

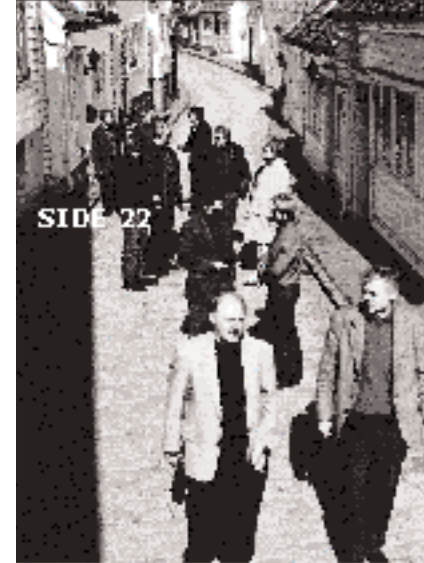
2002



SDØE OG PETORO AS



SIDE 18



SIDE 22



SIDE 28



SIDE 36

I denne rapporten om selskapets første hele driftsår, finner du de tall, fakta og formelle beretninger som forteller om våre økonomiske resultater og vårt bidrag til verdiskaping.

For ytterligere å bidra til forståelsen av selskapet, våre omgivelser og utfordringer, mandat, rolle, mål og strategier – har vi i en mer uformell del av rapporten forsøkt å komplettere bildet:

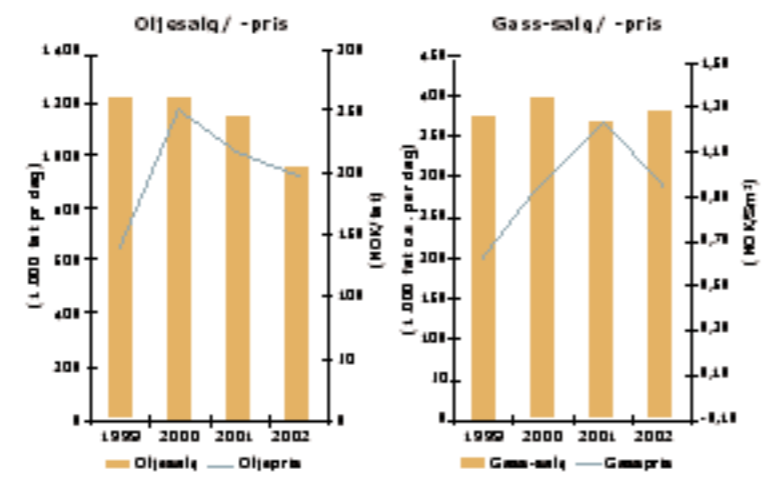
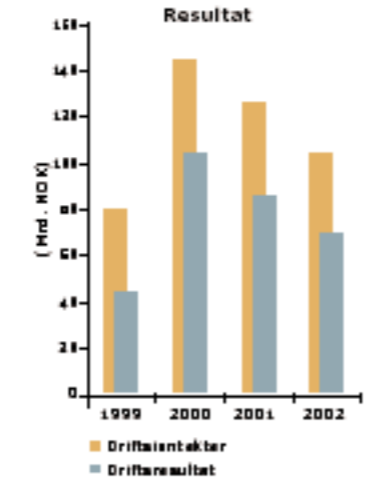
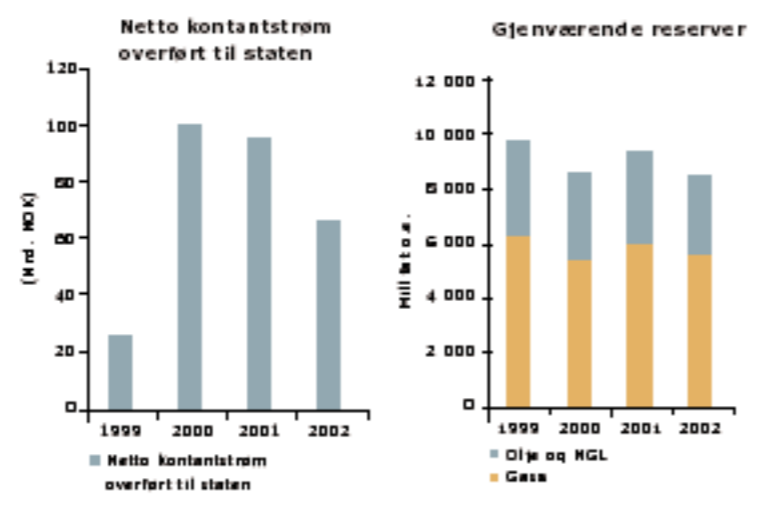
**Strategi:**  
Våre ledere gjør sine betraktninger omkring året som gikk og våre strategier videre.

**Gasskonkurrent:**  
Vitaly Yusufov fra energiministeriet i Moskva har skrevet en gjesteartikkel om hvordan verdens største gassnasjon håndterer utsiktene til økt gassforbruk hjemme samtidig som etterspørselen fra det europeiske markedet øker.

**Miljøstrid:**  
Vi har samtalt med oljedirektør Gunnar Berge, fiskarlagsleder Reidar Nilsen og leder av Natur og Unngdom, Ane Hansdatter Kismul, om petroleumsvirksomhet i nord.

**Balanse:**  
Vi har snakket med tre Petoro-fedre og psykiater Gerd-Ragna Bloch Thorsen om betydningen av å ivareta balanse og helhetstenking i livet.

## Nøkkeltall for SDØE



### Hvorfor navnet? Hva symboliserer logoen?

Det ikke helt norsklingende navnet oppstod etter et besøk på restaurant Oro i Oslo og spiller på omformingen av det sorte og flyktige petroleum i bakken til mer varige verdier symbolisert ved *oro*, det spanske ordet for gull.

"Petoro" – et navn helt i tråd med selskapets mandat: størst mulig økonomisk verdiskaping fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på sokkelen.

Logoen underbygger budskapet i navnet, med sine former fra et førkristent gresk symbolspråk. Tegnet for sol og tegnet for gull kombineres – sol for energi, gull for verdi. Symbolene glir sammen og understreker en av selskapets kjerneverdier, samhandling.

Petoro forvalter enorme energimengder med oppdrag å skape størst mulige økonomiske verdier – uten selv å være operatør. For å få til det, må selskapet samhandle med operatørene og en rekke andre interessenter til norsk sokkel. Selskapet har en visjon om hva som skal til:

**Petoro – den beste partner.**





KJELL PEDERSEN



Administrerende direktør i Petoro

## Helhet og verdiskaping

**Forandring og dynamikk preger det globale forretningsmiljøet som petroleumsindustrien er en del av. Forandring gir nye muligheter. Vi har sett det i form av nye lete- og utvinningsområder i tidligere Sovjetunionen, i Afrika, Sørøst-Asia og Sør-Amerika – vi vil se tilsvarende i Midt-Østen og andre steder.**

Mulighetene kommer også som følge av at markedene endrer seg. Det kan, som i Storbritannia, dreie seg om et etablert marked på jakt etter nye forsyningskilder for gass. Det kan også være endringer som følger av økonomisk utvikling og vekst. Eller endringer som følger av politiske omveltninger, omreguleringer og liberalisering.

I dette perspektivet skal norsk olje- og gassvirksomhet posisjonere seg for å skape størst mulig økonomisk verdi av naturressursene, til glede både for vårt eget samfunn og for det større europeiske eller globale samfunnet som etterspør våre hydrokarboner. Forandringene i våre omgivelser – ikke minst økt konkurranse om olje- og gasselskapenes kompetanse og investeringer – påvirker naturligvis også norsk petroleumsvirksomhet. I tillegg er vi inne i en nødvendig omstillingsprosess som følger av skuffelser innenfor letevirksomheten og som følge av at store

eksisterende felt er i en kritisk fase med tanke på fremtidig produksjon.

Det er mulig, kanskje sannsynlig, at olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel har passert bakketoppen målt i produksjon og investeringer. Men aldri har jeg stått foran en utforbakke med større oppside for verdiskaping. Av ca 86 milliarder opprinnelige utvinnbare fat olje og gass, gjenstår ifølge Oljedirektoratet ca 64 milliarder fat.

Oljen og gassen kommer imidlertid ikke av seg selv, verken fra de funn som allerede er gjort, eller fra bassenger og strukturer det gjenstår å gjøre oppdagelser i. Ettersom norsk sokkel modnes, blir det stadig mer utfordrende å produsere resterende olje og gass på en lønnsom måte.

Men hvis vi vil, får vi det til. Og da kommer petroleumsvirksomheten til å by på noen av de mest



interessante oppgavene her til lands i årtier fremover. Det gjelder for en rekke områder innen teknologi, økonomi, helse, miljø og sikkerhet og ikke minst ledelse.

Jeg er opptatt av at vilje til å få det til, må følges opp av konkret og målrettet handling på begge de to hovedområdene, letevirksomhet og utvinning fra eksisterende funn og felt.

Når det gjelder letevirksomheten er det slik at til tross for de meste sofistikerte tekniske metoder for forhåndsundersøkelser, så må vi til syvende og sist bore brønner for å slå fast om det virkelig er olje og gass i undergrunnen. Og vi må bore der det er mest sannsynlig at olje og gass finnes. Før vi kan gjøre det, er det nødvendig med grundige analyser av konsekvensene slik virksomhet vil ha på mennesker og miljø – og å sette inn eventuelle tiltak for å begrense risiko for skade.

Den andre store utfordringen er fortsatt verdiskaping fra eksisterende felt og områder. Åpenbare tiltak her er mer effektiv drift, støvsuging av prospekter som i tide kan knyttes opp mot eksisterende anlegg samt anvendelse av effektiv teknologi og metoder for å øke utvinningsgraden fra feltene. For å få til de riktige løsningene som posisjonerer oss for fremtiden, må vi også regne med å kvitte oss med en del "hellige kyr" som vi etablerte i en periode hvor verden så annerledes ut.

Det er et fellesanliggende for det norske samfunnet å opprettholde og utvikle den kompetansen vi trenger for å oppnå resultatene vi er ute etter. Og ikke minst er det et ansvar for aktørene at vi greier å skape sterke nok drivkrefter som trekker sammen i riktig retning.

Hver enkelt lisens og hvert individuelle selskap kan fortsatt gjøre mye hver for seg for å oppnå de positive effektene nevnt ovenfor. Men full uttelling får vi i mange sammenhenger først når vi oppnår mer samhandling mellom selskapene og på tvers av lisensene. Dette er et tema Petoro har vært særlig opptatt av, og som vi har lagt inn som en viktig del av selskapets strategi for verdiskaping.

Petoro har i 2002 tilbakelagt sitt første hele driftsår. Som rettighetshaver for Statens direkte økonomiske engasjement stod vi for en netto kontantstrøm til statskassen på 66 milliarder kroner. Produksjonen av olje og gass nådde et nivå på 1,4 millioner fat olje-ekvivalenter per dag. På vegne av staten investerte vi over 14 milliarder kroner. Gjennom året har vi engasjert rundt 60 kompetente og positive mennesker som i fellesskap har etablert strategier og fokus for å oppfylle vårt mandat fra eieren

– å maksimere verdien av den omfattende porteføljen vi forvalter. Med dette mandatet og vår posisjon på norsk sokkel, er en naturlig rolle for Petoro å være pådriver for effektiv feltutvikling og drift, blant annet ved hjelp av samordning. Samhandling blant mange aktører er imidlertid krevende. Ikke minst gjelder det der selskapene sitter ubalansert i lisensene og hvor den enes brød kan bli den andres død.

Petoro alene har ingen mulighet til å oppnå samordning. Skal vi få gjennomslag for vår helhetstenking, må vi utnytte vår innsikt i enkeltlisensene og vår oversikt over områdene, utvikle overbevisende forretningsforslag og så arbeide tett sammen med operatørene og andre rettighetshavere for å

#### DEN BESTE PARTNER



gjennomføre disse. Vi har reflektert denne måten å arbeide på i vår visjon – den beste partner.

Du kan lese mer i denne årsrapporten om våre strategier og fokusområder. Jeg håper helhetstenkingen er synlig i virksomheten og planene våre. Men jeg vil understreke at behovet for helhet og samordning ikke fratår oss det ansvaret vi som selskap har for vår egen drift og for å skape størst mulige verdier av porteføljen for vår eier. Jeg håper i så måte denne rapporten også gir god innsikt i de resultatene Petoro oppnådde i fjor.

Kjell Pedersen  
Administrerende direktør



Petoro 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 kontinentalsokkel (SDØE-porteføljen) og virksomhet i tilknytning til dette.

Styret for Petoro AS skal i henhold til petroleumslovens § 11-8 avlegge regnskap for inntekter og utgifter som gjelder statens deltakerandeler. Styret skal også avgi årsberetning med oversikt over de deltakerandeler selskapet forvalter med tilhørende ressursregnskap. Etter § 11-7 første ledd e) skal årsberetning og årsregnskap for statens deltakerandeler forelegges for generalforsamlingen.

Etter Petoros vedtekter § 12 skal regnskap for statens deltakerandeler føres i samsvar med økonomireglement for staten som er fastsatt ved kongelig resolusjon, og økonomiinstruks fastsatt av Olje- og energidepartementet. Det følger videre at styret skal avgi regnskap for statens deltakerandeler både etter regnskaps- og etter kontantprinsippet. Styret avlegger i samsvar med dette, følgende rapportering for 2002:

- Årsregnskap i henhold til kontantprinsippet i samsvar med statens økonomireglement
- Årsregnskap i henhold til regnskapsloven og god regnskapsskikk (NGAAP)

## SDØE årsberetning 2002

**Kontantstrøm generert fra**

**SDØE-porteføljen i 2002 var**

**NOK 66,1 milliarder.**

**Årsresultat for 2002 var NOK**

**67,0 milliarder og resultat før**

**finansposter var NOK 69,7**

**milliarder. Tilsvarende var**

**årsresultat for 2001 NOK 86,7**

**milliarder. Netto finansposter**

**på NOK 2,7 milliarder var**

**hovedsakelig knyttet til netto realisert og urealisert valutatap**

**knyttet til en stadig styrket kronekurs mot US dollar.**

**Totale driftsinntekter i 2002 var NOK 103,7 milliarder mot**

**NOK 125,6 milliarder for 2001. Hovedårsaken til reduserte**

**driftsinntekter i 2002 mot 2001, er nedslag av om lag**

**21,5 % av porteføljen samt lavere olje- og gasspriser**

**i norske kroner.**



Oljeinntektene utgjorde 65 % av totale driftsinntekter, gassinntektene 20 % og NGL 4 %. Inntekter generert fra porteføljens rør- og landanlegg samt andre inntekter utgjorde 11 %. Samlet olje- og gassproduksjon i 2002 var 1 415 kBOED (tusen fat oljeekvivalenter per dag); justert for restrukturering av porteføljen utgjør dette en svak produksjonsøkning sammenlignet med 2001. Produksjonsresultatet er etter styrets oppfatning meget tilfredsstillende.

Samlede oljeinntekter i 2002 var NOK 67,7 milliarder med en produksjon på 346 millioner fat eller 949 kBD. Justert for nedslag av om lag 21,5 % av porteføljen er oljeproduksjonen redusert med 4 % sammenlignet med 2001. Dette har sammenheng

med at flere av de store oljefeltene så som Heidrun, Gullfaks og Norne har synkende produksjon. Gjennomsnittlig oljepris har ikke endret seg vesentlig; 24,2 USD/fat i 2002 mot 24,0 USD/fat i 2001. En sterk kronekurs i 2002 har likevel medført at oljepris i norske kroner er redusert i året som gikk; 196 NOK/fat mot 216 NOK/fat i 2001. Disse faktorene er hovedårsaken til at porteføljens oljeinntekter er redusert med 13 % mot 2001.

Årets inntekter fra egenprodusert tørrgass utgjorde NOK 20,7 milliarder med et volum på 22,3 milliarder Sm<sup>3</sup> eller 384 kBOED. Gassproduksjonen har utviklet seg meget positivt i 2002 og produksjonen har økt sammenlignet med 2001. Justert for restrukturering av porteføljen, er likevel gassinntektene redusert med 14 % i 2002 mot 2001 grunnet sterk norsk krone målt mot EURO.

Totale investeringer i nye og eksisterende felt, anlegg og infrastruktur i 2002 var NOK 14,3 milliarder mot NOK 15,0 milliarder i 2001. De største investeringene i 2002 var knyttet til Troll olje (NOK 1,9 milliarder), Grane (NOK 1,8 milliarder) og Heidrun (NOK 1,2 milliarder).

Årets kostnader knyttet til leteaktiviteter var NOK 951 millioner, hvorav NOK 300 millioner ble aktivert som investeringer og resterende resultatført som lete-kostnader. I tillegg er NOK 220 millioner av tidligere års aktiverte letekostnader resultatført i 2002.

Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede olje-, NGL- og gassreserver av 8 483 millioner fat oljeekvivalenter. Dette er 890 millioner fat oljeekvivalenter lavere enn året før. Reserveerstatningen var 33 % mot 83 % prosent året før. Reserveerstatningsgrad i 2001 var hovedsakelig knyttet til Kvitebjørn og Kristin mot kun mindre reserveerstatning i 2002 hvorav de vesentligste var Skirne/Byggve, Visund Gas Export og Vigdis Extension.

Bokførte eiendeler var NOK 134,4 milliarder per 31. desember. Eiendelene består hovedsakelig av driftsmidler knyttet til feltinstallasjoner, rør og landanlegg (92 %) samt kortsiktige kundefordringer.

Egenkapitalen var ved årsslutt NOK 119,4 milliarder. Langsiktig gjeld NOK 11,2 milliarder, hvorav NOK 9,3 milliarder er knyttet til fremtidige fjerningsforpliktelser. Kortsiktig gjeld NOK 3,7 milliarder.

Petoro har i 2002 implementert et målstyringssystem og definert målsettinger knyttet til porteføljens lønnsomhet og produksjon. Selskapet har i tillegg til finansielle mål, definert operasjonelle mål knyttet til porteføljens produksjonsvolum, driftskostnader og reserveerstatningsgrad. Styret er tilfreds med måloppnåelse for 2002 og vil fortsatt prioritere arbeidet med å sikre mål for kommende år. SDØE-regnskapet er utarbeidet i henhold til kontantprinsippet og i henhold til norsk regnskapslov og god regnskapsskikk (NGAAP). Alle beløp i denne årsberetning er basert på NGAAP, dersom ikke annet er angitt.

### Aktiviteter i 2002

Porteføljen bestod per 31.12.02 av andeler i 82 utvinningstillatelser og deltakelse i 25 interessentskap i rørledninger og terminaler. Etter samordningen av gasstransportsystemet ved etablering av Gassled vil antall interessentskap bli redusert til 17. Ved etablering av Petoro har alle interessentskapene i utvinningstillatelsene, der Petoro er rettighetshaver, gjennomført en prosess for gjennomgang og endring av stemmereglene. De fleste av disse prosessene er avsluttet ved utgangen av 2002.

### Troll Oseberg området

Styret er meget tilfreds med produksjonsutviklingen på Troll i 2002. Troll er det feltet som bidrar med de høyeste inntektene fra porteføljen, både fra gass- og oljeproduksjonen. Hydro som operatør for oljeutvinningen fra Troll har i løpet av 2002 boret flere nye horisontale flergrensbrønner med opp til 3 grener. Grunnet blant annet denne teknologiske utvikling har det vært mulig å øke produksjonen ytterligere slik at det 8. april ble satt produksjonsrekord på Troll med over 444.000 fat per dag. Etter styrets oppfatning vil utfordringen fremover bli å sikre en god balanse mellom uttak av olje og gass for å maksimere verdiskapingen samtidig som man ivaretar helse, miljø og sikkerhet fra feltets drift.



Styret har støttet operatørens arbeid for å øke kompresjonskapasiteten på Troll A. Dette har sammenheng med behovet for økt produksjonskapasitet for å dekke forventet gassetterspørsel fra Troll etter hvert som trykket i reservoaret faller. Kapasitetsøkningen fra ca 85 Sm<sup>3</sup>/d til 120 Sm<sup>3</sup>/d skal være tilgjengelig senest oktober 2005 og vil gi Troll-partnerne ytterligere verdiskaping fra feltet.

I løpet av 2002 fikk rettighetshaverne balansert sine eierinteresser i de mest sentrale feltene i Oseberg-området. Hensikten er å realisere synergier ved å redusere administrative og operasjonelle kostnader samt identifisere og realisere nye forretningsmuligheter i området.

Tunefeltet er bygget ut med en havbunnsinstallasjon tilknyttet Oseberg-feltsenter. Ifølge planen skulle feltet vært i produksjon 1. oktober 2002. Under testfasen ble det oppdaget flere sprekkdannelse

rørene mellom Tune og Oseberg samt i stigerørene på Oseberg. Rask utarbeidelse og behandling av revidert plan for utbygging og drift (PUD) og legging av nye rør, førte til oppstart av produksjonen i november 2002.

Byggve og Skirne ble i 2002 vedtatt bygget ut med 2 undervannssatellitter tilknyttet plattformen på Heimdalfeltet. Produksjonsstart er planlagt 1. mars 2004.

Framdrift for utbyggingsprosjektet Grane, er i henhold til plan og forventet oppstart av olje-produksjonen er 4. kvartal 2003. Investeringskostnadene på Grane har vært lavere enn budsjett og totalt estimat for utbygging er redusert med NOK 1 mrd. Avtale om kjøp av injeksjons-gass vil åpne muligheten for å øke feltets platåproduksjon fra 34 000 til 40 000 Sm<sup>3</sup>/d olje.

### Tampen

Utbyggingen av Vigdis "Extension" omfatter flere mindre funn i området mellom Statfjord, Gullfaks og Snorre i PL089. Funnene bygges ut ved bruk av systemer for undervannsproduksjon tilknyttet Snorre via Vigdis. Planlagt produksjonsstart er desember 2003. Visund Gass-prosjektet (PUD og PAD (plan for anlegg og drift)) omfatter gasseksportfasen fra Visund feltet. Planen tilsier at gasseksporten vil starte i oktober 2005. De totale investeringene i gasskompressor og rørledning til gassrøret fra Kvitebjørn, er anslått til ca NOK 2,7 milliarder, hvorav Petoros andel er 30 %.

Prosjektet "Tampen 2020" ble startet opp av Statoil i juni 2002 for å utrede hvordan en gjennom en samordnet driftseffektivisering og ombygging i området kan redusere kostnadene og øke utvinningen fra feltene i Tampen-området. Petoro prioriterer prosjektet og områdetenking høyt og har sammen med operatøren, Statoil, og de øvrige partnerne deltatt aktivt i prosjektet.

### Norskehavet gass

Arbeidet fram mot ferdigstilling av en PUD i Ormen Lange-partnerskapet har gått som planlagt. To viktige milepæler for Ormen Lange er nå passert: valg av Nyhamna i Aukra kommune som mulig ilandføringssted og at en eventuell feltutbygging skal baseres på undervannsanlegg med brønnstrøms-overføring til et nytt prosesseringsanlegg i Nyhamna. Dette var også den utbyggingsløsningen som styret vurderte som den beste. En ny avgrensingsbrønn boret i 2. kvartal har bekreftet tidligere reserveanslag, og de usikkerheter som var knyttet til Storegga-raset synes avklart. Petoro er den største rettighetshaveren i Ormen Lange-feltet med en andel på 36 %.

Utbyggingen av Kristinfeltet på Haltenbanken er nå kommet godt i gang. Denne utbyggingen anses som spesielt utfordrende grunnet høye trykk- og temperaturforhold i reservoaret. Styret er tilfreds med at en styrket styring og kontroll med prosjektet kombinert med plassering av alle større innkjøpsordrer og byggekontrakter, medfører at flere risikoaspekter i prosjektet er redusert. Den største utfordringen vil likevel fremdeles være undervannssystemet.

På Åsgardfeltet ble det i 2001 avdekket store problemer med lekkasjer i sveiser i undervannsanleggene og vibrasjoner i eksportstigerørene. I løpet av 2002 har mangelfulle koplinger og sveiseforbindelser blitt utbedret og Åsgard har i siste halvdel av 2002 produsert i henhold til plan. Åsgardproduksjonen utgjør en betydelig inntektskilde i porteføljen.

Petoro deltok i 2002 i tre letebrønner på dypt vann i utvinningstillatelser tildelt i 16. konsesjonsrunde. I forkant var det stilt store forventninger til større funn på lisensene Havsule, Presidenten og Solsikke. Resultatene var imidlertid skuffende ved at det kun på Presidenten ble påvist et lite, ikke drivverdig gass/kondensat-funn. Også Blåmeis-prospektet ble boret mot slutten av året med negativt resultat. Disse resultatene er skuffende og viser at ressursgrunnlaget for nye store utbygginger og dermed sokkelens attraktivitet settes under press.

### Barentshavet

7. mars 2002 ble Snøhvit LNG-utbyggingen vedtatt i Stortinget. Oppstarten av prosjektet kom imidlertid ikke i gang før juli grunnet Bellonas anke til EFTAs kontrollorgan ESA. Arbeidet med detaljprosjektering av prosessanlegget for nedkjøling av gass til flytende form (LNG) og tilhørende hjelpesystemer, som skal installeres på Melkøya, har avdekket store vekt- og kostnadsøkninger. Operatørens nye investeringsestimater er øket med NOK 5,8 milliarder. Petoros andel i Snøhvit er 30 %. Anleggsarbeidene med utskytning/planering og bygging av tunnel på Melkøya utenfor Hammerfest har gått i henhold til plan. Snøhvit er fremdeles et utfordrende prosjekt med en stram gjennomføringsplan, og styret vil prioritere tett oppfølging av Snøhvit også i 2003.

### Rørledninger og landanlegg

For å effektivisere norsk gasstransport er store deler av gasstransportssystemet på norsk sokkel blitt samlet under ett eierskap. Gassled ble etablert med et omfang som i utgangspunktet består av åtte interessentskap med eierskap i rørledninger, terminaler og prosessanlegg: Åsgard Transport, Statpipe, Zeepipe, Franpipe, Europipe II, Norse Gas, Oseberg Gasstransport og Vesterled. Gassled har

følgende deltakere: Petoro, Statoil, Norsk Hydro, TotalFinaElf, ExxonMobil, Shell, ConocoPhillips, Agip, Fortum og Norse Gas. Gassco er operatør.

Samordningen var gjenstand for særskilt myndighetsbehandling/godkjenning og var operativ fra 1.1.2003. For å bedre konkurransekraften for norsk gass samt å sikre objektive og transparente betingelser for transport av gass, ble det i 2002 etablert nye forskrifter for adgang til rørledninger og tariffer. Petoro-andel i Gassled er initielt 39,5 % og økes til 49 % fra 2011.

Med nye gassvolumer fra Haltenbanken, vil det være behov for utvidelser av prosesseringsanlegget på Kårstø.

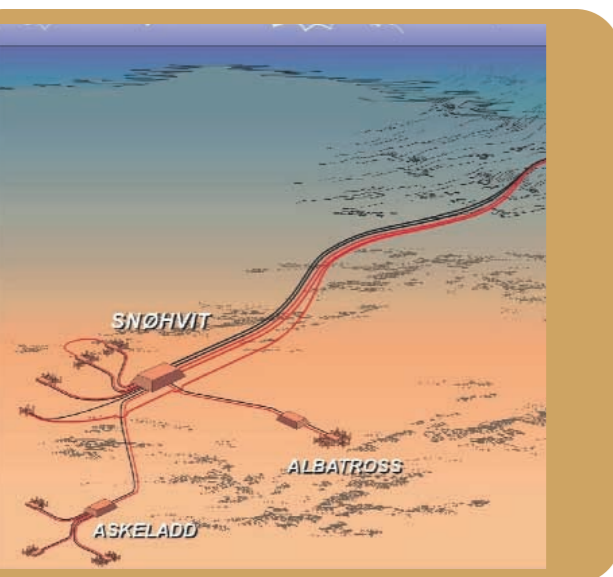


Utvidelsene skal legge til rette for prosessering av større volumer og håndtering av høyere CO<sub>2</sub>-innhold i gassen. Det pågår i dag et prosjekt for utvidelse av Kårstø-anlegget som skal stå ferdig til å ta imot gass fra Mikkelfeltet fra høsten 2003. Prosjektet er på tidsplan og under budsjett. Et tilsvarende anlegg (DPCUII) er nødvendig for å ta imot gass fra Kristinfeltet fra 2005. PAD ble innsendt i begynnelsen av 2003.

I tillegg til økt prosesseringskapasitet er det også behov for en CO<sub>2</sub>-løsning for Kristin-gassen. Alternative løsninger har vært vurdert og mot slutten av 2002 fremla operatøren forslag om en løsning for kombinert CO<sub>2</sub>-fjerning og økt etanproduksjon (CRAIER). Prosjektet legges frem for beslutning i begynnelsen av 2003. Dersom prosjektene godkjennes, vil DPCUII og CRAIER samordnes og gjennomføres i et fellesprosjekt.



Utbyggingen av Ormen Lange krever ny infrastruktur. Petoro har deltatt aktivt for å finne gode utbyggingsløsninger, både som rettighetshaver i Ormen Lange og som deltaker i Gassled. Selskapene har vurdert alternative løsninger for tilknytning av et rør fra Ormen Lange/Nyhamna til eksisterende infrastruktur og mulige alternative løsninger for økt eksportkapasitet til markedet. I 2002 ble Sleipner valgt som tilknytningspunkt for røret fra Ormen Lange/Nyhamna. Et nytt rør fra Sleipner til Storbritannia vil både gi nye eksportmuligheter til et marked med økt etterspørsel etter gass og økt leveringsfleksibilitet for norsk gass. I tillegg til et nytt rør blir også bruk av eksisterende rørledningskapasitet i Storbritannia vurdert. En avgjørelse er forventet i løpet av første kvartal 2003.



I forbindelse med Trollgruppens beslutning om å bygge nytt ekstraksjonsanlegg for prosessering på Kollsnes, ble det i 2002 foretatt videre vurderinger av løsninger for håndtering av NGL-volumene i Vestprosess. I løpet av året er det også besluttet at Visund skal prosessere NGL i Vestprosess. Arbeidet med ny propankaverne er gjennomført i henhold til plan.

#### Helse, miljø og sikkerhet

Petoro har i 2002 implementert et integrert HMS-styringssystem som involverer og forplikter selskapets ledelse til å oppnå fastsatte HMS-mål. Styret har valgt å rette fokus mot resultatindikatorerne H2 (antall fraværskader pluss medisinske behandlingsskader per million arbeidstimer), alvorlige hendelser rapportert til myndighetene og CO<sub>2</sub>-utslipp, og ønsker med dette å identifisere de feltene som har en negativ resultatutvikling og hvor tiltak må iverksettes. Med sin brede deltakelse på

sokkelen vil Petoros rolle være å utfordre operatør og interessentskap i å identifisere og å gjennomføre forbedringstiltak. Med flere dødsulykker i industrien og et høyt antall alvorlige hendelser på sokkelen, kan ikke industrien være fornøyd med resultatene i 2002.

I tillegg til aktiviteter i interessentskapene, deltar Petoro sentralt i OLF med representanter i utvalget for drift og utbygging, i styringsgruppen for ytre miljø og i ressursgruppen for helse og sikkerhet.

Et HMS-program for 2003 er utarbeidet og oppfølging vil bli gjort gjennom interessentskapene. Fremtidig satsing vil være utfordringer knyttet til utslipp av produsert vann samt resultatforbedringer for H2 og alvorlige hendelser for de felt som i 2002 ikke har nådd fastsatte mål.

#### Markedsforhold

SDØE er en betydelig produsent av olje og gass i Nord-vest Europa. Statoil er ansvarlig for avsetning av petroleum som produseres fra statens eierandeler. Statoil er pålagt denne oppgaven gjennom avsetningsinstruksen, gitt til Statoil av den norske stat.

Oljemarkedet var preget av til dels store svingninger i 2002. I starten av året var prisen rundt USD 20 per fat som steg til rundt USD 30 per fat på slutten av året. Flere faktorer påvirket prisen. Blant disse var den svake veksten i den globale økonomien, økt geopolitisk usikkerhet, OPECs evne til å balansere markedet og mot slutten av året generalstreiken i Venezuela.

Veksten i den globale økonomien var svak i 2002, og det bidro til at veksten i etterspørselen etter olje avtok. Veksten var svak i alle verdens viktigste regioner, USA, Europa og Asia.


Den globale krigen mot terrorisme, som startet etter den 11. september 2001, medførte større usikkerhet. Den geopolitiske situasjonen med basis i Midt-Østen skapte ikke konkrete problemer for forsyningen av olje, men økt frykt for krig antas å ha ført til økning i prisen for varen.

I 2002 produserte OPEC-landene til dels betydelig over kvotene. Den relativt lave prisen i november blir av mange forklart ved at markedet begynte å miste tiltro til OPEC. Selv om OPEC ofte produserer over sine produksjonsmål, er det liten tvil om at OPEC har vært viktig for å holde oljeprisen på det relativt høye nivået i 2002. Også situasjonen i Venezuela var et betydelig usikkerhetsmoment for det globale oljemarkedet i 2002.

Gassprisen på de langsiktige kontraktene til Europa var relativt høy i 2002 som følge av høye priser på oljeprodukter. Prisen på spotgass i Europa er i stor grad styrt av sesongvariasjoner, der prisen er høyere på vinteren enn om sommeren som følge av høyere forbruk. Gassen fra SDØE blir transportert i rørledninger til kjøpere i UK, Tyskland, Belgia, Frankrike, Italia, Spania, Nederland, Tsjekkia og Østerrike. Oljeproduksjonen var i 2002 tre ganger høyere enn gassproduksjonen, målt i oljeekvivalenter. Over tid forventes dette å jevne seg ut og gass har et vesentlig lenger tidsperspektiv enn olje.



Stavanger, 21. februar 2003

  
Bente Rathe  
Styreleder

  
Jørgen Lund  
Nestleder

  
Ingelise Arntsen

  
Jan M. Wennesland

  
Olav K. Christiansen

  
Terje Holm

  
Marte Mogstad

  
Kjell Pedersen  
Adm. dir.

## Petoro AS Styrets årsberetning 2002

**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.**

**Petoro var per 31.12.2002 rettighetshaver for andeler i 82 utvinningstillatelser og 25 rørledninger og terminaler. Etter samordningen av gasstransport-systemet ved etablering av Gassled vil antall interessentskap i rørledninger og terminaler bli redusert til 17. Petoro ivaretar de forretningsmessige interesser i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norseas Gas AS.**

**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 ansvar for å avlegge eget årsregnskap for SDØE-porteføljen og kontantstrømmer for SDØE omfattes således ikke av aksjeselskapets årsoppgjør.**

**Selskapets forretningskontor er i Stavanger.**

### Aktiviteter i 2002

Selskapets overordnede mål er på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulig økonomiske verdier fra SDØE porteføljen. Petoros hovedoppgaver er således:

- Ivaretagelse av statens direkte deltakerandeler i de interessentskap der staten til en hver 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.

For å løse de tre hovedoppgavene, har selskapet definert to hovedroller; oppfølger og pådriver. Oppfølgerrollen inkluderer den kontinuerlige og

operasjonelle oppfølgingen i de enkelte interessentskapene og overvåking av Statoils avsetning av statens petroleum. Denne rollen inkluderer også det samlede plan-, budsjett-, regnskaps- og rapporteringsarbeidet knyttet til SDØE-porteføljen, samt økonomistyring av virksomheten.

For å sikre effektiv forvaltning av porteføljen innenfor de rammer som er etablert for selskapet må Petoro prioritere arbeidsinnsatsen i de ulike utvinningstillatelsene. Denne prioriteringen er basert på feltenes verdimeslige betydning i porteføljen, kompleksiteten av de forestående utfordringene samt en vurdering av hvor selskapet best kan bidra til økt verdiskaping. Mindre prioriterte felt og

å følge tett med i utviklingen av dette utfordrende LNG-prosjektet i Barentshavet med spesiell oppmerksomhet knyttet til prosjektets gjennomføringsplan.

Opprettelsen av Gassled har i 2002 fått stor oppmerksomhet fra Petoro. Interessentskapet representerer store verdier for SDØE, og Petoro har deltatt aktivt i prosessen for å danne et nytt, samordnet eierskap til de respektive gassrør og prosessanlegg. Petoro forvalter en eierandel på 39,5 % med en økning i 2011 til 49 % i dette viktige transportsystemet.

Petoro har i 2002 nedlagt et vesentlig arbeid i å definere pådriverrollen ved å etablere og operasjonalisere selskapets strategiske satsingsområder og prioriteringer. Med utgangspunkt i selskapets visjon, overordnede mål og strategisk retning, har arbeidet vært knyttet til å identifisere områder og tiltak hvor Petoro i særlig grad kan bidra til økt verdiskaping. Arbeidet legger grunnlaget for selskapets fokus og prioriteringer i tiden fremover. Erfaringsoverføring og anvendelse av beste praksis vil stå sentralt i arbeidet med å identifisere nye muligheter for økt verdiskaping og lønnsomhet i porteføljen. Styret har i denne prosessen lagt stor vekt på selskapets evne til selektivt å prioritere ressursene for å løse hovedoppgavene, herunder fokusering på valgte strategiske prosjekter som bidrar til økt økonomisk verdiskaping for porteføljen. Områdesamarbeid og samordning, økt utvinning og tidlig anvendelse av teknologi vil være sentrale strategiske satsingsområder.

Året som har gått har vært preget av aktiviteter knyttet til implementering av prosesser og prosedyrer for effektivt å løse selskapets hovedoppgaver. Etablering av løsninger for informasjons- og kommunikasjonsteknologi (IKT) har vært viktige prosesser i året som gikk, spesielt nevnes implementering av dokumenthåndteringsystemet Documentum og økonomisystemet SAP. Petoro har i 2002 definert selskapets kritiske suksesskriterier ved implementering av målstyringsystem, herunder konkretisert finansielle og operasjonelle resultatmål for porteføljen samt etablert mål for gjennomføringen av selskapets hovedoppgaver.

### Marked og avsetning

Den norske stat har en felles eierskapsstrategi for Petoro og Statoil som muliggjør at Statoil selger statens petroleum sammen med sin egen. Det overordnede mål med avsetningsordningen er å oppnå en høyest mulig samlet verdi for Statoils og statens petroleum samt å sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskaping. Petoros rolle er å påse at Statoil utfører sine oppgaver i samsvar med



Fra venstre: Terje Holm (ansatt rep.), Marte Bente Rathe (leder), Jørgen Lund (nestleder),

Mogstad (ansatt rep.), Olav K. Christiansen, Ingelise Arntsen og Jan M. Wennesland.

utvinningstillatelser vil bli fulgt opp på et minimumsnivå og oppfølgingen kan i visse tilfeller settes ut til andre gjennom forretningsføreravtaler. Prinsipper for forretningsføreravtaler er utarbeidet i 2002 og forhandlinger med aktuelle forretningsførere pågår.

Petoro har i 2002 vært en vesentlig bidragsyter i oppfølgingen av porteføljens viktigste utvinningstillatelser. Styret har prioritert arbeidet knyttet til viktige beslutningsprosesser i utvinningstillatelsene. Styret støttet de to viktige milepælene for Ormen Lange som nå er passert: valg av Nyhamna i Aukra kommune som mulig ilandføringssted og at en eventuell feltutbygging skal baseres på undervannsanlegg med brønnstrømsoverføring til et nytt prosesseringsanlegg i Nyhamna.

Selskapet har brukt vesentlige ressurser for oppfølging av Snøhvit. Styret vil i 2003 fortsette



avsetningsinstruksen. Selskapet har i 2002 strukturert rammene for dette arbeidet. Styret har spesielt lagt vekt på forståelse av strategi og risiko som ligger til grunn for avsetning av statens petroleum, samt oppfølging av utvalgte saker. Prosedyrer for å ivareta kontrollfunksjonen er etablert og første kontroll er gjennomført i henhold til prosedyre.

#### Arbeidsmiljø og personale

Petoro har i 2002 rekruttert og etablert organisasjonen som ved årets slutt bestod av 52 ansatte. Ytterligere ansettelseskontrakter er inngått og selskapet forventes å ha 57 ansatte i løpet av våren 2003. Medarbeiderne er primært rekruttert fra

utvalg med representanter fra ansatte og ledelse er etablert i løpet av året. Samarbeidet i disse fora har fungert godt og danner fundamentet i det å skape et godt samarbeidsklima i bedriften.

Det ble i desember 2002 gjennomført en klimaundersøkelse blant alle ansatte. Petoro vil i 2003 bearbeide resultatene fra denne tilbakemeldingen og iverksette tiltak på områder hvor det er potensial for forbedringer. Styret har med tilfredshet merket seg organisasjonens positive tilbakemelding på trivsel.

Det har vært et lavt sykefravær i bedriften i 2002, med et kortidsfravær (1-3 dager) på 0,4 % og et langtidsfravær (over 3 dager) på 1,1 %. Totalt sykefravær var 1,5 %.

#### Helse, miljø og sikkerhet

Det har i 2002 ikke vært noen skader på Petoros ansatte eller leverandørers ansatte som arbeidet i Petoros lokaler. Bedriftshelsetjenesten har assistert med en kartlegging av det fysiske arbeidsmiljøet. Denne medførte kun små anmerkninger og lokale tiltak ble gjennomført vedrørende støy og belysning.

Fokus fremover vil være å holde nivået på null skader og å opprettholde et lavt sykefravær ved å tilrettelegge for et godt og stimulerende arbeidsmiljø. Petoro har i 2002 arbeidet med å utvikle strategier og målekriterier samt etablert plan for aktiviteter innen HMS-området. Petoro har jobbet målrettet for å inkludere HMS i det daglige virke. I løpet av året er det etablert et integrert HMS-styringssystem og HMS er tema på alle faste ledermøter og allmøter.

I 2002 har selskapet utviklet et internt HMS-kurs og ca 70 % av målgruppen har gjennomført kurset. De resterende vil gjennomføre kurset tidlig i 2003. Regelverkskurs er også gjennomført og vil fortsette i 2003. Oljedirektoratet gjennomførte i 2002 to tilsyn av Petoro, i forhold til selskapets oppgaver som rettighetshaver, med positive tilbakemeldinger.

I samarbeid med vernetjenesten er det etablert et HMS-program for 2003 som inneholder krav til aktiviteter og plan over interne revisjoner. Styret vil understreke at helse-, miljø- og sikkerhetsarbeidet har stor oppmerksomhet i selskapet og stor betydning for selskapets virksomhet.

Alt arbeid som utføres av Petoro gjøres i henhold til myndighetskrav. Selskapets virksomhet knyttet til ivaretagelse av SDØE-porteføljen kan likevel medføre utilsiktede utslipp til sjø eller luft. Petoro arbeider derfor aktivt med kontinuerlig forbedrings-tiltak samt holdningsskapende og kompetanse-utviklende aktiviteter for å beskytte det ytre miljø.

#### Fremtidsutsikter

SDØE utgjør store verdier og må forvaltes i et langsiktig perspektiv på et forretningsmessig grunnlag. Aktivitetene på norsk kontinentalsokkel er omfattende og bidrar til en stor andel av statens samlede inntekter. Aktiviteten vil fortsatt være betydelig i flere tiår fremover.

Petoro forvalter om lag 30 % av de verdiene som forventes generert fra norsk sokkel. Disse verdiene er fordelt på et stort antall aktiviteter, der verdi og egenart ved aktivitetene er lite ensartet. De dominerende aktørene på norsk sokkel er sterke norske og multinasjonale selskaper. Kombinasjonen av en stor portefølje og en liten organisasjon, stiller Petoro overfor store utfordringer.

Styret viser til skuffende resultater for boringen av Presidenten, Havsule og Solsikke i 2002 og peker på utfordringene med en stadig mer moden sokkel med færre og mindre funn. Ved utgangen av 2002 bestod porteføljen av 2,9 mrd fat oljereserver (inkludert NGL og kondensat) og 891 mrd Sm<sup>3</sup> gassreserver (inkludert Ormen Lange). Basert på fat olje-ekvivalenter, utgjorde dette 34 % olje og 66 % gass. Mer enn halvparten av de samlede gassreservene finnes i gassfeltet Troll. På kort sikt er olje-produksjonen fra porteføljen vesentlig større enn gassproduksjonen. På lengre sikt vil produksjonen fra porteføljen endres fra hovedsakelig å være oljebasert til å bli mer gassbasert. Prognosene er basert på reserveanslag og det forventes justeringer som følge av modning av ressurser fra høyere ressursklasser. Oljeproduksjonen vil også bli påvirket av økt utvinning, utvikling av tilleggsressurser og eventuelt nye funn, mens produksjonsprofilen for gass styres i hovedsak av gassetterspørselen og balansen mellom olje- og gassuttak.

#### Aksjekapital og aksjonærforhold

Selskapets aksjekapital var NOK 10,0 millioner per 31.12.2002, fordelt på 10.000 aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, er eneier av selskapets aksjer.

#### Årsresultat og disponeringer

Årets inntekter består hovedsakelig av NOK 250,0 millioner som er midler bevilget av staten for å dekke driften av Petoro AS, samt renteinntekter NOK 3,8 millioner knyttet til avkastning av selskapets overskuddslikviditet.

Årets driftskostnader var i hovedsak knyttet til lønnskostnader, kjøp av eksterne tjenester fra konsulenter før selskapets egen organisasjon var etablert, kjøp av regnskapstjenester, forretningsfører-honorar til Statoil, kjøp av studier innenfor spesielle tema knyttet til utvinningstillatelsene samt implementeringskostnader for IKT-løsninger.

Årsresultatet viser et overskudd på NOK 19,4 millioner. Etter at selskapets underskudd fra 2001 – NOK 8,5 millioner – er dekket, foreslår styret at NOK 10,9 millioner overføres til selskapets frie egenkapital.

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.

Årets bevilgning fra staten dekker selskapets driftskostnader NOK 234,6 millioner, aktiverte kostnader NOK 1,3 millioner samt selskapets underskudd fra 2001, NOK 8,5 millioner, til sammen NOK 244,4 millioner. I tillegg utgjør estimerte forpliktelser knyttet til prosjekter igangsatt i 2002, men som ferdigstilles innen februar 2003, NOK 4,9 millioner.

oljebransjen, men også annen industri, finans- og konsultantselskap er representert. Petoro er en kompetansebedrift med ansatte som har sin utdanning på høyskole- og universitetsnivå.

Selskapet utvikler en organisasjon og en arbeidsform basert på tverrfaglighet. Ansvar for den samlede porteføljen og for å gjøre vurderinger på tvers av utvinningstillatelser og interessentskap, understreker at arbeidet må baseres på helhetlige tilnærminger. Med utgangspunkt i organisasjonsstrukturen er derfor siktemålet å styrke en arbeidsform som stimulerer den interne og eksterne samhandlingen. Som et ledd i å skape en motivert og fokusert organisasjon er det gjennomført samlinger med alle ansatte og med de enkelte kompetanseteam. Hovedinnholdet i samlingene har vært å utvikle Petoros kjerneverdier og interne spilleregler, samt forankre visjon, mål, strategisk retning og prestasjonsmål. Arbeidsmiljøutvalg og samarbeids-

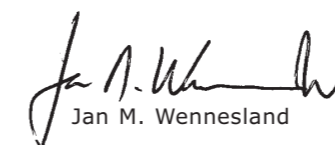


Stavanger, 21. februar 2003

  
Bente Rathe  
Styreleder

  
Jørgen Lund  
Nestleder

  
Ingelise Arntsen

  
Jan M. Wennesland

  
Olav K. Christiansen

  
Terje Holm

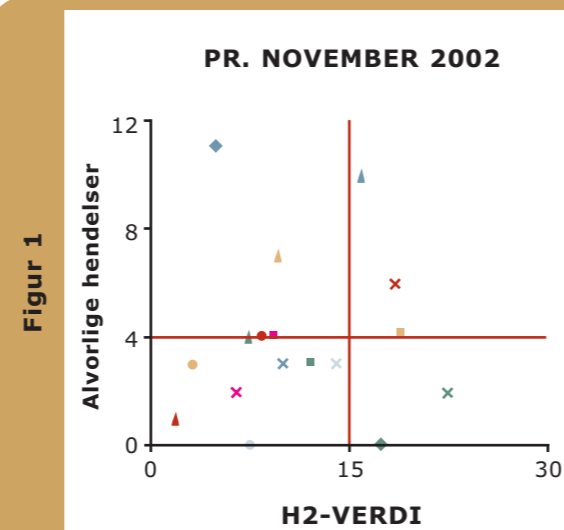
  
Marte Mogstad

  
Kjell Pedersen  
Adm. dir.





## Vil bidra til overføring av beste HMS-praksis



Som forvalter av Statens direkte økonomiske engasjement, har Petoro ansvar for å ta nye steg for å bedre sikkerheten på sokkelen. "Våre interesser spenner over mange felt og installasjoner, vi kan bidra med erfaringsoverføring mellom de ulike lisensene og prosjektene," sier Kjell Ravndal, direktør for Helse, miljø, sikkerhet og kvalitet.

I selskapets første hele driftsår er målene innen helse og sikkerhet delvis nådd for de 19 installasjonene fordelt på til sammen 12 olje- og gassfelt, som Petoro har valgt å konsentrere selskapets egne ressurser om. På miljøsidene er utslipp både til luft og hav redusert, men det skyldes delvis nedslag av SDØE. Utslipp av produsert vann per enhet produsert petroleum viser en oppadgående trend.

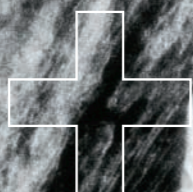
Ett av målene for 2002 dreide seg om antall skader per millioner arbeidstimer som krever medisinsk behandling og/eller fører til minst en dags fravær (såkalt H2-verdi). Målet ble oppnådd på 9 av 12 felt.

Et annet hovedmål var knyttet til reduksjon av alvorlige hendelser på 19 installasjoner som er fordelt på de 12 feltene. Totalt har det vært 72 alvorlige hendelser som er rapportert til myndighetene. "Selv om gjennomsnittet var innenfor vår målsetting, gir både antallet og alvorligheten av noen av hendelsene grunn til bekymring", sier Ravndal.

Figur 1 viser en sammenstilling av H2 og alvorlige hendelser. Felt som fremkommer i øverste venstre eller nederste høyre kvadrant holdes under oppsikt samtidig som tiltak vurderes. Felt som fremkommer i øvre høyre kvadrant gjøres til gjenstand for umiddelbare tiltak.

Ved å koble og sammenligne data fra ulike felt og ulike operatører, får Petoro et mer helhetlig bilde av sikkerhetsnivået enn det mange andre aktører har mulighet til. "Dermed kan risikobildet framstå annerledes, men vi kan også se andre muligheter, ikke minst for overføring av erfaringer og beste praksis fra den ene operatøren eller feltet til den andre," kommenterer Ravndal.

**Totalutslipp ned, produsert vann opp**  
Ettersom Petoros portefølje av felt på norsk sokkel er blitt noe redusert gjennom nedslag de siste år, har de tilhørende utslippene også vist en nedadgående tendens. Utslipp per produsert enhet gir derfor et



Kristin Johnsen på tur med familien.



mer representativt bilde av hvordan utviklingen har vært. Figurene viser utviklingen de siste tre år for de viktigste utslippskomponentene.

Ravndal sier at det miljømessige bildet av utslipp til sjø lar seg best uttrykke gjennom den såkalte "Environmental Impact Factor" (EIF). Standardene for bestemmelse av EIF er imidlertid ikke helt klar. Petoro har i denne rapporten derfor valgt å uttrykke utslippene til sjø gjennom totale utslipp av produsert vann, totale utslipp av olje samt utslipp av produsert vann per levert oljeenhet og utslipp av olje per levert oljeenhet (se grafene).

Alle grafer uttrykker den andelen av totalutslipp som tilsvarer SDØE sine eierandeler i felt, transport-systemer og landterminaler. Terminaler i andre land er ikke inkludert.

Totale utslipp av produsert vann og totale utslipp av olje gikk kraftig ned fra 2000 til 2001 og denne nedgangen fortsatte også i 2002 om enn i mindre grad. I 2002 har imidlertid utslippene av produsert vann pr kubikkmeter produsert olje igjen økt noe på grunn av økt produksjon av vann på flere felt.

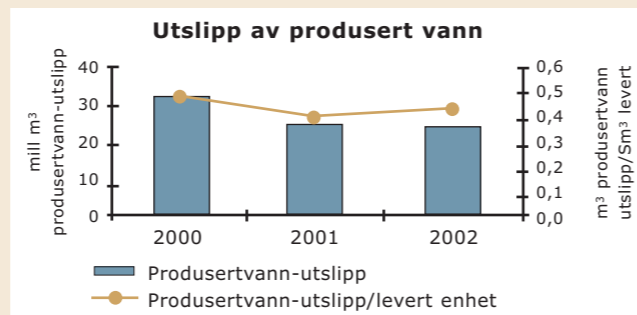
Utslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) viser en svakt nedadgående tendens fra 2001 til 2002. Dette reflekterer en generell utvikling på norsk sokkel. Denne tendensen er enda klarere for utslipp av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>), noe som først og fremst skyldes mindre bruk av dieselmotorer til kraftgenerering i 2002 i forhold til 2001.

Utslippene av ikke-metanholdige flyktige organiske forbindelser (NMVOC) har vært meget stabile de siste tre år, noe som skyldes at de store utslipps-reducerende tiltak som nå planlegges på skyttel-tankerne ennå ikke er implementert.

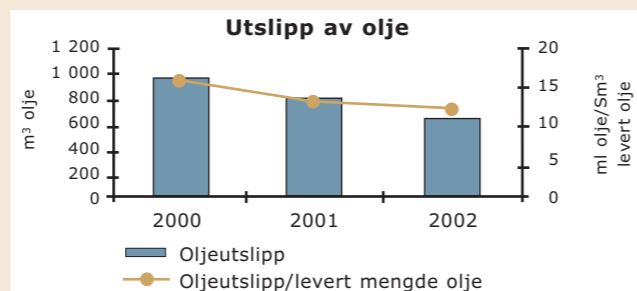
I løpet av høsten 2002 ble det utviklet en miljøstrategi for Petoro som reflekterer selskapets ansvar som rettighetshaver. Strategien fokuserer på utslipp til sjø og luft som sentrale områder for tilsyn og overvåking i lisensene.

Framtidige satsing vil være knyttet til utslipp av produsert vann samt resultatforbedringer innen H2 og alvorlige hendelser for de feltene som i 2002 ikke har nådd Petoros målsettinger.

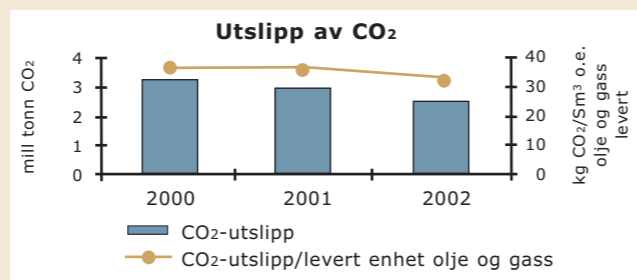
Flere operatører arbeider for å forenkle og effektivisere sikkerhetsprosedyrene. "Det er ingen motsetning mellom å arbeide effektivt og å arbeide sikkert og miljømessig forsvarlig. Det handler om å gjøre rett jobb riktig første gang. Dette forutsetter at man utøver god endringskontroll og at organisasjonen er involvert."



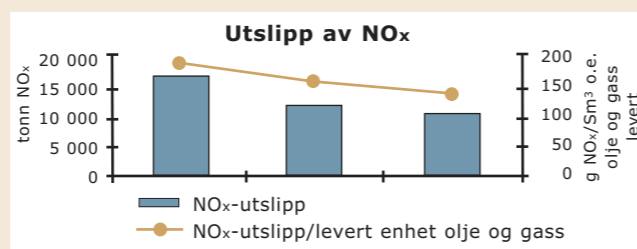
Figur 2 Utslipp av produsert vann



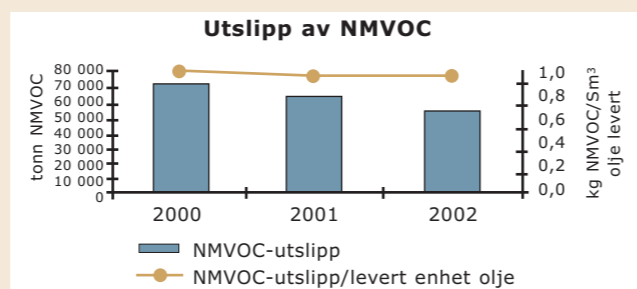
Figur 3 Utslipp av olje til sjø



Figur 4 Utslipp av CO<sub>2</sub>



Figur 5 Utslipp av NO<sub>x</sub>



Figur 6 Utslipp av NMVOC

### Ingen skader internt i Petoro

Tall og trender ovenfor dreier seg om forhold knyttet til SDØE-porteføljen. I tillegg følger Petoro opp egne medarbeidere og Kjell Ravndal sier han er fornøyd med at det i 2002 ikke har vært skader på ansatte i Petoro AS eller i leverandørselskaper som arbeider i Petoros lokaler.

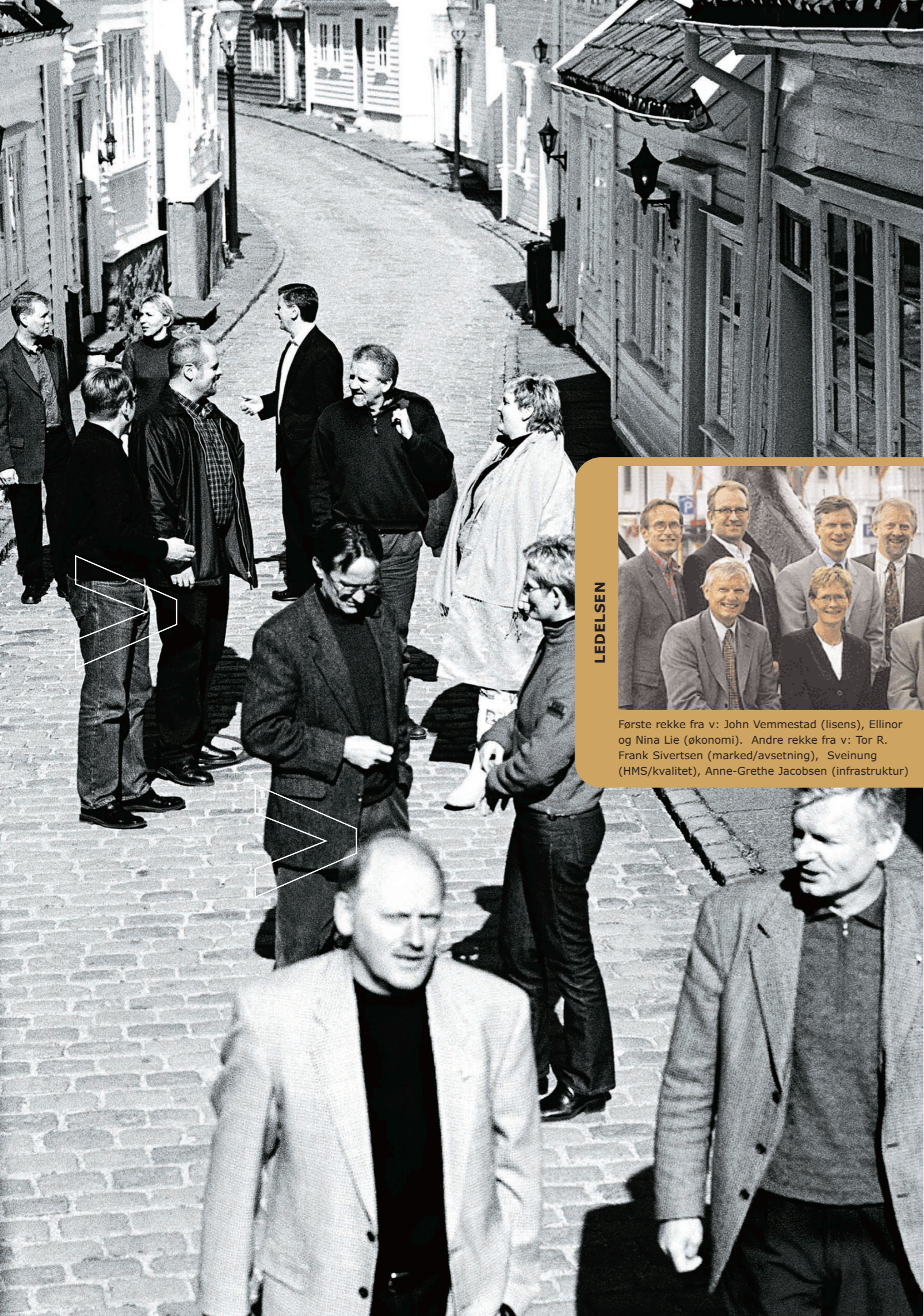
Det er rapportert 13 uønskede hendelser/forhold hvor tiltak er iverksatt. Sykefraværet har vært på 1,5 % og fordeler seg på 0,4 % kortidsfravær og 1,1 % langtidsfravær. Fokus fremover vil være på programmer innen helse og sikkerhet for å oppnå null skader og et lavt sykefravær.

HMS-sjefen sier det er en utfordring for Petoro å utvikle en intern HMS-kultur som sikrer at "man bryr seg" og tar ansvar selv om man sitter fjernt fra der operasjonene foregår. "For å få dette til, har vi innført faste HMS-punkter på møter hvor status og resultatutvikling diskuteres og vi har i hvert allmøte inkludert et HMS-tema. I tillegg arrangeres det årlig en familiedag med vekt på HMS og hvor medarbeiderne får anledning til å "bry seg" sammen med sine nærmeste."

Spinning i Petoro Aktiv. Fra v: Elin Carlson, Carine Aarrefjord og Grete Willumsen.







## Historien skapte Petoro, Petoro skriver historie

LEDELSEN



Første rekke fra v: John Vemmestad (lisens), Ellinor og Nina Lie (økonomi). Andre rekke fra v: Tor R. Frank Sivertsen (marked/avsetning), Sveinung (HMS/kvalitet), Anne-Grethe Jacobsen (infrastruktur)

Grude (personal/kompetanse), Kjell Pedersen (adm.dir.) Skjærpe (teknologi/IKT), Dag Omre (kommersiell), Sletten (informasjon/samf.kont.), Kjell Ravndal og Olav Boye Sivertsen (juridisk).

Petoro er et resultat av beslutninger som vil bli stående som milepæler i norsk petroleumshistorie: delprivatisering av Statoil, salg av statlige eierandeler, tilpasning til endringer i gassmarkedet. I sitt første leveår på egen kjøp, har selskapet selv vært med på å skrive nye historiekapitler: Snøhvit, Gassled, Ormen Lange.

Håndteringen av disse viktige sakene, både i politisk og økonomisk forstand, har skjedd parallelt

med egen utvikling i ekspressfart for nykomlingen i den norske petroleumsklyngen: Oppbygging av organisasjonen, implementering av IKT-systemer, lønns- og personal-systemer, prosesser og prosedyrer for ivaretagelse av helse, miljø og sikkerhet, etablering av interne og eksterne relasjoner, utarbeidelse av selskapets mål og strategier på kort og lengre sikt.

Av Sveinung Sletten, informasjonsdirektør i Petoro

I denne artikkelen beskriver ledere i Petoro viktige trekk ved året som gikk og skisserer slik de ser det, selskapets vei videre gjennom de fire strategi-områdene:

- Feltutvikling og samordning i kjerneområder
- Verdiskaping i gasskjeden
- Tidlig anvender av teknologi
- Langsiktig reservetilgang

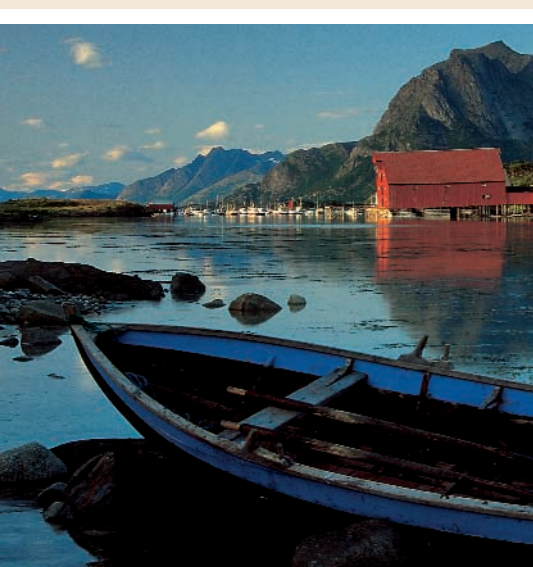


### Tre hovedoppgaver

Petoros tre hovedoppgaver er å følge opp statens direkte eierandeler i utvinningstillatelser (lisenser) og interessentskap, overvåke avsetningen av statens olje og gass og å stå for økonomistyringen av så vel Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) som Petoro AS.

Direktør for lisensavdelingen og ansvarlig for en stor del av den første hovedoppgaven, er John Vemmestad. Han sier 2002 har vært preget av høy produksjon og at store prosjekter har passert viktige milepæler.

Vemmestad sier Petoro har lagt stor vekt på å spille en krevende, men konstruktiv rolle i forbindelse med



de store avgjørelsene for en mulig utbygging av Ormen Lange: Valg av utbyggingsløsning basert på undervannsinstallasjoner på feltet, ilandføring til prosessanlegg på Nyhamna i Aukra kommune og eksport derfra. Som partner i Snøhvitlisensen har Petoro vært særlig opptatt av å etablere et realistisk kostnadsbudsjett basert på erfaringene så langt, for deretter å holde kostnadene og gjennomføringsplan under kontroll. Selskapet var sentralt i et samarbeid mellom partnerne om en studie som vurderte kritiske komponenter for gjennomførbarheten av byggingen av landterminalen. I Kristinfeltet er det særlig teknologiutfordringer knyttet til ekstraordinært høyt trykk og temperatur i reservoaret som har opptatt partnerskapet.

### To hovedroller

Vemmestad er imidlertid opptatt av at Petoro ikke må glemme oppfølgingen av de store produserende feltene på norsk sokkel og minner om at store felt

også har den største oppsiden. Han gleder seg stort over at både gass- og oljeproduksjonen på Trollfeltet har gått opp – olje til rekordhøye 444.000 fat per dag på vårparten. Med 56 prosent eierandel i Troll er dette feltet verdimesig klart størst i porteføljen som Petoro forvalter.

Petoro har i tillegg til de tre oppgavene omtalt ovenfor definert to hovedroller: Selskapet skal være en oppfølger for å sikre statens interesser i de enkelte lisenser og interessentskap, og en pådriver for verdiskaping ut over det som skjer i de enkelte lisensene. Det er i pådriverrollen Petoro vil gå inn i arbeidet med sine strategiske satsingsområder. Men de to rollene henger nøye sammen, understreker Vemmestad.

“Gjennom oppfølgerrollen – det normale arbeidet i lisenser og interessentskap – vinner vi den erfaring, innsikt og oversikt som gjør at vi etter hvert kan identifisere potensial for ytterligere verdiskaping. Det kan for eksempel skje gjennom samordning av flere lisenser i et område, slik som områdene Tampen og Norskehavet,” sier Vemmestad.

Samtidig erkjenner han at et selskap med 60 ansatte umulig kan ha en aktiv oppfølging av alle de om lag 100 lisenser og interessentskap Petoro er rettighets-haver til. Derfor har selskapet i løpet av 2002 arbeidet aktivt for å legge grunnlaget for avtaler med andre som kan opptre som forretningsfører på Petoros vegne. “Vi vil fortsatt ha det overordnede ansvaret, men for felt som er av begrenset verdimesig eller strategisk betydning for oss, ser vi for oss at operatøren eller andre partnere i lisensen etter avtale kan ivareta våre interesser,” sier Vemmestad.

### Samordning i kjerneområder

Feltutvikling og samordning i kjerneområder er et av Petoros strategiske satsingsområder. Vemmestad viser til at de første skrittene allerede er tatt gjennom prosjektet “Tampen 2020” for å få til samordning mellom feltene i Tampen-området. En drivkraft her er at noen av feltene befinner seg på tampen av sin livssyklus og vil trenge omstilling og kostnadsreduksjoner for å sikre lønnsom produksjon og dermed forlenget levetid. Petoro har vært opptatt av at prosjektet må sette seg klare og djerve mål, at det må være god sammenheng mellom de ulike planene og at man må fokusere på økt utvinning i området.

Samordnet prosessering og transport er blant de metodene man vurderer for å få til nødvendig effektivitetsforbedring. På Tampen er eierandelene i felt og infrastruktur ujevnt fordelt på mange selskaper. Det gjør samordning vanskeligere

og skaper utfordringer for et balansert og beslutningsdyktig eierskap. Ulike løsninger vurderes, slik som kommersielle avtaler, porteføljetilpasninger og i ytterste konsekvens, unitisering.

Statoil er fra 1. januar 2003 operatør for alle feltene på Tampen og Petoro har aktivt støttet selskapet i bestrebelsene for økt samordning. “Petoro er nok blant de utålmodige på Tampen. Her er store verdier å hente for staten om vi lykkes – og store verdier å tape, dersom vi venter for lenge!” sier John Vemmestad.

Oseberg er et annet område Petoro har utpekt for jakt på samordningsgevinster. Her er eier-sammensetningen bedre egnet til å få gjennom beslutninger. Videre vil det være en utfordring å få til samordning i Norskehavet, blant annet med tanke på gasstransport ut av området.

### Tilgjengelige rør

Med endringene i det europeiske gassmarkedet som bakteppe, har organiseringen av gasstransporten og eierskapet til den norske infrastrukturen av gassrørledninger og terminaler gjennomgått store forandringer.

Operatørselskapet Gassco ble besluttet opprettet samtidig med Petoro i 2001, i den hensikt å sikre et nøytralt drifts- og adgangsregime for transport av gass på norsk sokkel. I løpet av 2002 har i tillegg eiere av gassrørledninger nådd frem til avtale om etablering av Gassled, et felles og samordnet eierskap til de fleste rør og terminaler som brukes til transport av gass. Petoro forvalter i dag 39,5 prosent av Gassled, men andelen vil øke til 49 prosent i 2011.

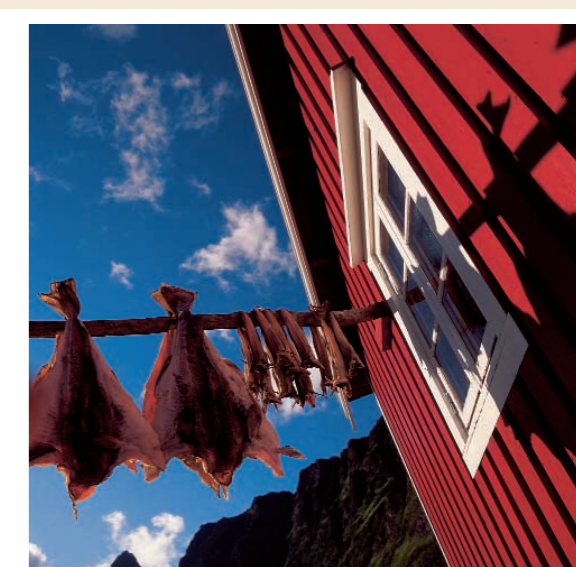
Direktør for infrastrukturavdelingen i Petoro, Anne-Grethe Jacobsen, sier årsskiftet 2002/03 representerer et veiskille for norsk gassvirksomhet. “Ikke bare er nye aktører og konstellasjoner kommet inn i virksomheten, men rammebetingelsene er også forandret,” sier hun.

Verdiskaping i gasskjeden er det andre av Petoros fire strategiske satsingsområder, hvor blant annet eierskap og industristruktur i transportsystemet er et tema. Dette strategiske arbeidet skal gi grunnlag for å definere hva som tjener statens forretningsmessige interesser best i forhold til infrastrukturen på sokkelen. Avkastningen som eierne i Gassled kan forvente, er begrenset. Dette følger av det prinsipp at fortjeneste primært skal tas fra produksjonen av olje og gass, ikke fra transporten. Hvordan dette på sikt vil slå ut i interessen for å være eier av dette “veinettet” for gass, gjenstår å se. Interessen vil også avhenge av hvor mye ny gass som blir funnet. “Nå har vi en situasjon der vi på kort sikt ser ut til

å trenge mer kapasitet for å få løst ut felt med gass i Norskehavet. Men disse feltene representerer ikke tilstrekkelige mengder gass til å forsvare investeringene i et nytt stort rør. Samtidig er produksjonsprofilen på Ormen Lange slik at det på litt lengre sikt vil kunne bli ledig kapasitet i Ormen-røret som kan brukes til transport av annen gass. Ønsker om “overinvestering” for økt kapasitet på kort sikt, må veies opp mot krav til høy kapasitetsutnyttelse og lønnsomhet for investeringene,” sier Jacobsen.

### Nytt rør til England

Ormen Lange-gassen antas å ha sitt store markeds-potensial i det britiske markedet. Men for å frakte gassmengder i størrelsesorden 20 milliarder kubikkmeter per år, trengs det ny transportkapasitet.



Et nytt rør fra Ormen Lange planlegges lagt fra ilandføringsterminalen på Nyhamna til Sleipnerfeltet som er et knutepunkt for gasstransport.

Spørsmålet er hvordan gassen så skal fraktes videre til det britiske markedet. En ny ledning fra Sleipner til sørøstkysten av England er foreslått av Ormen Lange-selskapene som den beste løsningen.

Jacobsen ser ikke bort fra at det kan bli behov både for en ny norsk ledning og kapasitet i den eksisterende infrastrukturen.

### Avsetning av olje og gass

En av Petoros tre hovedoppgaver er oppfølging av avsetningsordningen for olje og gass. Ordningen innebærer at Statoil selger sin egen og statens olje og gass samlet. Petoro har ansvar for å påse at Statoil utfører sine oppgaver innenfor avsetnings-ordningen og direktør for marked og avsetning,



Frank Sivertsen, sier Petoro fokuserer på å sikre høyest mulig samlet verdiskaping samt en rettmessig fordeling.

”Vi ivaretar eierens forretningsmessige interesser gjennom et konstruktivt forhold til Statoil. Det er viktig at Petoro har en god forståelse av den overordnede strategien for avsetningen av oljen og gassen – det legger grunnlaget for en god oppfølging og for å skape høyest mulige inntekter. Vi har lagt vekt på å bygge gode prosesser og relasjoner, og har i dag har et meget produktivt samarbeid med Statoil samtidig som vi opprettholder ryddighet rundt våre roller.” Frank Sivertsen sier om totalsalget av petroleum fra SDØE-porteføljen at det i dag er dominert av olje. Utviklingen i oljemarkedet over de neste 5-6 årene er derfor veldig viktig for inntjeningen. ”Utvider vi horisonten til 10 år, ser bildet annerledes ut, med gass som den dominerende produksjon. Dette er et område i rivende utvikling og det er derfor naturlig for oss også å være opptatt av utviklingen i gassmarkedet. Her er det potensial for vekst i etterspørselen både i Europa og USA.

I forhold til strategisk satsing på gasskjeden, sier han at blikket fremover vil være på å sikre verdien av porteføljen samt å se nye muligheter.

Eksempler på saker som Petoro fulgte spesielt opp i 2002, er Statoils kjøp av kapasitet ved Cove Point-terminalen hvor LNG fra Snøhvit vil bli levert til det amerikanske markedet, samt beslutning om bygging av et gasslager i England. Staten er økonomisk sett deltaker i disse prosjekter, ettersom investeringene bidrar til å bringe Statoils og statens gass til markedet.

Sivertsen mener de fremtidige markedsmulighetene gir myndighetene incentiver til å legge forholdene til rette for at industrien kan evaluere nye områder. Tiltak han mener kan være naturlige å se på i en slik sammenheng er åpning av nye prospektive områder på norsk sokkel og anvendelse av effektiv teknologi.

”Og så er det viktig at vi er villige til å omstille oss og utvikle den rette kompetansen for å håndtere nye oppgaver og utfordringer. Får vi dette til, står vi overfor en fortsatt lang periode med spennende oppgaver på norsk sokkel,” sier Sivertsen.

#### Tidlig bruk av teknologi

”Kun 26 prosent av de totale forventede ressursene på norsk sokkel er produsert ifølge Oljedirektoratets ressursanslag per 31.12.2002. Der er med andre ord mye igjen,” understreker teknologidirektør Tor R. Skjærpe. Han vil stimulere og skape motivasjon i næringen: åpning av nye områder, effektiv drift av modne felt samt økt utvinning fra feltene.

”I dag er innsatsen for lav, vi har et for negativt fokus på norsk sokkel og vi kommuniserer på en lite konstruktiv måte. Her må vi lære av erfaring fra andre steder, for eksempel britisk sokkel, hvor man stimulerte til økt investering gjennom skattetilpasning og andre virkemidler. Og det hjalp! Men det tar mange år å snu utviklingen, vi må ta fatt på omstillingen nå. Og vi må lære oss å se på omstilling som spennende utfordringer og muligheter – ikke som noe negativt.”

Innenfor det strategiske satsingsområdet ”tidlig anvender av teknologi” har Petoro definert tre prosjekter, nemlig reduksjon av utslipp til sjø, økt utvinning samt satsing på e-drift – det vil her si integrert drift og sanntidsstyring. ”Petoro har ikke



fått tildelt noen egne midler til forskning og utvikling. Vår arena er i lisensene, der vi ønsker å være en pådriver for å ta i bruk effektive og fremtidsrettede teknologiløsninger.”

Skjærpe sier vi må akseptere at det blir færre arbeidsplasser per felt enn i dag, men påpeker at alternativet kan bli å stenge feltene ned for tidlig. Han er overbevist om at fremtidens arbeidsplasser blir enda mer interessante. Det blir stadig mer utfordrende både teknisk og økonomisk å utvinne olje og gass som befinner seg på dypere vann, i mindre og ofte mer kompliserte felt og lengre fra markedet.

”Jeg er glad for at tidlig bruk av teknologi er definert som et av våre strategiske satsingsområder. Det betyr at vi skal være nysgjerrig, villige til å ta i bruk nye løsninger – men på forretningsmessig grunnlag. For å kunne spille denne rollen er vi avhengig av en tett dialog, ikke bare med operatører og øvrige

partnere i lisensene, men også med leverandørindustrien. Det er viktig for å ha gjennomslag i lisensene, at vi kan kjøpe eksterne tjenester av høy kvalitet for å verifisere våre ideer og forslag,” sier Skjærpe.

#### Langsiktig reservetilgang

Det fjerde strategiområdet for Petoro er ”langsiktig reservetilgang”. Kommersiell direktør Dag Omre som har ledet utviklingen av strategiarbeidet i Petoro og som også har ansvar for dette spesielle strategiområdet, sier det er stort ressurspotensial på norsk sokkel. En betydelig andel av dette ligger i høyere ressursklasser, det vil si mer usikre ressurser. ”Forutsetningene for realisering av disse verdiene er nært knyttet til kompetansen i og forholdet mellom

Petoros hovedmål er på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje. For å måle årlig utvikling i porteføljens lønnsomhet og produksjon har Petoro i 2002 implementert et målstyringsystem og identifisert et sett av nøkkelindikatorer. Videre er det satt konkrete finansielle og operasjonelle mål knyttet til porteføljens avkastning og inntjening, samt produksjonsvolum, driftskostnader og reserveerstatningsgrad. For å kunne måle disse indikatorene over tid med varierende pris- og valutaforutsetninger, er disse nøkkelindikatorene justert for en oljepris på USD 16 per fat og valutakurs NOK/USD 8.

Økonomidirektør Nina Lie sier selskapet i 2002 har gjennomført et vesentlig arbeid knyttet til etablering av prosesser for selskapets virksomhetsstyring. Implementering av IKT systemer og verktøy har foregått med meget høyt intensitet og tempo. ”Men så er det da ingen ”normal” kontantstrøm vi er satt til å forvalte, og slik sett var det ingen tvil om at vi måtte ha skikkelige systemer og rutiner på plass meget raskt. Vi har måttet arbeide hardt for å få dette til, men vi har kommet i mål med vårt første hele driftsår og lagt et godt grunnlag for den videre styringen av selskapet og den spennende porteføljen vi er satt til å forvalte.”

#### Den beste partner

Høsten 2001 hadde Petoro én fast ansatt, administrerende direktør Kjell Pedersen. I løpet av 2002 vokste organisasjonen til nær 60. Medarbeiderne kommer fra 33 ulike selskaper, med forskjellige kulturer og ulike måter å møte utfordringer og løse problemer. Selskapet har dermed et mangfold av kompetanse, erfaring og personligheter som er få nykomlinger forunt.

”Jeg har lært mer på dette ene året enn på lenge,” sier Tor Rasmus Skjærpe. ”Vi har fått på plass dyktige og kjekke folk. Vi har en god tone som også kommer til uttrykk i en oppløftende intern klimaundersøkelse. Vi har fått rolleavklaringer, vi har etablert verdier og vi har lagt mål og strategier for det videre arbeid.”

Juridisk direktør Olav Boye Sivertsen sier Petoro er en liten organisasjon med store oppgaver. ”Det kan vi gjøre til en styrke: få folk, men bredt overblikk og stor evne til å se sammenheng og mulighet for samordningsgevinster. Skal vi kunne være den beste partner og en pådriver i de viktigste lisensene, er det også avgjørende viktig at vi er tro mot strategien og prioriteringene våre. Vi må slippe det som ikke er prioritert og unngå å grave oss ned i for mange detaljer. Vi må tenke verdiskaping – og vi må tenke i store baner.”





## Russisk gass til eget bruk eller eksport?



Et av spørsmålene som knytter seg til fremtidig eksport av russisk gass, er om økonomisk vekst vil føre til større innenlandsk forbruk og dermed reduserte gassmengder til eksport. Men da skal man vite følgende:

Inntil nylig betalte russerne flest ikke for den mengden gass de faktisk brukte til oppvarming av hus og hjem, men en fast avgift basert på antall mennesker i husholdningen. I mange leiligheter var

det dessuten ikke fysisk mulig å regulere varmen. Det var ikke uvanlig å se vinduer på vidt gap i Moskva midt på kaldeste vinteren.

### Hva skjer når russerne skrur prisene opp og gassovnene ned?

Boligsektoren bruker 55 milliarder kubikkmeter gass årlig – i størrelsesorden nåværende årlig norsk gass-eksport. Det russiske energidepartementet har beregnet at rasjonaliserings- og energisparetiltak innen boligsektoren alene vil kunne frigjøre 15 milliarder kubikkmeter gass per år til eksport – ikke så veldig langt fra planlagt årlig leveranse fra det norske Ormen Lange-feltet.

Men kollektivisering og energisparing er bare ett eksempel på hvilket potensial verdens største gass-nasjon har: I 2002 var total produksjon i underkant av 600 milliarder kubikkmeter. I henhold til landets energistrategi vil gassproduksjonen i 2020 kunne overstige 700 mrd. kubikkmeter – et halvt Trollfelt på ett år! Tre fjerdedeler av denne produksjonen antas å komme fra nye felt. Russland har gass til mange.



## Russisk gass i Europa: Posisjon og utsikter

**EUs gassdirektiv fra 1998 hadde til hensikt å legge grunnlag for et åpent internt marked for naturgass i Europa og for økt konkurranse, samtidig som forsyningssikkerheten ble ivaretatt. Direktivet fastsetter de grunnleggende prinsippene for en reform av natur-gassmarkedet. Men det enkelte land har betydelig frihet til å definere det rammeverket for naturgassforsyning som er best tilpasset spesielle forhold i landets eget gass- og energimarked. Land som ønsker å tiltre unionen må sannsynligvis før eller senere følge og implementere de grunnleggende bestemmelsene.**



Konsulent for Det russiske energi-ministeriet, Vitaly Yusufov har spesielt for Petoros årsrapport skrevet denne artikkelen om Russlands rolle og strategi som gasseksportør til det europeiske markedet.

Implementeringen av EUs gassdirektiv er en mulighet for land i Europa til å reformere sine system for gass-forsyning, øke den økonomiske effektiviteten og maksimalisere fordelene til forbrukerne. Men Europas spesielle forsyningssituasjon, kjennetegnet ved en økende importavhengighet og relativt få produsenter, gjør at det er en utfordring å introdusere effektiv konkurranse samtidig som man opprettholder sikkerheten for forsyninger både på kort og langt sikt. Blant hovedspørsmålene som definerer graden av fremtidig forsyningssikkerhet er i denne

sammenheng den geografiske forsyningsstrukturen, balansen mellom egen produksjon og import, samt diversifiseringen av gassleveranser fra de store produsentene.

De fleste europeiske gassanalytikere mener at gass-etterspørselen i Europa vil oppleve sterk vekst de neste 20 årene. Andelen av naturgass innen den primære energiforsyningen i Europa anslås å øke til ca. en tredel i 2020. I henhold til det amerikanske energidepartementets "International Energy Outlook

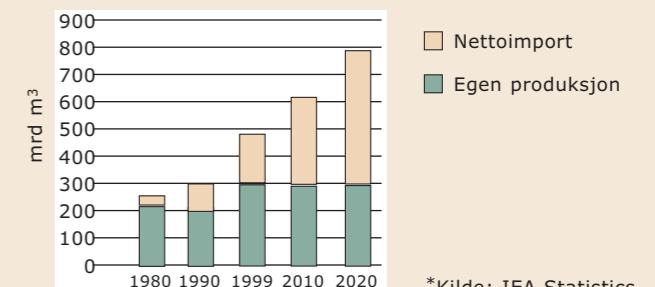
2001", utgjør olje per i dag ca. 44 % av det primære energiforbruket i Vest-Europa (en økning på 1 % siden 1990), gass utgjør 22 % (+ 6 %), kull 13 % (- 8 %), kjernekraft 14 % (+ 2 %) og andre energikilder 8 % (uendret).

Dersom denne tendensen fortsetter og veksten i gassforbruket forblir ca. 3,3 % per år, sammenlignet med 1,1 % årlig vekst i det generelle energi-konsumet, vil gass ventelig utgjøre hele 29 % innen 2010. Økningen i etterspørselen etter naturgass vil stimuleres av naturgassens åpenbare økologiske og teknologiske fordeler som brennstoff, selv om den totale etterspørselen vil være avhengig av prisen. Størstedelen av etterspørselen forventes å komme

I følge anslagene til "BP Statistical Review of World Energy June 2002", representerte gassreservene i Europa bare 3,1 % av verdens totale påviste reserver på 171,7 trillioner m<sup>3</sup> i 2001. Ved å utvinne disse reservene på dagens nivå, hovedsakelig i Nederland og Nordsjøen, vil de vare 20 til 30 år. Utsiktene til å øke volumene av påviste reserver er usikre, og reservene i Sentral- og Øst-Europa vil ikke kunne påvirke situasjonen vesentlig. I dag er situasjonen den at de fleste europeiske land allerede er avhengig av en høy import av gass. Omtrent 40 % av gass-forbruket i de europeiske OECD-landene blir nå importert.

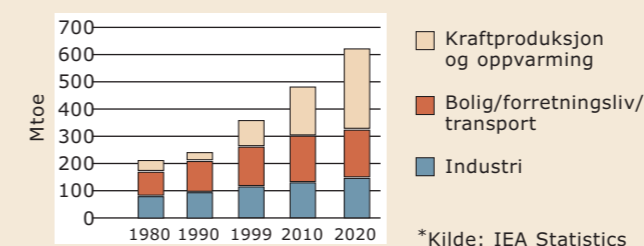
En ytterligere gassetterspørsel er forbundet med flere usikkerhetsmomenter, bl.a. økonomisk aktivitet og industriproduksjon, påvirkningen av liberaliseringen av gassprisene i forhold til andre typer brennstoff, gassens konkurransekraft i kraftproduksjonsmarkedet (noe man kan være nokså trygg på) samt politikken nasjonalt og på EU-nivå. Men selv om man tar disse usikkerhetsmomentene med i betraktningen, er det klart at dagens utviklingstrekk tilsier en økning i importavhengigheten. Nedenstående diagram (basert på IEA-data) viser at avhengigheten vil kunne overstige 60 % i 2020.

### Gassbalansen i OECD-Europa 1\*



fra kraftproduksjon, hvor naturgass er spesielt kostnadseffektiv og vil gradvis erstatte andre typer brennstoff. Gass har allerede fått god innpass i andre sektorer etter europeisk målestokk. Nedenstående diagram illustrerer endringen i strukturen for gass-etterspørsel (per bransje) i Europa fram mot 2020.

### Europeisk gassetterspørsel\*



I henhold til Cedigaz, det internasjonale informasjonsbyrået om gass, viser den framtidige utviklingen av balansen mellom gasstilførselskilder og det voksende europeiske forbruk, at det i 2010 kan være et forbrukspotensial på ca 100 mrd m<sup>3</sup> som ikke er dekket av eksisterende langtidskontrakter.

### Europa gassbalanse 2\*

(tall i mrd m<sup>3</sup>)

	1990	2000	2010
Produksjon	241,5	302,4	218
Eksport	62,2	108,9	-
Import	198,0	305,9	393
Forbruk	377,3	499,4	712
Ikke-kontraktsfestet	-	-	101

\*Kilder: "Cedigaz", 1992; "Cedigaz", 2001; Fred Thackeray "European Natural Gas", FT Energy, 1999



Realiseringen av denne prognosen er en funksjon av flere faktorer av global karakter (bl.a. veksten i verdensøkonomien) og resultatene av liberaliseringen av det europeiske gassmarkedet. Gitt at EUs erklærte mål å redusere gassprisen til sluttforbrukeren oppnås, kan prognosen bli en realitet. Skulle derimot produsentene lykkes i å opprettholde en gunstig prisbalanse, kan den mulige etterspørsel etter tilleggsgass komme til å bli mindre.

I begge tilfeller er det tilstrekkelige reserver i Europas nærhet til å dekke en mulig framtidig etterspørsel. En høy andel av Europas framtidige behov er allerede sikret gjennom langtidskontrakter. Det er imidlertid nødvendig å utvikle flere

Det er klart at Europa må få tilførsel fra nye gassprosjekter, ikke bare for å dekke framtidige behov men også for å unngå å bli et offer for en konsentrert gruppe produsenter. Dette kan oppnås ved å opprettholde et attraktivt miljø for investering og utbygging av gassprosjekter, samtidig som man skaper åpne, konkurransedyktige, flytende og fleksible gassmarkeder.

Statistikken de siste fem årene viser at mer enn 50 % av den gassen som tilfløt det europeiske markedet kom fra fire hovedkilder: Russland, Algerie, Norge og Nederland. Og Russland, den største leverandøren, stod for ca. 25 % av det totale volumet.

Russland er fortsatt den største langsiktige leverandøren av naturgass til det ekspanderende europeiske markedet, med leveranser til 20 land i Vest- og Sentral-Europa. I løpet av de senere tiårene har Russland levert totalt i overkant av 2,4 trillioner m<sup>3</sup> gass til Europa, og ytterligere 2,2 trillioner m<sup>3</sup> er avtalt på langsiktig såkalt "take or pay"-basis, med avtaler som løper til 2020. På det nåværende tidspunkt leverer Russland nærmere 130 mrd m<sup>3</sup> gass årlig til Europa. Ifølge Gazproms estimater kan leveransene øke til 175-195 mrd m<sup>3</sup> fram mot 2010.

Vest-Europa er det primære eksportmarkedet for russisk naturgass. Om lag 70 % av eksporten til den tidligere Sovjetunionen går til denne regionen. De største kjøperne er EU-landene, som importerer mer enn 3/5 av eksporten fra det tidligere Sovjetunionen (87,8 mrd m<sup>3</sup> til Vest-Europa i 2002). Tyskland importerte 32,2 mrd m<sup>3</sup> russisk gass i 2002 (i følge Gazexport), Italia 19,3 mrd m<sup>3</sup>, Frankrike 11,4 mrd m<sup>3</sup>.

Markedet i Sentral-Europa spiller tradisjonelt en viktig rolle for Russlands eksportpolitikk p.g.a. sin nære geografiske plassering og den dominerende posisjonen russisk gass har i regionen. Dette

gassprosjekter for å dekke perioden 2015-2020 og utover. Et annet trekk ved det europeiske forbruksmarkedet for gass er at det er noen få større aktører som står for en relativ høy andel av naturgassleveransene. Disse er Russland, Algerie og Nordsjøen.

markedet mottar om lag 30 % av Russlands eksport av gass til Europa, i 2002 var leveransene 41,6 mrd m<sup>3</sup>. Import fra Russland utgjør ca. 90 % av Sentral-Europas totale import og 60 % av det totale gasskonsumet i regionen. Blant hovedavtakerne av russisk gass er Ungarn (9,1 mrd m<sup>3</sup> i 2002), Slovakia (7,7), Tsjekiske Republikk (7,4) og Polen (7,3).

Dagens forhold for utviklingen av det europeiske gassmarkedet er gunstige for importlandene for å oppnå en diversifisering av gassleverandørene. Dette stimuleres sterkt ved etableringen av et velutviklet gasstransportsystem, og i Sentral-Europa av de politiske aspirasjonene disse landene har om å bli medlem av NATO og EU. En hovedfaktor i denne prosessen er behovet for å spre forsyningskildene, m.a.o. å redusere andelen av russisk gass til forbruk. Prosessen med å oppnå en slik spredning er allerede godt i gang.

Slovenia har i en del år importert gass fra Algerie i tillegg til russisk gass. Den tsjekkiske republikk har en gassavtale med Norge, Ungarn kjøper gass fra Ruhrgas og Gaz de France. Polen har importert fra Norge siden 2000, og har hatt en avtale med Danmark siden 2001. Det kan ikke utelukkes at det vil komme flere slike avtaler i den overskuelige framtid.

Det er ganske åpenbart at diversifiseringen av gassforsyningen til Øst-Europa er en naturlig prosess. Gazprom vil derfor ha utfordring nok, bare med å opprettholde *volum* på leveransene, for ikke å snakke om *andelen* av totalleveransene til Europa.

Ut fra prognosene for framtidige europeisk forbruksvekst, økt konkurranse blant hovedleverandørene, ønsket om å diversifisere importkildene og andre konsekvenser av liberaliseringsprosessen i Europa, vil Russlands gassindustri og dens viktigste aktør Gazprom (mer enn 90 % av landets gassproduksjon) måtte finne en vanskelig balanse mellom behovet for å eksportere mer gass til Europa, og behovet for å tilfredsstille den økende etterspørselen innenlands. Samtidig må man ta i betraktning en mulig konkurranse fra landene i Sentral-Asia.

Gazproms produksjon utgjorde i 2002 nærmere 530 mrd m<sup>3</sup> av Russlands totale produksjon på 598 mrd m<sup>3</sup> av naturgass. I henhold til Russlands gjeldende energistrategi vil den totale produksjonen kunne overstige 700 mrd m<sup>3</sup> i 2020, hvorav 76 % vil produseres fra nye felt. Gazprom vil ventelig opprettholde sitt produksjonsnivå; mens det meste av økningen vil komme fra andre produsenter.

Dagens viktigste gassfelt nord i Vest-Sibir vil få en nedgang i produksjonen i nærmeste framtid. Denne

produksjonsnedgangen vil måtte kompenseres på flere måter for å tilfredsstille den økende forsyningen totalt til det innenlandske markedet og eksportmarkedene:

**1.** Gass fra nye felt: Zapolyarnoefeltet, som stod klart mot slutten av 2001 er allerede nå i stand til å kompensere for nedgangen i produksjonen. Det har et potensial for å kunne produsere 100 mrd m<sup>3</sup> årlig innen 2005, og ytterligere 24 mrd m<sup>3</sup> innen 2008. Ressursene på den nordlige sokkelen, særlig Shtockmanfeltet, er nært forbundet med Gazproms rørledningsprosjekt "North European Pipeline" som

nylig ble kunngjort. De enorme ressursene på Yamalhalvøya, som er godkjent for utbygging i løpet av de neste 20 årene, kan bidra med ytterligere 250 mrd m<sup>3</sup> per år.

**2.** En optimal løsning ville være å utvikle Yamal-ressursene og bruke den eksisterende gasstransportkapasiteten, samtidig som man økte den "uavhengige" gassproduksjonen fra nye felt i nærheten av transportinfrastrukturen og økte importen fra Sentral-Asia.

**3.** Oljeselskaper: De såkalte "uavhengige" produsentene leverte ca. 34 mrd m<sup>3</sup> gass til markedet i 2002. Dette volumet har ligget på omtrent samme nivå de senere årene, hovedsakelig p.g.a. at eksisterende barrierer gjør det umulig for oljeselskapene å oppnå fordelaktig salg av gassen. Det er veldig få anvendelsesmuligheter for denne assosierte gassen:



Zapolyarnoefeltet



Konstruksjonsarbeid, Zapolyarnoefeltet

**Europeisk forbruk og hovedleverandørenes markedsandeler\***

(tall i mrd m<sup>3</sup>)

År	Forbruk i Europa	Levert av: Russland	Levert av: Algerie	Levert av: Norge	Levert av: Nederland
1998	459,7	116,4 (25,3 %)	48,5 (10,6 %)	44,1 (9,6 %)	29,8 (6,5 %)
1999	473,1	121,1 (25,5 %)	54,5 (11,5 %)	46,4 (9,8 %)	30,7 (6,5 %)
2000	477,6	120,0 (25,1 %)	56,9 (11,9 %)	46,3 (9,7 %)	32,3 (6,8 %)
2001	489,9	117,5 (24,0 %)	57,6 (11,8 %)	46,4 (9,5 %)	37,1 (7,6 %)
2002	506,2	129,4 (25,6 %)	60,4 (11,9 %)	50,8 (10,0 %)	40,6 (8,0 %)
2003	520,3	134,0 (25,8 %)	61,9 (11,9 %)	53,3 (10,2 %)	42,7 (8,2 %)

\*Kilder: Cera; Gazprom



- Fakling av gassen på feltet, en tradisjonell løsning hvor betydelige mengder, inntil 20 %, blir faklet;
- Benytte gassen til feltoperasjoner: reinjisering og elektrisitetsproduksjon, som sannsynligvis er den mest kostnadseffektive tilgjengelige løsningen, men typisk nok kan kun en brøkdel av den totale gassproduksjonen anvendes på denne måten;
- Selge gassen eller de gassrelaterte produktene til kunstig lave priser innen Russland.

Det eksisterende prisnivået på det innenlandske markedet på ca. \$21/1000 m<sup>3</sup> (ca 15 øre/m<sup>3</sup>) gjør det lite fordelaktig for uavhengige produsenter å bygge ut sine naturgassreserver. Men kursen som myndighetene har satt for en gradvis økning av de regulerte innenlandske gassprisene, vil gjøre det mulig for oljeselskapene å utvikle sine gassfelt. De nåværende lave prisene gir heller ikke nødvendig avkastning av investeringer i produksjonsanlegg og transportinfrastruktur, slik at man må sikre inntjeningen ved hjelp av eksportinntektene.

Den føderale energikommisjonen økte de regulerte gassprisene to ganger i 2002: 20 % i februar og ytterligere 15 % i juli. Disse økningene er høyere enn inflasjonsraten og er tilstrekkelige til å gi en reell prisøkning og gi noe rom for en framtidig rettfærdig gasspris. Denne vil så gjøre ytterligere mengder gass tilgjengelige for konsum og eksport. Prisøkningene gjorde det mulig for Gazprom å komme på plussiden med hensyn til det innenlandske markedet i 2002.

**4.** Naturgass utgjør over 50 % av Russlands primære energiforbruk; kraftproduksjonen forbruker 140 mrd m<sup>3</sup> og får 70 % av sin energitilførsel fra gass. En slik vridning er kun holdbar p.g.a. ekstremt lave gasspriser, som hjalp til med å løse spørsmålene omkring kostnadseffektivitet og miljøutfordringene for landets elektrisitetssektor. En endring av strukturen innen drivstoffbalansen, etter betydelige prisøkninger, vil gi et sparepotensial for gass som utgjør inntil 10 % av det totale forbruk innen kraftproduksjon.

**5.** I henhold til analyser tilgjengelige fra Det russiske energidepartementet har rasjonaliserings- og energisparetiltak innen boligsektoren alene et potensial til å bidra med ytterligere 15 mrd m<sup>3</sup> gass til eksport. Boligsektoren står for et årlig forbruk på 55 mrd m<sup>3</sup> årlig. Inntil nylig var 80 % av innbetalingene fra denne sektoren ikke basert på forbrukt volum, men på antall mennesker i den enkelte bolig. På grunn av en mangel på gassmålere og reguleringsutstyr i hjemmene, var der ikke noen motivasjon til å spare, og i mange tilfeller ingen mulighet til fysisk å spare.

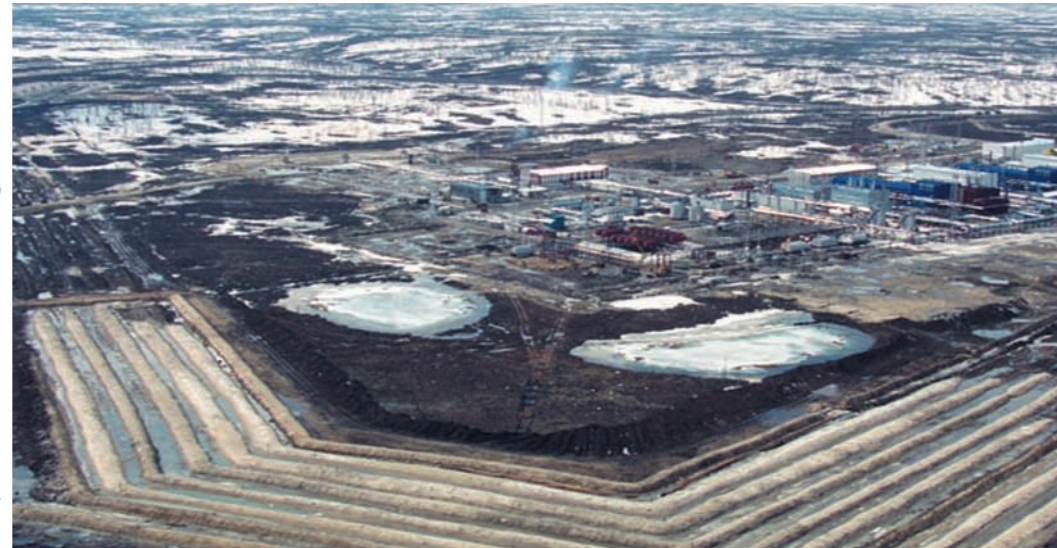
**6.** På grunn av sin geografiske plassering er og vil Russland være en hendig transittrute for gass fra sentralasiatiske land, som Turkmenistan, Kasakhstan og Usbekistan. Ytterligere volumer fra disse landene vil finne sin vei til det europeiske markedet og være konkurransedyktige p.g.a. de relativt korte avstandene og lave kostnadene.

Et annet trekk, som nevnes avslutningsvis, men som sannsynligvis er ett av de viktigste kjennetegnene ved den russiske gassindustrien, er dens enorme behov for investeringer. Dette er begrunnet i de vanskelige utbyggingsforholdene og den avsidet beliggenheten til hovedregionene for gassproduksjon

å redusere andelen av langtidskontrakter av typen "take or pay" og erstatte disse med kortsiktige ("spot") leveranser av gass. Finansieringen fra de europeiske finansinstitusjonene bør i så fall tilsvare den finansieringen som tilbys de store olje- og gasselskapene til deres investeringer.

Som oppsummering er det avgjørende å understreke at det arbeides med løsninger for mange av de generelle ulempene som i dag eksisterer i den russiske gassindustrien. En ny energistrategi blir utarbeidet av Det russiske energiministeriet, som etter planen legges frem for regjeringen til godkjenning i mai 2003. Dette omfattende

Zapolyarnoe feltet har potensiale til å produsere 100 mrd m<sup>3</sup> årlig fra 2005



i landet. I henhold til IEA vil investeringsbehovet komme opp mot USD 30 milliarder fram mot 2005, og ytterligere 130 milliarder fram mot 2020.

I denne sammenheng er det vanskelig å overvurdere det eksisterende system av langtidskontrakter. Sikre og stabile forsyninger fra Russland kan bare opprettholdes ved systematiske og storskala investeringer i det russiske produksjons- og transportsystemet. Derfor ser Russland at en måte å tilby den nødvendige forsyningsikkerhet til de europeiske forbrukerne kan være å kjøre to parallelle løp:

På den ene siden å beholde de eksisterende langtidskontraktene med forbrukernes forpliktelse til å ta i mot eller betale for de avtalte gassvolumer "take or pay". På den andre siden ønsker man å kunne tiltrekke seg europeisk kapital for utbyggingen av russiske gassfelt og transportsystem ved delvis

dokumentet vil ikke bare ta for seg landets gassindustri, men gjøre den til ett av hovedområdene som skal vurderes, tatt i betraktning denne sektorens vitale betydning for landets totale økonomi og for verdens energimarkeder.

Strategidokumentet vil dekke alle utfordringene som den russiske energisektoren står overfor per i dag, og som er blitt gjenstand for vurdering i denne artikkelen. Dokumentet vil fremme løsninger for landet som sitter på en tredel av verdens naturgassreserver og som skal anvende disse på en klok måte av hensyn til sin egen og sine naboers forsyningsikkerhet.





## Kunsten å balansere

Når den spontane latteren er forsvunnet, er det et signal om at noe er galt, ifølge psykiater Gerd-Ragna Bloch Thorsen. Hun viser til nye undersøkelser som forteller at annenhver arbeidstaker i Norge selv har opplevd, eller kjenner en kollega som har blitt sykemeldt, fordi de møter veggen i jobben sin.

Det å ha balanse mellom arbeid og fritid er diskusjonstema i mange bedrifter – også i Petoro. Tre ansatte forteller om mye arbeid, men også om stor arbeidsglede i oppstartsfasen av selskapet. Underveis har de hatt pappapermisjoner.

Det har gitt aha-opplevelser og økt bevissthet om balanse i hverdagen.

Av Bjørn Rasen, rasen@tacticus.no

Det er sagt mange visdomsord om menneskets forhold til arbeid. I sin bok har Bloch Thorsen gjengitt noen hun tror på: "Arbeide som om du skulle leve evig. Leve som om du skulle dø i morgen."

På hennes kontor ved Rogaland psykiatriske sykehus er det mange som ikke vil vente. Det er fristende å spørre om hun selv makter å styre arbeidet. Psykiateren, som også er lege, innrømmer at hun jobber mye, og at det passer henne.

Bloch Thorsen peker på at én ting er å kjenne varselsignalene, noe annet er å ta hensyn til disse signalene. Signalene kan smertelig oppleves i form

av dårlig søvn, irritasjon, ryggplager, økt bruk av eksempelvis alkohol, forsømmelse av familie og venner, eller flere titalls andre symptomer. Det handler om å finne balansen i hverdagen. Og den er individuell. For å komme utbrenthet i forkjøpet må hver enkelt finne sin balanse; vite hvor på vektarmen man befinner seg og bevege seg dit hvor man vil være.

Stadig flere er oppmerksom på problemstillingen, men langt fra alle makter å gjøre noe med egen situasjon. Baksiden av medaljen er utbrenthet, vår nye folkesykdom. Noen vanlig sykdom er det ikke, og det stilles som oftest ikke noen diagnose.



Fra V: Jan Rosnes, Jørn-Atle Børshelm og Ragnar Sandvik.



Bloch Thorsen kan fortelle at det i Japan dør 10 000 mennesker hvert år av kollaps. Ingen klar dødsårsak finnes – ingen annen enn utbrenthet.

De ser opplagte ut, de to unge mennene som tar i mot i Petoros kantine. Borte ved vinduet brer indre havn i Stavanger seg ut i et flott panorama. Utsiktene til de to økonomene, begge rundt 30 år, er også gode. De arbeider i en bransje og i et selskap som har store utfordringer. Og muligheter. Både Jørn-Atle Borsheim og Ragnar Sandvik har vært med i den tidlige entreprenørfasen av Petoro. Det er ingen hemmelighet at de den aller første tiden tilbrakte mange timer på kontoret. De anser ikke dette som noe problem; arbeidsoppgavene har vært spennende



og de føler begge at de har gjort en nyttig jobb og at de har hatt innflytelse.

I fjor tok Sandvik pappapermisjon og oppspart ferie – til sammen 12 uker – og lot jobb være jobb og brukte all energi på familien. "Det var et skipertak for den dårlige samvittigheten," innrømmer han.

For Sandvik ble avbruddet fra jobb en aha-opplevelse. Tilværelsen endret seg med ett fra to mennesker og mye jobb til tre mennesker og ingen jobb. Da han kom tilbake i arbeid følte han det lettere å prioritere tiden: "Kravet til hva som må være ferdig i løpet av dagen, er der fortsatt. Likevel har jeg mulighet til å balansere arbeidet mot fritiden. Petoro har satt dette i fokus."

Borsheim skal snart ut i pappapermisjon. Han har vært innstilt på å arbeide mye tidlig i yrkeskarrieren. I denne fasen har han mye energi å legge inn i

arbeidet. Nå begynner "skrustikka", mener han. Borsheim tror også at det blir krevende å måtte overlate arbeidsoppgavene til andre. Plutselig så er han ikke der det skjer lenger. I tillegg kan det bety at kollegaene får hans oppgaver på toppen av sine egne.

I Norge plages to av tre arbeidstakere av sterk tretthet i løpet av arbeidsuken. Avstanden mellom tretthet og utbrenthet kan være kort. Noe av årsaken er at arbeidsbelastningen på den enkelte er blitt hardere, kanskje ikke i antall arbeidstimer, men fordi kravene til effektivitet og produktivitet har økt betydelig på relativt få år. Mye er blitt mer heseblesende, og i dette oppjagede tempoet opplever flere å møte veggen.

"Du har ansvar selv for å sette grenser. Ikke forvent at arbeidsgiveren ser signalene, eller kan se dem," sier Bloch Thorsen.

Hvis du jobber for oppgaven, innholdet i arbeidet, så går det som oftest greit. Hvis du jobber tilsvarende mye, uten at det er innholdet som driver deg, så uthules balansen. Dersom arbeidet har en verdi og du er stolt av det, tåler du mye. Det er når du går på akkord med deg selv etisk eller faglig, at du forrykker balansen.

Bloch Thorsen trekker fram kvaliteten på arbeidet. Hvis alt du gjør skal være 100 prosent, sliter du deg ut. Noe må være perfekt, men du må også godta å få enkelte ting unna med 80 prosents kvalitet. Utfordringen blir å finne ut hva som skal salderes.

Mange sliter med nettopp dette. Psykiateren retter søkelyset mot "prosjektarbeid" hvor det ofte forventes litt ekstra innsats mens det står på. Problemet flere steder er at alt blir prosjektarbeid. Når et prosjekt er avsluttet, så starter neste umiddelbart. Da er det ikke prosjekter, det er en måte å jobbe på. Denne arbeidsformen krever også at du får perioder der du kan hente deg inn igjen og få nytt faglig påfyll.

Bloch Thorsen tror de færreste vil trives med å være i balanse på alle arenaer til enhver tid. Vi kan også ha godt av litt motgang: "Jeg mener at alle har godt av å stryke til eksamen en gang, og lære at det går an å komme videre for det. De som bare har hatt medgang i livet, er ikke spesielt interessante."

Hun minner om at mange i dette landet slett ikke jobber mye fordi de har lyst, men fordi de må av økonomiske årsaker. Én av fem jobber for mye for å nå karrieremål eller av økonomiske årsaker.

"Enkelte grupper, eksempelvis høyt utdannede mennesker innen oljebransjen, velger selv mye arbeid for å tjene 700 000 kroner i året. De har frihet til å velge: Tjene halvparten og ha mer fritid og mindre press på jobben. For mange i Norge er ikke dette en aktuell problemstilling," sier hun.

Et flertall av nordmenn drømmer om mer fritid, selv de som har det gøy på jobben. Bloch Thorsen sier alle har behov for jobbfrie soner: "Det gjelder også enslige. De har også rett til et privatliv og bør ikke være dem en regner med alltid skal være beredt til å arbeide ekstra – enten det er hverdag eller høytid."

"Uten barn har døgnnet nok timer," sier Jan Rosnes. Tredjemann har dukket opp ved kantinebordet i Petoro. Han har noen flere års arbeids- og familiemannserfaring. Rosnes har vært bevisst på å finne balansen mellom jobb og fritid, og har tidligere i karrieren sagt opp fordi jobben vanskelig lot seg forene med et han mener er et godt familieliv.

Rosnes er tilbake fra sin tredje pappapermisjon, denne gang 11 uker. Han beroliger sin kollega med at det å forlate jobben for en periode bare er ubehagelig en kort tid mens man er på vei ut: "Sett i perspektiv så betyr fraværet lite. For meg var det en positiv opplevelse å være hjemme. Min erfaring er at omverdenen i ettertid ser positivt på det."

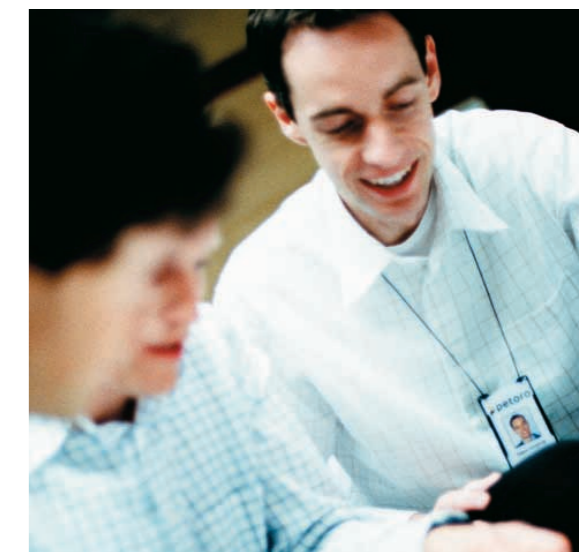
Han forholder seg til mange tidsfrister i jobben. Likevel mener han det er forståelse for en fleksibel arbeidstid, at "vi skal klare begge deler, arbeid og familieliv."

Sandvik peker på at enslige nok føler andre krav når det gjelder arbeidstiden og når de kan ta fri: "Når du har barn er det lettere å gå eller å ta fri." I krevende jobber som de tre har, er det avgjørende at de får ladet batteriene. Rosnes sier han henter energi gjennom samvær med familien, samt at han "må" trene minst én gang i uken. Han er opptatt av at det ikke er samvittigheten som er driveren: "Du må være proaktiv og ha definert grensene dine på forhånd." Sandviks batterier fylles når han er i balanse med omgivelsene, når arbeidsgiver, familie og venner har en felles forståelse av hvor mye innsats som skal legges i hvert forhold. Borsheim understreker at arbeidsinnsats ikke nødvendigvis skal måles i antall timer. Det er resultatene som betyr noe. Og han må sitte igjen med følelsen av å bidra med noe vesentlig: "Jeg søker vel så mye arbeidsoppgavene som lønnen. Å få muligheten til realisere seg selv er en viktig drivkraft."

Personaldirektør Ellinor Grude synes det er en styrke at Petoro er en liten organisasjon, "alle er synlige og vi kan bry oss."

Motivasjon har vært og er en drivkraft i Petoro. Grude sier at "spenningen ligger i arbeidsoppgavene." Hun beskriver de ansatte som "foroverlente, folk som vil bidra og skape noe. Utfordringen ligger i hvordan vi evner å samarbeide, internt og sammen med partnerne i lisensene på sokkelen."

I Petoro er man seg bevisst motivasjonsoppgaven etter entreprenørfasen som startet med opprettelsen i 2001. Kompetansen må videreutvikles. I de første to årene har det ligget stor grad av læring bare det å være i Petoro. Etter hvert ønsker Grude at de ansatte i tillegg til læringen som skjer gjennom arbeidet også skal delta på eksterne konferanser og kurs. Det er helt avgjørende med faglig påfyll.



Baksiden av medaljen er lite hyggelig og kostbar. Utbrenthet tar tid å lege, og "ofte tar det to år å komme på skinner igjen", ifølge Bloch Thorsen. Og når arbeidstakeren er tilbake, er det ofte med en innebygd sårbarhet og sorg. Vedkommende har skjont at han eller hun har skadet seg selv til ingen nytte. Personen er ikke så kraftfull som før kollapsen.

Når du merker symptomene nytter det ikke bare å si: Jeg vil, jeg vil, jeg vil. Du må gjøre det rette valget. Vanskeligheten i livet ligger i valget.



## Olje, miljø, fisk – et langt sømliv

### 1970-75:

- De første funn er gjort, Ekofisk kommer i produksjon.
- Stortingsmelding 25 om petroleumens plass i det norske samfunnet omtaler forholdet mellom olje, fisk og miljø.

### 1975-80

- Oljeindustrien blir pålagt å betale for skrotrydding av havbunnen i Nordsjøen.

Norge har nytt oljeeventyrets velsignelser, men samtidig vært svært opptatt av dets antatte farer. På den ene siden inntektene, kompetanseutviklingen, næringsutviklingen, internasjonaliseringen, de positive impulsene. På den andre siden frykten for tempoet i utviklingen, sosiale endringer, prispress, hjerneflukt fra andre næringer, sikkerheten...og helt sentralt: mulige skadevirkninger for miljøet.



- Merknader fra høringsrunder tas inn i Stortingsmelding 26 i 1994 som anbefaler videre åpning av Norskehavet – inkludert dypvannsområdene og området Nordland VI. Streng restriksjoner for når, og hvordan man kan bore på Nordland VI.
- Skagerrak blir av ulike grunner ikke lyst ut.

### 1995-2000:

- Foran 15. konsesjonsrunde i 1996 får oljeselskapene i Norge fellesbrev fra miljøorganisasjonene med utvetydig beskjed om at selskaper som starter leting på blokker i Nordland VI-området vil bli møtt med aksjoner – i Norge og internasjonalt.
- Men selskapene søker, og Statoil og Hydro får blokker også innenfor Nordland VI.
- Olje- og energiminister Marit Arnstad i Bondevik I-regjeringen ønsker å redusere tempoet i oljevirkosomheten på grunn av overopphetet økonomi og for å balansere det å være en energiproducent med det å være et foregangsland innen miljø.
- Petroleumsfrie fiskerisoner nevnes, men blir ikke noe stort tema i denne omgangen.
- Brent Spar fører til skjerpet miljøfokus i internasjonale og norske oljeselskaper.

### 2000- :

- Havforskere finner uheldige virkninger av fenolalyder på fisk.
- Miljøvernminister Siri Bjerke i Arbeiderparti-regjeringen stanser like før valget Hydros planlagte leteboring på lisens 219 – i Nordland VI-boksen. Dette er til tross for at Hydro har fulgt vilkårene for boring i området.
- Olje- og energiminister Einar Steensnæs i Bondevik II-regjeringen inntar en grønnere profil enn de fleste av forgjengerne.
- Petroleumsfrie soner blir et begrep i den offentlige debatten.
- Videre virksomhet fra Lofoten og nordover holdes igjen i påvente av ny konsekvensutredning som skal være klar senhøstes 2003.
- Mangel på nye funn, norske bedrifter taper utbyggingskontrakter, bekymring for norsk industris konkurransekraft, lavere leteaktivitet enn på svært lenge.
- Statsråden sier våren 2003 at han vil bruke tildeling i 18. konsesjonsrunde i 2004 som virkemiddel for økt aktivitet.

- Debatt om moderat tempo og miljøvirkninger.

### 1980-85:

- Virksomheten passerer 62 grader nord i 1980 – etter betydelig debatt.
- Midgardfeltet første funn, Draugen første utbyggingsprosjekt i nord.

### 1985-90:

- Ny petroleumslav omhandler konsekvensutredninger.
- Grundige studier av Norskehavet og Skagerrak: konsekvenser for fugl og fisk, drivbaner for eventuelle oljeutslipp, virkninger for turisme, havbruk, livet i strandsonen.

### 1990-95:

- Studiene sys sammen til konsekvensutredninger (KU) av en professorgruppe.



## Fisk og olje i tilnærming, miljøbevegelsen bremser

**Olje, fisk, miljø: etter 30 års samliv mellom olje og fisk i Nordsjøen er det kun krusninger igjen utenfor Vestlandet. Men bølgene går høyt om og hvor petroleumsvirksomhet kan foregå i Norskehavet og Barentshavet.**

Av Sveinung Sletten, informasjonsdirektør i Petoro

Vi inviterte oljedirektør Gunnar Berge, leder i Norges Fiskarlag, Reidar Nilsen og leder for Natur og Ungdom, Ane Hansdatter Kismul, til samtale. Uten forventning om enighet.

Nyhetsmeldinger like før de tre møttes i Stjørdal utenfor Trondheim indikerte imidlertid at fiskarlaget og Oljeindustriens Landsforening (OLF) er nær enighet om petroleumsvirksomhet i nord. Det likte lederen for Natur og Ungdom dårlig. "Vi har sett en dramatisk endring innen fiskarlaget etter siste landsmøte," sier hun og setter øynene i Reidar Nilsen. Han ble valgt til leder på samme landsmøte.

Etter hvert viste det seg at nyhetsmeldingene om avtale mellom fiskere og oljeborere var i forkant av begivenhetene: Fiskarlaget tilbakeviste at det foreligger noen avtale, eller at det har gitt grønt lys for boring i miljø-sensitive områder i nord. Men Reidar Nilsen bekrefter at samtaler har pågått i noe tid, mellom fiskarlaget og OLF.

### Oppnår mest i samarbeid

"Vi ser at oljevirksomheten kommer nordover, ikke minst etter sterke ønsker fra politikere og andre i landsdelen," sier han.

"Vi ønsker å være på banen slik at vi kan presentere våre krav og sikre oss at oljeindustrien tar de nødvendige hensyn. Den beste måten å gjøre dette på, er gjennom samarbeid med petroleumsnæringen. Vi står på kravene om null-utslipp til sjø, vi holder fast ved at petroleumsvirksomheten ikke skal være til hinder for fiskeriene, vi forutsetter at konsekvensutredningen som er satt i gang gjennomføres som planlagt og vi ønsker at visse spesielle områder ikke skal omfattes av petroleumsvirksomhet."

Nilsen var leder for Finmark Fylkes Fiskarlag i perioden da planleggingen av Snøhvit-utbyggingen foregikk. "Vi er blitt angrepet av miljøbevegelsen for vår rolle i forbindelse med Snøhvit. Til det vil jeg si at vi var med i diskusjonen om dette prosjektet fra dag én og samarbeidet om opplegget med Statoil. Dette tok bort frykten for Snøhvit hos de fleste av oss fiskere." Fiskarlagslederen sier at i den tidlige tiden i Nordsjøen, ble fiskerne overkjørt. "Nå er vi i diskusjon med oljeindustrien om en rekke spørsmål,

for eksempel utforming av undervannsinstallasjoner slik at vi kan tråle over uten at redskapen henger seg fast. Min erfaring tilsier at samarbeid er veien å gå, og jeg mener å ha bra støtte for dette i fiskarlaget."

Kismul er kritisk: "Natur og Ungdom har hatt et nært samarbeid med Norges Fiskarlag, og det var tidligere aldri tvil om fiskarlagets skepsis til økt letevirksomhet i nord. I forbindelse med Snøhvit-feltet, ønsket organisasjonen blant annet et fem års moratorium mot utbygging. Alt dette er nå lagt om i fiskarlaget. Men det er ikke alle fiskere som har skiftet syn! "

er riktig, men slik kan det jo ikke være. Petroleumsnæringen må komme til forståelse med fiskerinnæringen. Tillit er svært viktig her," understreker oljedirektøren.

### Aldri nok utredning

Et sentralt tema har vært hvorvidt den pågående konsekvensutredningen omkring petroleumsvirksomhet i Barentshavet og nordlige delen av Norskehavet skal være et tilstrekkelig grunnlag til beslutning om videre aktivitet og utlysning av nye letelisenser.

Kismul frykter at konsekvensutredningen går så fort at den ikke vil få reelle nye fakta på bordet, og viser blant annet til forskernes nylige påvisning av skadevirkninger av alkyl-fenoler på fisk – et tema som inngår i konsekvensutredningen.

Nilsen viser til at det har vært gjort konsekvensutredninger i nordområdene i snart 20 år. Fiskarlaget står likevel fast på at den pågående konsekvensutredningen skal på plass før utlysning av nye lisenser. Når det gjelder alkyl-fenolene, viser han til at de påviste skadevirkningene har vært i et miljø av kunstig store konsentrasjoner, og at skadevirkningene har vært begrenset ved at de ikke har gått i fiskens gener.

Han stiller spørsmålet om det noen gang vil kunne gjøres en konsekvensutredning som vil få Natur og Ungdom til å akseptere petroleumsvirksomhet i området. Kismul smetter inn en bekreftelse: "Vi går ikke inn for slik virksomhet her, uansett!"

### Bedre stilt for virksomhet i nord

Berge viser til at oljevirksomheten har vært og er en meget beskjedne kilde til utslipp av olje til sjø, og at andre kilder, som skipsfart, er langt viktigere. Han påpeker at oljevirksomheten har meget god oversikt over sine utslipp, men at dette langt fra er tilfelle for mange andre næringer. Berge vil på ingen måte overse utslippet som fulgte utblåsningen fra produksjonen på Ekofiskfeltet i 1977, men påpeker at det ikke har skjedd noen utblåsning som følge av letevirksomheten på norsk sokkel i de 35 årene den har pågått.

"Det er i denne sammenheng viktig å huske at sikkerheten på plattformene er blitt radikalt mye bedre. Derfor er vi på mange måter bedre stilt med hensyn til å drive denne virksomheten i nord, enn det vi var da vi begynte i Nordsjøen," sier Berge. "Men jeg har jo lest at sikkerheten tvert i mot har vært synkende de siste årene og at din egen sikkerhetsdirektør ikke har noen god magefølelse?" innvender Ane Kismul.



Fra venstre: Gunnar Berge, Ane Hansdatter Kismul og Reidar Nilsen

### Tillit svært viktig

Oljedirektør Gunnar Berge kjenner igjen dagens diskusjon og argumenter fra debatter som pågikk på 1970-tallet. "Vi drev virksomheten i Nordsjøen i 20 år før vi i det hele tatt åpnet sokkelen nord for 62. breddegrad – blant annet fordi vi ville være trygge på at vi kunne drive virksomheten sikkert." Han mener miljøutfordringene i nord ikke nødvendigvis er vanskeligere eller prinsipielt helt forskjellige fra dem man har i Nordsjøen. Men ettersom virksomheten flytter seg til nye områder, så dukker det også opp nye problemstillinger som må ivaretas, understreker han.

"At diskusjonen har blusset opp igjen har kanskje mer å gjøre med at vi i dag har høyere bevissthet omkring miljøspørsmål, ikke minst når det gjelder klimaendringer. Forholdet til fiskerinnæringen har vært i gradvis bedring over tid. Det kan godt være at Reidar Nilsens beskrivelse av forholdet i tidligere tider



Berge: "Det sikkerhetsdirektør Magne Ognedal har snakket om, er sikkerheten til dem som arbeider offshore. Når det gjelder utslipp til sjø så har disse gått ned, målt per produsert enhet. I dag er det teknisk mulig å få til null utslipp, noe som bør legges til grunn for oljeindustrien i nord. Det vil fortsatt være problemer med å stille krav om null utslipp fra eksisterende produksjon Her er det mer snakk om null utslipp som er skadelig".

Han legger til at det er 20 år siden Snøhvit ble funnet og at næringen i denne perioden har vunnet mye erfaring til å kunne takle de utfordringene den står overfor.

Berge viser for øvrig til den utbredte misforståelse at der er en stor grad av arealkonflikt mellom petroleumsnæringen og fiskeriene – at plattformen med sine sikkerhetssoner nærmest båndlegger store områder. "Hvis vi legger sammen samtlige plattformer og sikkerhetssoner på norsk sokkel i dag, så får vi et areal på ca 100 kvadratkilometer – eller tilsvarende de arealmessig små nabokommunene Stavanger og Randaberg," sier han og viser til at dette blir svært beskjedne arealer i forhold til de aktuelle havområdene.

#### **God løsning bedre enn en dårlig**

Ane Kismul viser på sin side til definisjonen av risiko som et produkt av sannsynlighet for at noe skjer og konsekvensen av at det skjer – og påpeker at Barentshavet som et relativt nytt område har stor tilstedeværelse av begge de to risikofaktorene.

Lederen for Natur og Ungdom mener prinsipielt at verden bør begrense sin bruk av fossilt brensel, noe som preger standpunktet til leting i norske nord-områder. Men hun avviser ikke helt å gå inn i dialog om konkrete saker. "Jeg synes jo en bedre løsning er bedre enn en dårlig løsning – selv om jeg i utgangspunktet mener problemet ikke skulle vært der i det hele tatt. Men jeg vet ikke hvor stor grad av tillit det er grunnlag for, når vi ser hvordan industrien presser seg frem slik som i Snøhvit-saken. Der var det stort press for å få til snarlig utbygging – og når så kostnadsoverskridelsene kommer i ettertid, så innrømmer man at man ikke hadde gjort en god nok grunnlagsarbeid for å gjøre sine vurderinger."

Og henvendt til Reidar Nilsen: "Du skulle ivarettat fiskeriinteressene og fulgt et føre vår-prinsipp. I stedet bagatelliserer du problemene med alkylfenoler. Det er ikke det beste utgangspunktet for dialog."

#### **For lettvindt bare å si nei**

Reidar Nilsen: "Det ville kanskje vært enklest og mest lettvindt å si nei. Men Norges Fiskarlag tar ikke

så lett på det. Vi ser oljevirkosomheten komme og vi ønsker å være på innsiden når det skjer, slik at vi får innflytelse og kan fremme våre ønsker og krav. Og når det gjelder sikkerheten, så vil jeg peke på at russisk oljetransport er vel så risikabelt som den virksomheten som planlegges i Barentshavet..."

"Enda mer risikabel!" samstemmer Kismul.

"Men hvis da norsk oljeindustri gjennom sin aktivitet kunne få et større lederskap i området, så kunne vi kanskje bidra til større sikkerhet i regionen totalt sett, også for transport, leting og produksjon på russisk side. For russerne kommer," understreker Nilsen.

Ane Kismul er skeptisk til at man hele tiden peker på andres utslipp, enten det gjelder andre næringer eller andre land. Utslippene fra petroleumsnæringen er næringens eget problem, understreker hun. "Hvis petroleumsnæringen er interessert i å gjøre nord-områdene sikrere, så oppnår man jo ikke det ved å tilføre et nytt faremoment. Her må vi stoppe opp litt og ikke ta for gitt at det er olje og gass vi skal leve av i fremtiden."

"Tilby russerne vår kompetanse – ja, jeg er enig", sier Gunnar Berge. "Vi kan og bør utvide samarbeidet med russerne. Oljedirektoratet har for sin del rekruttert en person i stillingen som energiråd ved ambassaden i Moskva. Vi har hatt samarbeid med russerne om sikkerhet i mange år. Jeg tror et samarbeid om utviklingen av russiske offshorefelt vil gi store muligheter, også for norsk industri."

Om problemstillingen klimautslipp, sier Berge at Norge er på vei fra primært å være en olje-produserende nasjon til å bli en gassproduserende: "Gassen blir i stor grad brukt i Europa til fortrengsel for tung olje og kull i fremstilling av elektrisk kraft, noe de europeiske landene faktisk ser som et vesentlig bidrag til å oppnå sine Kyoto-mål. Det blir da litt rart at vi i Norge skulle avstå fra den gass-produksjonen som gir slike klare miljøgevinster."

#### **For avhengig av petroleum?**

Vi spør om Norge er blitt for avhengig av petroleumsvirksomheten.

Kismul: "Det er 20 år siden petroleumsindustrien var moderne – på den tid kulehode-skrivemaskinen var det. Vi er ferdig med skrivemaskinen, og jeg har ikke lyst at min landsdel skal satse på noe så umoderne som petroleumsvirksomheten. Vi må redusere klimautslippene med 60-80 prosent. Da må vi tenke langsiktig. Problemet er at når vi har så mye olje, så utvikler vi ikke billig alternativ energi."

Berge: "Så lenge vi setter inntektene i et petroleumsfond, greier vi å håndtere den økonomiske siden. Men det er nok et dilemma som Ane påpeker, at vi ikke satser nok på utvikling av andre energikilder. Samtidig er det urealistisk å tenke seg at man fullt ut skulle gå over til alternativer til fossilt brensel uten at dette ville få enorme konsekvenser for vår velferd. I mellomtiden er det viktig å forholde seg til det faktum at gass er langt bedre i miljømessig sammenheng enn tyngre hydrokarboner."

Nilsen: "Strengt tatt kunne vi ut fra et "sentralbank-perspektiv" kanskje finne gode argumenter mot petroleumsvirksomheten: Oljeinntektene har nok gjort at vi i Norge har lagt oss på et økonomisk nivå som i mange sammenhenger skaper problemer for landets næringsliv – også for fiskeriene. Men man kan ikke se bort fra de positive sidene ved denne næringen i forhold til landets økonomi og velstand. Og for øvrig må jeg jo si at jeg har vanskelig for å forestille meg hvordan vi skulle drive norsk fiskeri uten fossil energi."

#### **Driv båten med hydrogen!**

Kismul: "Du kan drive båtene med hydrogen."

Nilsen: "Det ville koste mye penger."

Berge: "Hydrogen er langt frem – og kostbart. Og så må en jo ha en energikilde for fremstillingen av hydrogen. Hvis det er vann- eller vindkraft, er det jo bra. Men i USA tenker man altså foreløpig fossil energi til fremstilling av hydrogen. Og hvis vi skal løfte et område av verden som Afrika opp på et rimelig velstandsnivå, så vil vi øke forbruket av energi, og da vil billig fossilt brensel være førstevalget."

Kismul: "Vi er på linje med hensyn til behovet for energi i utviklingslandene. Men den trenger ikke være fossil. 200 millioner mennesker er truet av at havnivået stiger som følge av klimautslipp. Det vil ta flere hundre år å stabilisere atmosfæren. Hvis vi brenner fossilt brensel på dagens nivå i flere tiår til, kan stabilisering av atmosfæren bli et uoverkommelig problem."

Vi spør om det til tross for klar og prinsipiell uenighet om mange spørsmål har verdi å fortsette dialogen mellom olje-, fisk- og miljøinteressene?

#### **Vetorett – for naturen**

Nilsen: "Jeg vil gjerne diskutere mange ting med Natur og Ungdom – for eksempel forholdet til pattedyrene i havet, sel, hval og så videre. Jeg tror vi er tjent med å holde fast ved dialogen, selv om vi ikke blir enige om ett og alt. Men jeg tror kanskje vi skal gå konkret til verks. Jeg liker å løse problemer, ikke dyrke dem."

Berge: "Det er avgjørende viktig at fiskeriinteressene, petroleumsvirksomheten og myndighetene har en løpende dialog og et nært samarbeid om problemstillinger som angår de to næringene. Jeg mener også at miljøbevegelsen her kan spille en viktig rolle og kan ha stor innflytelse. Men den kan ikke ha vetorett."

Kismul: "Jeg forlanger ikke vetorett for Natur og Ungdom. Men naturen har en slags vetorett. Drivhuseffekten er noe vi må forholde oss til. Natur og Ungdom har vært konstruktiv, vi har fremmet forslag – blant annet om petroleumsfrie områder. Jeg tror det er flertall for en slik type forvaltningstenking – jeg oppfordrer til en debatt om hvilke grenser vi skal sette."





## Resultatregnskap

Alle tall i NOK mill	Note	2002	2001	2000
<b>DRIFTSINNT EKTER</b>				
Driftsinntekter	3, 4	103 709	125 562	143 969
<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>103 709</b>	<b>125 562</b>	<b>143 969</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>				
Letekostnader		871	1 265	1 545
Avskrivninger	2	14 855	18 334	17 505
Avsetning til fjerning		1 461	2 006	2 020
Andre driftskostnader	5	16 870	17 639	18 719
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>34 057</b>	<b>39 244</b>	<b>39 789</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>69 652</b>	<b>86 318</b>	<b>104 180</b>
<b>FINANSPOSTER</b>				
Finansinntekter		1 664	580	719
Finanskostnader		4 337	210	127
<b>Netto finansposter</b>		<b>-2 673</b>	<b>370</b>	<b>592</b>
<b>Årsresultat</b>		<b>66 980</b>	<b>86 688</b>	<b>104 772</b>

## Balanse per 31. desember


Alle tall i NOK mill	Note	2002	2001	2000
<b>Immaterielle eiendeler</b>				
Varige driftsmidler	2	122 619	131 178	
Andre anleggsmidler		79	17	
<b>Anleggsmidler</b>		<b>123 524</b>	<b>131 207</b>	<b>158 997</b>
<b>Lager</b>				
Kundefordringer		10 488	10 581	
Bankinnskudd		37	49	
Omløpsmidler		10 832	10 888	14 650
<b>Sum eiendeler</b>		<b>134 356</b>	<b>142 094</b>	<b>173 647</b>
<b>Egenkapital per. 01.01.</b>				
Betalt fra/(til) Staten i året		-74 852	-115 888	
Årets resultat		66 980	86 688	
<b>Egenkapital</b>	14	<b>119 429</b>	<b>127 302</b>	<b>156 502</b>
<b>Langsiktige fjerningsforpliktelseser</b>				
Annen langsiktig gjeld	11	1 878	1 006	
<b>Langsiktig gjeld</b>	10	<b>9 342</b>	<b>9 210</b>	<b>12 276</b>
<b>Leverandørgjeld</b>				
Annen kortsiktig gjeld		2 495	2 377	
<b>Kortsiktig gjeld</b>		<b>3 707</b>	<b>4 576</b>	<b>4 869</b>
<b>Sum egenkapital og gjeld</b>		<b>134 356</b>	<b>142 094</b>	<b>173 647</b>

Stavanger, 21. februar 2003

  
Bente Rathe  
Styreleder

  
Jørgen Lund  
Nestleder


  
Ingelise Arntsen

  
Jan M. Wennesland

  
Olav K. Christiansen

  
Terje Holm

  
Marte Mogstad

  
Kjell Pedersen  
Adm. dir.



## Kontantstrømoppstilling

Alle tall i NOK mill	2002	2001	2000
<b>Kontantstrøm operasjonelle aktiviteter</b>			
Innbetalinger fra driften	101 878	126 715	142 313
Utbetalinger fra driften	-17 763	-18 741	-23 001
Netto finansutbetaling	-2 038	370	593
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>82 078</b>	<b>108 344</b>	<b>119 905</b>
<b>Kontantstrøm investeringsaktiviteter</b>			
Investeringer	-13 140	-16 513	-21 512
<b>Kontantstrøm fra investerings aktiviteter</b>	<b>-13 140</b>	<b>-16 513</b>	<b>-21 512</b>
<b>Kontantstrøm finansieringsaktiviteter</b>			
Endring kortsiktig gjeld	-1 851	1 032	-1 152
Endring langsiktig gjeld	642	1 685	1 799
Netto overført til staten	-66 082	-94 548	-99 040
Pro et contra i forbindelse med statens nedsalg	-1 684	0	0
<b>Kontantstrøm fra finansielle aktiviteter</b>	<b>-68 975</b>	<b>-91 831</b>	<b>-98 393</b>
Økning beholdning bankkonto DA-selskap *	37	0	0

\* Prinsippendring; tidligere år gått som kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter. Endring 1.1.-31.12.2002 svarer til utgående saldo 31.12.2002.

## Noter

### REGNSKAPSPRINSIPPER

#### Regnskap i kontante størrelser (kontantprinsippet)

I henhold til St.prp. nr. 36 (2000-2001) om eierskap i Statoil og framtidig forvaltning av SDØE, ble Petoro tildelt, som rettighetshaver, statens deltakerandel i petroleumsvirksomheten og ivaretar statens direkte økonomiske engasjement.

Utgifter og inntekter for SDØE framkommer i statens regnskaper og budsjetter. Eiendeler for statens direkte økonomiske engasjement er i samsvar med ovennevnte stortingsmelding, ikke inkludert i Petoros regnskaper, men framkommer i regnskapet for statens direkte økonomiske engasjement. I 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 investeringer inkludert og avskrivninger ekskludert. I tillegg justeres for tidsavgrensning av kostnader og inntekter til kontante størrelser med tilsvarende justering av fordringer og gjeld i balansen. Realisert valutatap/-gevinst relatert til driftsutgifter og driftsinntekter blir i kontantprinsippet klassifisert som driftsutgifter og driftsinntekter, mens regnskap i henhold til NGAAP viser realisert valutatap/-gevinst som finanskostnader/-inntekter og påvirker således ikke driftsresultatet.

#### Regnskap utarbeidet i henhold til regnskapsloven (NGAAP)

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

#### Hovedregel for vurdering og klassifisering av eiendeler og gjeld

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

Anleggsmidler er vurdert til anskaffelseskost med fradrag for planmessig avskrivninger. Dersom virkelig verdi av anleggsmidler er lavere enn balanseført verdi og verdifallet forventes 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.

#### Utenlandsk valuta

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

#### Lagerbeholdninger

Innkjøpte varer er i balansen vurdert til laveste verdi av anskaffelseskost (FIFO) og virkelig verdi. SDØE har ikke beholdninger av råolje som har passert Normprispunktet. Materialer til normalt forbruk i forbindelse med drift av olje- og eller gassfelt kostnadsføres ved anskaffelsen.

#### Fordringer

Andre 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**

SDØE er fritatt skatteplikt i Norge.

**Finansielle instrumenter**

Finansielle instrumenter verdsettes til markedsverdi på balansedag. Urealiserte tap knyttet til finansielle instrumenter kostnadsføres. Urealiserte gevinster blir ikke inntektsført.

**Kostnadsføres**

I tillegg til ordinære driftskostnader kostnadsføres:

- Kostnader i letefasen som ikke forventes å resultere i lønnsom produksjon av petroleum
- Tørre letebrønner
- Renter og andre finansielle kostnader
- Driftsforberedelser knyttet til feltinstallasjoner og produksjonsanlegg
- Anskaffelse av reservedeler i driftsfasen
- Kostnader knyttet til reparasjoner og vedlikehold

**Aktiveres**

Aktivisering av investeringer gjøres i henhold til regnskapslov og god regnskapsskikk. I tillegg aktiveres:

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

**Avskrivninger**

Ordinære avskrivninger på olje- og gassproduserende anlegg beregnes for hvert enkelt felt og feltdedikert transportsystem etter produksjonshetsmetoden. Før 2002 ble disse anleggsmidlene avskrevet basert på sikre reserver definert i henhold til regler utarbeidet av det amerikanske Securities and Exchange Commission. For 2002 er Oljedirektoratets reserveanslag benyttet. Disse reserveanslagene er forventningsbaserte og for å avskrive på antatt sikre reserver er anleggsmidlene avskrevet basert på 85 % av Oljedirektoratets reserver for felt i produksjon. Ordinære avskrivninger for transportsystemer som benyttes av flere felt, blir beregnet lineært over gjeldende lisensperiode pr 31.12.2002. 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. I henhold til avsetningsinstruksen blir all olje solgt til Statoil.

Gassbytte- og gasslåneavtaler 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 salgpris som forskuddsbetalt kostnad. Forpliktelser (kortsiktig gjeld) som oppstår på grunn av for mye uttatt råolje i forhold til SDØEs andel av produksjonsfelleskap, vurderes til produksjonskost, mens tilgodehavender (kortsiktig fordringer) fra de øvrige partnerne i produksjonsfelleskapene vurderes til laveste verdi av produksjonskost og virkelig verdi.

**Kjøp og salg mellom felt og/eller transportsystemer**

Ved kjøp og salg mellom felt og/eller transportsystemer hvor SDØE deltar med økonomiske andeler, elimineres interne kostnader og inntekter.

**Overførsel av eiendomsrett mellom utvinningstillatelser**

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

**Andeler i fellesforetak**

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

**Nedstengings- og fjerningskostnader**

I henhold til konsesjonsvilkårene kan myndighetene pålegge rettighetshaverne å fjerne anleggene til havs ved driftsperiodens utløp. Størrelsen av fjerningskostnadene vil avhenge av de krav som de offentlige myndigheter vil stille med hensyn til fjerningskonsept for faste installasjoner, rørledningssystemer og lignende. Under hensyntagen til sannsynligheten for fjerning er forpliktelsen for SDØE, inkludert nedstenging av anleggene, beregnet etter produksjonshetsmetoden. Forpliktelsen knytter seg hovedsakelig til felt i produksjon. Da SDØE ikke betaler skatt og følgelig ikke kommer inn under den statlige refusjonsordningen for fjerningskostnader innenfor fjerningsfordelingsloven, har en i SDØE-regnskapet avsatt for 100 % av forventet andel av fjerningskostnader.

**Betingede utfall**

Sannsynlige og kvantifiserbare tap kostnadsføres.



**NOTE 1 – OVERDRAGELSE AV EIERANDELER**

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

Salget av andeler i 2001 er blitt regnskapsført etter kontinuitetsmetoden ettersom den skjedde mellom enheter under felles kontroll, mens salgene i 2002 er blitt gjennomført mellom uavhengige parter. Kontinuitetsmetoden medfører at eiendelene i SDØEs regnskap i 2001 er redusert med bokførte verdier på de overførte andelene med motpost egenkapital, samt at resultatene og balanseverdiene for de eiendelene som er overført fra Statoil til staten er blitt slått sammen med SDØEs øvrige eiendeler basert på historisk bokførte verdier. For salgene i 2002 mellom uavhengige parter er eiendelene i SDØEs regnskap redusert med bokførte verdier. For salg foretatt i 2002 har selskapet i henhold til krav i NGAAP foretatt en gevinstberegning som er reflektert i SDØE resultatregnskap. Gevinsten er beregnet på det tidspunkt betaling og overdragelse av andelene ble foretatt.

Betalingen for de overførte andelene har i henhold til salgavtalene vært et forhold mellom staten og hver kjøper uavhengig av SDØE regnskapet ført av Petoro. For å beregne gevinsten ved nedsalgene i 2002 er i midlertid salgssummene i henhold til NGAAP ført i SDØE regnskapet med motpost egenkapital. De etterfølgende Pro et Contra oppgjørene av kontantstrømmene fra de solgte andelene ble i 2002 utbetalt via SDØE regnskapet. I 2001 var dette et forhold mellom staten og Statoil og ble holdt utenfor SDØE regnskapet.

Gjennomgangen av beregningen av kontantvederlaget for de overførte andelene er ikke avsluttet og kan medføre endringer i vederlaget.

Årsregnskapet for 2002 er utarbeidet i samsvar med SDØE-porteføljen før eierandelsoverdragelsene frem til dato andelene er overdratt til kjøperne, og i samsvar med nye deltakerandeler etter denne dato. Dato for overdragelse varierte fra kjøper til kjøper, men har for 2002 vært i perioden 02.05 til 04.12. For 2001 var dato for overdragelse 31.05.

Solgte eiendeler i felt, rørledninger og landanlegg i 2002:

<b>Felt</b>	<b>Eierandel solgt %</b>
Oseberg Unit	17,1838
Oseberg Sør	4,7600
Oseberg Øst	11,8000
Tune	10,0000
Grane	13,6000
Oseberg Transportsystem	2,4000
Gyda	30,0000
Heidrun	6,0000
Njord	22,5000
Fram	30,0000
Tambar	30,0000
Draugen	10,0000
Brage	20,0000

Totalt salgsbeløp i 2002 var NOK 8,8 mrd og gevinst beregnet i henhold til krav i NGAAP var NOK 1.6 mrd. Beregnet gevinst er salgssum med fratrukk for netto anleggsmidler NOK 6,8 mrd, Pro et Contra oppgjør NOK 1,9 mrd, samt justering for fjerningsforpliktelser og arbeidskapital NOK 1,5 mrd. Fast kapital og konto for realinvestering i henhold til kontantprinsippet jf. 2.2 Kapitalregnskap påvirkes ikke av gevinst beregnet i henhold til NGAAP. Konto for realinvestering og fast kapital er korrigert for nedskrivning av netto anleggsmidler NOK 6,5 mrd jf. Note 2.

**NOTE 2 – SPESIFIKASJON AV ANLEGGSMIDLER**

Alle tall i NOK mill	Historisk anskaffelseskost per 31.12.2001	Tilgang 2002	Nedsalg 2002	Avgang 2002	Akkumulert avskrivning 31.12.2001	Avskrivning 2002	Bokført per 31.12.2002
<b>Felt under utvikling</b>							
Fram	139	125	-264				
Grane	2 282	1 805	-964				3 123
Kristin	30	315					346
Kvitebjørn	920	810					1 730
Skirne/Byggve	79	105					184
Snøhvit	126	557					683
<b>Delsum</b>	<b>3 575</b>	<b>3 718</b>	<b>-1 228</b>				<b>6 065</b>

**Felt i drift**

Brage	3 991	64	-295		-3 520	-154	85
Draugen	9 179	369	-609		-5 457	-772	2 710
Ekofisk II	1 355	122			-337	-99	1 040
Gullfaks	22 038	808			-16 279	-1 233	5 334
Gyda	2 870	11	-209		-2 654	-18	
Heidrun	22 896	1 208	-1 180		-10 242	-1 479	11 203
Heimdal	1 806	17			-1 776	3	50
Huldra	1 872	152			-115	-581	1 327
Jotun	263	35			-194	-21	83
Njord	2 416	9	-734	-57	-1 318	-102	214
Norne	6 624	337			-2 952	-887	3 121
Oseberg Sør	3 344	184	-156		-648	-277	2 447
Oseberg Unit	22 924	546	-1 187		-19 389	-504	2 389
Oseberg Øst	2 444	219	-216		-1 057	-327	1 063
Snorre	12 194	672			-5 312	-890	6 664
Statfjord Nord	1 489	33			-909	-93	520
Statfjord Øst	1 207	143			-936	-69	345
Sygna	481	29			-185	-83	241
Tambar	394	4	-331		-25	-41	
Tordis	1 786	191			-1 300	-151	526
Troll Gass	18 538	439			-2 406	-590	15 980
Troll Olje	25 654	1 947			-15 909	-2 462	9 230
Tune	1 114	552	-295			-3	1 369
Varg	593	24			-581	-23	13
Veslefrikk	3 585	180			-2 551	-147	1 067
Vigdis	1 740	111			-1 164	-195	491



	Historisk anskaffelseskost per 31.12.2001	Tilgang 2002	Nedsalg 2002	Avgang 2002	Akkumulert avskrivning 31.12.2001	Avskrivning 2002	Bokført per 31.12.2002
<b>Felt i drift</b>							
Visund	3 327	282			-749	-330	2 530
Åsgard	17 578	362			-1 402	-1 254	15 285
<b>Delsum</b>	<b>193 701</b>	<b>9 047</b>	<b>-5 212</b>	<b>-57</b>	<b>-99 366</b>	<b>-12 784</b>	<b>85 327</b>
Dunkerque Terminal	176				-25	-8	143
Etanor	814	6			-46	-41	734
Europipe 2	3 305	1			-351	-155	2 800
Franpipe	4 435	20			-654	-199	3 602
Haltenpipe	1 145				-237	-46	863
Mongstad Terminal	585	2			-519	-12	55
Norsea Gas	4						4
Oseberg Gasstransport	762	13			-43	-35	697
Oseberg Transportsystem	2 694	15	-26		-2 091	-82	511
Statpipe	6 599	233			-4 979	-141	1 711
Troll Oljerør 1 og 2	908				-437	-99	372
Vesterled	570	22			-7	-31	553
Vestprosess	680	51			-81	-36	615
Zeepipe/Europipe 1	16 483				-4 442	-703	11 338
Zeepipe Terminal	196				-81	-7	109
Åsgard Transport	3 859	12			-248	-190	3 432
<b>Delsum</b>	<b>43 217</b>	<b>375</b>	<b>-26</b>	<b>0</b>	<b>-14 242</b>	<b>-1 787</b>	<b>27 537</b>
<b>Sum varige driftsmidler ekskl. aktiverte letetekostnader</b>							
	240 493	13 140	-6 466	-57	-113 609	-14 571	118 930
Tilgang nedsalg		184					184
Aktiverte letetekostnader	6 680	300	-382	-422	-2 388	-283	3 505
<b>Sum varige driftsmidler (NGAAP)</b>							
	247 173	13 624	-6 848	-479	-115 997	-14 855	122 619
Andre eiendeler	31						31
Omregning til kontante størrelser	-8 356	-759	382	422	2 388	283	-5 640
Reklassifisering		-57		57			
<b>Sum anleggsmidler kontantprinsippet</b>	<b>238 848</b>	<b>12 808</b>	<b>-6 466</b>	<b>0</b>	<b>-113 609</b>	<b>-14 571</b>	<b>117 010</b>

**NOTE 3 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER**

Alle tall i NOK mill	2002	2001
Troll Oseberg	43 266	56 154
Tampen	17 265	26 849
Norskehavet	31 629	39 674
Rørledninger og landanlegg	10 829	8 253
Andre	1 774	6 925
Normprisjustering		-301
Netto overskuddsavtaler	316	531
Øvrige inntekter	2 944	
Eliminering internt salg	-4 314	-12 523
<b>Sum NGAAP</b>	<b>103 709</b>	<b>125 562</b>
Omregning til kontante størrelser	-3 773	3 027
<b>Sum kontantprinsippet</b>	<b>99 935</b>	<b>128 589</b>

**NOTE 4 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER PER PRODUKT**

Alle tall i NOK mill	2002	2001
Råolje og NGL*	71 798	94 748
Gass	22 609	25 751
Transport- prosesserings- og andre inntekter	8 986	4 532
Netto overskuddsavtaler	316	531
<b>Sum NGAAP</b>	<b>103 709</b>	<b>125 562</b>
Omregning til kontante størrelser	-3 773	3 027
<b>Sum kontantprinsippet</b>	<b>99 935</b>	<b>128 589</b>

\* Inkluderer kondensat

**NOTE 5 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSKOSTNADER/-UTGIFTER**

Alle tall i NOK mill	2002	2001
Troll Oseberg	9 357	16 459
Tampen	3 268	4 196
Norskehavet	4 856	6 220
Rørledninger og landanlegg	1 725	1 022
Andre	366	2 320



Alle tall i NOK mill	2002	2001
Øvrige driftsutgifter	1 611	
Eliminering internt kjøp	-4 314	-12 523
<b>Sum NGAAP</b>	<b>16 870</b>	<b>17 639</b>
Omregning til kontante størrelser	894	-872
<b>Sum kontantprinsippet</b>	<b>17 764</b>	<b>16 766</b>

#### 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, tildelingsbrev til Petoro AS for 2002 fra Olje- og energidepartementet, pkt. 5.5.

#### NOTE 7 – KONTANTBALANSE

Alle tall i NOK mill	2002
Konto for realinvestering	117 010
Fast kapital 31.12.2002	-117 010

#### NOTE 8 – STATENS PETROLEUMSFORSIKRING

Overføringer fra Statens Petroleumsforsikringsfond gjelder utbetalinger av forsikringskrav for skader. Beløpet er tillagt driftsutgifter i kontantregnskapet.

#### NOTE 9 – NÆRSTÅENDE PARTER

Statoil er kjøper av statens olje, kondensat og NGL. Samlet salg av olje, kondensat og NGL til Statoil beløp seg til NOK 71 929 millioner (376 millioner fat oe) for 2002 og NOK 94 748 millioner (452 millioner fat oe) i 2001.

Statoil selger og markedsfører statens naturgass sammen med egen produksjon. Staten mottar markedsverdi for disse salgene. I 2002 solgte staten tørrgass til Statoil til en verdi av NOK 119 millioner. Staten betaler Statoil for kostnadene forbundet med transport av tørrgass samt kjøp av tørrgass for videresalg, dette beløp seg til NOK 7 950 millioner i 2002.

Mellomværende med Statoil knyttet til disse inntektene og kostnadene er tatt med i henholdsvis kundefordringer og kortsiktig gjeld i balansen og beløper seg til USD 841 millioner, EUR 152 millioner, NOK -208 millioner og GBP -4 millioner.

SDØE regnskapet omfatter i tillegg til ovennevnte beløp også andre mellomværende transaksjoner med Statoil, hovedsakelig knyttet til avsetninger i forbindelse med årsavslutning samt transaksjoner knyttet til langsiktige forpliktelser som faller inn under avsetningsinstruksen, jfr. note 11. Mellomværende og transaksjoner i tilknytning til aktiviteter i utvinningstillatelsene er ikke inkludert i ovennevnte beløp.

#### NOTE 10 – NEDSTENGNING/FJERNING

Beregnete kostnader for framtidig nedstengning og fjerning av produksjonsanlegg avsettes i henhold til produksjonsenhetsmetoden basert på volum som utvinnes innenfor konsesjonsperioden. For stigerørs-plattformer avsettes lineært over lisensperioden.

Det er heftet stor usikkerhet til anslag over kostnadene ved en eventuell framtidig fjerning. Totale framtidige nedstengings- og fjerningskostnader for anlegg i produksjon er pr. desember 2002 anslått til 17 mrd kroner. Pr. årsslutt var det etter justering for nedslag avsatt 9 342 mill. kroner til framtidig nedstengning og fjerning, mot 9 210 mill kroner pr. årsslutt 2001.

#### NOTE 11 – ANNEN LANGSIKTIG GJELD

Annen langsiktig gjeld består av:

- Gjeld i forbindelse med avtale mellom Statoil og El Paso om overtakelse av salgs- og prosesseringsrettigheter i USA for LNG fra Snøhvitfeltet. Denne gjeld gjøres opp i samsvar med avsetningsinstruksen.
- Gjeld i forbindelse med Statoils avtale om kjøp av rettigheter til å bygge et underjordisk gasslager i UK. Denne gjeld gjøres opp i samsvar med avsetningsinstruksen.
- SDØEs andel av lånt gass.
- Forskuddsbetaling fra Electrabel for kjøp av gass.
- Kompensasjon til gasskjøpere i forbindelse med frikjøp av lagerforpliktelse.

Gjeld som forfaller til betaling etter 5 år utgjør NOK 1 204 mill.

#### NOTE 12 – LEIEAVTALER/KONTRAKTSFORPLIKTELSE

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

År	Beløp i mill NOK
2003	875
2004	368
2005	270
2006	219
2007	86
Deretter	164



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

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass forplikter deltakerne seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er selskapet forpliktet til å delta i 3 brønner med en forventet kostnad for selskapet på 150 millioner kroner.

Selskapet har også inngått kontraktmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til 7 024 millioner kroner for 2003 og deretter 11 323 millioner kroner, totalt 18 347 millioner kroner. I tillegg er selskapet gjennom godkjente utvinnings-tillatels-budsjett forpliktet til kommende års drifts- og investeringskostnader på størrelse med 2002.

#### NOTE 13 – 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 tror ikke at utfallet av disse rettssakene i vesentlig grad kan påvirke SDØEs finansielle stilling, resultater eller kontantstrøm.

#### NOTE 14 – EGENKAPITAL

Alle tall i NOK mill	2002	2001
Kontantoverføring til Norges Bank	-370 307	-304 225
Kapitalinnskudd	9 082	9 082
Akk. resultat per 01.01.	443 784	357 096
Akk. overdragelse av eierandeler i 2001/2002	-30 109	-21 339
Årets resultat	66 980	86 688
Sum egenkapital	119 429	127 302

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

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

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

Overføringen av andeler fra SDØE til Statoil i 2001 er regnskapsført etter kontinuitetsmetoden ettersom den skjedde mellom enheter under felles kontroll. Kontinuitetsmetoden medfører at eiendelene i SDØE's 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.

#### NOTE 15 – AVSETNINGSDINSTRUKS

Staten har en felles eierskapstrategi 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.

#### NOTE 16 – FORVENTEDE OLJE- OG GASSRESERVER

1) Ikke revidert Olje* i millioner fat Gass milliarder Sm <sup>3</sup>	2002		2001		2000	
	Olje	Gass	Olje	Gass	Olje	Gass
Forventede reserver begynnelsen av året	3 376	953	4 510	1 157	4 840	1 167
Endring av anslag	156	-21	-113	-20	15	-8
Utvidelser og funn	28	2	90	37	94	21
Forbedret utvinning	31		11		32	1
Kjøp av reserver						
Salg av reserver	-361	-22	-697	-200		
Produksjon	-354	-21	-425	-21	-471	-24
Forventede reserver per 31.12.	2 876	891	3 376	953	4 510	1 157

Totale forventede reserver per utgangen av 2002 var totalt 8 483 mill fat oljeekvivalenter.

Forventede reserver i produksjon ved utgangen av 2002 utgjorde 2 463 mill fat olje, kondensat og NGL og 588 milliarder Sm<sup>3</sup> gass.

\*) Olje inkluderer NGL og kondensat

#### Definisjon:

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 petroleums-mengder hvor produksjonen er påbegynt og inkluderer også tilfelle der produksjonen er midlertidig stengt. Mengdene tilfredsstiller Oljedirektoratets ressurskategori 1F.



### Bevilgningsregnskap kontantprinsipp

Utgifter og inntekter	Note	2002
Fjerning		87
Pro et contra-oppgjør (utbetalinger)		1 977
Investering	2	12 808
<b>Totale utgifter</b>		<b>14 872</b>
Pro et contra-oppgjør (tilbakebetalinger)		-294
Driftsinntekter	3, 4	-99 935
Driftsutgifter	5	17 764
Lete- og feltutviklingsutgifter		1 011
Avskrivninger	2	14 571
Rentekostnader fast kapital	6	6 363
<b>Driftsresultat</b>		<b>-60 226</b>
Avskrivninger	2	-14 571
Overføring fra Statens petroleumsforsikringsfond	8	-285
Renter fast kapital	6	-6 363
<b>Totale inntekter</b>		<b>-81 738</b>
<b>Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE)</b>		<b>-66 866</b>

### Kapitalregnskap kontantprinsipp

Poster	Note		
Mellomregning Statoil			
Realinvestering før nedskrivning		123 476	
Nedskrivning	1, 2	-6 466	
Konto for realinvestering	2, 7	117 010	117 010
<b>Sum</b>			<b>117 010</b>
Mellomregning staten 1.1.2002			784
Totale utgifter		14 872	
Totale inntekter		-81 738	
Kontantstrøm		-66 866	-66 866
Netto overført staten			66 082
<b>Mellomregning staten 31.12.2002</b>			<b>0</b>
Fast kapital 1.1.2002			-125 239
Årets investering			-12 808
Årets avskrivning			14 571
Nedskrivning	1, 2		6 466
Fast kapital 31.12.2002	2, 7		-117 010
<b>Sum</b>			<b>-117 010</b>

Stavanger, 28. februar 2003

  
Bente Rathe  
Styreleder

  
Jørgen Lund  
Nestleder

  
Ingelise Arntsen

  
Jan M. Wennesland

  
Olav K. Christiansen

  
Terje Holm

  
Marte Mogstad

  
Kjell Pedersen  
Adm. dir.



**OVERSIKT STATENS DELTAKERANDELER I FELT,  
RØRLEDNINGER OG LANDANLEGG**

	Per 31.12.2002	Per 31.12.2001
<u>Samordnede felt</u>	<u>Eierandel</u>	<u>Eierandel</u>
Brage Unit	14,26 %	34,26 %
Grane Unit	30,00 %	43,60 %
Haltenbanken Vest (Kristin)	18,90 %	18,90 %
Heidrun Unit	58,16 %	64,16 %
Heimdal Unit	20,00 %	20,00 %
Huldra Unit	31,96 %	31,96 %
Jotun Unit	3,00 %	3,00 %
Njord Unit	7,50 %	30,00 %
Norne Unit	54,00 %	54,00 %
Ormen Lange	36,00 %	36,00 %
Oseberg Sør Unit	33,60 %	38,36 %
Oseberg Unit	33,60 %	50,78 %
Snorre Unit	30,00 %	30,00 %
Snøhvit Unit	30,00 %	30,00 %
Statfjord Øst Unit	30,00 %	30,00 %
Sygna Unit	30,00 %	30,00 %
Tor Unit	3,69 %	3,69 %
Troll Unit	56,00 %	56,00 %
Visund Unit	30,00 %	30,00 %
Åsgard Unit	35,50 %	35,50 %
<u>Felt</u>		
Draugen	47,88 %	57,88 %
Ekofisk	5,00 %	5,00 %
Eldfisk	5,00 %	5,00 %
Embla	5,00 %	5,00 %
Fram	0,00 %	30,00 %
Gullfaks	30,00 %	30,00 %
Gullfaks Sør	30,00 %	30,00 %
Gyda	0,00 %	30,00 %
Kvitebjørn	30,00 %	30,00 %
Oseberg Øst	33,60 %	45,40 %
Skirne/Byggve	30,00 %	30,00 %
Statfjord Nord	30,00 %	30,00 %
Tambar	0,00 %	30,00 %
Tordis	30,00 %	30,00 %
Tune	40,00 %	50,00 %
Varg	30,00 %	30,00 %
Veslefrikk	37,00 %	37,00 %
Vigdis	30,00 %	30,00 %

	Per 31.12.2002	Per 31.12.2001
<u>Nedstengte felt</u>	<u>Eierandel</u>	<u>Eierandel</u>
Frøy Unit	41,62 %	41,62 %
Øst Frigg	1,46 %	1,46 %
Vest Ekofisk	5,00 %	5,00 %
Cod	5,00 %	5,00 %
Edda	5,00 %	5,00 %
<u>Rørledninger og landanlegg</u>		
<u>oljerør</u>		
Frostpipe	30,00 %	30,00 %
Oseberg Transport System (OTS)	48,38 %	50,78 %
Troll Oljerør I + II	55,77 %	55,77 %
Grane oljerør	43,60 %	43,60 %
Kvitebjørn Oljerør	30,00 %	30,00 %
<u>Olje - Landanlegg</u>		
Mongstad Terminal DA	35,00 %	35,00 %
<u>Gassrør</u>		
Europipe II	45,01 %	45,01 %
Franpipe	60,00 %	60,00 %
Haltenpipe	57,81 %	57,81 %
Norpipe AS - Gassledning	25,00 %	25,00 %
Oseberg Gasstransport (OGT)	49,28 %	50,78 %
Statpipe	33,25 %	33,25 %
Vesterled	60,00 %	60,00 %
Zeepipe	55,00 %	55,00 %
Åsgard transport	46,95 %	46,95 %
Norne Gasseksport	54,00 %	54,00 %
Draugen gasseksport	47,88 %	57,88 %
Grane gassrør	30,00 %	43,60 %
Heidrun gasseksport	58,16 %	64,16 %
Kvitebjørn Gasstransport	30,00 %	30,00 %
Troll Gassrør	56,00 %	56,00 %
<u>Gass - Landanlegg</u>		
Dunkerque Terminal DA	39,00 %	39,00 %
Etanor DA	62,70 %	62,70 %
Zeepipe Terminal J.V.	26,95 %	26,95 %
Emden Terminal	25,00 %	25,00 %
Vestprosess DA	41,00 %	41,00 %
Kollsnes	56,00 %	56,00 %
Snøhvit LNG anlegg	30,00 %	30,00 %

For fullstendig liste over eierandeler i den enkelte produksjonslisens, se [www.petro.no](http://www.petro.no)



## Resultatregnskap

## RESSURSREGNSKAP

I henhold til krav fastsatt i petroleumsloven rapporteres ressursregnskap for statens deltakerandeler på norsk sokkel. Vedlagt tabell viser reserver for ressursklassene 1 til og med 3 samt ressurser for ressursklassene 4 til og med 8.

		olje og NGL*	gass	o.e.
		mill Sm <sup>3</sup>	mrd Sm <sup>3</sup>	mill Sm <sup>3</sup>
Ressursklasse 1 til 8				
Ressursklasse 1-3	Reserver	457,28	889,97	1347,25
Ressursklasse 4	Ressurser i tidlig planleggingsfase	81,88	175,45	257,33
Ressursklasse 5	Utvinning sannsynlig, men uavklart	17,70	13,50	31,20
Ressursklasse 6	Utbygging lite sannsynlig	4,16	1,22	5,38
Ressursklasse 7	Ressurser som ikke er evaluert	46,66	2,02	48,68
Ressursklasse 8	Prospekt	23,51	18,62	42,14
<b>Sum</b>		<b>631,18</b>	<b>1 100,78</b>	<b>1 731,97</b>

\* Inkluderer kondensat


Alle tall i NOK tusen	Noter	2002	2001
Tilskudd fra Staten	1	250 000	50 000
Annen inntekt		197	0
<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>250 197</b>	<b>50 000</b>
Lønnskostnad	2	53 994	5 908
Ordinær avskrivning	3	295	33
Forretningsførerhonorar	12	11 931	17 344
Regnskapshonorar	11	29 893	4 507
Kontorhold	10	14 893	238
IKT-kostnad		36 434	239
Annen driftskostnad	9	87 144	30 792
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>234 584</b>	<b>59 061</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>15 613</b>	<b>-9 061</b>
Finansinntekt		3 931	538
Finanskostnad		-157	0
<b>Netto finansresultat</b>		<b>3 775</b>	<b>538</b>
<b>ÅRSRESULTAT</b>		<b>19 388</b>	<b>-8 523</b>
<b>OVERFØRINGER</b>			
Overført udekket tap		-	-8 523
Dekning av udekket tap		8 523	-
Overført annen egenkapital		10 865	-
<b>Sum overføringer</b>		<b>19 388</b>	<b>-8 523</b>

Stavanger, 21. februar 2003

  
Bente Rathe  
Styreleder

  
Jørgen Lund  
Nestleder

  
Ingelise Arntsen

  
Jan M. Wennesland

  
Olav K. Christiansen

  
Terje Holm

  
Marte Mogstad

  
Kjell Pedersen  
Adm. dir.



## Balanse per 31. desember

Alle tall i NOK tusen	Noter	2002	2001
<b>EIENDELER</b>			
<b>Anleggsmidler</b>			
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l	3	1 315	216
<b>Sum varige driftsmidler</b>		<b>1 315</b>	<b>216</b>
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>1 315</b>	<b>216</b>
<b>Omløpsmidler</b>			
Andre fordringer	4	3 105	2 026
Bankinnskudd	5	73 296	17 743
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>76 401</b>	<b>19 770</b>
<b>Sum eiendeler</b>		<b>77 716</b>	<b>19 986</b>
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>			
<b>Egenkapital</b>			
<b>Innskutt egenkapital</b>			
Selskapskapital (10.000 aksjer à kr 1.000)	6	10 000	10 000
<b>Sum innskutt egenkapital</b>		<b>10 000</b>	<b>10 000</b>
<b>Opptjent egenkapital</b>			
Udekket tap		-	-8 523
Annen egenkapital		10 865	-
<b>Sum opptjent egenkapital</b>	<b>7</b>	<b>10 865</b>	<b>-8 523</b>
<b>Sum egenkapital</b>		<b>20 865</b>	<b>1 477</b>
<b>Gjeld</b>			
Pensjonsforpliktelser	2, 8	3 455	666
<b>Sum avsetning for forpliktelser</b>		<b>3 455</b>	<b>666</b>
<b>Kortsiktig gjeld</b>			
Leverandørgjeld		27 062	10 467
Skyldige offentlige avgifter		5 591	1 316
Annen kortsiktig gjeld		20 744	6 060
<b>Sum kortsiktig gjeld</b>	<b>12</b>	<b>53 397</b>	<b>17 843</b>
<b>Sum gjeld</b>		<b>56 852</b>	<b>18 509</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>77 716</b>	<b>19 986</b>

## Kontantstrømoppstilling

Alle tall i NOK tusen	2002	2001
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN</b>		
Tilført fra årets virksomhet *)	19 683	-8 490
+/- Endring i debitorer	-1 079	-2 026
+/- Endring i leverandørgjeld	16 595	10 467
+/- Endring tidsavgrensede poster	21 748	8 042
<b>Netto likviditetsendring fra virksomheten</b>	<b>56 947</b>	<b>7 992</b>
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER</b>		
- Investert i varige driftsmidler	-1 394	-249
<b>Netto likviditetsendring fra investeringer</b>	<b>-1 394</b>	<b>-249</b>
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING</b>		
+ Innbetaling av egenkapital	0	10 000
<b>Netto likviditetsendring fra finansiering</b>	<b>0</b>	<b>10 000</b>
Netto endring i likvider gjennom året	55 553	17 743
+ Likviditetsbeholdning per 01.01.	17 743	0
<b>Likviditetsbeholdning per 31.12.</b>	<b>73 296</b>	<b>17 743</b>
* ) Dette tallet fremkommer slik:		
Årets overskudd/underskudd	19 388	-8 523
+ Ordinære avskrivninger	295	33
<b>Tilført fra årets virksomhet</b>	<b>19 683</b>	<b>-8 490</b>



## Noter

### REGNSKAPSPRINSIPPER

#### 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 etter fradrag for avsetning til forventet tap. Avsetning til tap gjøres på grunnlag av en individuell vurdering av de enkelte fordringene.

#### Bankinnskudd o.l.

Bankinnskudd o.l. 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. Estimatavvik og virkningen av endrede forutsetninger amortiseres over forventet gjenværende opptjeningstid i den grad de overstiger 10 % av den største av pensjonsforpliktelsen og pensjonsmidlene (korridor). Virkningen av endringer i pensjonsplan fordeles over gjenværende opptjeningstid.

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

#### Tilskudd fra staten

Selskapet har mottatt honorar 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.

#### Skatter

Selskapet er fritatt skatteplikt etter Skattelovens § 2-30.

#### Stiftelsesdato

Petoro AS ble stiftet 9. mai 2001. 2002 er selskapets første hele driftsår.

### NOTE 1 – TILSKUDD FRA STATEN

Selskapet har i 2002 mottatt driftstilskudd på totalt NOK 250 millioner fra den norske stat. Årets bevilgning fra staten dekker selskapets driftskostnader NOK 234,6 millioner, aktiverte kostnader NOK 1,3 millioner samt selskapets underskudd fra 2001, NOK 8,5 millioner, til sammen NOK 244,4 millioner. I tillegg utgjør estimerte forpliktelser knyttet til prosjekter igangsatt i 2002, men som ferdigstilles innen februar 2003, NOK 4,9 millioner.

### NOTE 2 – LØNNSKOSTNAD, ANTALL ANSATTE, GODTGJØRELSER, LÅN TIL ANSATTE MM

Lønnskostnad Alle tall i NOK tusen	2002	2001
Lønn	34 216	3 787
Folketrygdavgift	6 667	760
Pensjonskostnader (se note 8)	9 235	666
Andre ytelser	3 876	695
Sum	53 994	5 908

Antall ansatte 31.12.	52	5
Antall ansatte som har signert arbeidsavtale, men ikke har tiltrådt per 31.12.	5	29

Selskapet har i regnskapsåret hatt gjennomsnittlig 40 ansatte.

Petoro AS subsidierer boliglån til ansatte med differansen mellom markedsrenten og normalrentesatsen fastsatt av Stortinget. For 2002 utgjorde subsidieelementet NOK 129 694.

Ytelser til ledende personer Alle tall i NOK tusen	Lønn	Kostnadsført pensjonsforpl.	Annen godtgjørelse
Daglig leder	2 276	696	131
Arbeidende styreleder (eksklusiv styrehonorar)	1 064		33

Administrerende direktør kan velge å fratre med full pensjon ved fylte 60 år. Han skal i så fall stå til disposisjon for selskapet til fylte 62 år med inntil 25 % av full arbeidstid.

Styrehonorar	2002	2001
Utbetalt styrehonorar	1 049	613

### NOTE 3 – VARIGE DRIFTSMIDLER

Alle tall i NOK tusen	Driftsløsøre, inventar o.l.	IKT
Anskaffelseskost 01.01.02	249	
Tilgang kjøpte driftsmidler	1 098	296
Avgang		
<b>Anskaffelseskost 31.12.02</b>	<b>1 347</b>	<b>296</b>
Akkumulerte avskrivninger 31.12.02	301	27
Bokført verdi pr. 31.12.02	1 046	269



Alle tall i NOK tusen	Driftsløsøre, inventar o.l.	IKT
Årets avskrivninger	268	27
Økonomisk levetid	3/5 år	3 år
Avskrivningsplan	Lineær	Lineær
Årlig leie av ikke balanseførte driftsmidler	559	5 587

#### NOTE 4 – ANDRE FORDRINGER

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

#### NOTE 5 – BANKINNSKUDD

Bankinnskudd omfatter bundne skattetrekkmidler med kr. 2 821 361.

#### NOTE 6 – AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRINFORMASJON

Aksjekapitalen i selskapet per 31.12.2002 består av 10.000 aksjer á kr. 1.000. Alle aksjene eies av den norske stat ved Olje- og energidepartementet.

#### NOTE 7 – EGENKAPITAL

Alle tall i NOK tusen	Aksje- kapital	Annen EK
<b>Egenkapital 01.01.02</b>	<b>10 000</b>	<b>-8 523</b>
Årets endring i egenkapital:		
Innskutt egenkapital		
Kapitalutvidelse		
Årets resultat		19 388
<b>Egenkapital 31.12.02</b>	<b>10 000</b>	<b>10 865</b>

#### NOTE 8 – PENSJONSKOSTNADER, -MIDLER OG -FORPLIKTELSER

Selskapet har kollektiv pensjonsordning for sine ansatte. Forpliktelsen omfattet ved årsskiftet 52 personer.

Alle tall i NOK tusen	2002	2001
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	3 028	584
Periodisert arbeidsgiveravgift	427	82
Netto pensjonskostnad (inkludert arbeidsgiveravgift)	3 455	666
Opptjente pensjonsforpliktelser	9 125	584
Pensjonsmidler (til markedsverdi)	6 097	
(Forskuddsbetalt pensjon)/netto pensjonsforpliktelser før aga	3 028	584
Periodisert arbeidsgiveravgift	427	82
(Forskuddsbetalt pensjon)/netto pensjonsforpliktelser etter aga	3 455	666

Basert på informasjon fra Petoro AS har livsforsikrings-selskapet laget en aktuarberegning. Ved beregningen er følgende forutsetninger lagt til grunn:

Diskonteringsrente	6 %	7 %
Forventet pensjonsøkning/G-regulering	3 %	3 %
Forventet lønnsregulering	3 %	5 %

Som aktuariemessige forutsetninger for demografiske faktorer og avgang er det lagt til grunn vanlig benyttede forutsetninger innen forsikring.

#### NOTE 9 – GODTGJØRELSE TIL REVISOR

Kostnadsført honorar til ekstern revisor i Petoro AS i 2002 utgjør NOK 204 046 for ordinær revisjon av finansregnskapet. I tillegg er det kostnadsført følgende konsulenthonorar til Deloitte & Touche:

Engasjement knyttet til revisjonsaktiviteter SDØE-regnskapet	NOK	1 016 432
Deltakelse på partnerrevisjoner	NOK	726 144
Advokatbistand hovedsakelig knyttet til avklaring mva SDØE*	NOK	622 407
Kontroll av Pro et Contra i forbindelse med nedvalg	NOK	656 704

\* Fakturert fra Deloitte & Touche Advokater DA

#### NOTE 10 – LEIEAVTALER

Petoro flytter i løpet av 2003 inn i nye kontorlokaler. Selskapet har inngått kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS. Leieavtalens varighet er 12 år etter innflyttingsåret med rett til forlengelse i 5 år. Forventet årlig leiekostnad er NOK 5,4 millioner. I påvente av at nybygget ferdigstilles har Petoro i 2002 leiet annet kontorlokale. Kostnadsført leie i 2002 utgjør NOK 4,4 millioner.

#### NOTE 11 – AVTALE MED ACCENTURE

Petoro har inngått en avtale med Accenture hvor Accenture utfører transaksjonsbehandling og system-applikasjon knyttet til regnskapsføringen av SDØE og Petoro AS. Avtalen er inngått for 5 år, med opsjon på ytterligere 2 år. Kostnadsført honorar i 2002 for transaksjonsbehandling og systemapplikasjon er NOK 24,2 millioner. Utover hovedavtalen har Petoro kjøpt regnskapstjenester fra Accenture knyttet til overtakelse av regnskapet fra Statoil.

#### NOTE 12 – NÆRSTÅENDE PARTER

Statoil ASA og Petoro AS har felles eier og er således nærstående parter. Petoro har i 2002 kjøpt tjenester knyttet til overføring av SDØE-regnskapet fra Statoil til Petoro, forretningsførerertjenester i lisenser samt andre tjenester. Det er i 2002 kostnadsført NOK 13,7 millioner knyttet til kjøp av tjenester fra Statoil. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Per 31.12. 2002 utgjør mellomværendet med Statoil NOK 1,3 millioner. Beløpet inngår i kortsiktig gjeld i balansen.





Postboks 300 Sentrum 4002 Stavanger  
Tel: 51 50 20 00 Faks: 51 50 20 01 E-post: [post@petoro.no](mailto:post@petoro.no)