5,00	2028	2028
Eldfisk	5,00	5,00	2028	2028
Embla	5,00	5,00	2028	2028
Gullfaks	30,00	30,00	2027	2016
Gullfaks Sør	30,00	30,00	2020	2016
Heimdal	20,00	20,00	2006	2021
Kvitebjørn	30,00	30,00	2018	2031
Oseberg Øst	33,60	33,60	2024	2031
Skirne	30,00	30,00	2009	2025
Statfjord Nord	30,00	30,00	2018	2009
Tordis	30,00	30,00	2014	2024
Tune	40,00	40,00	2011	2015
Urd	24,55	-	2016	2026
Varg	30,00	30,00	2012	2011
Veslefrikk	37,00	37,00	2014	2015
Vigdis	30,00	30,00	2018	2024
Nedstengte felt				
Frøy Unit				
Øst Frigg				
Vest Ekofisk				
Albuskjell				
Cod				
Edda				

** *Salg av injeksjonsgass fra Grane til 2033*

*** *Ormen Lange har sendt inn søknad om forlengelse av lisensperiode fram til 2041*

Rørledninger og landanlegg	Per 31.12.2004 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2003 Deltakerandel (%)
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
Mongstad Terminal DA	35,00	35,00
Gassled****	38,29	38,29
Haltenpipe	57,81	57,81
Langeled******	32,95	32,72
Dunkerque Terminal DA*****	24,89	24,89
Zeepipe Terminal J.V.*****	18,76	18,76
Etanor DA	62,70	62,70
Vestprosess DA	41,00	41,00
Hammerfest LNG anlegg (Snøhvit)	30,00	30,00
Norsea Gas AS	40,01	40,01

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

**** *Deltakerandel i Gassled inkludert Norsea Gas er 39,50 %*

***** *Inkludert i Gassled fra 01.01.2003*

****** *Deltakerandelen justert 24. juni 2004 i forbindelse med myndighetsgodkjennelse av Unit avtalen for Ormen Lange Unit. Myndighetsgodkjennelse ble gitt 2. april samme år. Nordlige del (Nyhamna - Sleipner): 37,475 %. Sørlige del (Sleipner - Easington): 28,360 %*

SDØE ressursregnskap

		Utvinnbare ressurser		
Ressurklasse 1 til 8		Olje og NGL* mill Sm^3	Gass mrd Sm^3	Oljeekvivalenter mill Sm^3
Ressursklasse 1-3	Reserver	397	997	1 394
Ressursklasse 4	Ressurser i tidlig planleggingsfase	59	43	102
Ressursklasse 5	Utvinning sannsynlig men uavklart	47	38	86
Ressursklasse 6	Utbygging lite sannsynlig	13	2	15
Ressursklasse 7	Ressurser som ikke er evaluert	78	7	85
Ressursklasse 8	Prospekt	57	22	79
Sum		**651**	**1 109**	**1 760**

** Inkluderer kondensat*

Riksrevisjonen
Office of the Auditor General
of Norway

Revisjon av regnskapet for 2004 for Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten

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

Ved avlutning av den årlige revisjon utsteder Riksrevisjonen et avsluttende revisjonsbrev (beretning) som oppsummerer konklusjonene fra revisjonsarbeidet. Revisjonsbrevet blir først offenlig når Riksrevisjonen har rapportert om resultatene av revisjonen til Stortinget i oktober/november, jf. lov om Riksrevisjonen § 18.

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

Etter fullmakt

Hans Conrad Hansen
ekspedisjonssjef

Tom Arild Hanekamhaug
avdelingsdirektør

Petoro AS resultatregnskap

Alle tall i NOK tusen	Noter	2004	2003	2002
Fakturert tilskudd	1	163 710	177 419	250 000
Annen inntekt		712	0	197
Utsatt inntekt investeringer	2	-5 875	-15 400	0
Inntektsføring utsatt inntekt investeringer	2	4 279	524	0
Sum driftsinntekter		**162 825**	**162 543**	**250 197**
Lønnskostnad	3	74 637	72 751	53 994
Avskrivning	4	4 646	924	295
Forretningsførerhonorar		3 760	455	11 931
Regnskapshonorar	12	16 868	20 583	29 893
Kontorhold	11	10 274	12 204	14 893
IKT-kostnader	12	12 139	16 103	36 434
Annen driftskostnad	10, 12, 13	44 374	44 818	87 144
Sum driftskostnader		**166 699**	**167 837**	**234 584**
Driftsresultat		**-3 873**	**-5 294**	**15 613**
Finansinntekt		1 010	2 034	3 931
Finanskostnad		-15	-10	-157
Netto finansresultat		**994**	**2 024**	**3 775**
ÅRSRESULTAT		**-2 879**	**-3 271**	**19 388**
OVERFØRINGER				
Dekning av udekket tap		0	8 523	0
Overført annen egenkapital		-2 879	-3 271	10 865
Sum overføringer		**-2 879**	**-3 271**	**19 388**

Stavanger, 21. februar 2005

Bente Rathe
Leder

Jørgen Lund
Nestleder

Ingelise Arntsen
Styremedlem

Jan M. Wennesland
Styremedlem

Olav K. Christiansen
Styremedlem

John Magne Hvidsten
Ansattes rep.

Elen Carlson
Ansattes rep.

Kjell Pedersen
Adm. dir.

Petoro AS balanse

Alle tall i NOK tusen	Noter	2004	2003	2002
EIENDELER				
Anleggsmidler				
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l	4, 12	17 020	15 792	1 315
Sum varige driftsmidler		**17 020**	**15 792**	**1 315**
Sum anleggsmidler		**17 020**	**15 792**	**1 315**
Omløpsmidler				
Kundefordringer		1 200	0	0
Andre fordringer	5	2 820	3 355	3 105
Bankinnskudd	6	59 439	73 815	73 296
Sum omløpsmidler		**63 459**	**77 170**	**76 401**
SUM EIENDELER		**80 479**	**92 961**	**77 716**
EGENKAPITAL OG GJELD				
Egenkapital				
Innskutt egenkapital				
Selskapskapital (10 000 aksjer à NOK 1 000)	7	10 000	10 000	10 000
Sum innskutt egenkapital		**10 000**	**10 000**	**10 000**
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital		4 716	7 595	10 865
Sum opptjent egenkapital	**8**	**4 716**	**7 595**	**10 865**
Sum egenkapital	**8**	**14 716**	**17 595**	**20 865**
Gjeld				
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser	9	16 875	9 247	3 455
Utsatt inntektsføring offentlig tilskudd	2	16 472	14 877	0
Sum avsetning for forpliktelser		**33 347**	**24 124**	**3 455**
Kortsiktig gjeld				
Leverandørgjeld	13	5 571	14 021	27 062
Skyldige offentlige avgifter		11 232	13 822	5 591
Annen kortsiktig gjeld		15 613	23 400	20 744
Sum kortsiktig gjeld		**32 416**	**51 243**	**53 397**
Sum gjeld		**65 763**	**75 366**	**56 852**
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		**80 479**	**92 961**	**77 716**

Petoro AS kontantstrømoppstilling

Alle tall i NOK tusen	2004	2003	2002
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN			
Tilført fra årets virksomhet*	1 767	-2 347	19 683
Endring i debitorer	-665	-250	-1 079
Endring i leverandørgjeld	-8 449	-13 042	16 595
Endring tidsavgrensede poster	-1 154	31 556	21 748
Netto likviditetsendring fra virksomheten	**-8 501**	**15 918**	**56 947**
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER			
Investert i varige driftsmidler	-5 875	-15 400	-1 394
Netto likviditetsendring fra investeringer	**-5 875**	**-15 400**	**-1 394**
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING			
Innbetaling av egenkapital	0	0	0
Netto likviditetsendring fra finansiering	**0**	**0**	**0**
Netto endring i likvider gjennom året	-14 376	518	55 553
Likviditetsbeholdning per 01.01.	73 815	73 296	17 743
Likviditetsbeholdning per 31.12.	**59 439**	**73 815**	**73 296**

*Dette tallet fremkommer slik:

Årets underskudd/overskudd	-2 879	-3 271	19 388
Ordinære avskrivninger	4 646	924	295
Tilført fra årets virksomhet	**1 767**	**-2 347**	**19 683**

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.

2004 var selskapets tredje 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 beløp.

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 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 kostnadsført i sin helhet.

Ved beregning av påløpte pensjonsforpliktelser benyttes estimert forpliktelse ved regnskapsavslutningen.
Den estimerte forpliktelsen korrigeres hvert år i samsvar med oppgave fra livsforsikringsselskapet 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.

NOTE 1 - TILSKUDD FRA STATEN

Selskapet har i 2004 mottatt driftstilskudd på totalt NOK 163,7 millioner eksklusiv merverdiavgift fra den norske stat. Årets bevilgning fra staten med tillegg for inntektsføring av tidligere års utsatt inntekt og annen inntekt, totalt NOK 168,7 millioner, dekker selskapets driftskostnader på NOK 166,7 millioner. I tillegg utgjør investeringer i 2004 NOK 5,9 millioner. Årsresultat etter finansposter viser et underskudd på NOK 2,9 millioner som foreslås dekket av annen egenkapital.

NOTE 2 - UTSATT INNTEKT

Tilskuddet Petoro mottar fra staten går hovedsakelig 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 selskapet har lagt til grunn en bruttoføring. 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	**2004**	**2003**	**2002**
Lønn	44 902	44 826	34 216
Folketrygdavgift	8 875	7 558	6 667
Pensjonskostnader (se note 9)	16 477	15 614	9 235
Andre ytelser	4 383	4 754	3 876
Sum	**74 637**	**72 751**	**53 994**

Antall ansatte 31.12.	59	55	52
Antall ansatte som har signert arbeidsavtale, men ikke tiltrådt per 31.12.	0	1	5

Selskapet har i regnskapsåret 2004 hatt gjennomsnittlig 57 ansatte mot 55 ansatte i 2003 og 40 ansatte i 2002.

Ytelser til ledende personer Tall i NOK tusen		**Lønn**	**Kostnadsført pensjonsforpl.**	**Annen godtgjørelse**
Daglig leder	Lønn	2 505	1 514	116

Administrerende direktørs pensjonsalder er 62 år. Han kan velge å fratre 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 pensjons-forpliktelse representerer årets beregnede kostnad for den samlede pensjonsforpliktelse for administrerende direktør.

Styrehonorar

Utbetalt styrehonorar i 2004 til styreleder utgjør NOK 270 000 og for de øvrige styremedlemmer samlet NOK 955 000.

NOTE 4 - VARIGE DRIFTSMIDLER

Tall i NOK tusen	Fast bygnings-inventar leiet bygg	Driftsløsøre, inventar og lign.	IKT	Sum varige driftsmidler
Anskaffelseskost 01.01.04	3 075	6 787	7 182	17 043
Tilgang kjøpte driftsmidler	0	0	5 875	5 875
Avgang	0	0	0	0
Anskaffelseskost 31.12.04	**3 075**	**6 787**	**13 057**	**22 918**
Akk. avskrivninger 31.12.04	349	2 462	3 087	5 898
Bokført verdi per 31.12.04	**2 725**	**4 325**	**9 970**	**17 020**
Årets avskrivninger	280	1 542	2 825	4 646
Økonomisk levetid	11 år	3/5 år	3 år	
Avskrivningsplan	Lineær	Lineær	Lineær	
Årlig leie av ikke balanseførte driftsmidler		406	240	

NOTE 5 - ANDRE FORDRINGER

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

NOTE 6 - BANKINNSKUDD

Bankinnskudd omfatter bundne skattetrekksmidler med NOK 3 317 340.

NOTE 7 - AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRINFORMASJON

Aksjekapitalen i selskapet per 31.12. 2004 består av 10 000 aksjer á NOK 1 000.

Alle aksjene eies av den norske stat ved Olje- og energidepartementet, og alle aksjer har samme rettigheter.

NOTE 8 - EGENKAPITAL

Tall i NOK tusen	Aksjekapital	Annen EK
Egenkapital 01.01.04	**10 000**	**7 595**
Årets endring i egenkapital:		
Årets resultat	0	-2 879
Egenkapital 31.12.04	**10 000**	**4 716**

NOTE 9 - PENSJONSKOSTNADER, -MIDLER OG -FORPLIKTELSER

Selskapet har pensjonsordninger som omfatter alle selskapets ansatte. 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.

Netto pensjonskostnad Tall i NOK tusen	**2004**	**2003**	**2002**
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	11 429	12 102	8 516
Rentekostnad av pensjonsforpliktelsen	2 552	595	34
Avkastning på pensjonsmidler	-2 447	-661	0
Resultatført estimatavvik	3 814	1 145	0
Arbeidsgiveravgift (AGA)	2 164	1 858	1 206
Netto pensjonskostnad	**17 512**	**15 039**	**9 756**

Netto pensjonsforpliktelse Tall i NOK tusen	**2004**	**2003**	**2002**
Beregnede pensjonsforpliktelser per 31.12.	56 518	22 619	9 125
Pensjonsmidler (til markedsverdi) per 31.12.	-41 729	-14 515	-6 097
Balanseført pensjonsforpliktelse før AGA	14 789	8 104	3 028
Arbeidsgiveravgift (AGA)	2 085	1 143	427
Netto pensjonsforpliktelse	**16 875**	**9 247**	**3 455**

Økonomiske forutsetninger:	
Diskonteringsrente	6,0 %
Forventet lønnsregulering/G-regulering	3,0 %
Forventet pensjonsøkning	2,5 %
Forventet avkastning på fondsmidler	7,0 %

De aktuarmessige forutsetningene er basert på vanlige benyttede forutsetninger innen forsikring når det gjelder demografiske faktorer. Estimatavvik er resultatført i sin helhet.

NOTE 10 - GODTGJØRELSE TIL REVISOR

Selskapets valgte revisor er Erga Revisjon as. Kostnadsført honorar fra Erga Revisjon for ordinær revisjon av selskapets finansregnskap utgjorde i 2004 NOK 175 000. I tillegg har Erga Revisjon fakturert NOK 13 875 i annet konsulenthonorar.

Riksrevisjonen er i henhold til Lov om Riksrevisjonen av 7. mai 2004 ekstern revisor for SDØE-porteføljen.

I tillegg er Deloitte Statsautoriserte Revisorer AS engasjert for å gjøre finansiell revisjon av SDØE regnskapet som et ledd i selskapets intern-revisjon. Deloitte har fakturert NOK 1,6 millioner for dette arbeidet i 2004. Deloitte har også levert tjenester for partner-revisjoner, kontroll av pro & contra oppgjør i forbindelse med nedsalg av SDØE-porteføljen i 2002 samt tjenester knyttet til vurdering av endring av regnskapsprinsipp knyttet til reservegrunnlag i SDØE regnskapet for totalt NOK 1,5 millioner.

NOTE 11 - LEIEAVTALER

Selskapet har inngått kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS. Leieavtalens varighet er 11 år etter innflytting som var høsten 2003. Forventet årlig leiekostnad er NOK 5,4 millioner.

NOTE 12 - AVTALE MED ACCENTURE

Petoro har inngått en avtale med Accenture som utfører bilagshåndtering, transaksjonsbehandling og applikasjonsforvaltning knyttet til regnskapsføringen av SDØE og Petoro. Avtalen er inngått i 2002 og har en varighet på 5 år, med opsjon på ytterligere 2 år. Kostnadsført regnskapshonorar i 2004 utgjorde NOK 15,6 millioner. Øvrige kjøpte tjenester utgjorde NOK 4,4 millioner, hvorav NOK 2,2 millioner ble aktivert som investeringer.

NOTE 13 - NÆRSTÅENDE PARTER

Statoil ASA og Petoro AS har felles eier ved Olje- og energidepartementet og er således nærstående parter. Petoro har i 2004 kjøpt tjenester knyttet til forretningsføreravtaler, kostnadsdeling ved revisjon av lisensregnskap, forsikringstjenester for Statens Petroleumsforsikringsfond, pro & contra oppgjør i forbindelse med nedsalg av SDØE-eierandeler i 2002 samt andre mindre tjenester. Det er i 2004 kostnadsført NOK 4,4 millioner knyttet til kjøp av tjenester fra Statoil. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Per 31.12. 2004 utgjør mellomværendet med Statoil NOK 39 436. Beløpet inngår i kortsiktig gjeld i balansen.

ERGA REVISJON as

ER
1998

Tlf: +47 51 51 03 70
Fax: +47 51 51 03 71
Jens Zetlitzgt.47
Postboks 672
N-4003 Stavanger
Org. nr. 980 024 679 - mva
Statsautorisert revisor
medlem av Den norske Revisorforening

Til generalforsamlingen i PETORO AS

Revisjonsberetning for 2004

Vi har revidert årsregnskapet for PETORO AS for regnskapsåret 2004, som viser et underskudd på kr 2 879 000. 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 2004 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 21. februar 2005.
Erga Revisjon as

Sven Erga
Statsautorisert revisor

petoro

Tekster:
Petoro, Tacticus

Formgivning og produksjon:
Printers AS

Foto:
Kjetil Alsvik (side 1, 7, 8, 12, 13, 14, 19, 23, 35, 70)
Sigbjørn Sigbjørnsen (side 8, 9, 11, 17)
Alf Ove Hansen/Scanpix (side 3)
Bjørn Vidar Lerøen/Statoil (side 5)
Kim Laland/Bitmap (side 5)
Tom Haga (side 21)
Nancy Bundt/Hurtigruten (side 24)
Alan Klo (side 27, 28)
Industriell Dokumentasjon as,
Copyright: FMC Kongsberg Subsea (30)
Harald Pettersen/Statoil (side 31)
ConocoPhillips (side 32)
Øyvind Hagen/Statoil (side 36)
Fotobase/Eric Johannessen (side 69)

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger
Telefon 51 50 20 00, telefaks 51 50 20 01, e-post post@petoro.no
www.petoro.no