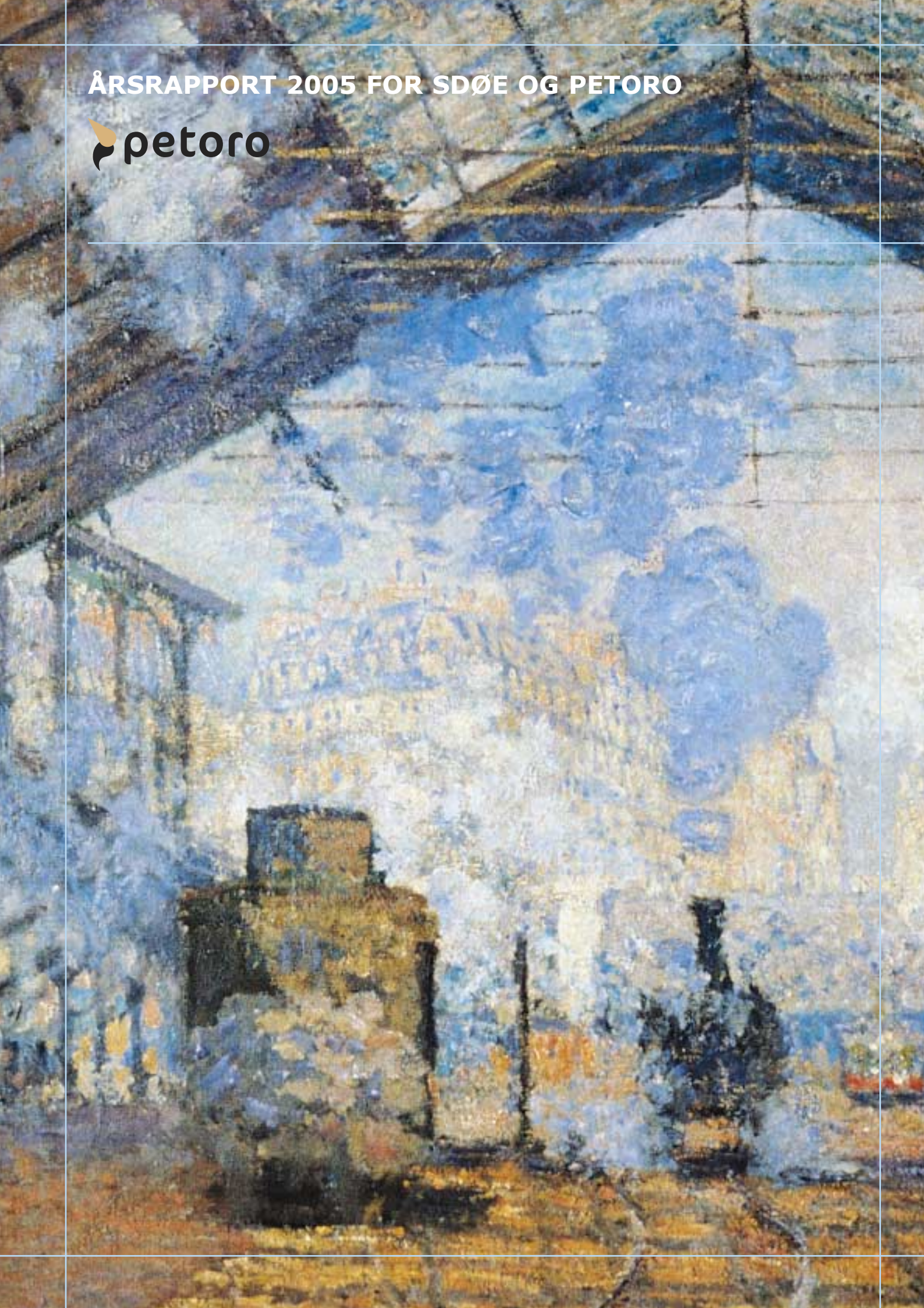


ÅRSRAPPORT 2005 FOR SDØE OG PETORO



Innhold

2	Nøkkeltall SDØE
3	Petoro i 2005
4	Kjell Pedersen: Djervhet og nytenking
8	Årsberetning 2005
24	Helse, miljø og sikkerhet
27	Ledelsen i Petoro
30	CO ₂ til økt oljeutvinning: Dobbel gevinst
34	CO ₂ -injeksjon – viktig for økt utvinningsgrad
36	Bedre eierstyring gir økt verdiskaping
40	Virksomhetsstyring og selskapsledelse
43	SDØE bevilgningsregnskap
44	SDØE kapitalregnskap
45	SDØE resultatregnskap
46	SDØE balanse
47	SDØE kontantstrømoppstilling
48	SDØE noter
67	Riksrevisjonens revisjonsbrev
70	Petoro AS resultatregnskap
71	Petoro AS balanse
72	Petoro AS kontantstrømoppstilling
73	Petoro AS noter
79	Revisjonsberetning

Petoro har som en av våre verdier «djervhet og nytenking» og som vi er innom i denne årsrapporten – blant annet i måten vi har valgt å illustrere den. Vi utfordret kunsthistoriker Lau Albrektsen til å velge ut og gi korte beskrivelser av kunstverk eller arkitektur som representerer overganger eller paradigmeskift, i måten vi europeere har oppfattet, tenkt og uttrykt oss gjennom 20 generasjoner.

Det er selve endringen vi er interessert i, prosesser som får oss til å se, oppfatte og gjøre ting annerledes. Og nytenking trenger slett ikke dreie seg om de store linjer i verdenskunsten. Det finnes mer enn nok jordnære temaer og problemstillinger innenfor norsk petroleumsvirksomhet som trenger nye angrepvinkler.

Kan vi gjennom bildebruken i denne årsrapporten pirre nysgjerrigheten litt, utløse refleksjon og kanskje til og med stimulere til nytenking, så er hensikten oppnådd.

Utvikling av rom og perspektiv i renessansen
- side 6



Fremveksten av arkitektur i glass og jern i løpet av 1800-tallet
- side 22



Impresjonisme/ekspresjonisme: Det modernistiske maleriets fødsel
- side 28



Vitalisme/kubisme i begynnelsen av det 20. århundre
- side 38

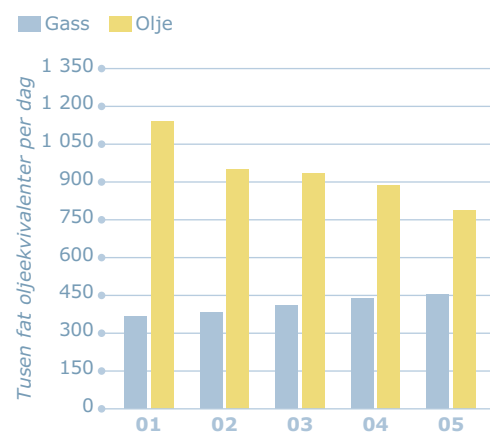


Maleriet som autonom uttrykksform
- side 68

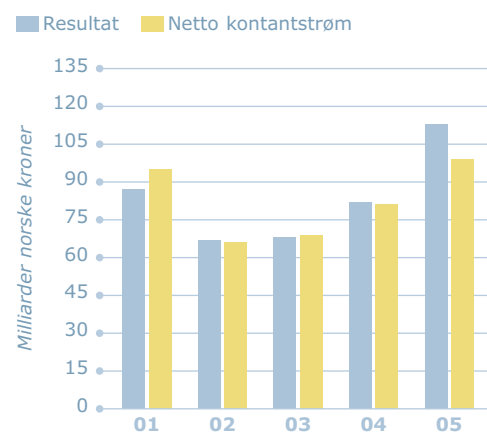


Nøkkeltall SDØE*

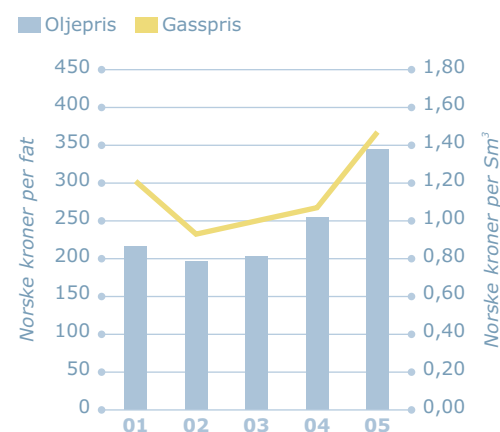
Produksjon



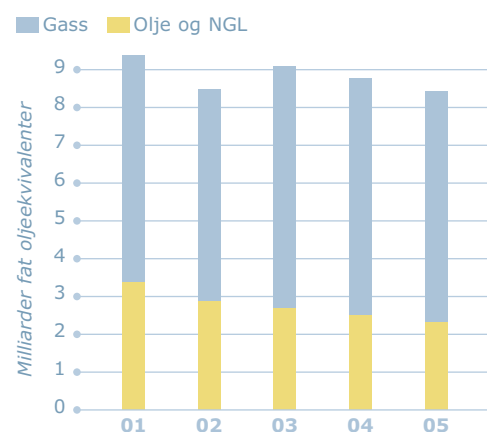
Resultat og kontantstrøm



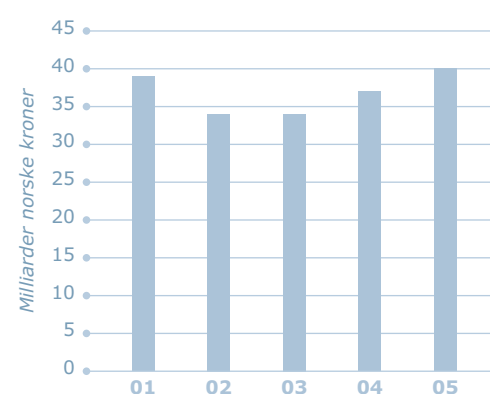
Olje- og gasspris



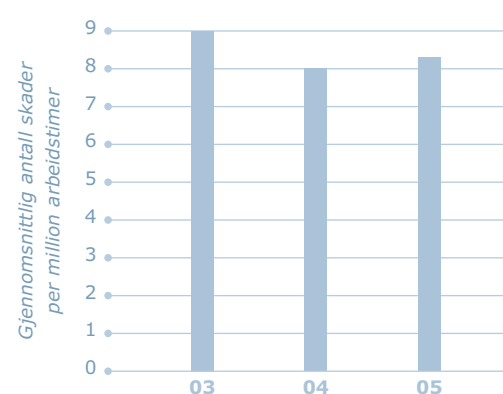
Gjenværende reserver



Kostnader



Personskader (H2)



* Tallene for 2001 er justert for 15 % nedslag av SDØE porteføljen til Statoil per 1. juni 2001.
Tallene for 2002 er tilsvarende justert for 6,5 % nedslag av SDØE-porteføljen til øvrige oljeselskaper i 2002.

Petoro i 2005

- Årsresultat 113 milliarder kroner - beste finansielle resultater for SDØE i Petoros historie
- Åtte nye lisenser
- Et stort og flere mindre funn
- Fire nye utbygginger godkjent i utvinningstillatelsene: Ringhorne Øst, Tordis økt oljeutvinning, Oseberg Delta, Tampen Link (transport)
- To nye felt i produksjon: Kristin og Urd
- Nye reserver: 177 millioner fat oljeekvivalenter er tillagt porteføljen
- Oljeproduksjonen redusert betydelig, delvis motvirket av økt gassalg
- Ny kostnadsøkning og forsinkelse på Snøhvitfeltet, forsinkelse av boring og produksjonsstart på Kristinfeltet
- Fire personer mistet livet på anlegg innen Petoros virksomhetsområde
- Petoro fikk i 2005 gjennomslag for mange av sine forslag omkring virksomhetsstyring og økt eierinnflytelse til partnerne i utvinningstillatelsene på norsk sokkel. Nytt avtaleverk er under utarbeidelse i regi av Oljeindustriens Landsforening.
- Petoro fikk like før jul i oppdrag fra myndighetene å lede arbeidet med å kartlegge mulige oljefelt som kan bruke CO₂-injeksjon som metode for økt lønnsom utvinning på sokkelen. Resultatene av arbeidet inngår i rapport til myndighetene 1. juni 2006 om mulig etablering av en CO₂-verdikjede.

Finansielle data

(millioner kroner)	2005	2004	2003	2002	2001
Driftsinntekter	152 683	120 807	101 699	103 709	125 562
Driftsresultat	113 069	83 653	68 621	70 366	86 318
Årets resultat	113 172	82 343	68 154	67 417	86 688
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	122 181	98 820	85 045	82 078	108 344
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	19 661	16 492	14 465	13 140	16 513
Netto kontantstrøm	99 175	81 401	69 005	66 082	94 548

Operasjonelle data

Produksjon - olje og NGL (tusen fat/dag)	788	886	933	949	1 140
Produksjon - tørrgass (Sm³/dag)	73	70	65	61	58
Olje-, NGL og tørrgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	1 244	1 324	1 341	1 333	1 508
Gjenværende reserver (millioner fat o.e.)	8 422	8 773	9 095	8 478	9 369
Reserveerstatningsgrad* (treårig gjennomsnitt i prosent)	96	88	84	25	N/A
Reservetilgang* (millioner fat o.e.)	177	88	1 104	95	95
Oljepris (USD/fat)	53,03	37,57	28,76	24,20	24,02
Oljepris (NOK/fat)	344	254	203	196	216
Gasspris (NOK/Sm³)	1,47	1,07	1,00	0,93	1,21

* Omfatter ikke endringer i porteføljen ved tilgang/avgang av andeler i utvinningstillatelsene.

Djervhet og nytenking

«Djervhet og nytenking» er en av verdiene vi i Petoro legger til grunn for vår virksomhet. Til tider har den voldt oss hodebry. Hvordan er man djerv i norsk oljevirkosomhet? Hvor går grensen mellom djervhet og dumdristighet? Evner vi å tenke nytt? Hvordan kan Petoro bidra?

Det kan falle lett å søke svaret i satsingen på nordområdene. Utvikling av Barentshavet samt nordre og ytre del av Norskehavet krever både mot, soliditet og kraft – egenskaper jeg assosierer med det å være djerv.

Virksomhet i slike områder krever høy kompetanse og stor innsats på en rekke områder: sikkerhets- og miljømessig standard av internasjonal klasse, teknologi, finansiell utholdenhet, samfunnsmessig omtanke, utenrikspolitisk smidighet.

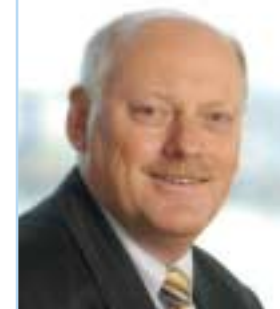
Petoro var allerede før 19. konsesjonsrunde posisjonert i nordområdene og med SDØE-andeler i fem av seks nye lisenser i Barentshavet våren 2006, er vi blitt en betydelig aktør også i denne delen av norsk sokkel. Som andre, både i og utenfor petroleumsindustrien, ser vi med store forventninger frem til hva Norskehavet og Barentshavet vil bringe i årene fremover.

Samtidig er jeg opptatt av at vi skal være djerve og nytenkende også i forhold til fuglen vi har i hånden. Det er fra den modne delen av norsk sokkel industrien henter ut de store rikdommene som hver dag smører norsk økonomi og gir landets innbyggere både gode arbeidsplasser, velferdsgoder og forretningsmessige muligheter vi ellers bare kunne drømme om.

Jeg gleder meg i så måte stort over de resultatene du kan lese mer om i denne årsrapporten. Petoro kan fremvise et resultat for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på hele 113 milliarder kroner for 2005. Det er et pengebeløp som nesten ikke er til å fatte.

Men siden det er lov å ha flere tanker i hodet samtidig, er jeg bekymret for at så vel pengestrømmen som fremtidsdrømmen tar oppmerksomheten bort fra dagens virkelighet og de nære utfordringer på den modne delen av sokkelen:

- Oljeproduksjonen faller og vi leter ikke nok etter ny olje og gass
- Enhetskostnadene øker slik at infrastruktur som er nødvendig for lønnsom utbygging av fremtidige funn kan bli nedstengt for tidlig
- For få unge skaffer seg den kompetansen de trenger for å overta etter oss som driver virksomheten i dag
- Store mengder olje og gass kan bli liggende igjen hvis vi ikke i tide utvikler og/eller tar i bruk ny teknologi



**Administrerende direktør
Kjell Pedersen**

Jeg ønsker ikke å varsle dommedag, særlig ikke med dagens oljepriser. Tvert i mot er mitt poeng at selv mens vi arbeider iherdig for å sikre oss de ti fuglene som sitter på taket, har vi enorme muligheter for verdiskaping fra den modne delen av norsk sokkel. Jeg baserer det på de store gjenværende reservene vi har, den omfattende infrastrukturen vi allerede har investert i og den kompetansen vi har bygget opp innen denne næringen.

Men ingenting gir seg selv. Fortsetter vi å arbeide på den måten som tidligere har gitt oss suksess, kan selv moderate anslag for produksjonsutviklingen på norsk sokkel bli vanskelige å oppnå. Petoro ønsker å være en pådriver for at vi som industri tar de riktige grepene og omstiller oss tidlig nok. Gjør vi det, er jeg overbevist om at det er mulig å oppnå, eller kanskje til og med overgå de mest optimistiske produksjonskurvene for våre modne områder. Klarer vi i tillegg å hente ned fuglene fra taket, så kan vi se høy dagsproduksjon fra norsk sokkel også i et meget langt tidsperspektiv.

Desto mer gledelig er det å se at stadig flere operatører og andre rettighetshavere på sokkelen ønsker å ta i bruk de nye mulighetene som teknologien gir oss til å drive installasjonene smartere og mer integrert mellom hav og land. Men det krever at vi innstiller oss på å arbeide annerledes enn før og at vi utnytter kompetansen bedre. Vi må også stille noen spørsmål ved måten vi styrer, måler og følger opp virksomheten vår, slik at vi hele tiden ligger i forkant.

Jeg drister meg til å trekke frem som eksempel på djervhet og nytenking hvordan Petoros strategiske fokus på økt utvinning har ledet oss inn i en rolle som pådriver for å gjøre om CO₂ fra et avfallsproblem til verktøy for verdiskaping. Høsten 2005 sa regjeringen at den er innstilt på å kunne bidra til å etablere en verdikjede for CO₂. Og på oppdrag fra regjeringen, arbeider Petoro våren 2006 sammen med Gassco for å utrede det tekniske og økonomiske grunnlaget for en slik verdikjede. Dette er et komplisert og spennende arbeid som det i skrivende stund gjenstår å trekke konklusjoner fra.

At Statoil og Shell sammen har lansert tilsvarende planer for en verdikjede som innbefatter gasskraftverk på Tjeldbergodden og CO₂-injeksjon i Draugen og senere Heidrun, viser hvilket moment dette saks-komplekset har fått.

Vi har valgt å illustrere denne årsrapporten med bilder og arkitektur som representerer paradigmeskift i europeisk historie. Uten å trekke sammenligninger for langt, tror jeg det kan være verdifullt også i vår industrielle sammenheng å reflektere over hva slike endringer i tankesett bunner i. Hva var det som gjorde at Michelangelo, Monet og Munch brøt med tilvendte forestillinger om verden og hvordan den skulle forstås og fremstilles?

Eller for den saks skyld – hva var det som kjennetegnet dem som brøt med etablerte sannheter og insisterte på tilstedeværelse av olje under Nordsjøens havbunn? Hva var det som fikk noen til å bestemme seg for å utvikle gigantiske betongplattformer for 300 meter havdyp? Og hva var det som drev dem som under sterk motstand fikk presset frem beslutningen om at de tynne oljesonene på Trollfeltet likevel skulle utvinnes?

De har tenkt nytt og djervt.

Og vi må gjøre det igjen.

Kjell Pedersen
Administrerende direktør

Giotto

- utvikling av rom og perspektiv i renessansen (1400-1600 e. Kr.)

I middelalderen var samfunnet fullstendig dominert av kirken og dens verdensbilde. Livet dreide seg først og fremst om å pleie sitt forhold til Gud, slik at man var best mulig forberedt til et nytt liv etter døden. Mennesket så seg selv inkorporert i et system, der alle uansett posisjon i samfunnet inngikk en av Gud forutbestemt rolle.

I løpet av høymiddelalderen får kirken og føydalvesenet konkurrenter i det voksende og meget selvbevisste byborgerskapet, som etterhvert overfører samfunnets økonomiske tyngdepunkt til byene.

I og med bydannelsene og pengeøkonomien, som utviklet seg blant annet som en følge av korstogene og spesialisering innen vareproduksjon, fikk menneskene et endret syn på seg selv. De gikk fra et objektivt menneskesyn, der man betraktet sin rolle i livet som av Gud forutbestemt, over til et subjektivt menneskesyn, der man observerte verden ut fra sitt eget ståsted, og oppfattet det å forandre/forbedre sitt livssituasjon ikke bare som en mulighet, men som hovedhensikten med livet.

I Italia gikk denne utviklingen raskt blant annet på grunn av landets sentrale rolle i forbindelse med de store korstogene. Behovet for utskipningshavner la grunnlaget for at ressurssterke byer som Venezia, Genova og Pisa vokste frem. Som et forbilde for sin nye situasjon søkte italienerne tilbake i sin egen historie, til romertiden og antikkens humanisme som nettopp representerte et menneskesyn som passet det moderne mennesket på slutten av middelalderen. Dermed vokser renessansen, «gjenfødselen» frem.

I billedkunsten fører dette først og fremst til at man ikke lenger ønsker å fremstille en ideell gudestyrt verden, men en realistisk, der man selv er hjemme og kan agere ut fra sine forutsetninger. Dermed kommer behovet for å kunne beskrive rommet. Giotto er den som med sitt linjære perspektiv først og klart setter dette i system helt i begynnelsen av renessansen, i den såkalte «Protoressansen» tidlig på 1300-tallet.



GIOTTO: Annas bebudelse, 1303-06, fresko, Scrovegni-kapellet i Padova.

Petoro som forvalter av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) skal sikre størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen. Porteføljens årsresultat for 2005 var 113,2 milliarder kroner som er 30,8 milliarder kroner høyere enn 2004. Totale driftsinntekter i 2005 var 152,7 milliarder kroner, mot 120,8 milliarder kroner for 2004. Kontantstrømmen var 99,2 milliarder kroner, mot 81,4 milliarder kroner for 2004. Styret er meget godt fornøyd med de finansielle resultatene i 2005¹.

Årsresultatet på 113,2 milliarder kroner er 30,8 milliarder kroner bedre enn året før, hovedsakelig grunnet høye olje- og gasspriser. Årets samlede olje- og gassalg var lavere enn forventet, 1,257 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag mot 1,329 millioner fat o.e. i 2004. Produksjonsutfordringer ved Snorre og Åsgard har vært viktige årsaker til lavere salg i 2005. Den generelle modning av porteføljen, der flere felt har passert produksjonstoppen, er også en vesentlig årsak til fall i olje- og NGL-produksjon. I tillegg har forsinkelser i boreaktiviteter, delvis grunnet riggstreiker i 2004, også fått vesentlig konsekvens for 2005. Stadig økende gassalg har bidratt positivt og forventes kommende år å kompensere for nedgang i oljeproduksjonen.

Resultat før finansposter var 113,1 milliarder kroner. Netto finansinntekter på 0,1 milliarder kroner var netto realisert og urealisert valutagevinst knyttet til en svakt redusert kronekurs mot US dollar, delvis motvirket av høyere rentekostnad relatert til fremtidig fjerningsforpliktelse.

Totale driftsinntekter i 2005 var 152,7 milliarder kroner mot 120,8 milliarder kroner i 2004. Økningen skyldes høyere olje- og gasspriser.

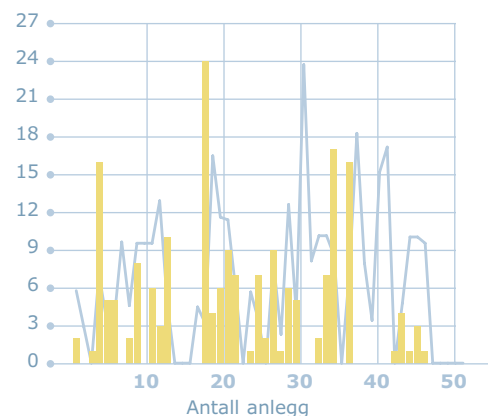
Årets inntekter fra salg av tørrgass utgjorde 45,2 milliarder kroner, mot 32,1 milliarder kroner i 2004. Salgvolum fra egenprodusert gass var 26,5 milliarder standard kubikkmeter (Sm³) eller 456 tusen fat o.e. per dag mot 438 tusen i 2004. Flere felt har økt gassproduksjon sammenlignet med 2004, hvorav Troll Gass står for den vesentligste økningen sammen med fullt produksjonsår for Kvitebjørnfeltet. Gassinntektene fra Troll utgjorde 47 prosent av samlede gassinntekter. Gjennomsnittlig gasspris var 1,47 kroner per Sm³ mot 1,07 kroner i 2004. Gassinntektene økte med 13,1 milliarder kroner sammenlignet med 2004.

Årets samlede inntekter fra olje og NGL var 96,5 milliarder kroner mot 80,9 milliarder året før. Salgvolumet var 292 millioner fat eller 801 tusen fat per dag. Produksjonen av olje og NGL er redusert med 11 prosent sammenlignet med 2004. Dette har sammenheng med at stadig flere modne oljefelt har synkende produksjon, samt at flere felt har forsinket boreframdrift. Snorre har i 2005 opplevd betydelige utfordringer knyttet til gassinjeksjonskapasitet og stengte produksjonsbrønner. Oljeproduksjonen på Troll har gått av platå, og produksjonen er redusert med 22 prosent sammenlignet med 2004. God brønncapasitet på Kvitebjørn medførte høyere inntekter enn forventet fra dette feltets første hele driftsår.

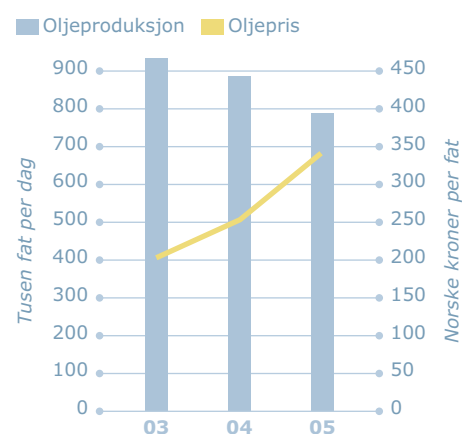
¹⁾ Alle tall i NGAAP.

Alvorlige hendelser og personskader (H2) per anlegg i 2005

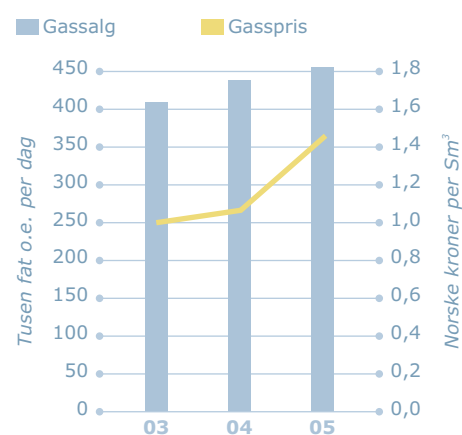
■ Antall personskader per millioner arbeidstimer (H2)
■ Antall alvorlige hendelser



Oljeproduksjon/-pris



Gassalg/-pris



Årets gjennomsnittlige oljepris var 344 kroner per fat, mot 254 kroner per fat året før, en økning på 35 prosent. Oljeprisen i US dollar var 53,03 per fat, som er 41 prosent høyere enn for 2004. Porteføljens olje- og NGL inntekter økte med 15,5 milliarder kroner sammenlignet med 2004.

Totale investeringer i 2005 var 21,3 milliarder kroner mot 17,8 milliarder kroner i 2004. De største investeringene i 2005 var knyttet til Ormen Lange, Langeled, Snøhvit, Troll Olje og Gassled.

Kostnader knyttet til leteaktiviteter var 942 millioner kroner, hvorav 400 millioner kroner ble aktivert som investeringer og resterende resultatført som letekostnader. Tilsvarende var kostnader knyttet til leteaktiviteter i 2004, 624 millioner kroner. I løpet av året ble det boret ti brønner, mot fire året før. Styret er opptatt av at det gjennomføres ytterligere økt leteaktivitet i 2006 i jakten etter nye reserver.

Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede olje-, NGL- og gassreserver av 8,4 milliarder fat o.e. Dette er 349 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2004. Petoro kvalifiserer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem kategori 1 – 3. Reserver som ikke er modnet tilstrekkelig og hvor rettighetshavernes PUD (Plan for utbygging og drift) ikke er innsendt til myndighetene, medregnes således ikke i forventede reserver. I løpet av 2005 var porteføljens brutto tilførsel av nye forventede reserver 177 millioner fat o.e., hovedsakelig gjennom økt utvinning fra modne felt, og produksjonen var 454 millioner fat o.e. Således var netto reserveerstatningsgrad for 2005 38 prosent, mot 33 prosent for 2004. Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år har vært 96 prosent.

Bokførte eiendeler var 164 milliarder kroner per 31. desember 2005. Eiendelene består hovedsaklig av driftsmidler knyttet til feltinstallasjoner, rør og land-anlegg samt kortsiktige kundeordringer.

Egenkapitalen var ved årsslutt 135 milliarder kroner. Langsiktig gjeld var 19,2 milliarder, hvorav 18,5 milliarder er knyttet til fremtidige fjerningsforpliktelser. Forpliktelsene beregnes i henhold til etablert bransjestandard basert på eksisterende teknologi. Det er knyttet stor usikkerhet til fjerningsestimat og fjerningstidspunkt. Kortsiktig gjeld, som i hovedsak er avsetninger for

påløpne, men ikke betalte kostnader, var 9,8 milliarder ved utløpet av 2005.

Petoro var per 31. desember 2005 rettighetshaver for andeler i 100 utvinningstillatelser og 12 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også de forretningsmessige interessene i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norseas Gas AS og Norpipe Oil AS. Selskapet har rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere og ivaretar SDØE på et forretningsmessig grunnlag. Petoro har inndelt porteføljens utvinningstillatelser i geografiske områder. Nærmere redegjørelse for disse områdenes virksomhet i 2005 følger nedenfor.

TROLLOMRÅDET

Trollområdets gjennomsnittlige dagsproduksjon i 2005 var på nivå med målsettingene. Oljeproduksjonen på Troll har passert produksjonstoppen og sammen med forsinkelser i boreprogrammet på Troll Olje medførte dette lavere produksjon enn året før. Petoro vektlegger å opprettholde høy boreaktivitet på Troll Olje for å realisere rettighetshavernes ambisjoner om å øke feltets lønnsomme utvinnbare oljereserver. Tre borerigger var under kontrakt i 2005.

Gassproduksjonen på Troll var som forventet for 2005 og feltet har totalt sett produsert opp mot produksjonstillatelsen for året.

Troll Olje og Troll Gass rangerer som beste felt ved sammenligning av effektivitet i driftskostnader på norsk sokkel. Petoro har i tillegg vært pådriver for implementering av teknologi som ytterligere kan øke feltets utvinningsgrad og med mål om reduserte kostnader.

Selskapet arbeider for å realisere gode utbyggingsløsninger for Camilla/Belinda og Gjøl som gir høy fleksibilitet i Sogn-området. Rettighetshaverne arbeider for at det ferdigstilles PUD for Camilla/Belinda og Gjøl i andre halvår 2006.

Kvitebjørn har i sitt første hele driftsår levert høyere gass- og kondensatproduksjon enn forventet. Om lag 70 prosent av påviste reserver kan utvinnes med

eksisterende brønner og boreprogrammet vil pågå til tredje kvartal 2006. Interessentskapet vil i 2006 prioritere arbeidet for tilknytning av Valemon og andre ressurser i området. Kvitebjørn har økt reserveanslaget med 50 prosent, fra 465 til 700 millioner fat o.e. For SDØE betyr dette en økning av reservene på 70 millioner fat o.e. og bidrar til reservetilvekst i 2006.

OSEBERGOMRÅDET/GRANE

Oljeproduksjon fra Osebergområdet har i 2005 vært som forventet, men total produksjon ble likevel høyere grunnet høy gassproduksjon fra Tunefeltet. Grane nådde som planlagt platåproduksjon mot slutten av 2005.

Områdets drifts- og vedlikeholdskostnader har i flere år vært stabile. Grane har betydelige kostnader knyttet til kjøp av gass for injeksjon som forbedrer utvinningen av olje. Denne gassinjeksjonsstrategien har vist seg vellykket og bidrar til økt produksjon og en høyere utvinningsgrad. Mesteparten av den kjøpte gassen forventes tilbakeprodusert i en senere fase.

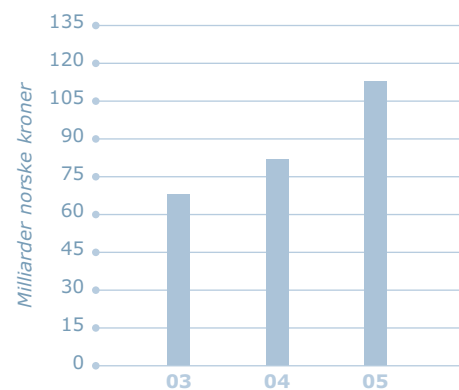
I juli 2005 sendte partnerskapet PUD for Oseberg Delta til myndighetene. Utbyggingsplanene innebærer en undervannsutbygging av Delta-strukturen i Oseberg-området, og fasilitetene på Oseberg feltcenter vil bli benyttet til prosessering og eksport. Produksjonsstart forventes i 2007, og produksjonen utgjør om lag 14 tusen fat o.e. per dag på platå. PUD for Ringhorne Øst ble også sendt til myndighetene i oktober 2005.

Utbyggingen innebærer boring av 4 produksjonsbrønner fra eksisterende Ringhorne innretning og prosessering på Balderskipet. Produksjonsstart forventes i 2006.

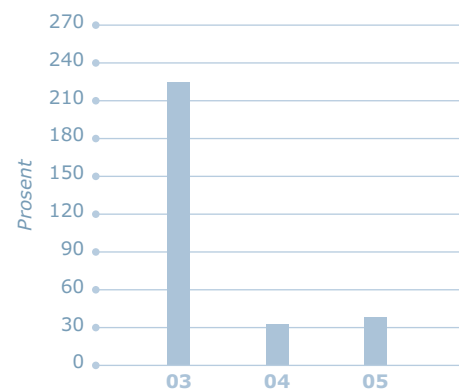
TAMPENOMRÅDET

Produksjon fra Tampenområdet var betydelig lavere enn målet for 2005. Hovedårsaken til dette var at Snorre var nedstengt store deler av første kvartal, samt at feltet erfarte vesentlige brønnproblemer i løpet av året. På grunn av problemer med sandhåndtering og etterslep i boreprogrammet, er det årlige produksjonsnivået for feltet redusert også for årene fremover. En stegvis økning i produksjon i 2005 medførte likevel at feltet mot slutten av året var på normalt produksjonsnivå. Redusert produksjon fra Visund og Gullfaks var andre årsaker til

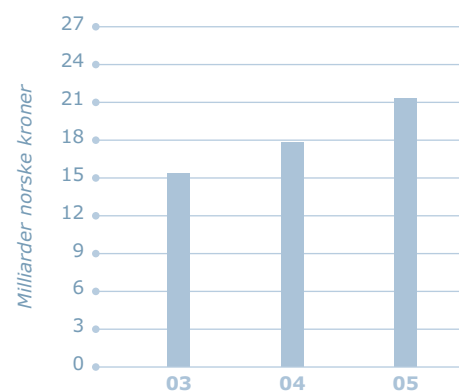
Resultat



Reserveerstatningsgrad



Investeringer



at området oljemål ikke ble nådd for 2005. Forlenget revisjonsstans på Visund og tekniske problemer på Gullfaks var de viktigste årsakene til at disse feltenes produksjonsmål ikke ble nådd. Oppstart i februar av testproduksjon fra Gimle, tidligere kalt Topas, motvirket delvis disse reduksjonene.

Driftseffektivisering har hatt høy prioritet i 2005, både gjennom fremtidig bruk av SmartDrift (integreerte operasjoner) og øvrig forbedring av drift og vedlikehold. Erfaringer er utvekslet mellom Gullfaks- og Osebergfeltet, for å nyttiggjøre beste praksis fra feltene.

PUD for lavtrykksproduksjon og undervannsseparasjonsanlegg på Tordis, ble godkjent av myndighetene i desember 2005. Planlagt produksjonsstart er satt til oktober 2006 og oktober 2007 for henholdsvis lavtrykksproduksjon og undervannsseparasjon. Prosjektet har medført at Tordisfeltet vil øke olje-produksjonen med om lag 15 prosent.

NORSKEHAVET

Samlet produksjon fra Norskehavet har vært betydelig lavere enn målet for 2005. Hovedårsaken er forsinkelser i bore- og brønnarbeidet på Åsgard, Norne og Draugen samt nedstengninger forårsaket av sprekker i rørledninger på Åsgard. Sprekkdannelse i to av rørledningene på Åsgard ble oppdaget ved en rutineinspeksjon og arbeid for å hindre videre vekst av sprekker ble påbegynt i november 2005. De aktuelle rørledningene vil være nedstengt til midlertidig reparasjonsarbeid er ferdigstilt sommeren 2006. Fullstendig reparasjon av rørledningene, eventuelt installasjon av nye rør er planlagt i 2007.

Produksjonen fra gass- og kondensatfeltet Kristin startet 3. november 2005, en måned etter plan. Feil i egenskaper ved installasjonens livbåter var en vesentlig årsak til den forsinkede oppstarten. Reservoarets høye trykk og høye temperatur samt gjennomføring av boreprogrammet har vært krevende utfordringer i prosjektet. Brønnenes produksjonsnivå og bruk av nye brønnløsninger har i noen grad motvirket konsekvensene av forsinkelser i boreprogrammet. Produksjonen skal i henhold til plan være på platå sommeren 2006 og estimerte reserver er i henhold til anslag fra PUD.

Urdfeltet i Norne-området startet produksjonen 8. november 2005, en måned etter plan. Reservene på feltet er 70 millioner fat olje samt et mindre gassvolum. Produksjonen fra Urd vil

bidra til å sikre god utnyttelse av produksjonsskipet på Nornefeltet og infrastrukturen i området.

Petoro arbeider for at reduserte enhetskostnader skal forlenge feltenes levetid. Åsgard, Heidrun og Norne har vist en positiv trend, og utvikling av ny boreteknologi har medført økning av utvinnbare reserver på Heidrun og Norne. På Draugen er det identifisert en rekke tiltak som skal redusere driftskostnader i løpet av de neste tre årene.

Det har vært høy aktivitet på Ormen Lange-prosjektet i 2005. En stor utfordring har vært å sikre bemanning for å gjennomføre planlagte aktiviteter. Prosjektets offshore-aktiviteter har passert viktige milepæler ved installering av bunnrammer og oppstart av boring. Langeled-prosjektet har gjennomført planlagte aktiviteter relatert til rørlegging av sørlige del fra Sleipner til Easington og modifisering av stigerørsplattform på Sleipner. Det ble iverksatt tiltak for å sikre fremdrift i byggingen av ilandføringsterminalen i Storbritannia. Begge prosjektene er i henhold til plan, med planlagt oppstart den 1. oktober 2007 for Ormen Lange og 1. oktober 2006 for Langeled. 2006 vil imidlertid være en kritisk periode for alle delprosjektene, med gjennomføring av svært mange operasjoner til havs, boring av brønner samt høy byggeaktivitet på Nyhamna gjennom hele året.

BARENTSHAVET

Snhøvitprosjektet er organisert i delprosjekter for feltutvikling og landanlegg. Feltutviklingsdelen ble i stor grad ferdigstilt i 2005 og har vært gjennomført i henhold til opprinnelige planer og budsjett. Brønner som er nødvendige for oppstart av anlegget, er ferdig boret, og havbunnsinstallasjoner inkludert rørledninger er ferdig installert. Arbeid som gjenstår i 2006, er boring av tre brønner på Albatross-reservoaret, tildekking av rørledninger samt klargjøring for oppstart. Landanlegget på Melkøya har i 2005 representert en særskilt utfordring for Snhøvitprosjektet. Alle underleveranser, moduler og lekter har blitt transportert fra forskjellige byggeplasser, og sammenkoblingsarbeidet på Melkøya har startet. Dette arbeidet er blitt betydelig mer krevende enn forventet og det har medført betydelige kostnadsøkninger og forsinkelser. Operatøren varslet i september 2005 om ytterligere kostnadsøkning på 7 milliarder kroner, hvorav

2,1 milliarder kroner utgjør SDØE-andel, samt ytterligere et halvt års forsinkelse av produksjonsstart til 1. juni 2007. Forsinkelsen medfører i tillegg utfordringer for inngåtte salgssavtaler som angir start av gassleveranser til kundene fra oktober 2006. Styret er fortsatt bekymret for de mange utfordringer i prosjektgjennomføringen.

UTVINNINGSTILLATELSER I LETEFASEN

Styret er skuffet over at til tross for det høye aktivitetsnivået på norsk sokkel i 2005, var leteaktiviteten lavere enn forventet. Kun halvparten av de planlagte letebrønnene ble boret. Utfordringer knyttet til riggtilgjengelighet og økt behov for boring og brønnarbeid for felt i drift har resultert i forsinkelser og utsettelse av planlagte leteaktiviteter. Det ble i 2005 boret ti brønner, seks flere enn i 2004 da den omfattende riggstreiken medførte utsettelse for store deler av boreaktiviteten.

Et viktig oljefunn i Brent-formasjonen på Troll B forventes å øke reservene på feltet med omkring 30 millioner fat olje. Det ble også startet boring av en avgrensingsbrønn til dette funnet, som vil bli ferdig i 2006. I tillegg ble det funnet gass i Peon-prospektet nord for Troll. Videre undersøkelser og testing i 2006 vil avklare om funnet er kommersielt drivverdig.

I Norskehavet ble tre letebrønner ferdigstilt i 2005. To av disse brønnene resulterte i funn, i henholdsvis Onyx sørvest og Stetind-strukturen. Funnet i Onyx sørvest forventes å være drivverdig. Avgrensning av funnet er planlagt i 2006. Videre evaluering og boring er nødvendig på Stetind før en kan konkludere med hensyn til drivverdig. En avgrensingsbrønn boret på Sklinna-strukturen, påviste ikke bevegelige hydrokarboner. På grunn av manglende riggtilgjengelighet er flere planlagte brønner nær Norne og Heidrun blitt utsatt til 2006.

I Osebergområdet ble det boret fire letebrønner i 2005, og det ble gjort tre funn i Oseberg Sør, hvorav to funn i samme brønn. Utvinnbare reserver forventes å bli i størrelsesorden 10 til 30 millioner fat olje, og ett av funnene vil bli satt i produksjon allerede høsten 2006. I tillegg ble to letebrønner boret ferdig i prospektene Idun ved Brage og Barry-Powell prospektet ved Tune, begge med skuffende resultat.



ANDREA DEL CASTAGNO:
Nadverden, 1447, fresko,
S. Apollonia i Firenze.



DOMENICO GHIRLANDAIO:
Nadverden, 1480, fresko,
Ognissanti, Firenze.



LEONARDO DA VINCI:
Nadverden, 1495-97, fresko,
S. Maria delle Grazie, Milano.

Etter et visst tilbakerskritt i forbindelsen med den store pesten på midten av 1300-tallet, slår renessansen definitivt igjennom rundt 1400. Det nye verktøyet i billedkunsten, sentralperspektivet, gjør at kunstnerne ikke bare nøyer seg med å lage bilder som kikkbokser inn i en annen verden. Nå blir også rom utsmykket med veggmalerier i fresko som illuderer at det faktiske rom fortsetter inn i billedrommet. Her ser man tre eksempler på slik utsmykning til refektorier (spisesaler) i klostre. Her kunne munkene under måltidene se sine egne langbord fortsette inn i kunstnerens beskrivelse av den første nadverden.

I de to eldste bildene er malerne mest opptatt av at romillusjonen skal bli størst mulig. Derfor er det ikke noen handling i bildet. Leonardo da Vinci har derimot valgt å fremstille det dramatiske øyeblikket når Kristus forkynner at en av de tilstedeværende skal forråde ham, med påfølgende voldsomme reaksjon blant apostlene.

En letebrønn i Tampenområdet ble ferdig boret i 2005 og har medført funn i M-prospektet. Funnet er anslått til rundt 10 millioner fat olje.

Det ble ikke boret noen letebrønner i utvinningstillatelser med SDØE-deltakelse i Barents-havet i 2005, men det forberedes boring i Torneroseprospektet i 2006.

RØRLEDNINGER OG LANDANLEGG

Petoro har som den største rettighetshaveren i rørledninger og landanlegg arbeidet for å sikre at Gassleds forbedringsprogram (reduerte driftskostnader og forbedret regularitet) går i henhold til plan. Gjennom det vedtatte forbedringsprogrammet for Kårstøanleggene er det målsatt besparelser i driftskostnader i størrelsesorden 500 millioner kroner innen 2009.

Det er etablert hensiktsmessige styringsverktøy for å samordne en rekke delprosjekter på Kårstø angående sikkerhet, regularitet og kapasitet. Utvidelsen av Kårstø-anleggene ble ferdigstilt høsten 2005, samtidig med oppstart av Kristinfeltet. Prosjektet ble gjennomført i henhold til plan og innenfor budsjett, men anlegget har hatt oppstartsproblemer som er under utbedring.

Ved anleggene på Kollsnes er det igangsatt et prosjekt for å gi økt eksportkapasitet. Planlagt ferdigstilling er høsten 2006.

Utbygging av et nytt rør fra Statfjordfeltet via eksisterende rørsystem til Storbritannia ble godkjent av myndighetene i 2005. Fremdriften er i henhold til plan, og oppstart er planlagt i 2007. Hensikten er å transporterte gass fra Statfjord og andre felt, hovedsakelig fra Tampen-området, for salg i Storbritannia.

MARKED OG AVSETNING

All olje og NGL fra porteføljen selges til Statoil, og all gass avsettes av Statoil. Petoros ansvar for å overvåke Statoils avsetning av statens petroleum innebærer et mål om å oppnå en høyest mulig samlet verdi for Statoils og statens petroleum samt å sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskapingen. I dette arbeidet konsentrerer Petoro innsatsen mot Statoils avsetningsstrategi og risiko-områder, saker av stor verdimessig betydning og saker av prinsipiell og insentivmessig karakter, samt kontroll av at SDØE mottar korrekt andel av inntekter og kostnader.

Statoils og statens naturgass selges som en samlet portefølje. Hoveddelen av porteføljens gass selges på langsiktige kontrakter med kontraktsfestede muligheter for prisrevisjoner. I 2005 har vesentlig arbeid innenfor gassavsetningen vært knyttet til pågående prisrevisjoner. De fleste av disse er ferdig forhandlet i løpet av året. Petoro har fulgt opp den løpende gassavsetningen for å påse at all tilgjengelig gass blir solgt, og for å bidra til å løse utfordringene relatert til forsøkt gassleveranse som følge av utsatt oppstart på Snøhvitfeltet. I tillegg har selskapet

vært opptatt av salg til Statoils egne anlegg, og det er gjennomført kontroll for å sikre at SDØE mottar sin rettmessige andel av kostnader og inntekter i forbindelse med gassavsetningen.

Statoil har i 2005 inngått nye avtaler om langsiktig gasssalg både i Norge, Storbritannia og på kontinentet. Avtaler om årlige leveranser i ti år av om lag 300 millioner Sm³ gass er inngått med Statkraft, mens en avtale for om lag 500 millioner Sm³ gass med Scottish Power. Begge avtalene vil gjelde fra 1. oktober 2007. Det tyske selskapet Verbundnetz Gas (VNG) har forlenget den eksisterende gasssalgsavtalen med seks år. Forlengelsen innebærer nye leveranser på totalt 12 milliarder Sm³ gass fram til 2022 fra den samlede porteføljen.

I 2005 har Petoro for olje- og våtgassavsetningen rettet oppmerksomheten mot salg av olje fra felt hvor Statoil ikke er rettighetshaver og salg til Statoils egne eller tilknyttede anlegg. Det er også foretatt en gjennomgang av avsetningskostnadene og det er gjennomført kontroll av at SDØE mottar sin rettmessige andel av inntektene.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)

Med fire dødsulykker innenfor SDØEs virksomhet, har 2005 vært et meget skuffende år fra et sikkerhetsmessig synspunkt. To dødsfall skjedde ved utbyggingene av Ormen Lange og Kristin. I august omkom en kontraktør i arbeid med utbygging av gasslager i Storbritannia og i oktober omkom en person i en arbeidsulykke på en båt ved Mongstad. Til tross for at industrien målrettet arbeider for å unngå skader på mennesker og miljø, skjer slike hendelser. Dette varsler om nødvendigheten av gode styringsmodeller og holdningsskapende arbeid. Selskapet vil i denne sammenheng trekke frem Statoils kollegaprogram som et godt eksempel på bevisstgjøring av hver enkelt som arbeider i denne industrien.

I henhold til selskapets styringssystem arbeider Petoro systematisk i porteføljens tillatelser for å forbedre HMS-resultatene. Som et ledd i denne oppfølgingen gjennomføres regelmessige bilaterale ledelsesmøter med de største operatørene. Petoro har også i 2005 deltatt på flere HMS-ledelsesinspeksjoner på utvalgte felt og

installasjoner hvor man har observert negativ utvikling i HMS-resultatene.

Målet om å redusere personskadefrekvensen (H2), ble ikke innfridd. Indikatoren var i 2005 på samme nivå som 2004. Selskapet støtter operatørens og industriens arbeid for å oppnå reduksjon i antall personskader og alvorlige hendelser på norsk sokkel. Granskningsrapporten etter den alvorlige gasslekkasjen på Snorre i 2004 identifiserte en rekke tiltak. Operatøren har gjennom 2005 jobbet systematisk med å lukke identifiserte gap og har holdt interessentskapet orientert om framdriften på dette arbeidet. Operatøren arrangerte i februar 2006 et industriseminar der erfaringene fra Snorre ble delt med industrien.

Nullutslippsplanene som industrien fastsatte i 2003, skulle vært implementert i løpet av 2005. Ved utgangen av året er det likevel flere felt som har avvik i implementeringen av tiltak. Selskapet vil forsette arbeidet i interessentskapene for å oppnå miljøkravene om reduksjon i utslipp av olje fra produsert vann.

Det er i 2005 registrert tre uønskede hendelser, herunder en personskade på en leverandørs ansatt som arbeidet i Petoros lokaler. Det har ikke vært skader på selskapets egne ansatte. Også i 2005 har sykefraværet vært lavt, med et kortidsfravær (1-3 dager) på 0,2 prosent og et langtidsfravær (over 3 dager) på 2,4 prosent. Totalt sykefravær var 2,6 prosent, mot 1,8 prosent i 2004. Selskapets avtale med trykdestaten om et inkluderende arbeidsliv omfatter en handlingsplan for stadig å opprettholde et lavt sykefravær. Petoro har også i 2005 gjennomført tiltak for å påvirke egne medarbeideres personlige holdninger og engasjement når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Videreutvikling av HMS-kulturen har i 2005 inkludert oppmerksomhet rettet mot kosthold, trening og helse gjennom foredrag og kampanjer, samt informasjon om sikkerhet på årets faste HMS-dag for ansatte med familie.

STRATEGISKE PRIORITERINGER I 2005

Petoro har også i 2005 prioritert ressurser i gjennomføring av strategiske prosjekter. Tema for prosjektene besluttet med utgangspunkt i verdiskapingspotensial,

risikobetraktninger og tidskritikalitet. Prosjektene er en del av selskapets operasjonalisering av valgte strategier.

SAMORDNING OG FELTUTVIKLING I KJERNEOMRÅDER *Reduserte kostnader gjennom operativ forbedring*

For selskapets portefølje ligger det betydelige verdier i en effektiv drift på norsk sokkel. Dagens høye oljepriser medfører et høyt aktivitetsnivå, og tiltak for kostnads-effektivisering er krevende. Selskapet er bevisst skillet mellom kostnader for tiltak som gir økte olje- og gassvolumer og høye kostnader knyttet til drift. Selskapets flaggsak er således knyttet til enhetskostnader som reflekterer effektiviteten i verdiskaping fra porteføljen. Kostnadseffektiv drift er avgjørende for å oppnå forlenget levetid av feltene, samtidig som det danner grunnlag for en langsiktig utvikling av norsk sokkel. I arbeidet med kontinuerlige driftsforbedringer er Petoro opptatt av overføring av beste praksis mellom felt. I denne sammenheng ser selskapet vesentlige gevinster ved at de installasjoner på norsk sokkel med best kostnadseffektivitet, har erfaringsoverføring til feltene med størst forbedringspotensial. Kostnadsprosjektet har i 2005 også gjennomført sammenligningsstudier av driftskostnader på norsk sokkel mot en global portefølje. Hensikten var å analysere årsakene til den store forskjellen i produksjonshetskostnader mellom norsk sokkel og Mexicogulfen, samt å høste erfaringer som kan anvendes i endringsprosesser for porteføljens egne felt.

Implementering av god virksomhetsstyring i lisensene har vært et prioritert arbeid for Petoro i 2005. Selskapet har i året som gikk, hovedsakelig arbeidet med dette temaet på selskapsarenaen og vil i 2006 arbeide målrettet for å implementere beste praksis i utvinningstillatelser der selskapet er rettighetshaver. Dette arbeidet har vært en integrert del av prosessene i industrien for å revidere og harmonisere det avtaleverk som regulerer rettigheter og plikter mellom rettighetshaverne på norsk sokkel. Styret tror det er av stor betydning at industrien sikrer at fremtidig lisensstyring er underlagt mer effektive styringsmodeller som setter tydelig retning og ambisjoner og som sikrer god samhandling mellom rettighetshaverne.

Feltutvikling Troll fase 3

Selskapet er rettighetshaver for en 56 prosents andel i Trollfeltet og har i 2005 prioritert arbeidet i utvinningstillatelsen for å vurdere alternative strategier for optimalisering av den langsiktige verdiskapingen fra det samlede Troll-området. I prosjektet "Troll FutureDevelopment" vurderer interessentskapet alternativer for neste fase av Trollfeltet, inkludert utbygging av infrastruktur. Videreutviklingsprosjektet er meget krevende og det vil være avgjørende at rettighetshaverne sammen evner å ta hensyn til optimalt gassuttak og samtidig ivaretar de mulighetene som teknologisk utvikling vil kunne gi av økte oljevolum.

REDUSERTE ENHETSKOSTNADER GJENNOM TIDLIG ANVENDER AV TEKNOLOGI

Smartdrift

Petoro har siden 2003 vært pådriver for at industrien i større grad skal utnytte moderne informasjonsteknologi ved overføring av sanntidsdata innen boring, produksjonsoptimalisering, reservoarstyring, drift og vedlikehold. Dette innebærer betydelige endringer i samhandlingsmønstre mellom installasjoner på land og til havs. Endringene i arbeidsprosessene muliggjør bedre kompetanseutnyttelse og vil bidra til økt kostnadseffektivitet og økt utvinningsgrad.

Petoro har for tredje gang arrangert en rundebordskonferanse, der spesielt inviterte ledere fra operatører og leverandører utveksler innsikt og erfaringer knyttet til verdiskapingspotensial og effektivitet i omstillingsprosesser. For å sikre effektiv erfaringsoverføring mellom feltene på norsk sokkel, foretok selskapet i 2005 en sammenligning av implementeringsgrad av Smartdriftsløsninger. Resultatene ble presentert for den enkelte operatør. De fleste selskaper har nå akseptert verdiskapingspotensialet, men Petoro etterlyser fremdeles en raskere implementering av løsninger for flere av porteføljens felt.

Lett brønnintervensjon

Utvinningsgrad fra felt utbygd med havbunnsbrønner, er lavere enn for felt med plattformbrønner. Dette skyldes blant annet høye intervensjonskostnader ved bruk av kostbare borerigger. Petoro har derfor i 2005 vært pådriver

La Camera degli Sposi er et rent profant representasjonsrom for hertugen av Mantova. På alle veggene lar han seg avbilde sammen med sin familie i forskjellige scener fra dagliglivet ved hertugpalasset i Mantova. Her er romillusjonen tatt helt ut, idet det virkelige rommet beskrives som dekket av en baldakin på søyler, der rommet fortsetter ut i billedflatene på alle veggene og endatil med en illusjonistisk åpning i taket.



ANDREA MATEGNA:
La Camera degli Sposi,
1473-74, fresko,
Hertugpalasset i
Mantova.

for brønnintervensjonsløsninger som muliggjør bruk av enklere fartøy. I dagens meget stramme riggmarked er det viktig å unngå å bruke konvensjonelle rigger til dette arbeidet.

En viktig milepæl for prosjektet ble nådd da Statoil på vegne av en rekke lisenser kunne inngå en langsiktig kontrakt om to moderne brønnintervensjonsfartøy. Petoro vil i 2006 fortsette sitt arbeid med å sikre flyterigger og eventuelt tyngre brønnintervensjonsfartøy til norsk sokkel.

REALISERE POTENSIALET I GASSKJEDEN

Infrastruktur – fremtidige muligheter og utfordringer

Eierskapet i de fleste norske gassrør og landanlegg for transport og prosessering av gass er samordnet i Gassled, hvor Petoro forvalter den største eierposisjonen. Selskapet har i 2005 gjennomført et prosjekt knyttet til gassinfrastruktur og herunder identifisert områder og saker som vil kreve særskilt oppfølging for å realisere de verdier som lå til grunn ved etablering av Gassled. Petoro vil arbeide for god kapasitetsutnyttelse, tidsriktig innfasing av ny infrastruktur og kostnadseffektiv drift av Gassled.

Gasskjedeutvikling i Norskehavet

Selskapet har i 2005 arbeidet med gassinfrastrukturløsninger for Halten/Nordlandområdet. Rettighetshaverne har vært opptatt av å finne områdets optimale løsning for gassevakuerer fra Skarv. Alternative løsninger har vært utredet og selskapet er nå godt fornøyd med at kapasitet i Åsgard Transportsystem foretrekkes, fremfor at det bygges et nytt rør.

LANGSIKTIG RESERVETILGANG

Realisering av økt reservetilgang fra porteføljens utvinningstillatelser er avgjørende for å forsinke effekten av fallende oljeproduksjon. Høy utvinningsgrad og optimal produksjon fra installasjonene er avgjørende for å få mest mulig ut av de tilstedeværende ressursene på sokkelen. I denne sammenheng arbeider selskapet systematisk for at lisensene etablerer klar letestrategi og ambisiøse målsettinger for IOR tiltak. Økt boreaktivitet vil være et prioritert område for 2006.

Leteaktivitet i tilknytning til områder som i nær fremtid vil få ledig kapasitet er av stor betydning for å sikre en langsiktig effektiv utnyttelse av eksisterende felt og infrastruktur. For å sikre videreutvikling av porteføljens kjerneområder, vil selskapet fortsatt arbeide for realisering av samordningsgevinster mellom lisenser.

Petoro søker ikke om tildelinger i konsesjonsrunder. Myndighetene forbeholder seg SDØE-deltakelse i nye tillatelser ut fra den til enhver tid gjeldende konsesjonspolitik. Petoro ble i løpet av 2005 rettighetshaver for 8 nye utvinningstillatelser i forbindelse med tildeling i forhåndsdefinerte områder.

CO₂-injeksjon

Petoro har i 2005 videreført arbeidet på flere arenaer for å få utredet potensialet for CO₂-injeksjon som metode for å øke utvinningen av olje, og dermed verdien av porteføljen. Engasjementet har inkludert både tekniske og kommersielle vurderinger for aktuelle felt.

Bente Rathe
(Leder)

Jørgen Lund
(nestleder)

Ingelise Arntsen
(styremedlem)

Nils-Henrik M. von der Fehr
(styremedlem)



Petoro foreslo i budsjettprosessen for lisensene blant annet å starte konkrete studier i fire lisenser (Gullfaks, Oseberg Øst, Brage og Veslefrikk) og fikk etter hvert gjennomslag for dette i to av lisensene (Oseberg Øst og Brage).

Olje- og energidepartementet besluttet i desember 2005 å starte et prosjekt som skal etablere et beslutningsgrunnlag for videre arbeid, og Petoro fikk i dette prosjektet ansvaret for å identifisere felt hvor det kan være aktuelt å injisere CO₂ for økt utvinning.

ARBEIDSMILJØ OG PERSONALE

Petoro er en kompetansebedrift og selskapets ansatte har høy utdannelse og kompetanse. Det høye aktivitetsnivået i industrien setter et stort press på ressurstilgang og en samlet industri opplever at det er krevende å rekruttere nødvendig kompetanse til industrien. Petoros evne til effektivt å sikre statens interesser, er avhengig av at selskapet tiltrekker, beholder og videreutvikler dyktige medarbeidere i konkurranse med eksisterende og nye aktører på norsk sokkel. I 2005 har Petoro implementert selskapets kompetansestrategi gjennom utfordrende oppgaver, aktiv erfaringsoverføring mellom ansatte samt rotasjon mellom avdelinger og fagdisipliner, deltakelse i tverrfaglige prosjekter, kurs og konferanser. Måltrettet utvikling av medarbeidere vil også være et prioritert område fremover.

Selskapet har også i 2005 gjennomført klimaundersøkelse blant alle ansatte. Klimaundersøkelsen er et viktig virkemiddel og utgangspunkt for tiltak som skal sikre kontinuerlig forbedring av arbeidsmiljøet. Styret er tilfreds med at undersøkelsen gir god tilbakemelding fra organisasjonen på viktige områder. Spesielt gledelig er

det å se at selskapets verdier og mål er godt forankret hos selskapets ansatte.

Selskapet er opptatt av likebehandling av menn og kvinner og legger til rette for at begge kjønn skal ha samme muligheter i bedriften. Dette prioriteres spesielt gjennom rekruttering og utviklingsmuligheter samt ved å tilrettelegge for fleksible arbeidstidsordninger. Også i årets klimaundersøkelse var det stor grad av enighet om at kvinner og menn blir behandlet likeverdige.

Kvinneandelen i selskapets styre og ledelse er henholdsvis 43 prosent og 22 prosent. I selskapet totalt er kvinneandelen 32 prosent. De siste tre årene har i alt 7 kvinner deltatt på NHOs prosjekt "Female Future". Dette er en nasjonal satsing hvor NHO inviterer sine medlemsbedrifter til å bidra til at kvinneandelen i norske bedrifters ledelse og styrer styrkes.

Samarbeidet i selskapets Arbeidsmiljøutvalg (AMU) og Samarbeidsutvalg (SAMU) har også i 2005 fungert godt. Dette arbeidet danner et viktig fundament for et godt samarbeidsklima i bedriften.

VIRKSOMHETSSTYRING

God Eierstyring og selskapsledelse kjennetegnes ved et ansvarlig samspill mellom eier, styret og administrasjonen i et langsiktig, verdiskapende perspektiv. Selskapets verdigrunnlag og etiske retningslinjer danner viktige premisses for virksomhetsstyringen.

Petoro tilstreber en kontinuerlig bygging av bedriftskultur som preges av mulighetssøkende holdninger og et sunt internkontrollmiljø. God tillit til selskapet er avgjørende for at Petoro skal levere varige verdier for eier, ansatte

og samfunnet for øvrig. Selskapets styringsmodeller tar utgangspunkt i langsiktig verdiskaping, innrettet mot virksomhetens risikobilde og mål om kostnadseffektivitet. Informasjon fra selskapet skal være troverdig, tidsriktig og konsistent. Styret legger vekt på at styring av selskapets virksomhet videreutvikles i dynamiske prosesser mellom eier, styret og administrasjonen i henhold til sunne prinsipper for god virksomhetsstyring. Virksomhetsstyring er nærmere beskrevet i egen artikkel i selskapet årsrapport.

Jan M. Wennesland fratradte styret 29. april 2005. Ved selskapets generalforsamling i juni 2005 avsluttet også styrerepresentant Olav K. Christiansen sitt styreverv i selskapet, og to nye eierrepresentanter ble valgt; Per-Christian Endsjø og Nils-Henrik M. von der Fehr. Det var ingen øvrige endringer blant eiernes eller ansattes representanter i styret.

Som rettighetshaver for den største porteføljen på norsk sokkel arbeider selskapet målrettet for å oppnå effektiviseringsgevinster, kostnadsreduksjoner og økt utvinning av petroleum. For å sikre effektiv ressursutnyttelse med en organisasjon på 60 ansatte, prioriterer selskapet arbeidsinnsatsen i og mellom de ulike interessentskap. Denne prioriteringen er basert på verdimesig og strategisk betydning, tidskriticalitet og Petoros påvirkningsmulighet. For de interessentskapene som ikke blir prioritert, har Petoro engasjert forretningsførere som gjennomfører den daglige oppfølgingen.

Utviklingen i nasjonalt og internasjonalt regnskapsspråk har medført at flere av olje- og gassindustriens selskap har konvertert til IFRS (International Financial Reporting Standards), øvrige vesentlige selskaper vil konvertere ved inngangen til 2007. Rapportering i henhold til IFRS skal gi forbedret informasjon om virksomhetene. Petoro vil i 2006 utføre nødvendig arbeid slik at porteføljens regnskap fra 2007 rapporteres i henhold til nytt regnskapsspråk. Overgang til nytt regnskapsspråk forventes ikke å gi vesentlige endringer sammenlignet med dagens rapportering. Porteføljens regnskap vil uavhengig av slik omlegging også avlegges i henhold til statens kontantprinsipp.

RISIKO

For å ivareta det overordnede ansvar for virksomhetens styring og kontroll er styret opptatt av at selskapets styringsmodeller er effektive og målrettede og at virksomhetens risikoområder har høy oppmerksomhet. Som et ledd i slik kontinuerlig forbedring har selskapet i 2005 gjennomført eget prosjekt knyttet til implementering av helhetlig, systematisk risikostyring. Systematisk risikostyring som en integrert del av virksomhetens forretningsprosesser og internkontrollmiljø er et modningsarbeid, og planmessig kulturutvikling er avgjørende. Helhetlig risikostyring ivaretar vurderinger knyttet til forhold og hendelser som kan hindre virksomheten fra å nå fastsatte mål og gjennomføre valgte strategier. Risikostyring vil også i 2006 være et prioritert område.

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

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

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

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



ANDREA POZZO:
St. Ignazio's herlighet,
1691-94, fresko,
S. Ignazio, Roma.

I barokken bruker særlig jesuittene romillusjonismen i kirkene til å la betrakteren skue inn i de himmelske herligheter. Her åpner kirkens tak seg i en fantastisk illusjon mot et uendelig rom opp i himmelen. Typisk nok er kunstneren Andrea Pozzo egentlig matematiker.

Per-Christian Endsjø
(styremedlem)

John Magne Hvidsten
(ansattes representant)

Elen Carlson
(ansattes representant)



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

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

Nærmere redegjørelse om virksomhetens risikoforhold er gitt i Note 15.

FREMTIDSUTSIKTER

Det forventes nedgang i porteføljens oljeproduksjon i årene fremover, men produksjonen av gass vil øke. Produksjonen av gass i Europa er fallende, mens etterspørselen er stigende. Dette medfører økte muligheter for norsk gassavsetning i årene fremover.

Oljeprisen i 2005 nådde en topp i september og den var da i overkant av 65 US dollar per fat for datert Brent. Mot slutten av året falt oljeprisen noe tilbake og på årets siste dag var datert Brent priset til 58,2 US dollar. Den viktigste årsaken til de høye oljeprisene i 2005 var markedets bekymring for forsyningsproblemer, samt at den amerikanske sørkysten flere ganger ble rammet av uvær som reduserte produksjonen av olje og naturgass. Det er også produsert mindre olje fra Nordsjøen enn forventet. Den reduserte produksjonen fra Nordsjøen og USA har medført at nivået på produksjon utenfor OPEC er uendret fra året før. Dette til tross for at både landene i det tidligere Sovjetunionen og flere land i Afrika har økt sin produksjon vesentlig. De siste tall fra IEA viser at etterspørselen fra Kina i 2005 økte med om lag 200 tusen fat per dag. For 2006 forventer man at etterspørselen fra Kina vil øke med om lag 400 tusen fat per dag. Samtidig forventes det at den globale økonomiske veksten fortsatt vil være sterk og IEA forventer en global vekst i etterspørselen etter olje på 1,8 millioner fat per dag i 2006.

Prisen på gass var, i likhet med olje, høy i 2005. Dette som følge av at prisen på de fleste langsiktige europeiske gasskontraktene er indeksert mot oljeprodukter. I tillegg

var også gassprisen i UK, som er et tradisjonelt varemarked, til tider svært høy.

I følge tall fra IEA vokste forbruket av gass i Europa med 3,9 prosent de tre første kvartalene i 2005 sammenlignet med samme periode i 2004. I perioden 2003 - 2020 forventes det at etterspørselen i det europeiske gassmarkedet vil vokse med i underkant av to prosent per år, drevet hovedsakelig av økt etterspørsel etter gass til kraftproduksjon. Samtidig faller egenproduksjonen i Europa og dette medfører betydelig økt importbehov. Dette har økt fokuset på forsyningsikkerhet, og den senere tids utfordringer knyttet til leveranser fra Russland har aktualisert dette ytterligere. Med oppstart av Langeled i fjerde kvartal 2006, og oppstart av Ormen Lange gassfeltet i 2007, er SDØE godt posisjonert for å ta del i denne veksten. I tillegg er SDØE rettighetshaver i rørledningen Tampen Link som går fra Norge til Storbritannia via Flags-systemet. Tampen Link vil starte opp sent i 2007.

Handelsmønsteret for LNG har medført en gradvis globalisering av gassmarkedene, som tidligere hadde en stor grad av regional karakter. Handel med LNG skjer i dag med basis i både langsiktige kontrakter og i spotmarkedet. Nye LNG-prosjekter, med tilhørende transport og mottaksterminaler i USA og Europa bygges ut i stort tempo. SDØE er posisjonert i LNG-kjeden gjennom sin andel i Snøhvit. SDØEs andel av Snøhvitgassen er solgt til det spanske og amerikanske markedet.

I 2006 forventer markedet at oljeprisen vil holde seg på et relativt høyt nivå, noe i overkant av prisen i 2005. God vekst i verdensøkonomien og en forsynings-situasjon som ikke har kapasitet til å håndtere større produksjonsproblemer er begge faktorer som trekker mot en høy oljepris i tiden fremover. Markedet forventer at gassprisen i Storbritannia vil ligge høyere enn i 2005. Også de langsiktige gasskontraktene som er indeksert mot oljeprodukter kan forventes å ligge høyere i 2006, dette som følge av den høye oljeprisen det siste året.

PETORO AS AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRFORHOLD

Selskapets aksjekapital var 10,0 millioner kroner per

31. desember 2005, fordelt på 10 tusen aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, er eiere av selskapets aksjer. Petoros forretningskontor er i Stavanger.

PETORO AS ÅRSRESULTAT OG DISPONERINGER

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

Aksjeselskapets driftskostnader dekkes gjennom årlige bevilgninger over statsbudsjettet. Årets driftsinntekter var 177,9 millioner kroner bestående av netto driftstilskudd fra staten på 174,3 millioner kroner tillagt inntektsføring av utsatt inntekt og annen inntekt på til sammen 6,0 millioner kroner samt fratrukket netto aktiverte investeringer 2,4 millioner kroner.

Bevilgning fra staten i 2005 var 217,9 millioner kroner mot 203 millioner kroner året før. Bevilgede midler inkluderer merverdiavgift, slik at disponibelt beløp var

174,3 millioner kroner for 2005 og 163,7 millioner kroner for 2004.

Årets driftskostnader var 177,9 millioner kroner, mot 166,7 millioner kroner i 2004. I hovedsak var driftskostnadene knyttet til lønnskostnader, administrasjonskostnader samt kjøp av eksterne tjenester, herunder IKT-tjenester og regnskapstjenester. Kjøp av spisskompetanse knyttet til oppfølgingen av porteføljens utvinningstillatelser utgjør en vesentlig andel av selskapets driftskostnader.

Netto finansinntekter for 2005 var 1,0 millioner kroner knyttet til renteinntekter for avkastning på selskapets overskuddslikviditet, tilsvarende som i 2004.

Årsresultatet viser et overskudd på 0,9 millioner kroner etter finansinntekter. Styret foreslår at overskuddet overføres til annen egenkapital. Selskapets frie egenkapital er 5,7 millioner kroner.


Midler til driften av Petoro bevilges av staten som er direkte ansvarlig for de forpliktelser selskapet pådrar seg ved kontrakt eller på annen måte. I henhold til regnskapslovens § 3-3 og § 3-2a bekrefter styret at porteføljens og aksjeselskapets årsregnskap gir et rettviseende bilde av virksomhetenes eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat, samt at årsoppgjøret er avlagt under forutsetning om fortsatt drift.


Stavanger, 23. februar 2006

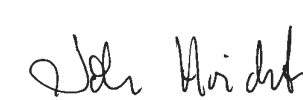

Bente Rathe
Styreleder


Jørgen Lund
Nestleder


Ingelise Arntsen
Styremedlem


Per-Christian Endsjø
Styremedlem


Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem


John Magne Hvidsten
Ansattes rep.


Elen Carlson
Ansattes rep.


Kjell Pedersen
Adm. dir.

Fremveksten av arkitektur i glass og jern i løpet av 1800-tallet

Utviklingen av kunstneriske og arkitektoniske uttrykk skyldes ikke bare samfunnsmessige eller filosofiske endringer. Også vitenskapelige gjennombrudd og nye teknologiske muligheter har påvirket estetikken.

I og med den industrielle revolusjon fikk man mulighetene og kapasitet på grunn av større volum på produksjonsenhetene til å bruke støpejern i stor skala ved praktiske konstruksjoner som broer. Bildet viser verdens eldste jernbro, som naturlig nok ble bygget i Storbritannia. Materialets vekt i forhold til dets elastisitet og bæreevne gjorde det egnet til slike formål.

Når det gjaldt rene bygninger var man mer reservert til jern som byggemateriale. Både i England og Frankrike ble jern på denne tiden brukt i bærende konstruksjoner i for eksempel teatre og fabrikker, men da først og fremst for å gjøre bygningene brannsikre. Jernelementene var tildekket. Man anså dem ikke som estetisk interessante.

ABRAHAM DARBY:
Coalbrookdale bridge, 1777-81. Shopshire, Storbritannia.



Fire dødsfall i 2005

Fire personer mistet livet i ulykker på eller i tilknytning til anlegg der Petoro forvalter eierandeler i 2005. Disse ulykkene preger dermed sikkerhetssiden i året som gikk. På miljøsidan har utslipp av olje gått kraftig opp, i hovedsak som følge av et større akuttutslipp på Nornefeltet. Utslippene av karbondioksid (CO₂) og nitrogen-oksider (NO_x) viser liten endring, mens utslipp av flyktige organiske sammensetninger (VOC) fortsetter sin nedadgående trend.

To av dødsfallene i 2005 skjedde i forbindelse med feltutbygging – det ene ved bygging av dekket til Kristin-plattformen på Stord og det andre ved landanlegget for Ormen Langefeltet i Nyhamna på Nordvestlandet. Ett dødsfall skjedde under utbygging av et gasslager i Aldbrough i Storbritannia og i oktober omkom et av mannskapet om bord på skipet *Sally Knudsen* under arbeid ved kai på Mongstad.

Gjennomsnittlig var det 8,3 personskader per millioner arbeidstimer (H2) i 2005 på anlegg med SDØE-andeler. Dette betyr at Petoros mål om reduksjon av antall personskader fra 2004 ikke ble nådd. Gjennomsnittlig antall alvorlige hendelser per anlegg var 3,6, så vidt innenfor målet for reduksjon.

Det er fortsatt behov for skarpt fokus på sikkerheten og på gode styringsmodeller og holdningsskapende arbeid som virkemidler for forbedring. Petoro følger selskapets eget styringssystem som stiller krav om systematisk arbeid i lisensene for å forbedre HMS-resultatene. Blant annet gjennomføres regelmessige bilaterale ledelsesmøter med de største operatørene. Petoro har i 2005 deltatt på flere ledelsesinspeksjoner på utvalgte felt og installasjoner som har hatt negativ resultatutvikling.

Hvert punkt i figuren representerer et anlegg, og plasseringen av punktet viser hvordan det aktuelle anlegget kom ut i forhold til personskader (H2) og alvorlige hendelser i 2005. Det store punktet markerer gjennomsnittet for alle anleggene i porteføljen.

Figur 1: Alvorlige hendelser og H2 per 31.12.2005



HENRI LABROUSTE: Sainte-Genevièvebiblioteket i Paris, 1838-50.

Bygningen er den første større konstruksjon der hovedelementene er glass og jern som muliggjør en lett og lys lesesal. Den indre jernkonstruksjonen er imidlertid satt inn i et stenboks-eksteriør av mer tradisjonell karakter. Det er også typisk at man i interiørets støpte former etterligner de klassiske søylene fra stenarkitekturen.



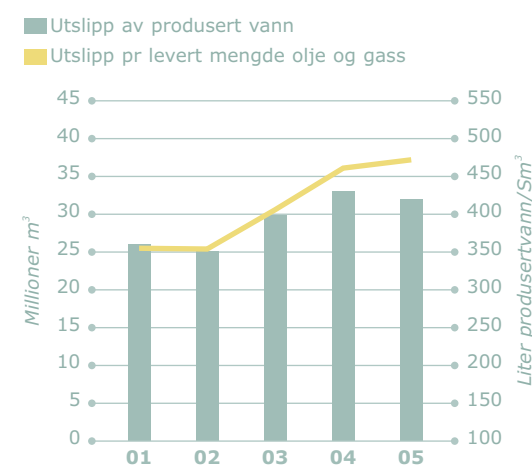
I Petoros kontorer i Stavanger, ble det i 2005 registrert tre uønskede hendelser, herunder en personskade på en leverandør-ansatt som arbeider i Petoros lokaler. Det har ikke vært skader på selskapets egne ansatte.

Implementering av nullutslipp

Planene om null utslipp av miljøfarlige stoffer som industrien fastsatte i 2003, skulle vært implementert i løpet av 2005. Ved utgangen av året er det likevel flere felt som har avvik i implementeringen av tiltak. Petoro vil fortsette arbeidet for å møte miljøkravene om reduksjon av oljeutslipp. Hovedkilden til slike utslipp er oljerester som følger med vann opp fra undergrunnen («produsert vann»).

De grafiske fremstillingene av utslipp omfatter alle felt og interessentselskaper som Petoro forvalter eierandeler i, og viser SDØEs andel av totalutslippene.

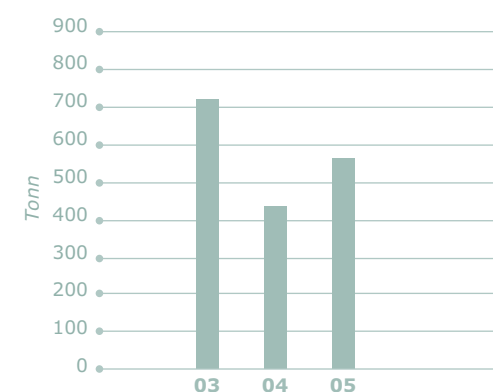
Figur 2 – Utslipp av produsert vann og mengde produsert vann per Sm³ o.e. olje og gass levert



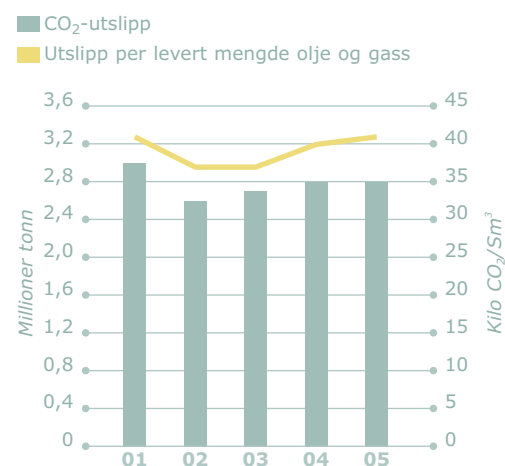
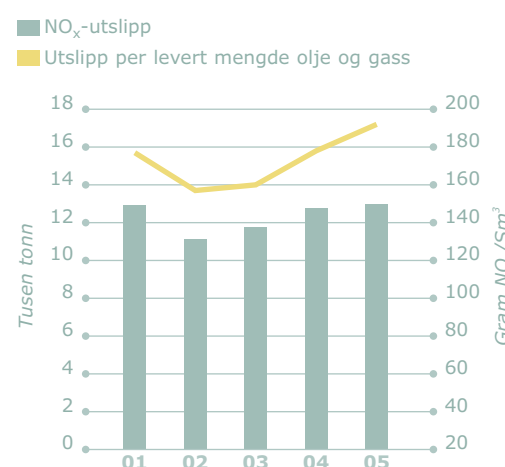
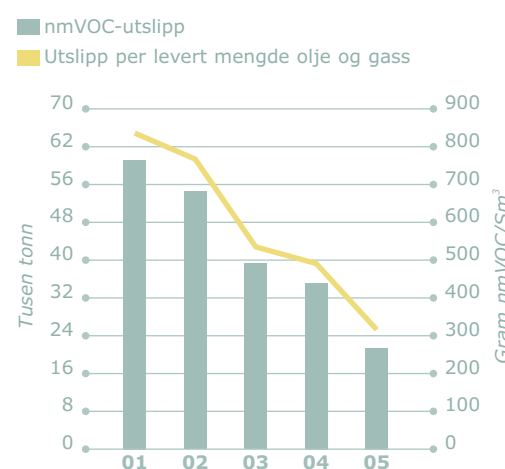
Produksjon av formasjonsvann og utslipp av dette til sjø har vært økende de senere årene, noe som skyldes at mange oljefelt i moden fase produserer stadig mer vann i forhold til olje. I 2005 bikket kurven for porteføljens utslipp såvidt nedover, noe som har sammenheng med signifikant økning i mengde produsert vann som pumpes tilbake i undergrunnen i felt der Petoro forvalter stor eierandel. Nedgangen i utslipp av produsert vann er imidlertid mindre enn nedgangen i olje- og gassproduksjonen, noe som fremgår av figur 2.

I årets rapport er en ny standardisert metode for bestemmelse av mengde dispergert olje i utslippet formasjonsvann tatt i bruk (ISO-metoden). Metoden gir noe lavere utslipp enn IS Freon-metoden som ble brukt tidligere. Grafene vil derfor avvike noe fra det som er publisert i tidligere årsrapporter fra Petoro.

Figur 3 – Utslipp av olje til sjø



Figur 3 viser at de totale utslipp av olje fra porteføljen har økt med ca. 30 prosent fra 2004 til 2005. Den dominerende bidragsyter til denne utviklingen var et større akuttutslipp i 2005 på Nornefeltet, der Petoro er rettighetshaver for en betydelig eierandel. Dette medfører også at total mengde olje sluppet til sjø har økt kraftigere fra 2004 til 2005 for porteføljen enn for sokkelen generelt.

Figur 4 – Utslipp av CO₂**Figur 5 – Utslipp NO_x****Figur 6 – Utslipp av nmVOC**

Utslippene av CO₂ viser en marginal reduksjon fra 2004, mens det for sokkelen totalt er en marginal økning. Figur 4 viser utslippene pr. levert mengde olje og gass målt i olje-ekvivalenter (o.e.).

Utslippene av nitrogenoksider (NO_x) viser også bare marginale endringer fra 2004. Dette fremgår av figur 5. Når trenden fra 2004 har vært svakt økende for NO_x, mens den er svakt nedadgående for CO₂, skyldes dette økt produksjonsboring fra flyttbare innretninger. Flyttbare innretninger bruker dieselmotorer som har vesentlig høyere utslipp av NO_x per uttatt kWh enn det en finner på faste produksjonsinnretninger som hovedsakelig har sine utslipp fra gassturbiner. Økningen er imidlertid mindre for porteføljen enn for sokkelen generelt. Dette skyldes at den vesentlige økningen i utslipp fra flyttbare innretninger kom fra felt der SDØE har lave eller ingen eierandeler.

Utslippene av flyktige organiske forbindelser (NMVOC) (figur 6) viser en markant nedgang fra 2004, både når det gjelder totale utslipp og utslipp per levert mengde olje. Dette er en tendens som har pågått siden år 2000 og skyldes først og fremst innføring av utslippreduserende tiltak på skytteltankere og offshore lager-anlegg.

Ledelsen i Petoro AS

Nina Lie,
økonomi

Olav Boye Sivertsen,
juridisk

Roy Ruså,
teknologi/IKT



Grete Willumsen,
administrasjon
og personalutvikling

Sveinung Sletten,
informasjon/
samfunnskontakt

Dag Omre,
kommersiell



Laurits Haga,
marked/avsetning

Tor Rasmus Skjærpe,
lisensoppfølging

Kjell Pedersen,
administrerende
direktør



JOHN PAXTON:
Crystal Palace, London,
1851.

Crystal Palace ble laget som utstillingshall til verdensutstillingen i London i 1851. Første rene bygning i glass og jern, og i sin helhet laget av prefabrikkerte deler. Bygningen skulle være lett å demontere for flytting og annengangs bruk. Etter verdensutstillingen ble anlegget flyttet til Sydenham sør i London.



▲ **FERDINAND DUTERT:**
Palais des Machines, Paris, 1886-89.

► **GUSTAVE EIFFEL:**
Eiffeltårnet under bygning.
Samtidig tegning, 1887-89.



Maskinpalasset var hovedutstillingshall til verdensutstillingen i Paris i 1889. Eiffeltårnet derimot ble laget til verdensutstillingen for å vise hvor høyt man kunne bygge i jern. Dermed blir utformingen mer funksjonell enn estetisk. Konstruksjonen får den formen som er nødvendig for å oppnå maksimal høyde. De to arkitektene Dutert og Eiffel tilhørte en ny generasjon arkitekter som ikke var utdannet som tidligere ved kunstakademiene, men hadde ingeniør-bakgrunn.

Impresjonisme/ekspresjonisme: Det modernistiske maleriets fødsel



Da fotografiet dukket opp i 1840-årene, ble det i første omgang oppfattet som et nyttig korrektiv for malerne til å se virkeligheten med «nye øyne», og frigjøre seg fra de gammelmodige billedkonvensjoner. Men ganske raskt ble fotografiet en konkurrent, som blant annet overtok for en stor del det lukrative portrettmarkedet. I 1874 arrangerte en gruppe nytenkende malere en utstilling i Paris. Lederen Claude Monet viste bildet «Impression, soloppgang», som viser en morgenstemning fra havnen i Le Havre. På bakgrunn av denne tittelen kalte en anmelder gruppen «impresjonistene». Monets ide er at den synlige virkelighet egentlig bare består av lys og farger, altså noe som fotografiet på denne tiden ikke maktet å skildre. Følgelig sees krusninger på vannoverflaten klarere enn de store heisekranene og kaiene i bakgrunnen, fordi vi ser ned på vannflaten, men bakgrunnen i motlys. Etter kort tid vil solen være kommet lenger opp på himmelen, og den visuelle situasjon fullstendig forandret.

CLAUDE MONET:
Impression, soloppgang, 1874,
olje på lerret, Musée Marmottán, Paris.

Dobbel gevinst

Av Nina Morgan

I teorien kan økt oljeutvinning ved bruk av karbondioksid (CO₂) høres ut som svaret på oljeindustriens bønner, med gevinst både for industrien og miljøet. Men selv om det ikke finnes noen store tekniske hindringer mot å bruke CO₂ til økt oljeutvinning, er denne teknologien per i dag ikke i bruk i Europa. Hvordan ser fremtiden ut for denne metoden? En fersk rapport fra Joint Research Centre i Den europeiske kommisjonen har undersøkt problemstillingen.

Rimelig og rikelig energi er basis for den europeiske livsstilen og en avgjørende ingrediens for økonomisk velstand. Ved inngangen til det 21. århundret står imidlertid verden overfor en stor utfordring, nemlig å dreie energiforbruket i retning et virkelig bærekraftig energisystem; et system som sikrer at vi har tilgang til den energien vi trenger, med minimale miljøskader.

Enhver teknologi som muliggjør økt utvinning fra eksisterende ressurser, forbedrer forsyningssikkerheten for Europas befolkning og reduserer utslipp av CO₂ – gassen som sterkest knyttes til temaet global oppvarming – må derfor i utgangspunktet være av det gode.

I et slikt lys synes derfor bruk av CO₂ til økt oljeutvinning å være et opplagt valg. Og riktignok er flere oljeselskap i Europa i ferd med å se på muligheten av å bruke CO₂ på denne måten. Men selv om det ikke er noen åpenbare tekniske barrierer og selv om metoden er kommersialisert andre steder, så er den ikke tatt i bruk i Europa.

Hvorfor?

Økonomiske faktorer slik som den relative høye kostnaden for CO₂, de høye investerings- og driftskostnadene for offshorefelt samt oljeprisregimet inntil nylig, er hovedårsaker ifølge Den europeiske kommisjonens rapport «Økt oljeutvinning ved bruk av karbondioksid i det europeiske energisystemet». Rapporten ble publisert i desember 2005 av Institute for Energy i Petten, Nederland. Instituttet er del av Directorate General Joint Research Centre innen Den europeiske kommisjonen.

Men en detaljert økonomisk analyse utført i forbindelse med denne rapporten indikerer at dersom dagens oljepriser legges til grunn og spesielt dersom det gis økonomiske insentiver for å oppmuntre til lagring av CO₂,

så ville en rekke prosjekter for økt oljeutvinning basert på bruk av CO₂ kunne bli lønnsomme i Nordsjøen. Ifølge rapporten ville slike prosjekter kunne by på flere fordeler i Europa: økt utvinningen fra felt i Nordsjøen som nærmer seg slutten av sin produksjonstid, styrking av forsyningssikkerheten for energi i Europa samt miljøfordeler i form av reduserte CO₂-utslipp.

Hvordan fungerer CO₂-injeksjon?

Det grunnleggende prinsippet bak CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning er enkelt. Karbondioksid fra kraftverk eller andre menneskeskapt kilder injiseres i oljefelt som nesten har nådd slutten av sin produksjonstid. Dette vil hjelpe til å utvinne noe av den gjenværende oljen og dermed potensielt generere inntekter som bidrar til den totale økonomien. Når så feltet avslutter sin oljeproduksjon, lagres CO₂ i de geologiske formasjonene. En slik geologisk deponering anses som den beste løsningen på lagring av karbondioksid og i visse tilfeller kan man derfor oppnå ekstra inntekter gjennom CO₂-kreditter eller annen form for økonomisk støtte.

Fra et miljøteknisk synspunkt er det svært fornuftig å lagre CO₂ i olje- og gassfelt fordi all injisert CO₂ vil forbli lagret lenge nok til at dette kan anses å være et godt alternativ i kampen mot klimaendringene. Geologisk lagring av CO₂ er blitt praktisert, om enn i liten skala, siden 1980-årene.

For tiden er den eneste kommersielle geologiske CO₂-lagringen den som skjer på Sleipnerfeltet i Nordsjøen hvor én million tonn CO₂, som tilsvarer utslipp fra et 140 MW kraftverk, injiseres hvert år i en vannfylt formasjon. Men ideen om geologisk lagring får økt tilslutning. CO₂-injeksjon i et gassfelt er nylig igangsatt i In-Salah i Algerie og et tilsvarende prosjekt er under utbygging på gassfeltet Snøhvit i Barentshavet.

I et produksjonsteknisk perspektiv er injeksjon av CO₂ en god såkalt tertiær metode for økt utvinning av reservene. Den primære metoden er trykkavlastning og den sekundære trykkstøtte med injeksjon av vann eller gass. Når CO₂ pumpes ned i et oljereservoar mobiliseres restolje som ikke produseres ved primær eller sekundær metode. Samtidig vil CO₂ blande seg med og svulle oljen, og redusere overflatespenninger.

Dette forbedrer oljens evne til å flyte og gir dermed økt produksjon. En slik tertiær utvinningsprosess basert på blandbarhet av CO₂ i oljen er allerede sett på som kommersiell teknologi og er i bruk på noen landfelt i Nord-Amerika.

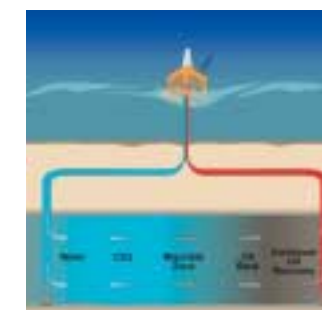
Det er også mulig å bruke CO₂ i reservoarer der den ikke blander seg med oljen, men dette er ikke et alternativ som blir sett på av oljeselskapene i Nordsjøen.

Data fra anvendelse på land i USA har demonstrert at bruk av CO₂-konseptet kan øke oljeutvinningen med 9 % til 18 % utover det som oppnås med konvensjonelle utvinningsmetoder. Imidlertid avhenger det eksakte ekstra oljevolumet av injeksjonsmetoden som benyttes samt egenskapene til det enkelte reservoar og den råoljen det inneholder. Vurderinger av om et prosjekt for CO₂-injeksjon kan gjennomføres og hvilken økonomi det i så fall gir, må derfor ta i betraktning egenskapene til det enkelte reservoar og feltets lokalisering.

Når man så legger til at tettheten av brønner er lavere offshore på grunn av kostnadene, så er det klart at både økonomien og operative forhold gjør det mer utfordrende å få til slike prosjekt på offshorefelt. Ikke desto mindre viser beregningene at den ekstra produksjonen som oppnås ved bruk av CO₂ for å øke oljeutvinning, kan bli betydelig, selv om foreløpig reservoarmodellering indikerer at oljeutvinningsratene sannsynligvis vil være lavere i Nordsjøen enn i USA.

Potensielle kostnader og gevinster

Beregningene i EU-rapporten er basert på data innsamlet av rapportens forfattere fra 81 aktive oljefelt på britisk, norsk og dansk sokkel i Nordsjøen. Hvert av feltene har mer enn 73 millioner fat oljereserver. Ved



Vanninjeksjon er en sekundær utvinningsmetode som virker ved at vannet gir trykkstøtte til reservoaret. Karbondioksid har den tilleggs virkning at det blander seg med oljen og gjør at denne lettere flyter ut av reservoaret. På denne figuren er vist at man kan kombinere vann- og CO₂-injeksjon. Illustrasjon: Hydro

å anslå det maksimale potensialet for økt utvinning av olje fra hvert felt basert på CO₂-injeksjon, har forfatterne kommet til at det samlede potensialet på norsk sokkel er ca 4,2 milliarder fat. Til sammenligning anslår de at for britisk sokkel er potensialet for ekstra produksjon ca 2,7 milliarder fat og fra dansk sokkel ca 0,4 milliarder fat. Her skal nevnes at det norske Oljedirektoratet våren 2005 beregnet et teknisk potensial på ca to milliarder fat olje fra om lag 20 felt på norsk sokkel.

Rapporten fra EUs Joint Research Centre har i tillegg til det tekniske potensialet også vurdert økonomien i brukt av CO₂ for økt oljeutvinning på 15 oljefelt i Nordsjøen. Felles for disse feltene er at mer enn 80 % av reservene var utvunnet. Her har man tatt i betraktning ulike oljeutvinningsfaktorer, oljeprisbaner og kvotepriser for CO₂. Analysen forutsatte at CO₂ ville bli hentet fra eksisterende kullfyrte kraftstasjoner på land, og transportert til hvert oljefelt via en egen rørledning.

Denne økonomiske analysen antyder at spesielt dersom de økonomiske insentivene for karbondioksidlagring var til stede, ville økt oljeutvinning basert på CO₂ i Nordsjøen være lønnsomt. Forfatterne konkluderte at med gunstige oljeutvinningsfaktorer (9 og 18 % ekstra olje fra hhv blandbare og ikke-blandbare injeksjon, 10 % diskonteringsrate, og uten å ta hensyn til skatter og inflasjon) og et lavt prisscenario på \$25 per fat olje og €15 per tonn CO₂, kunne økt oljeutvinning ved bruk av CO₂ være økonomisk lønnsomt på ni av de 15 undersøkte feltene.

Rapportens forfattere har også beregnet at bruk av CO₂ for å øke oljeutvinning ville være lønnsomt på alle de undersøkte feltene med en oljepris på \$35 per fat

For å utforske sine impresjonistiske teorier, ble det naturlig for Monet å arbeide i serier, der han malte det samme motivet på ulike tider av døgnet og under forskjellige værforhold. Dermed skulle det vises at den såkalte virkeligheten er et relativt begrep, som er helt avhengig av farge- og lysforhold. Det å male blir et slags forskningsprosjekt.

Dette er en av de første seriene hans, som typisk nok henter sitt motiv fra det hektiske livet på en jernbanelinje, selve hjertet i storbyens kommunikasjon, og i seg selv et symbol på «la vie moderne», det moderne pulserende storbyliv. Røyken som oser ut av de nye fartsvidundrene, lokomotivene, var dessuten velegnet som tema for impresjonistene.

CLAUDE MONET:
Interiør Gare St. Lazare, 1877, Musée d'Orsay, Paris.



CLAUDE MONET:
Gare St. Lazare, 1877, Fogg Art Museum, Cambridge.



CLAUDE MONET:
Le Pont de Rome (Gare Saint-Lazare) 1877, Musée Marmottan.



og en kvotepris på €25 per tonn CO₂. I betraktning av at Brent-råolje over lang tid har blitt solgt for ca \$50-60 per fat skulle de økonomiske forholdene være enda gunstigere. Under optimale forhold ville CO₂-prosjekter i Nordsjøen potensielt kunne produsere inntil 18 millioner fat olje årlig samtidig som 60 millioner tonn CO₂ ble lagret i løpet av en driftsperiode på 20 år.

Hva hindrer oss?

Likevel har altså bruk av CO₂ for å øke oljeutvinning ikke tatt av i Europa, i motsetning til i USA. En grunn er forskjellene i utbyggingsløsning mellom felt til havs og på land.

En annen faktor som rapporten trekker frem, er kostnadene forbundet med å få tak i CO₂ i Europa. I USA og Canada blir betydelige mengder CO₂ fanget fra seks kjemiske- og gassbehandlingsanlegg, mens i de fleste prosjektene hentes CO₂ fra i naturlige reservoarer i undergrunnen i nærheten av injeksjonsstedene. Som et resultat er CO₂ tilgjengelig i store kvanta til lav pris. I Europa, derimot, er større forbrenningsanlegg, slik som kraftstasjoner på land, den potensielle hovedkilden til CO₂ for bruk til økt utvinning på offshorefelt.

Dette gir tilleggsutfordringer og øker kostnadene. For eksempel vil det være nødvendig å skille CO₂ ut fra avgassene. Separasjon og fangst av CO₂ fra kraftstasjoner i stor skala har til nå ikke vist seg å være lønnsomt. I tillegg ville det være nødvendig å transportere CO₂-volumene til oljefeltene for injeksjon. Og ettersom de fleste europeiske oljefelt ligger til havs og i betydelig avstand til kraftstasjoner på land, ville det være nødvendig å utvikle en transportinfrastruktur for å bringe CO₂-volumene til injeksjonslokasjonene.

Selv om de tekniske utfordringene kan være overkommelige, vil kostnadene med å fange CO₂-volumene, transporten og injeksjon øke oljens produksjonskostnader betydelig. Dette har tendert til å gjøre økonomien i CO₂-prosjekter for økt oljeutvinning uoverkommelige på europeiske felt med det oljeprisregimet man har hatt frem til for få år siden, særlig i lys av de høye drifts- og investeringskostnadene forbundet med prosjekter til havs.

En ytterligere økonomisk ulempe er usikkerhet om man vil være kvalifisert til økonomisk støtte. Miljøbekymringer om varigheten og sikkerheten forbundet med CO₂-lagring i undergrunnen, har ført til at det stilles spørsmål om CO₂-lagring etter økt oljeutvinning er berettiget økonomiske insentiver via mekanismene som ligger til grunn for handel med utslippskvoter.

Tidene forandrer seg

Imidlertid er det europeiske energiområdet i endring, og dette kan også påvirke mulighetene for økt oljeutvinning basert på injeksjon av CO₂. På miljösidene er det et stort press på myndighetene for å bremse CO₂-utslippene i samsvar med Koyoto-forpliktelsene og fremtidige forpliktelser. De politiske holdningene er i ferd med å endres. Som et resultat er CO₂-fangst og lagringsteknologi en av hovedoppsjonene som nå vurderes for å redusere karbonutslipp (se for eksempel www.co2captureproject.org).

Den direkte virkningen på klimagassutslipp ved bruk av CO₂ til økt oljeutvinning vil i hovedsak gjelde landene som ligger nærmest oljefeltene – det vil si rundt Nordsjøen. Men økt oljeutvinning basert på CO₂ ville likevel hjelpe alle EU-land ved at dette støtter opp om Lisboa-strategien som har som mål å gjøre EU til den mest dynamiske og konkurransedyktige kunnskapsbaserte økonomien i verden innen 2010. Dette skal oppnås ved at man etablerer nye insitament og muligheter til å utvikle avansert energikonverteringsteknologi basert på dekarbonisering av fossilt brennstoff. I tillegg vil kunnskapen som oppnås gjennom CO₂ for økt oljeutvinning i Nordsjøen også kunne anvendes ved andre geologiske CO₂-lagringsprosjekt i Europa.

Sett i et økonomisk perspektiv er de ca fem milliarder tonn CO₂-lagringskapasitet som Nordsjøfelt kan tilby lite sammenlignet med et årlig totalutslipp av klimagasser på fire milliarder tonn i EU-området. Likevel vil ordningen med utslippshandel sannsynligvis være et økonomisk insitament til å implementere prosjekter for CO₂-injeksjon til økt oljeutvinning. Videre vil de høye oljeprisene kunne rettferdiggjøre investeringer i oljeggjennvinningsprosjekter som tidligere ble ansett som uøkonomiske. Alt i alt konkluderer rapporten at økt oljeutvinning ved bruk av CO₂ vil kunne bli et økonomisk lønnsomt alternativ i Nordsjøen.

Ifølge rapporten nærmer man seg tiden for å sette i gang nå. Mange store oljefelt i Nordsjøen nærmer seg slutten av sin produksjonstid og oljeselskapene ser følgelig på utviklingsmulighetene. For når produksjonsinfrastrukturen er stengt ned, er det for sent. Og i så fall, sier rapportens forfattere, ville en viktig mulighet være tapt.

Petoro har bedt frilansjournalist innen vitenskap og teknologi, Nina Morgan, om å skrive denne artikkelen basert på rapporten EUR 21895, *Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system*, av E. Tzimas, A. Georgakaki, C. Garcia Cortes og S.D. Peteves ved Institute for Energy, Petten, Nederland, og som er en del av Directorate General Joint Research. EUR-rapporten representerer ikke nødvendigvis oppfatningen til Den europeiske kommisjonen.

Nina Morgan (ninamorgan@lineone.net) er basert i Storbritannia, har doktorgrad i geovitenskap (PhD in Earth Sciences) og arbeidet i syv år innen oljeleting før hun begynte med sin tekniske skribentvirksomhet i 1986.

Petoro har funnet EU-rapporten interessant i forhold til selskapets eget arbeid med å identifisere kandidatfelt for CO₂-injeksjon på norsk sokkel, men rapporten eller Morgans artikkel reflekterer ikke nødvendigvis selskapets oppfatninger omkring temaet.

CO₂-injeksjon viktig for mål om utvinningsgrad i oljefelt

Det er vanskelig å se andre injeksjonsmidler enn CO₂ som i slutfasen av feltene kan gjøres tilgjengelig i mengder som monner for å øke utvinningsgraden for olje på norsk sokkel fra dagens 46 prosent til Oljedirektoratets mål om 55 prosent. Dette sier Jan Rosnes, prosjektleder for Petoros vurdering av norske felt som kan være kandidater for CO₂-injeksjon.

Våren 2006 er en egen prosjektgruppe i Petoro i gang med å finne feltene hvor verdiskapingen kan være størst ved injeksjon av CO₂. Petoro gjør dette arbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet og som ledd i et større prosjekt for å se på muligheten av å etablere en verdikjede for CO₂. Arbeidet koordineres av Gassco som avgir rapport til myndighetene 1. juni.

Jan Rosnes er til vanlig leder for Petoros oppfølging av Oseberg/Grane-området, men leder nå selskapets CO₂-prosjekt. Han viser til at Petoro helt fra etableringen av selskapet i 2001/2002 har arbeidet for å øke utvinningen fra de modne områdene på norsk sokkel. Som tidligere leder for selskapets satsing i Tampen-området, var han i 2003-2004 sterkt engasjert i spørsmålet om bruk av CO₂ på Gullfaksfeltet.

«Vi arbeidet sammen med de to andre rettighetshaverne, Statoil og Hydro, for å øke utvinningen fra dette viktige feltet på norsk sokkel. På vårt initiativ ble programmet for vanninjeksjon i feltet endret. Resultatet ble så bra at vanninjeksjonen faktisk «spiste opp» en del av potensialet for senere CO₂-injeksjon. Dette var en medvirkende årsak til at vi etter et par ekstrarunder våren 2004 likevel ikke fant tilstrekkelig lønnsomhet i et CO₂-prosjekt på Gullfaks,» sier han.

Heller ikke Oljedirektoratet fant det lønnsomt å satse på CO₂-injeksjon i en rapport som kom ut våren 2005, hvis ikke oljeprisen kom opp med 30 USD/fat. Men Rosnes peker på at etter den tid har tre vesentlige forutsetninger endret seg: Oljeselskapene har justert opp sine langsiktige oljeprisforventninger fra ca 20 dollar per fat til ca 30 dollar per fat, kvoteprisen i den internasjonale handelen med CO₂ har lagt seg på 20-25 Euro per tonn som er et høyere nivå enn forventet, og teknologiutvikling presser rensekostnadene ned.

For øvrig synes han det er positivt at spørsmålet om bruk av CO₂ på norsk sokkel ikke lenger står og faller med Gullfaksfeltet. «Både de sju feltene vi har pekt på og det annonserte samarbeidet mellom Statoil og Shell om en CO₂-verdikjede for injeksjon i feltene Draugen og Heidrun, viser at flere felt er aktuelle,» sier Rosnes, som kan se for seg at et første steg kan være CO₂-injeksjon i ett stort felt, eller i flere mindre felt. Antallet felt, samt størrelsen på disse, vil i stor grad avhenge av tilgjengeligheten på CO₂, og prisen på denne, legger han til.

Arve Mamre er reservoarspesialisten i Petoros CO₂-gruppe. Han forklarer at utvinningen fra et oljefelt typisk skjer i tre faser: *Primær* utvinning foregår ved at man borer brønner og produserer olje ved trykkavlastning. *Sekundær* utvinning oppnås i form av trykkstøtte ved at man pumper inn vann eller gass. Tertiær utvinning kan være å pumpe inn CO₂ som under bestemte forhold blander seg med reservoaroljen og gjør at den flyter lettere gjennom reservoaret. Dette fører til at en større del av oljen kan produseres. CO₂ egner seg for økt utvinning i noen felt, men ikke i alle.

Mamre sier injeksjon av CO₂ er vel kjent fra felt i USA. Erfaringene derfra kan tilpasses felt på norsk sokkel som et betydelig potensial for verdiskaping. På Gullfaksfeltet er CO₂ injeksjon studert inngående, med en forventet økt utvinning på godt over 100 millioner fat olje.

Jan Rosnes sier det per i dag er vanskelig å se andre injeksjonsmidler enn CO₂ som er tilgjengelig i tilstrekkelig volum til at Oljedirektoratets mål om 55 prosent utvinningsgrad på norsk sokkel kan nås. «Jeg ser ikke bort fra at andre metoder for tertiær utvinning, som for eksempel bruk av tensider (såper) eller kjemikalier kan være enklere og isolert sett kanskje mer lønnsomt på mindre felt. Men skal vi løfte den totale utvinningen på



CO₂-teamet fra venstre: Svein Helland, Arve Mamre, Sonja Ytreland og Jan Rosnes.

sokkelen fra dagens 46 prosent til Oljedirektoratets mål om 55 prosent, så tror jeg per i dag at vi må ta i bruk CO₂ for å få frem volum som monner,» sier han.

Om Petoros arbeid sier prosjektlederen at ca 40 felt ble underlagt en forenklet gjennomgang før de sju ble valgt ut for nærmere vurdering. Disse er Draugen i Norskehavet, Gullfaks, Sygna, Oseberg Øst og Brage i Nordlige Nordsjøen, Volve i Sleipner-området og Gyda i den sydlige delen av Nordsjøen. I Petoros endelige anbefaling er det sannsynlig at færre enn de syv feltene blir pekt på som kandidater til et første steg mot et CO₂-prosjekt.

Kriterier for valg av felt er tilstedeværende reserver, forventet utvinningsgrad og hvilken effekt injeksjon av karbondioksid vil ha på utvinningsgraden. Dette vil i neste omgang påvirke inntekspotensialet.

Men også kostnadene er en viktig del av utvalgsriteriene. Sonja Ytreland i CO₂-gruppen ser på prosessanlegg og forhold som materialkvaliteter i brønner, rørledninger og anlegg. «Ved å sammenholde inntektsmulighetene med kostnadene får vi en indikasjon på de enkelte feltenes betalingsevne for CO₂. Dette blir igjen avgjørende for valg av felt,» sier hun.

Også feltenes beliggenhet i forhold til mulige CO₂-kilder blir viktig for valg av felt. Før Gassco avgir sin rapport til Olje- og energidepartementet 1. juni, skal man derfor sammenholde Petoros mulige felt med Gassnovas liste av mulige kilder til CO₂.

På spørsmål om han har perspektiver på bruk av CO₂ utover et første begrenset prosjekt, sier Rosnes at han tror et eventuelt første steg vil gjøre CO₂-injeksjon til en interessant verdiskapingsmulighet også for flere felt i samme område. «Og skal vi først snakke om perspektiver, går det også an å se hen til det høye CO₂-innholdet i mange gassfelt og -funn i Norskehavet. Det går an å tenke seg at man skiller ut denne karbondioksid og bruker den til injeksjon i nærliggende oljefelt. Det ville i så fall øke verdien både av gassfelt som ville bli kvitt uønsket CO₂, og av oljefelt.

Men dette er altså fremtidsvyer,» sier Jan Rosnes, og legger til at det i første omgang er utfordrende nok å få til lønnsomhet i en første verdikjede for CO₂ på norsk sokkel.

Paul Gauguin stilte i begynnelsen ut sammen med impresjonistene. Men i 1888 malte han «Jacobs kamp med engelen» med store, kraftige, nærmest monokrome malingsflater i et såkalt syntetistisk formspråk. Bildet skildrer hvordan dypt religiøse kvinner fra Bretagne opplever for sitt indre blikk ute på kirkebakken historien om Jacobs kamp med engelen, som de nettopp har hørt om i prestens preken. Det er altså ikke den synlige virkelighet som skildres, men en åndelig, indre opplevelse. Vi får ikke et inntrykk, men et uttrykk (expression).

PAUL GAUGUIN: Jacobs kamp med engelen, 1888, olje på lerret, National Gallery of Scotland, Edinburgh.



Bedre eierstyring gir økt verdiskaping

Inntektsstrømmen fra de 10-15 største feltene på norsk sokkel kan sammenlignes med inntektene til Fastlands-Norges største selskaper. Styrket eierstyring i utvinningstillatelsene på norsk sokkel skal bidra til bedre virksomhetsstyring og økt verdiskaping.

Et mål for virksomhetsstyring i utvinningstillatelsene er at rettighetshaverne trekker i samme retning. Helt sentralt i så måte er å sette felles langsiktige ambisjoner for å øke produksjonen og kostnadseffektiviteten, påpeker økonomidirektør i Petoro, Nina Lie og selskapsleder for Oseberg-området, Jan Rosnes.

«Det er 40 år siden første konsesjonsrunde og av naturlige årsaker sitter vi i dag med et lappverk av ulike avtaler som regulerer utøvelse av eierskap i utvinningstillatelsene på norsk sokkel,» sier Lie.

Arbeidet med å styrke eierstyringen i utvinnings- tillatelsene skjøt fart etter at Olje- og energi- departementet ba oljeselskapene komme med forslag til nytt, forbedret avtaleverk. Lie har stått sentralt i arbeidet innenfor Oljeindustriens Landsforening (OLF). Hun sier at med nye samarbeidsavtaler vil industrien få et harmonisert avtaleverk for alle utvinningstillatelsene, noe som i seg selv vil virke effektiviserende på lisens- arbeidet.

Interessentskapets styrke

«Interessentskapenes juridiske form er «joint venture», som er en eierorganisering med mange fordeler som vil må utnytte bedre i fremtidig forvaltning av ressursene på norsk sokkel. Denne organiseringen innebærer risikodeling og maktfordeling i et langsiktig operasjo- nelt eierskap. For å sikre effektivt samarbeid i eier- skapet er det avgjørende at avtaleverket på en tydelig måte bidrar til hensiktsmessig rollefordeling, der opera- tøren ivaretar daglig ledelse og eierne i fellesskap tar de store beslutningene.»

«Styringsmodeller som legger vekt på utforming av strategier, målstyring og risikostyring vil føre til at et felles eierskap fokuserer på tiltak og avviksstyring. Operatøren skal på sin side ha nødvendig arbeidsro når driften er i henhold til målsettingene. I dette arbeidet

har vi lagt vekt på standardisering, forenkling og å spisse utvinningstillatelsens rapporteringskrav. Interessentskapet må dermed vri sin oppmerksomhet mot kortsiktige og langsikte tiltak som skal gi økt volum og kostnadseffektivitet. Slik sett vil arbeidet bidra til økt verdiskaping fra norsk sokkel,» mener Nina Lie.

En annen fordel ved «joint venture» som eierform, er at det er godt egnet til å utnytte mangfold av kompetanse hos norske og utenlandske oljeselskap. Lie tror at denne samlede kompetansen kan utnyttes ytterligere ved at eierne i fellesskap styrker utvinnings- tillatelsenes beslutningsprosesser for å sikre effektivt samarbeid i prosjektenes tidlige fase.

Åpenhet og samarbeid

«Min erfaring fra arbeid i utvinningstillatelsene er at partnerne ofte kobles for sent inn i viktige beslutnings- prosesser. Når store investeringsprosjekter skal gjennomføres, er det avgjørende at eiere som deler prosjektets risiko og lønnsomhet, sammen ivaretar den overordnede styringen. Her har vi forbedringspotensial,» sier Jan Rosnes. Lie og Rosnes mener Petoros inntreden som ny, stor rettighetshaver, har bidratt vesentlig til at spørsmålet om bedre eierstyring er satt på dagsorden. «Det er i så måte av stor betydning at Stortinget valgte å gi Petoro en aktiv partnerrolle i stedet for å sette inn en ren finansiell forvalter/investor. For på denne måten gis Petoro reell eiermakt også i forhold til hvor- dan beslutninger tas og hvordan interessentskapene styres.»

Kostnadsfordelingen mellom operatører og partnere har stått sentralt i arbeidet med nytt avtaleverk. Lie peker på at norsk sokkel står foran fallende produksjon og stigende enhetskostnader. Også mot den bakgrunn er det viktig med klare regler og transparens ved belast- ninger av kostnader, sier Lie.



Til venstre:
Jan Rosnes, områdedeleder
Til høyre:
Nina Lie, økonomidirektør

Hun legger vekt på at implementering av nytt avtale- verk skal føre til en virksomhetsstyring som er preget av åpenhet og samarbeid mellom eierne.

«På den måten kan vi bedre utnytte den samlede kompetansen i industrien til å møte våre felles utfordringer.»

Områdedeleder Jan Rosnes viser til at begrepet «corporate governance» (virksomhetsstyring) innen eierstyring og selskapsledelse har eksistert siden midten av 1970 tallet. Men det har blitt aktualisert de siste årene, ikke minst som følge av store inter- nasjonale virksomhetsskandaler – og også gjennom hendelser knyttet til styring av virksomheten på norsk sokkel. Som eksempel på det siste nevner han den offentlige oppmerksom- heten som har rettet seg mot forsinkelser og kostnadsoverskridelser på Snøhvit- prosjektet.

Sterkere engasjement fra eierne

«Store krefter er satt inn på mange hold for sterkere eierengasjement og bedre styring av aksjeselskaper. Men vi har også sett økende interesse for bedre eier- styring av interessentskapene som driver de store olje- og gassfeltene på norsk sokkel,» sier Rosnes.

På den positive siden trekker han frem et eksempel på eierstyring i interessentskap som han mener har vært både djerv og nytenkende: Da rettighetshaverne for Gullfaksfeltet sammen ble tildelt Oljedirektoratets pris for økt utvinning, ble det i begrunnelsen trukket frem eiernes gode styring av virksomheten.

«Gjennom Petoros brede portefølje har vi kunnet observere at mange av de store feltene styres og kon- trolleres på ulike måter og at det er et vesentlig forbedringspotensial knyttet til læring og utvikling av «beste praksis». Helhetlige og effektive modeller for virksom- hetsstyring skal sikre og utvikle verdier for eierne – og dette gjelder også eiere i form av rettighetshavere på norsk sokkel,» sier Rosnes.

Han har skrevet en mer omfattende artikkel om eier- styring på sokkelen, basert på Petoros modell for beste

praksis. Han viser her hvordan rammeverket for styring og kontroll skal skape godt samspill mellom samtlige interessenter i en utvinningstillatelse og være et funda- ment for hvordan interessentskapet planlegger, følger opp og styrer aktivitetene i tråd med interessent- skapets strategi. I artikkelen beskriver Rosnes prinsip- per for eierstyring og selskapsledelse og hvordan de kan implementeres i interessentskap på norsk sokkel i en fremtidig styringsmodell. Artikkelen er lagt ut på Petoros hjemmeside, www.petoro.no.

I dette bildet har kunst- neren gått ennå lenger enn Gauguin i å fjerne seg fra den synlige virkelighet, idet Munch uttrykker en sjels- tilstand, nemlig livs- angst. Dette gjør han gjennom beskrivelse av lyd. Et skrik former figu-rens hode som en slags (lyd)bølger, som forplanter seg ut i rom- met. Her får vi et ekla- tant ekspresjonistisk bilde på noe som fore- går i kunstnerens sinn i en gitt situasjon. «Jeg vil beskrive det som ikke kan fotograferes, himmel og helvete», skrev Munch.

EDVARD MUNCH:
Skrik, 1893, olje på lerret, Nasjonalgalleriet, Oslo.



Karl Schmidt-Rottluff var en av de sentrale figurene i gruppen «Die Brücke» som oppstod i Dresden i 1905. Deres ekspresjonisme gikk ut på at bildene dreide seg om å oppnå et mest mulig intenst uttrykk gjennom grove former og brutale far- ger. Således spilte motivet praktisk talt ingen rolle, det var uttrykket alt dreide seg om.

KARL SCHMIDT- ROTTLUFF:
Portrett av Rosa Schpire, 1911, olje på lerret, Die Brücke Museum, Berlin.



Vitalisme/kubisme i begynnelsen av det 20. århundre



Ved inngangen til det 20. århundre oppsto en sterk fremtidsbegeistring blant annet på bakgrunn av den voldsomme utvikling så vel innen teknologi som innen real-vitenskaper. Oppfinnelser som film, bil og fly gjorde at kunstnerne måtte revurdere sitt eget medium, og totalt sett finne et formspråk og uttrykk som virket meningsfylt og oppdatert til den rivende utviklingen man opplevde rundt seg.

EDVARD MUNCH:
Badende gutter, 1904, olje på lerret,
Munch-museet, Oslo:

Troen på det nye århundret som inngangen til et grunnleggende nytt samfunn og virkelighet artet seg innledningsvis gjennom en vitalistisk klassisisme, der man dyrket det sunne og kraftige, med badende menn i sol og sunnhet. Det er typisk at den Darwin-inspirerte Munch gir de svømmende frosk- og blekksprut-former, noe han forklarer som lysbrytninger gjennom vannmassene.

Virksomhetsstyring og selskapsledelse

God eierstyring og selskapsledelse kjennetegnes ved et ansvarlig samspill mellom eier, styre og selskapets ledelse i et langsiktig, verdiskapende perspektiv.

Petoros virksomhetsstyring og selskapsledelse tar utgangspunkt i selskapets hovedmål som er å skape størst mulig økonomiske verdier fra Statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel (SDØE). Ved å ivareta prinsipper for god styring legger Petoro grunnlaget for tillit til selskapet fra eier, ansatte, oljeindustrien og andre interessenter samt samfunnet for øvrig.

Petoro er et statsaksjeselskap eid av den norske stat. Selskapets virksomhet er underlagt aksjeloven og petroleumsloven samt reglement for statlig økonomiforvaltning, herunder bevilgnings- og økonomireglementet. Olje- og energidepartementets instruks for økonomiforvaltning av SDØE samt årlige tildelingsbrev er styrende for selskapets forvaltning av SDØEs virksomhet. Petoro avlegger særskilt regnskap for SDØE-porteføljens transaksjoner. Kontantstrømmer som genereres fra porteføljen overføres til statens egne konti i Norges Bank. Aksjeselskapets egne driftskostnader dekkes av årlige bevilgninger over statsbudsjettet.

Petoro er rettighetshaver – med samme rettigheter og plikter som øvrige eiere - for 100 utvinningstillatelser og 12 interessentskap for rørledninger og terminaler.

Petoro legger vekt på åpenhet og kommunikasjon internt og eksternt, blant annet via selskapets nettside samt gjennom offentliggjøring av kvartals- og årsresultater.

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

Petoro har ansvaret for å overvåke Statoils avsetning av statens petroleum. Ved at staten er majoritetsaksjonær i Statoil og heleier av Petoro, utøver staten felles eierskapsstrategi gjennom avsetningsinstruksen vedtatt

av Statoils generalforsamling. Petoros styre og deler av selskapets ledelse er inkludert i Statoils primærinsiderliste hos Oslo Børs. Det er videre etablert interne retningslinjer for innsidehandel av aksjer samt et eget system for godkjenning av ansattes eksterne styreverv.

Styrende organer

Olje- og energidepartementet, ved statsråden, representerer staten som eneeier og er selskapets generalforsamling og øverste myndighet. Ordinær generalforsamling avholdes innen utgangen av juni hvert år. Petroleumsloven fastsetter retningslinjer for saker som skal behandles av selskapets generalforsamling. Generalforsamlingen utpeker selskapets styre, med unntak av ansattes representanter, samt fastsetter godtgjørelser til styret. Generalforsamlingen velger aksjeselskapets eksterne revisor. Godtgjørelser til styret omfatter ikke bonusordninger, slik også er tilfelle for ansatte i selskapet.

Bente Rathe er styrets leder og Jørgen Lund er nestleder. Øvrige styremedlemmer valgt av selskapets generalforsamling er Ingelise Arntsen, Per-Christian Endsjø og Nils-Henrik M. von der Fehr. Ansattes representanter i styret er Elen Carlson og John Magne Hvidsten. Funksjonstiden for styrets medlemmer er normalt to år. Styrets medlemmer har ingen forretningsmessige avtaler eller øvrige økonomiske relasjoner med selskapet utover styrets kompensasjonsavtaler samt ansettelsesavtaler for ansattes representanter. Medlemmer av selskapets ledelse er ikke medlemmer av styret. Styret har ansvar for den overordnede styring og kontroll av selskapet og skal sørge for en forsvarlig organisering av virksomheten. Styret fastsetter selskapets mål, strategi og budsjetter og har også ansvar for aksjeselskapets og porteføljens kvartalsvise regnskap. Styret skal påse at overordnede styrings- og kontrollsystemer er tilpasset virksomhetens omfang og risikobilde. Selskapets styre gjennomfører årlig vurdering knyttet til håndtering av virksomhetens



PABLO PICASSO:
De to brødrene, 1906, olje på lerret,
Kunstmuseum, Basel.

Her er det samme vitalistiske uttrykket utformet i en puristisk, mest mulig enkel og klassisk form.

risikobilde, samt årlig selvevaluering som inn-befatter en vurdering av eget arbeid og samarbeidet med selskapets ledelse. Styret ansetter og fastsetter lønn for administrerende direktør. Selskapets styreinstruks danner et viktig grunnlag for styrets forvaltning av virksomheten. Denne omfatter fullmaktstruktur og retningslinjer for hvilke saker administrerende direktør skal fremlegge for styret.

Petoros ledelse består av administrerende direktør, Kjell Pedersen, og direktørene Grete Willumsen, Roy Ruså, Sveinung Sletten, Olav Boye Sivertsen, Laurits Haga, Dag Omre, Tor Rasmus Skjærpe og Nina Lie. Administrerende direktør ivaretar den daglige ledelse av selskapets virksomhet. Administrerende direktør gir styret hver måned en underretning om virksomhetens resultatutvikling og finansielle stilling. Regelmessig gis også status over virksomhetens områder og øvrige forhold av vesentlig strategisk eller økonomisk betydning for selskapets virksomhet.

Faktisk godtgjørelse som er utbetalt til styret og administrerende direktør, er beskrevet i årsregnskapets noter.

Revisjons- og kontrollmiljø

Riksrevisjonen er SDØE-porteføljens eksterntrevisor og avgir årlig revisjonsbrev til selskapets styre. Selskapets internrevisjon er et kontrollorgan som skal bistå selskapets styre og ledelse med å ivareta kontrollansvaret i henhold til krav. Internrevisor rapporterer til selskapets økonomidirektør og arbeider under instruks fastsatt av styret. For å sikre en uavhengig internrevisjon kan internrevisor ved behov rapportere til administrerende direktør eller til styret. Årsplan for internrevisjon vedtas av, og avrapporteres til, styret og er basert på vurderinger av selskapets aktiviteter i kommende år og risikovurderinger foretatt i selskapets organisasjon, ledergruppe og styre.

Deloitte er engasjert til å utføre finansiell intern revisjon av porteføljens regnskap og avgir årlige revisjonsuttalelser til styret i henhold til norske revisjonsstandarder. Erga Revisjon as er eksterntrevisor for Petoro AS.

Petoros internkontroll skal sikre at selskapet driver i samsvar med etablert styringsmodell og at virksomheten er underlagt tilfredsstillende styring og kontroll.

SDØE bevilgningsregnskap

Utgifter og inntekter	Note	NOK
Fjerning		0
Pro et contra-oppgjør (utbetalinger)		686 004
Investering	2	20 701 299 004
Totale utgifter		20 701 985 008
Pro et contra-oppgjør (tilbakebetalinger)		-1 083 252
Driftsinntekter	3, 4	-144 181 514 144
Driftsutgifter	5	24 289 045 688
Lete- og feltutviklingsutgifter		978 364 291
Avskrivninger	2	12 914 083 658
Renter	6	6 670 289 165
Driftsresultat		-99 329 731 341
Avskrivninger	2	-12 914 083 658
Overføring fra Statens petroleumsforsikringsfond	9	-887 568 860
Renter fast kapital	6	-6 646 122 298
Renter mellomregnskapet	6	-24 166 867
Totale inntekter		-119 802 756 278
Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE)		-99 100 771 270

SDØE kapitalregnskap

Poster	Note	NOK	NOK	NOK
Mellomregning staten 31.12.2005				-737 453 442
Realinvestering før nedskrivning		128 906 035 780		
Nedskrivning	2, 9	-28 146 071		
Konto for realinvestering	2, 8	128 877 889 709	128 877 889 709	
Sum			128 140 436 268	
Mellomregning staten 1.1.2005		663 236 167		
Totale utgifter	20 701 985 008			
Totale inntekter	-119 802 756 278			
Kontantstrøm	-99 100 771 270	-99 100 771 270		
Netto overført staten		99 174 988 545		
Mellomregning staten 31.12.2005		737 453 442	737 453 442	
Fast kapital 1.1.2005		-121 118 820 435		
Årets investering		-20 701 299 004		
Årets avskrivning		12 914 083 658		
Nedskrivning	2, 9	28 146 071		
Fast kapital 31.12.2005	2, 8	-128 877 889 709	-128 877 889 709	
Sum			-128 140 436 268	

Stavanger, 23. februar 2006



Bente Rathe
Styreleder



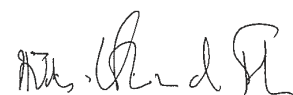
Jørgen Lund
Nestleder



Ingelise Arntsen
Styremedlem



Per-Christian Endsjø
Styremedlem



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



John Magne Hvidsten
Ansattes rep.



Elen Carlson
Ansattes rep.



Kjell Pedersen
Adm. dir.

SDØE resultatregnskap

Alle tall i NOK mill	Note	2005	2004	2003*
DRIFTSINNTEKTER				
Driftsinntekter	3, 4, 9, 10	152 683	120 807	101 699
Sum driftsinntekter		152 683	120 807	101 699
DRIFTSKOSTNADER				
Letekostnader		543	473	440
Avskrivninger	2, 12	14 051	15 656	15 081
Andre driftskostnader	5, 9, 10, 11	25 020	21 025	17 557
Sum driftskostnader		39 614	37 154	33 078
Driftsresultat		113 069	83 653	68 621
FINANSPOSTER				
Finansinntekter		3 056	3 542	1 608
Finanskostnader		2 953	4 852	2 075
Netto finansposter	7	103	-1 310	-467
Årsresultat		113 172	82 343	68 154

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

GUSTAV VIGELAND:
Mann med kvinne i favn, 1905 og 1915,
Vigelandmuseet, Oslo.

De to variantene av det samme motivet viser hvordan det skjer en utvikling i løpet av en tiårsperiode der kroppene eser ut til et mer vitalisk-potent formspråk.



SDØE balanse

Alle tall i NOK mill	Note	2005	2004	2003*
Immaterielle eiendeler		1 241	999	1 005
Varige driftsmidler		140 990	130 869	127 231
Andre anleggsmidler		7	10	14
Anleggsmidler	2	142 238	131 878	128 249
Lager		505	469	360
Kundefordringer	10, 11	20 693	11 607	10 627
Bankinnskudd		76	75	113
Omløpsmidler		21 274	12 151	11 101
Sum eiendeler		163 512	144 029	139 350
Egenkapital per 1.1		120 530	119 427	120 289
Betalt fra/(til) staten i året		-99 175	-81 401	-69 005
Årets resultat		113 172	82 343	68 154
Egenkapitaljustering**		27	161	-11
Egenkapital	18	134 554	120 530	119 427
Langsiktige fjerningsforpliktelser	12	18 538	14 930	13 320
Annen langsiktig gjeld	13	648	1 001	618
Langsiktig gjeld		19 186	15 931	13 938
Leverandørgjeld		1 966	1 679	1 793
Annen kortsiktig gjeld	10, 14	7 805	5 889	4 193
Kortsiktig gjeld		9 771	7 568	5 986
Sum egenkapital og gjeld		163 512	144 029	139 350

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

**Knyttet til omregningsdifferanse og etteroppgjør for nedsalg i 2001

Stavanger, 23. februar 2006

Bente Rathe
Styreleder

Jørgen Lund
Nestleder

Ingelise Arntsen
Styremedlem

Per-Christian Endsjø
Styremedlem

Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem

John Magne Hvidsten
Ansattes rep.

Elen Carlson
Ansattes rep.

Kjell Pedersen
Adm. dir.

SDØE kontantstrømoppstilling

Alle tall i NOK mill	2005	2004	2003
KONTANTSTRØM OPERASJONELLE AKTIVITETER			
Innbetalinger fra driften	146 839	120 956	101 888
Utbetalinger fra driften	-25 407	-21 123	-16 664
Netto finansutbetaling	749	-1 013	-179
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	122 181	98 820	85 045
KONTANTSTRØM INVESTERINGSAKTIVITETER			
Investeringer	-19 661	-16 492	-14 465
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-19 661	-16 492	-14 465
KONTANTSTRØM FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Endring kortsiktig gjeld	-2 990	-1 374	-465
Endring langsiktig gjeld	-353	383	-922
Netto overført til staten	-99 175	-81 401	-69 005
Pro & contra i forbindelse med statens nedsalg	0	25	-112
Kontantstrøm fra finansielle aktiviteter	-102 518	-82 367	-70 503
Økning beholdning bankkonto DA-selskap	1	-39	76



JENS FERDINAND WILLUMSEN:
En fjellbestigerske, 1912, Statens museum for kunst, København.

Dame i spaserdrakt, visstnok i Jotunheimen. Fjellet representerer gjennom sin form og størrelse noe av det mest potente i naturen, og tiltrekker naturlig nok en dansk maler. Men dette er ikke en turistplakat for norsk natur, Det er fjellbestigerskens innsatsvilje og vitalistiske holdning til naturen som beskrives. Hun er ikke på spaseretur, hun beseierer fjellet.

SDØE noter



PABLO PICASSO:
Les demoiselles
d'Avignon, 1907, olje
på lerret, Museum of
Modern Art, N.Y.

For Picasso var det ikke tilfredsstillende lenger å bruke noe som refererte til fortiden, slik som klassisismen. Han stilte spørsmålsteget ved hele den tredimensjonale billedformen, som hadde dominert europeisk maleri siden renessansen. Som en slags parallell til det som skjedde innen forskningfronten i blant annet fysikk og kjemi utforsket kunstneren et nytt konsept for rom, tid og forholdet mellom det tredimensjonale og den todimensjonale billedflaten. Slik oppsto kubismen, hvor det første hovedverket er dette bildet fra 1907. En rekke senere -ismer baserer seg nettopp på kubismens formspråk.

REGNSKAPSPRINSIPPER

GENERELT

Petoros formål er å ha ansvaret for, og ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til SDØE-porteføljen og virksomhet i tilknytning til dette. Selskapets overordnede mål er på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen. Petoro var per 31. desember 2005 rettighetshaver for andeler i 100 utvinningstillatelser og 12 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også de forretningsmessige interessene i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norsea Gas AS og Norpipe Oil AS. Selskapet har rettigheter og plikter som andre rettighetshavere, og ivaretar statens direkte økonomiske interesser på norsk sokkel på et forretningsmessig grunnlag. Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra utvinningstillatelser og interessentskap holdes atskilt fra driften av selskapet. Kontantstrømmer fra porteføljen overføres til statens egne konti i Norges Bank. Selskapet avlegger særskilt årsregnskap for SDØE med oversikt over de deltakerandeler selskapet forvalter og tilhørende ressursregnskap. Petoros forvaltning av porteføljen er underlagt regelverk for økonomiforvaltning i staten. Porteføljens regnskap avlegges i henhold til statens kontantprinsipp og i henhold til Norsk Regnskapslov og God regnskapsskikk (NGAAP).

REGNSKAPSPRINSIPPER (NGAAP)

SDØEs andeler i aksjeselskap og selskap med delt ansvar vedrørende utvinning av petroleum er inkludert under de respektive poster i resultatregnskapet og balansen etter bruttometoden for SDØEs andel av inntekter, kostnader, eiendeler og gjeld. I tillegg er inntekter og kostnader fra utvinningstillatelser med netto overskuddsavtaler (gjelder utvinningstillatelser tildelt i andre lisensrunde) ført som andre inntekter etter nettometoden per utvinningstillatelse.

HOVEDREGEL FOR KLASSIFISERING OG VURDERING AV EIENDELER OG GJELD

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

Varige driftsmidler og investeringer regnskapsføres i henhold til regnskapslov og god regnskapsskikk. Anleggsmidler er vurdert til historisk 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. Også kostnader til større endringer og fornyelse som øker driftsmidlenes levetid vesentlig, aktiveres. Driftsmidler som erstattes, kostnadsføres. Anlegg under utførelse vurderes til anskaffelseskost. Dersom virkelig verdi er lavere enn anskaffelseskost, blir anlegg under utførelse nedskrevet til virkelig verdi. SDØE opptar ikke gjeld og pådrar seg ikke rentekostnader knyttet til finansiering av utbyggingsprosjekter.

SDØEs anlegg i drift kan splittes i følgende kategorier:

- Feltinstallasjoner og anlegg inkludert produksjonsbrønner. I denne kategori inngår olje- og gassproduserende anlegg og feltdedikerte transportsystemer
- Rørledninger, stigerørplattformer og landanlegg. Rørledninger her vil være rørledninger som benyttes av flere felt
- Maskiner og inventar

Som omløpsmidler regnes eiendeler som ikke er klassifisert som anleggsmidler. Omløpsmidler er vurdert til laveste av anskaffelseskost og virkelig verdi. Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende beløp. Fordringer som skal tilbakebetales innen et år, er klassifisert som omløpsmiddel. Førstkommende års avdrag av langsiktig gjeld er klassifisert som kortsiktig gjeld.

UTENLANDSK VALUTA

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

LAGERBEHOLDNINGER

Prinsipp for varelagervurdering følger generelle vurderingsprinsipp for omløpsmidler. Lager av reservedeler og driftsmateriell følger laveste verdis prinsipp.

Reservedeler av mindre verdi til bruk i forbindelse med drift av olje- eller gassfelt kostnadsføres ved anskaffelsen. Materiell til boring av brønner blir aktivert og kostnadsført som brønnekostnader når de blir benyttet til boring. Petoro tar utgangspunkt i operatørens vurderinger av hva som skal balanseføres og hva som skal kostnadsføres av slikt materiell.

Innkjøp av utstyr til utbyggingsprosjekter blir aktivert som del av prosjektinvesteringen. Kjøp av store reservedelskomponenter blir balanseført og kostnadsført når de blir benyttet i driften.

FORDRINGER

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

BANKINNSKUDD

Kontantstrømmer fra olje- og gassalg overføres direkte til SDØEs konti i Norges Bank. SDØEs bankkonto i DnB NOR inngår i statens konsernkontoordning. Dette innebærer at saldo på disse konti gjøres opp på daglig basis. Balanseført bankinnskudd inkluderer således SDØEs andel av bankinnskudd i selskaper med delt ansvar som SDØE har en eierandel i.

SKATTER OG AVGIFTER

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

FINANSIELLE INSTRUMENTER

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

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

Finansielle instrumenter som ikke er omløpsmiddel følger vurderingsreglene for anleggsmidler.

BEHANDLING AV UNDERSØKELSE- OG UTBYGGINGSKOSTNADER

Petoro bruker «successful efforts»-metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utforskningskostnader i olje-

og gassvirksomheten i SDØE regnskapet. Kostnader knyttet til leteboring blir aktivert i påvente av resultat fra boringene. Kostnadene klassifiseres i balansen som varige driftsmidler dersom det påvises drivverdige reserver av olje- og gassforekomster. Alle kostnader for utbygging av brønner, plattformer og utstyr aktiveres. Også kostnader påløpt i operatørens prosjektorganisasjon for felt under utbygging og utbyggingskostnader påløpt etter innsending av plan for utbygging og drift blir balanseført.

Kostnader til tørre letebrønner og ikke drivverdige funn samt driftsforberedelser kostnadsføres løpende. Dette gjelder også for kostnader til anskaffelse av reservedeler i driftsfasen og kostnader knyttet til reparasjoner og vedlikehold. Kostnader til operatørens belastninger for forskning og utvikling kostnadsføres løpende.

AVSKRIVNINGER

Ordinære avskrivninger på olje- og gassproduserende anlegg beregnes for hvert enkelt felt og feltdedikert transportsystem etter produksjonshetsmetoden. Metoden innebærer at anskaffelseskost avskrives over forholdet mellom solgte volum i perioden og reserver ved periodens begynnelse. Brønninvesteringer avskrives over de reserver som er gjort tilgjengelig med de brønner som er boret.

Petoro fastsetter reservegrunnlag for avskrivningsformål på grunnlag av anslag for sikre reserver. Som beste estimat av sikre reserver tar selskapet utgangspunkt i operatørens rapporterte P90 anslag. For 2005 utgjør reservegrunnlaget for avskrivninger av oljefelt 67,5 prosent av forventede gjenværende oljereserver, mens tilsvarende for gassfelt er 87,4 prosent.

Petoro kvalifiserer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifiseringssystem kategori 1. Reserver som ikke er modnet tilstrekkelig eller satt i produksjon, medregnes således ikke i reservegrunnlaget. Reserveanslagene revideres årlig. Eventuelle endringer gis prospektiv effekt.

Ordinære avskrivninger for landanlegg og transportsystemer samt stigerørplattformer som benyttes av flere felt, blir beregnet lineært over gjeldende lisensperiode per 31. desember 2005. Immaterielle eiendeler og andre driftsmidler blir avskrevet lineært over antatt kontraktperiode eller økonomisk levetid.

INNETKTSFØRING

Staten har en felles eierskapsstrategi for å maksimere den samlede verdien av sine eierinteresser i Statoil og egne olje og gassinteresser gjennom SDØE. Denne er nedfelt i avsetningsinstruksen, hvis overordnede målsetning er å oppnå høyest mulig samlet verdi på Statoil og statens olje og naturgass. Avsetningsinstruksens vilkår for avsetning av statens olje, NGL, kondensat og naturgass innebærer at all olje og NGL fra SDØE selges til Statoil og all gass avsettes av Statoil. Petoros ansvar er å overvåke Statoils avsetning av statens petroleum herunder skal Petoro sikre høyest mulig samlet verdi for Statoils og statens petroleum samt å sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskapingen.

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

Gassbytte- og gasslåneavtaler hvor oppgjør skjer i form av tilbakelevering av volum periodiseres etter salgsmetoden. Dette innebærer at låntaker inntektsfører salget ved levering til kjøper. Samtidig avsettes det for antatt fremtidig produksjonskostnad og eventuell transportkostnad for den gassen som skal tilbakeleveres. Ved utlån aktiveres det laveste av produksjonskostnad og antatt nåverdi av fremtidig salgspris som forskuddsbetalt kostnad. Lokasjonsbytter inngås for å løse transportproblemer ved å gjøre gass tilgjengelig på et spesielt sted og spare transportkostnader eller oppnå fortjeneste ved å utnytte ledig kapasitet i transportsystemet. Fra og med 2005 har SDØEs andel av lokasjonsbytter knyttet til kjøp eller salg av tredjeparts gass blitt nettoført som driftsinntekter. Forpliktelser som oppstår på grunn av for mye uttatt råolje i forhold til SDØEs andel av produksjonsfelleskap,



CARLO CARRA:
Rød rytter, 1914, olje på lerret, privat eie, Milano.



GIACOMO BALLA:
Abstrakt fart, bilen har passert forbi, 1913, olje på lerret, Tate Gallery, London.

I 1909 publiserte de italienske futuristene sitt manifest i Paris. Futurismen favnet alle kunstformer og impliserte også ideer om et fremtidig, vitalistisk/nasjonalistisk samfunn. Innenfor billedkunsten førte oppfinnelsen av filmen, det levende bilde, til at man innførte en såkalt fjerde dimensjon, nemlig tidsdimensjonen. Ideen fra renessansen om tidens og stedets enhet forlattes til fordel for å vise motivet i bevegelse over tid gjennom repetisjon av figurenes konturer over billedflaten.

vurderes til produksjonskostnad, mens tilgodehavender fra de øvrige partnerne i produksjonsfelleskapene vurderes til laveste verdi av produksjonskostnad og virkelig verdi. Det er ikke betydelige avvik mellom SDØEs solgte mengder og SDØEs andel av produksjonen.

KJØP OG SALG MELLOM FELT OG/ELLER TRANSPORTSYSTEMER

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

OVERFØRSEL AV EIENDOMSRETT MELLOM UTVINNINGSTILLATELSER

Det vises til St.prp. nr. 1 (2004-2005), avsnitt om andre fullmakter (IX) under Olje- og energidepartementet ved overføring av eiendomsrett fra en rettighetshavergruppe hvor Petoro AS som forvalter av SDØE er en av rettighetshaverne, til en annen rettighetshavergruppe. Eiendomsrett som overføres fra utvinningstillatelse som har betalt en investering til utvinningstillatelsen hvor investeringen er foretatt, finner normalt sted ved overdragelse. Betalende utvinningstillatelse beholder da bruksrett til investeringen.

NEDSTENGNINGS- OG FJERNINGSKOSTNADER

I henhold til konsesjonsvilkårene kan myndighetene pålegge rettighetshaverne å fjerne anleggene til havs ved driftsperiodens utløp. Med referanse til NRS for «Usikre forpliktelser og betingede eiendeler» og i tråd med den generelle utviklingen innenfor industrien valgte Petoro å implementere nytt prinsipp gjeldende fra 1. januar 2004. Dette innebærer at virkelig verdi av fjerningsforpliktelsen regnskapsføres i den perioden forpliktelsen oppstår. Samme beløp aktiveres som en del av eiendelens anskaffelseskost og avskrives sammen med denne. Endring i estimat for fjerning balanseføres som en del av eiendelens anskaffelseskost og avskrives i løpet av gjenværende levetid. Kalkulatorisk rente, effekten av at fjerningstidspunkt er kommet et år nærmere i tid, fremkommer som en finanskostnad.

BETINGEDE UTFALL

Sannsynlige og kvantifiserbare tap kostnadsføres.

NOTE 1 – OVERDRAGELSE OG ENDRING AV EIERANDELER

Statens portefølje har i løpet av 2005 vært gjenstand for mindre porteføljetilpasninger i forbindelse med samordning av felt i Oseberg-området med effektiv dato 1. juli 2005. Avtalen innebærer at rettighetshaverne i utvinningstillatelse 079 betaler rettighetshaverne i utvinningstillatelse 190 et engangsbetrag for rettighetene til å utvinne petroleum fra Delta Extension. SDØE har andeler i begge lisensene.

I forbindelse med oppstart av nye anlegg på Kårstø, er eierandelen i Gassled og terminalene på kontinentet endret fra 38,293 prosent til 38,627 prosent med virkning fra 1. oktober 2005. I tråd med innhold i St.prp.nr.41 (1994-95) overtok SDØE 5 prosent i Norpipe Oil AS fra 15. oktober 2005.

SDØE fikk tildelt andeler i åtte nye lisenser i forbindelse med Tildeling i Forhåndsdefinerte Områder i 2005. Andelene ble formelt tildelt av Kongen i Statsråd 6. januar 2006.

Gjennomgang av beregningen av kontantvederlaget for overførte andeler fra statens nedsalg i 2001 (15 prosent til Statoil) og i 2002 (6,5 prosent til andre oljeselskap) er videreført i 2005. I løpet av 2005 er det foretatt etteroppgjør knyttet til nedsalget i 2001 med en regnskapsmessig effekt på NOK 48 millioner knyttet til tidligere belastet tariffkostnader for fjerning av Tommeliten. Oppgjør av en forsikrings sak relatert til 2002 nedsalget er blitt løst med regnskapsmessig virkning i 2005. Tvist om vurdering av lagerverdi knyttet til salg av SDØEs deltakerandel i en utvinningstillatelse i 2002 ble avgjort i desember 2005. Begge beløpene er uvesentlige. Regnskapsmessig er dette hensyntatt i 2005, men kontanteffekten vil først reflekteres i regnskapet for 2006. Noen forhold vedrørende nedsalgene er fortsatt utestående.

NOTE 2 – SPESIFIKASJON AV ANLEGGSMIDLER

Alle tall i NOK mill	Historisk anskaffelseskost per 1.1.2005	Tilgang 2005	Ned-skrivning 2005	Avgang* 2005	Over-føring 2005	Akkumulert avskrivning 1.1.2005	Avskrivning 2005	Bokført per 31.12.2005
Felt under utvikling								
Kristin	2 836	1 005			-3 840			
Urd	298	514			-812			
Ormen Lange	1 904	4 062						5 965
Ringhorne Øst		7						7
Skinfaks	59				-59			
Snøhvit	6 784	3 193						9 978
Delsum	11 882	8 780			-4 712			15 950
Felt i drift								
Brage	1 992			-4		-1 868	-61	59
Draugen	9 146	390				-7 001	-566	1 969
Ekofisk II	2 242	320				-875	-165	1 522
Frøy	2 456			-15		-2 439		2
Grane	4 553	286				-384	-588	3 867
Gullfaks	26 311	1 148			76	-21 922	-981	4 631
Heidrun	24 970	644				-14 053	-1 485	10 076
Heimdal	2 037			-21		-1 988	-11	18
Huldra	2 183	98				-1 733	-228	320
Jotun	323			-16		-262	-9	36
Kristin					3 840		-49	3 791
Kvitebjørn	3 074	279				-17	-537	2 798
Njord	658	40				-475	-80	143
Norne	8 488	802				-5 806	-683	2 801
Oseberg Sør	4 359	650				-1 523	-527	2 959
Oseberg Unit	17 956	972			79	-15 309	-275	3 424
Oseberg Øst	2 334	208				-1 462	-142	938
Skirne	721	53				-70	-196	508
Snorre	14 794	485				-8 659	-639	5 981
Statfjord Nord	1 753	17				-1 357	-85	328
Statfjord Øst	1 504	92				-1 253	-61	281
Sygnå	600	7				-456	-28	123
Tordis	2 386	45				-1 992	-97	342
Troll Gass	22 629	932				-4 527	-684	18 350
Troll Olje	33 101	2 583				-25 707	-1 834	8 143
Urd					812		-17	795
Tune	1 379	150				-534	-877	117
Varg	1 054	182				-822	-127	286
Veslefrikk	4 478	185				-3 351	-238	1 074
Vigdis	2 856	72				-2 041	-199	688
Visund	4 537	470			10	-1 738	-111	3 168
Åsgard	19 966	501				-5 721	-1 186	13 560
Delsum	224 836	11 611		-55	4 818	-135 345	-12 766	93 099

Alle tall i NOK mill	Historisk anskaffelseskost per 1.1.2005	Tilgang 2005	Ned-skrivning 2005	Avgang* 2005	Over-føring 2005	Akkumulert avskrivning 1.1.2005	Avskrivning 2005	Bokført per 31.12.2005
Rørledninger og landanlegg								
Dunkerque Terminal	178	0				-45	-6	129
Etanor	926	57				-122	-43	818
Gassled	38 426	966				-14 045	-1 032	24 316
Haltenpipe	1 145					-405	-57	683
Langeled	1 262	2 319						3 582
Mongstad Terminal	104	7				-37	-12	62
Oseberg Transportsystem	2 622	25				-2 142	-38	467
Ormen Lange Eiendom DA		37						37
Troll Oljerør 1 og 2	914	1				-698	-48	169
Vestprosess	854	6				-107	-41	713
Frostpipe	234	6				-228		11
Tampen Link		20						20
Zeepipe Terminal	198	1				-96	-4	98
Delsum	46 864	3 447				-17 925	-1 282	31 105
Aktiverte leteteknoder	557	601	-216		-106			836
Sum varige driftsmidler	284 139	24 439	-216	-55	0	-153 270	-14 047	140 990
Immaterielle eiendeler	1 002	242				-2	0	1 241
Andre anleggsmidler	184					-174	-3	7
Sum anleggsmidler (NGAAP)	285 325	24 681	-216	-55	0	-153 446	-14 051	142 238
Omregning til kontante størrelser	-21 007	-3 980	188	55		10 247	1 137	-13 360
Sum anleggsmidler kontantprinsippet	264 318	20 701	-28			-143 200	-12 914	128 878

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

Immaterielle eiendeler på 1 241 millioner kroner inkluderer hovedsakelig

- kapasitetsrettigheter for regassifisering av LNG på Cove Point terminalen i USA med en tilhørende avtale om salg av LNG fra Snøhvit til Statoil Natural Gas LLC (SNG) i USA. Da disse rettighetene er knyttet til LNG fra Snøhvit, starter lineære avskrivninger over avtaleperioden for disse rettighetene når Snøhvit starter produksjonen i 2007.
- investering i rettigheter i forbindelse med lagring av gass i Storbritannia. Utbyggingen av gasslager i Aldbrough vil gi en samlet kapasitet for SDØE og Statoil på 140 millioner Sm³ hvorav SDØEs andel utgjør 57,7 prosent. Anlegget planlegges satt i kommersiell drift mot slutten av 2007, og investert beløp vil avskrives lineært over anslått økonomisk levetid.

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

Av aktiverte leteteknoder ved utgangen av året, er 270 millioner kroner relatert til brønner som i påvente av videre avgrensingsboring, evaluering eller tidlig feltplanlegging har vært kapitalisert i en periode på over ett år. Disse kostnadene relaterer seg til ni brønner.

NOTE 3 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER

Alle tall i NOK mill	2005	2004	2003
Troll	47 650	34 207	32 368
Oseberg	25 158	20 332	14 617
Tampen	26 752	22 963	18 915
Norskehavet	38 591	34 078	28 766
Gassled og annen infrastruktur	9 819	8 457	8 119
Netto overskuddsavtaler	1 688	210	200
Øvrige inntekter	6 964	4 271	2 200
Eliminering internt salg	-3 938	-3 712	-3 486
Sum regnskapsprinsippet	152 683	120 807	101 699
Omregning til kontante størrelser	-8 502	-475	-514
Sum kontantprinsippet	144 181	120 332	101 185

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

NOTE 4 – SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER PER PRODUKT

Alle tall i NOK mill	2005	2004	2003
Råolje og NGL*	96 460	80 927	67 727
Gass	45 205	32 072	25 803
Transport- og prosesseringsinntekter	8 564	7 603	7 229
Andre inntekter	765	-5	740
Netto overskuddsavtaler	1 688	210	200
Sum regnskapsprinsipp	152 683	120 807	101 699
Omregning til kontante størrelser	-8 502	-475	-514
Sum kontantprinsippet	144 181	120 332	101 185

*Inkluderer kondensat

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

NOTE 5 – SPESIFIKASJON AV ANDRE DRIFTSKOSTNADER/DRIFTSUTGIFTER

Alle tall i NOK mill	2005	2004	2003
Troll	6 448	5 216	5 642
Oseberg	4 860	4 848	4 130
Tampen	4 012	3 591	3 324
Norskehavet	4 805	4 624	4 469
Gassled og annen infrastruktur	1 879	1 695	1 422
Øvrige driftsutgifter	6 955	4 761	2 058
Eliminering internt kjøp	-3 938	-3 712	-3 486
Sum regnskapsprinsipp	25 020	21 025	17 557
Omregning til kontante størrelser	-731	671	-195
Sum kontantprinsippet	24 289	21 696	17 362

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

Tallene inkluderer aktiviteter relatert til drift av felt og anlegg, prosesserings- og transportkostnader, kjøp av gass for videresalg og administrasjonskostnader til Statoil knyttet til salg av gass.

NOTE 6 – RENTER

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

Renter av statens faste kapital er inkludert i regnskapet. Rentebeløpene er beregnet i samsvar med St.prp. nr. 1 Tillegg nr. 7 (1993-94) og punkt 5.6 i tildelingsbrev for 2005 gitt til Petoro AS fra Olje- og energidepartementet.

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

Rente på mellomregning med staten er beregnet i samsvar med punkt 5.7 i tildelingsbrev for 2005 gitt til Petoro AS fra Olje- og energidepartementet. Rentesatsen som er benyttet er satt lik rentesatsen på statens foliokonto i Norges Bank og renten er beregnet med utgangspunkt i månedlig gjennomsnittlig saldo på mellomregningen med staten.

NOTE 7 – NETTO FINANSPOSTER

Alle tall i NOK mill	2005	2004	2003
Renteinntekter	96	25	36
Andre finansinntekter	61	60	17
Valutagevinst	2 900	3 457	1 556
Valutatap	-2 247	-4 482	-1 742
Rentekostnader	-60	-73	-45
Renter på fjerningsforpliktelse	-646	-297	-288
Netto finansposter	103	-1 310	-467

NOTE 8 – KONTANTBALANSE

Alle tall i NOK mill	2005	2004	2003
Mellomregning	-737	-663	-542
Konto for realinvestering	128 878	121 119	118 556
Sum	128 140	120 456	118 014
Mellomregning staten	737	663	542
Fast kapital 31.12.	-128 878	-121 119	-118 556
Sum	-128 140	-120 456	-118 014

NOTE 9 – STATENS PETROLEUMSFORSIKRING

Overføringer fra Statens Petroleumsforsikringsfond gjelder utbetalinger av forsikringskrav for skader. Beløpet er alt etter kravets art og regnskapsmessig behandling i operatørregnskap tillagt henholdsvis investeringer, driftsinntekter og driftsutgifter i regnskapet. For utbetalinger tillagt investeringer er beløpet deretter vist som reduksjon av investeringer i kontantregnskapet.

NOTE 10 – NÆRSTÅENDE PARTER

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

Statoil er kjøper av statens olje, kondensat og NGL. Samlet salg av olje, kondensat og NGL fra SDØE til Statoil beløp seg til 97,4 milliarder kroner (293 millioner fat o.e.) i 2005 mot 80,9 milliarder kroner (326 millioner fat o.e.) i 2004. Beløp og mengder er eksklusiv statens andel av avgiftsolje.

Statoil selger og markedsfører statens naturgass for statens regning og risiko, men i Statoils navn og sammen med Statoils egen gass. Staten mottar markedsverdi for salget av disse volumene. I 2005 solgte staten tørrgass direkte til Statoil som kjøper til en verdi av 262 millioner kroner mot 237 millioner i 2004. Staten har dekket sin relative andel av Statoils kostnader forbundet med transport, lagring og prosessering av tørrgass, for kjøp av tørrgass for videresalg samt gassalgadministrasjon som i sum beløper seg til 10,7 milliarder kroner i 2005 mot 9,3 milliarder i 2004. Kostnader forbundet med virksomheten i USA kommer i tillegg.



NATALIA GONCHAROVA:
Raionnist-komposisjon,
olje på lerret, Thyssen-
samlingen, Madrid.

Nær beslektet med
futurismen er den
russiske raionnismen.
Her utvikles et abstrakt
billedspråk gjennom et
system av kryssende
stråler som rendyrker
beskrivelsen av
abstrakt bevegelse og
dynamikk.

Mellomværende med Statoil knyttet til disse inntektene og kostnadene er tatt med i henholdsvis kundefordringer og kortsiktig gjeld i balansen.

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 forpliktelse som faller inn under avsetningsinstruksen, jfr. note 13.

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

I kontantregnskapet er det ingen mellomværende mellom Statoil og SDØE per 31. desember 2005 knyttet til avsetningsordningen.

NOTE 11 – KUNDEFORDRINGER

Det er ikke konstatert tap for virksomheten i løpet av året, og det er ingen uerholdelighetsføringer eller ettergivelse av krav.

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

Utover dette er kundefordringer og øvrige fordringer oppført til pålydende.

Kundefordringer som forfaller senere enn 12 måneder etter balansedag utgjør 0,9 millioner kroner.

NOTE 12 – NEDSTENGNING/FJERNING

Nytt prinsipp for regnskapsmessig behandling av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser ble implementert per 1. januar 2004. Dette innebærer at forpliktelsen blir beregnet basert på eksisterende teknologi og med bakgrunn i informasjon fra respektive operatører. Det vil være knyttet stor usikkerhet både til fjerningsestimat og fjerningstidspunkt. Fjerningstidspunkt antas i hovedsak å sammenfalle med produksjonsslutt, se note 21.

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

Rentekostnad på forpliktelsen klassifiseres som en finanskostnad i resultatregnskapet. Diskonteringsrenten er basert på rente på norske statsobligasjoner med samme forfall som fjerningsforpliktelsen.

Alle tall i NOK mill

Forpliktelse per 1.1. 2005	14 930
Nye forpliktelser	191
Faktisk fjerning	-31
Endrede estimat	1 654
Endrede diskonteringsrenter	1 148
Rentekostnad	646
Forpliktelse per 31.12.2005	18 538

NOTE 13 – ANNEN LANGSIKTIG GJELD

Annen langsiktig gjeld består av:

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

Gjeld som forfaller til betaling etter fem år utgjør 331 millioner kroner.

NOTE 14 – ANNEN KORTSIKTIG GJELD

Annen kortsiktig gjeld som forfaller innen 2006 og omfatter i hovedsak:

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

NOTE 15 – FINANSIELLE INSTRUMENTER OG RISIKOSTYRING

I SDØEs virksomhet benyttes kun i begrenset grad avledede finansielle instrumenter (derivater) for å styre risiko. Dette skyldes hovedsakelig at SDØE er eid av den norske stat og således er en del av statens samlede risikostyring. SDØE har ikke rentebærende gjeld av betydning og selger all sin olje og NGL til Statoil. Instrumentene som benyttes for å sikre fremtidig gassalg er relatert til terminkontrakter og futures. Eliminering foretas der det er juridiske rettigheter til motregning av urealiserte tap og vinning eller der det er betalt og balanseført depositum/marginer som samsvarer med derivatenes markedsverdi. Markedsverdi av instrumentene var 245 millioner kroner i eiendeler og 293 millioner kroner i forpliktelser per 31. desember 2005. Tilsvarende tall ved utgangen av 2004 var 114 millioner kroner i eiendeler og 106 millioner kroner i forpliktelser.

PRISRISIKO

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

VALUTARISIKO

Den aller vesentligste del av SDØEs inntekter fra salg av olje og gass faktureres i US dollar, euro eller GB pund. Deler av driftskostnadene og investeringene faktureres også i tilsvarende valuta. Endringer i valutakurser vil ved konvertering til norske kroner få effekt på SDØEs resultat og balanse. Petoro gjennomfører ikke valutasikring på fremtidig salg av SDØEs petroleum, og SDØEs eksponering i balansen per 31. desember 2005 er knyttet til én måneds utestående inntekt.

RENTERISIKO

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

KREDITTRISIKO

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

LIKVIDITETSRISIKO

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

NOTE 16 – LEIEAVTALER/KONTRAKTSFORPLIKTELSER

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

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

Alle tall i NOK mill	Leieavtaler	Transportforpliktelser
2006	1 502	546
2007	708	512
2008	413	522
2009	291	471
2010	180	446
Deretter	328	5 613

I tillegg til ovenstående leieforpliktelser, vil SDØE også få en økonomisk forpliktelse under avsetningsinstruksen ved leie av skip til transport av LNG fra Snøhvitfeltet. Skipene var ved årsslutt fortsatt under bygging. Kapitalelementet i denne leieavtalen er om lag 520 millioner US dollar for 23 års leie, udiskontert ved en valutakurs på 6,75 NOK/USD. Leien vil løpe fra levering av skipene. De to første skipene ble levert i januar og februar 2006. Det er inngått avtale om fremleie av de to første skipene som vil dekke deler av leiekostnadene ved skipene.

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 åtte brønner med en forventet kostnad for selskapet på 496 millioner kroner.

Selskapet har også inngått kontraktmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til 11,2 milliarder kroner for 2006 og deretter 7,2 milliarder, totalt 18,4 milliarder kroner. I tillegg er selskapet gjennom godkjente budsjett for utvinningstillatelse forpliktet til kommende års drifts- og investeringskostnader på størrelse med 2005. For virksomheten i Storbritannia (Aldbrough) er det i forbindelse med konstruksjon av anlegget inngått forpliktelser overfor tredjepart i størrelsesorden 142 millioner kroner for SDØEs andel, hvorav 48 millioner kroner forventes å påløpe i 2006.

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

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

NOTE 17 – ANDRE FORPLIKTELSER

SDØE kan bli eksponert av mulige rettssaker og tvister som Petoro er involvert i som rettighetshaver i utvinningstillatelse, felt, rørledninger og landanlegg, samt ved Statoils avsetning av SDØEs gass. SDØE er involvert i pågående tvister knyttet til forhold i interessentskap hvor Petoro er rettighetshaver og i utestående saker knyttet til nedslagene i 2001 og 2002. Det er foretatt avsetning i regnskapet for forhold hvor det anses å være en sannsynlighetsovervekt for et negativt utfall for Petoro. I tillegg er selskapet under avsetningsordningen kjent med at forhandlinger knyttet til langsiktige gasssalgskontrakter er gått til voldgift. Kontraktmessige priser for et samlet volum på 3,2 milliarder Sm³ gass levert per 31. desember 2005 og for volum knyttet til fremtidige leveranser kan bli positivt eller negativt berørt. Utfallet kan på nåværende tidspunkt ikke estimeres.

NOTE 18 – EGENKAPITAL

Alle tall i NOK mill	2005	2004	2003*
Kontantoverføring til Norges Bank	-619 888	-520 713	-439 312
Kapitalinnskudd	9 082	9 082	9 082
Akkumulert resultat per 1.1.	661 075	578 732	510 764
Akk. overdragelse av eierandeler 2001 og 2002	-29 922	-29 874	-30 109
Omregningsdifferanse	-9	-84	-11
Implementeringseffekt ved ny modell for fjerning	1 044	1 044	859
Årets resultat	113 172	82 343	68 154
Sum egenkapital	134 554	120 530	119 427

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

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



FERNAND LEGER:
Kortspillere, 1917,
olje på lerret, Krøller-
Müller-museet,
Otterlo.

Fernand Leger presenterte i 1909 sin variant av kubismen, som han kalte tubisme etter det franske ordet for rør. Hans dyrkning av maskinens styrke og fremtidige muligheter ledet ham hen til å også beskrive mennesker som sammensatt av rørlignende konstruksjoner.

Kapitalinnskudd er beløp betalt til Statoil per 1. januar 1985 for deltakerandeler SDØE overtok av Statoil (tilbakebetalt på gjeld Statoil hadde til staten). Akkumulert resultat per 1. januar er akkumulert driftsresultat fra og med etablering 1. januar 1985.

Akkumulert overdragelse av eiendeler er knyttet til nedslag av SDØE-porteføljen med henholdsvis 15 prosent i 2001 og 6,5 prosent i 2002. Beløpet for 2003 er vist som akkumulert effekt på egenkapitalen fra nedslagene i 2001 og 2002 med henholdsvis 21 339 millioner kroner og 8 770 millioner kroner. I 2004 og 2005 er det foretatt etteroppgjør knyttet til nedslaget i 2001 med en regnskapsmessig effekt på henholdsvis 235 millioner kroner og 48 millioner kroner. Effekten av etteroppjøret er ført mot egenkapitalen og vises som akkumulert overdragelse av eierandeler 2001 og 2002.

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

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

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

NOTE 19 – REVISOR

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

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

Honoraret til Deloitte er belastet regnskapet til Petoro AS.

NOTE 20 – FORVENTEDE OLJE- OG GASSRESERVER

Olje* i mill fat Gass mrd Sm ³	2005		2004		2003	
	Olje	Gass	Olje	Gass	Olje	Gass
Forventede reserver begynnelsen av året	2 499	997	2 689	1 018	2 876	891
Korreksjoner av tidligere år**	-5	-11				
Endring av anslag	-7	3	40	3	65	5
Utvidelser og funn	3	3	24	1	84	146
Forbedret utvinning	108	6	70	0	5	0
Kjøp av reserver	0	0	0	0	0	0
Salg av reserver	0	0	0	0	0	0
Produksjon	-288	-26	-324	-24	-341	-24
Forventede reserver per 31.12	2 311	971	2 499	997	2 689	1 018

* Olje inkluderer NGL og kondensat

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

Tabellen representerer totale forventede gjenværende reserver (P50 anslag i henhold til Oljedirektoratets ressurskategori 1-3), og tar ikke hensyn til lisensperiode. Informasjon om forventet produksjonsperiode og gjeldende lisensperiode er oppgitt i Note 21, Statens deltakerandeler.

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

Reserver i produksjon er summen av forventede gjenværende utvinnbare, salgbare og leverbare petroleumsmengder hvor produksjonen er påbegynt og inkluderer også tilfeller der produksjonen er midlertidig stengt. Mengdene tilfredsstiller Oljedirektoratets ressurskategori 1.

Totale forventede gjenværende reserver per utgangen av 2005 var totalt 8 420 millioner fat o.e. (Oljedirektoratets ressurskategori 1-3)

Forventede reserver i produksjon (Oljedirektoratets ressurskategori 1) ved utgangen av 2005 utgjorde 2 078 millioner fat olje, kondensat og NGL og 624 milliarder Sm³ gass. Dette tilsvarer totalt 6 000 millioner fat o.e. Forventede reserver i ressurskategori 2 og 3 består hovedsakelig av Snøhvit og Ormen Lange.

NOTE 21 – STATENS DELTAKERANDELER

Utvinnings- tillatelse	Per 31.12.2005		Per 31.12.2004		Utvinnings- tillatelse	Per 31.12.2005		Per 31.12.2004	
	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)		Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)		
18	5,00	5,00	134	13,55	13,55				
018 B	5,00	5,00	152	30,00	30,00				
018 C	5,00	5,00	153	30,00	30,00				
028 C	30,00	30,00	169	30,00	30,00				
34	40,00	40,00	169 B1	37,50	37,50				
036 BS	20,00	20,00	169 B2	30,00	30,00				
37	30,00	30,00	171 B	33,60	33,60				
037 B	30,00	30,00	176	47,88	47,88				
037 E	30,00	30,00	185	13,40	13,40				
38	30,00	30,00	190	40,00	40,00				
038 B	30,00	30,00	193	30,00	30,00				
40	30,00	30,00	195	35,00	35,00				
43	30,00	30,00	195 B*	35,00	-				
043 BS*	30,00	-	199	27,00	27,00				
50	30,00	30,00	208	30,00	30,00				
050 B	30,00	30,00	209	35,00	35,00				
050 C	30,00	30,00	237	35,50	35,50				
51	31,40	31,40	248	40,00	40,00				
52	37,00	37,00	248 B*	40,00	-				
052 B	37,00	37,00	250	45,00	45,00				
53	33,60	33,60	253	20,00	20,00				
053 B	25,40	25,40	255	30,00	30,00				
54	40,80	40,80	256	20,00	20,00				
55	13,40	13,40	264	20,00	20,00				
055 B	13,40	13,40	265	30,00	30,00				
055 C	33,60	33,60	275	5,00	5,00				
57	30,00	30,00	276	-	37,00				
62	19,95	19,95	277	30,00	30,00				
64	30,00	30,00	277 B*	30,00	-				
74	19,95	19,95	281	20,00	20,00				
77	30,00	30,00	283	20,00	20,00				
78	30,00	30,00	291	14,26	14,26				
79	33,60	33,60	309	33,60	33,60				
85	62,92	62,92	315	30,00	30,00				
085 B	62,92	62,92	318	20,00	20,00				
085 C	56,00	56,00	327	20,00	20,00				
085 D*	56,00	-	328	20,00	20,00				
89	30,00	30,00	329	20,00	20,00				
93	47,88	47,88	331	20,00	20,00				
94	14,95	14,95	345	30,00	30,00				
094 B	35,50	35,50	347	7,50	7,50				
95	59,00	59,00	348	7,50	7,50				
97	30,00	30,00	374 S*	20,00	-				
99	30,00	30,00	384*	20,00	-				
100	30,00	30,00							
102	30,00	30,00							
103 B	30,00	30,00							
104	33,60	33,60							
107	7,50	7,50							
110	30,00	30,00							
110 B	30,00	30,00							
120	16,94	16,94							
124	27,09	27,09							
128	24,55	24,55							
128 B	54,00	54,00							
128 C*	24,55	-							
132	7,50	7,50							

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

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

Utvinningsstillatelser med netto overskuddsavtaler**

027
028
029
033

	Per 31.12.2005	Per 31.12.2004	Gjenværende	
Samordnede felt	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)	produksjonsperiode	Lisensperiode
Brage Unit	14,26	14,26	2014	2015
Grane Unit	30,00	30,00	2026	2030
Haltenbanken Vest (Kristin)	18,90	18,90	2025	2033
Heidrun Unit	58,16	58,16	2033	2024
Huldra Unit	31,96	31,96	2011	2015
Jotun Unit	3,00	3,00	2015	2021
Njord Unit	7,50	7,50	2017	2021
Norne Unit	54,00	54,00	2016	2026
Ormen Lange Unit	36,48	36,48	2046	2040
Oseberg Sør Unit	33,60	33,60	2050	2031
Oseberg Unit	33,60	33,60	2026	2031
Ringhorne Øst	7,80	-	2021	2030
Snorre Unit	30,00	30,00	2029	2015
Snøhvit Unit	30,00	30,00	2038	2035
Statfjord Øst Unit	30,00	30,00	2018	2024
Sygna Unit	30,00	30,00	2018	2024
Tor Unit	3,69	3,69	2015	2028
Troll Unit	56,00	56,00	2053	2030
Visund Unit	30,00	30,00	2027	2023
Åsgard Unit	35,50	35,50	2029	2027
Felt				
Draugen	47,88	47,88	2021	2024
Ekofisk	5,00	5,00	2028	2028
Eldfisk	5,00	5,00	2028	2028
Embla	5,00	5,00	2028	2028
Gullfaks	30,00	30,00	2027	2016
Gullfaks Sør	30,00	30,00	2025	2016
Heimdal	20,00	20,00	2006	2021
Kvitebjørn	30,00	30,00	2021	2031
Oseberg Øst	33,60	33,60	2024	2031
Skirne	30,00	30,00	2012	2025
Statfjord Nord	30,00	30,00	2018	2026
Tordis	30,00	30,00	2019	2024
Tune	40,00	40,00	2011	2032
Urd	24,55	24,55	2016	2026
Varg	30,00	30,00	2010	2011
Veslefrikk	37,00	37,00	2014	2015
Vigdis	30,00	30,00	2020	2024
Nedstengte felt				
Albuskjell				
Cod				
Edda				
Frøy Unit				
Vest Ekofisk				
Øst Frigg				

	Per 31.12.2005	Per 31.12.2004	
Rørledninger og landanlegg	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)	Konsesjonsperiode
Frostpipe	30,00	30,00	-
Oseberg Transport System (OTS)	48,38	48,38	2028
Troll Oljerør I + II	55,77	55,77	-
Grane oljerør	43,60	43,60	-
Kvitebjørn Oljerør	30,00	30,00	-
Norpipe Oil AS (Eierandel)	5,00	-	-
Olje - Landanlegg			
Mongstad Terminal DA	35,00	35,00	-
Gassrør			
Gassled***	38,63	38,29	2028
Haltenpipe	57,81	57,81	2020
Langeled****	32,95	32,95	2035
Tampen Link	7,00	-	2032
Gass - Landanlegg			
Dunkerque Terminal DA*****	25,11	24,89	-
Zeepipe Terminal J.V.*****	18,93	18,76	-
Etanor DA	62,70	62,70	-
Vestprosess DA	41,00	41,00	-
Kollsnes (gassbehandlingsanlegg)*****	38,63	38,29	-
Snøhvit LNG anlegg	30,00	30,00	2028
Norsea Gas AS (Eierandel)	40,01	40,01	-

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

*** Deltakerandel i Gassled inkludert andel gjennom Norse Gas AS er 39,50 %

**** Nordlige del (Nyhamna - Sleipner): 37,48 %. Sørlige del (Sleipner - Easington): 28,36 %

***** Inkludert i Gassled fra 1. januar 2003

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



Riksrevisjonen
Office of the Auditor General
of Norway

Revisjon av regnskapet for 2005 for Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten

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

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

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

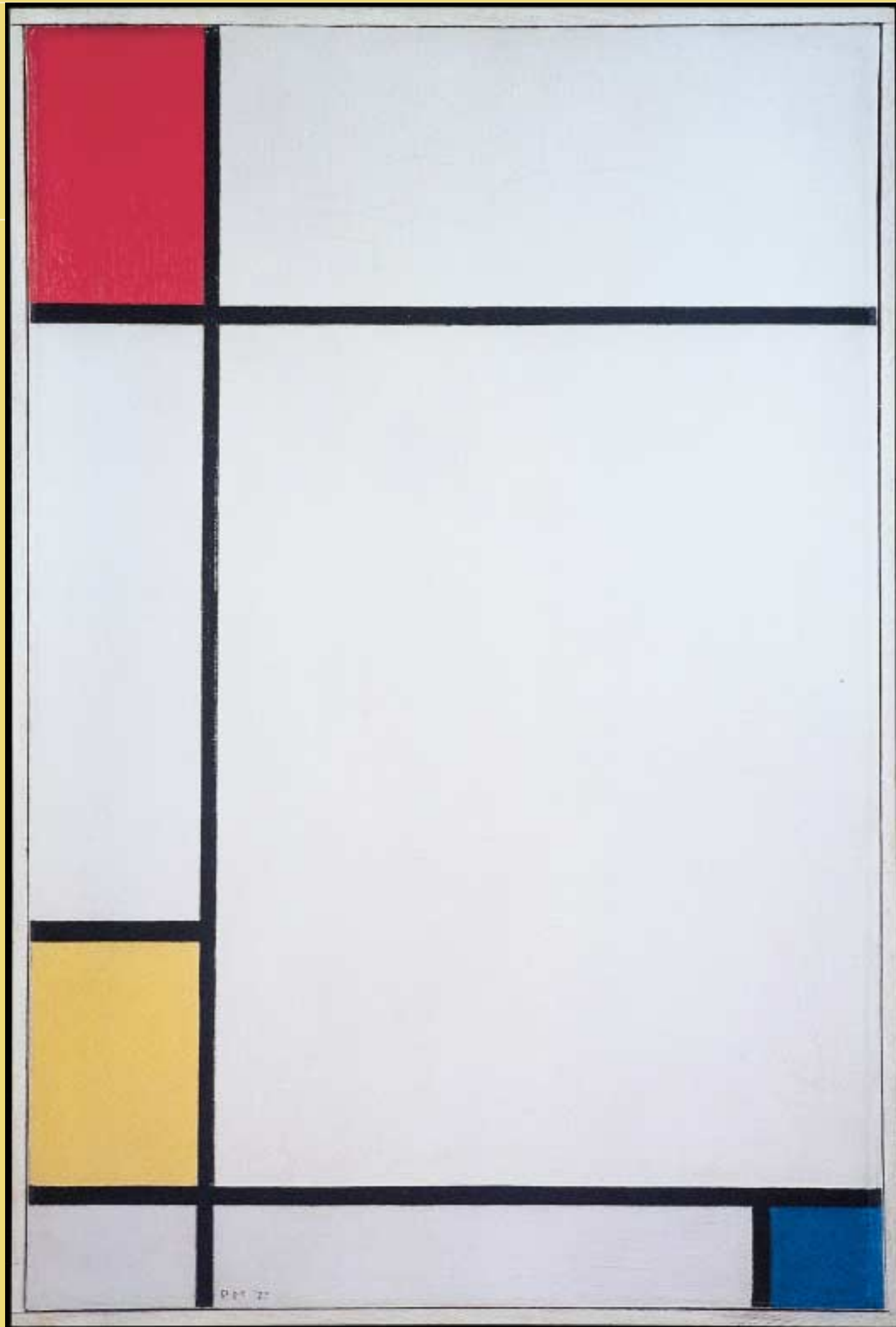
Etter fullmakt

Hans Conrad Hansen
ekspedisjonssjef

Tom Arild Hanekamhaug
avdelingsdirektør

Maleriet som autonom uttrykksform

Innenfor den gryende modernismen i begynnelsen av det tyvende århundre vokser det raskt frem retninger som ikke ønsker referanser til den såkalte virkeligheten. Begrepet «bilde», som jo faktisk indikerer at en billedkunstner er en som avbilder virkeligheten, blir i disse miljøene tabu. Man bruker i stedet utelukkende ordet «maleri». Disse malerne søker dels hen mot det abstrakte maleri, eller går ennå lenger i det man pointerer at et maleri er en gjenstand som ikke forestiller noe annet enn seg selv. Det vil si et lerret påmalt noen fargeflater. Da blir temaet for maleriet malingen i seg selv.



PIET MONDRIAN:
Komposisjon nr. 3 med rødt, gult og blått
1927, olje på lerret, 61 x 40 cm.

Petoro AS resultatregnskap

Alle tall i NOK tusen	Note	2005	2004	2003
Fakturert tilskudd	1	174 320	163 710	177 419
Annen inntekt	1	189	712	0
Utsatt inntekt investeringer	2	-2 429	-5 875	-15 400
Inntektsføring utsatt inntekt	2	5 806	4 279	524
Sum driftsinntekter		177 886	162 825	162 543
Lønnskostnad	3,9	79 306	74 637	72 751
Avskrivning	4	6 098	4 646	924
Forretningsførerhonorar	12, 15	2 714	3 760	455
Regnskapshonorar	14	16 440	16 868	20 583
Kontorhold	13	8 695	10 274	12 204
IKT-kostnader	14	12 287	12 139	16 103
Annen driftskostnad	11, 14, 15	52 384	44 374	44 818
Sum driftskostnader		177 924	166 698	167 837
Driftsresultat		-38	-3 873	-5 294
Finansinntekt		1 117	1 010	2 034
Finanskostnad		-142	-15	-10
Netto finansresultat		975	994	2 024
ÅRSRESULTAT		937	-2 879	-3 271
OVERFØRINGER				
Overført annen egenkapital		937	-2 879	-3 271
Sum overføringer		937	-2 879	-3 271

Stavanger, 23. februar 2006

Bente Rathe
Styreleder

Jørgen Lund
Nestleder

Ingelise Arntsen
Styremedlem

Per-Christian Endsjø
Styremedlem

Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem

John Magne Hvidsten
Ansattes rep.

Elen Carlson
Ansattes rep.

Kjell Pedersen
Adm. dir.

Petoro AS balanse

Alle tall i NOK tusen	Note	2005	2004	2003
EIENDELER				
Anleggsmidler				
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l	4	13 352	17 020	15 792
Sum varige driftsmidler		13 352	17 020	15 792
Sum anleggsmidler		13 352	17 020	15 792
Omløpsmidler				
Kundefordringer		2 445	1 200	0
Andre fordringer	5	388	2 820	3 355
Bankinnskudd	6	49 385	59 439	73 815
Sum omløpsmidler		52 218	63 459	77 170
SUM EIENDELER		65 570	80 479	92 961
EGENKAPITAL OG GJELD				
Egenkapital				
Innskutt egenkapital				
Selskapskapital (10 000 aksjer à NOK 1 000)	7	10 000	10 000	10 000
Sum innskutt egenkapital		10 000	10 000	10 000
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital	8	5 653	4 716	7 595
Sum opptjent egenkapital		5 653	4 716	7 595
Sum egenkapital	8	15 653	14 716	17 595
Gjeld				
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser	9	9 202	16 875	9 247
Utsatt inntektsføring offentlig tilskudd	2	13 095	16 472	14 877
Sum avsetning for forpliktelser		22 298	33 347	24 124
Kortsiktig gjeld				
Leverandørgjeld	15	10 636	5 571	14 021
Skyldige offentlige avgifter	10	3 856	11 232	13 822
Annen kortsiktig gjeld	10	13 127	15 613	23 400
Sum kortsiktig gjeld		27 619	32 416	51 243
Sum gjeld		49 917	65 763	75 366
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		65 570	80 479	92 961

Petoro AS kontantstrømoppstilling

Alle tall i NOK tusen

	2005	2004	2003
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN			
Tilført fra årets virksomhet *)	7 035	1 767	-2 347
+/- Endring i debitorer	-1 245	-665	-250
+/- Endring i leverandørgjeld	5 065	-8 449	-13 042
+/- Endring i andre tidsavgrensede poster	-18 480	-1 154	31 556
Netto likviditetsendring fra virksomheten	-7 625	-8 501	15 918
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER			
- Investert i varige driftsmidler	-2 429	-5 875	-15 400
Netto likviditetsendring fra investeringer	-2 429	-5 875	-15 400
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING			
+ Innbetaling av egenkapital	0	0	0
Netto likviditetsendring fra finansiering	0	0	0
Netto endring i likvider gjennom året	-10 054	-14 376	519
+ Likviditetsbeholdning per 1.1.	59 439	73 815	73 296
Likviditetsbeholdning per 31.12.	49 385	59 439	73 815
*) Dette tallet fremkommer slik:			
Årets underskudd/overskudd	937	-2 879	-3 271
+ Ordinære avskrivninger	6 098	4 646	924
Tilført fra årets virksomhet	7 035	1 767	-2 347

Petoro AS noter



WASSILY KANDINSKY:
Første abstrakte akvarell, 1910, papir, Kandinsky, coll. Paris.

Kandinsky tar sitt utgangspunkt i ekspressionistisk maleri som han rundt 1910 utvikler til et genuint abstrakt maleri gjennom automatismen. Automatismen innebærer at man så raskt som mulig utarbeider et bilde i en teknikk som muliggjør raskt arbeid, slik at man ikke får tid til å reflektere. Da skal de billedlige innskytelser man får angivelig komme fra underbevisstheten, ettersom fornuften ikke får tid til å intervensere. Sånn sett er Kandinsky til en viss grad forløper for den senere abstrakte surrealismen.

REGNSKAPSPRINSIPPER

Årsregnskapet er satt opp i samsvar med regnskapslovens bestemmelser og god regnskapsskikk.

BESKRIVELSE AV SELSKAPETS VIRKSOMHET

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

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

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

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.

VARIGE DRIFTSMIDLER

Varige driftsmidler balanseføres og avskrives over driftsmidlets forventede levetid. Direkte vedlikehold av driftsmidler kostnadsføres løpende under driftskostnader, mens påkostninger eller forbedringer tillegges driftsmidlets kostpris og avskrives i takt med driftsmiddelet. Dersom gjenvinnbart beløp av driftsmiddelet er lavere enn balanseført verdi vil eiendelen bli nedskrevet til gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av netto salgsverdi og verdi i bruk. Verdi i bruk er nåverdien av de fremtidige kontantstrømmene som eiendelen vil generere.

FORDRINGER

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

BANKINNSKUDD

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

PENSJONER

Pensjonskostnader og pensjonsforpliktelser beregnes etter lineær opptjening basert på forventet sluttlønn. Beregningen er basert på en rekke forutsetninger herunder diskonteringsrente, fremtidig regulering av lønn, pensjoner og ytelser fra folketrygden, fremtidig avkastning på pensjonsmidler samt aktuarmessige forutsetninger om dødelighet og frivillig avgang. Pensjonsmidler er vurdert til virkelig verdi og fratrukket i netto pensjonsforpliktelser i balansen.

Selskapet har i 2005 endret metode for regnskapsmessig behandling av aktuarberegnet estimatavvik. Endringer i forpliktelsen som skyldes endringer i pensjonsplaner fordeles over antatt gjenværende opptjeningstid. Endringer i forpliktelsen og pensjonsmidlene som skyldes endringer i og avvik i beregningsforutsetningene (estimatendringer) fordeles over antatt gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid hvis avvikene ved årets begynnelse overstiger 10 % av det høyeste beløp av brutto pensjonsforpliktelser og pensjonsmidler.

TILSKUDD FRA STATEN

Petoro får det enkelte år bevilget et driftstilskudd over statsbudsjettet. Selskapet fakturerer staten for de tjenester selskapet yter for Olje- og energidepartementet, begrenset oppad til årlig bevilget driftstilskudd. Driftstilskuddet er i regnskapet presentert som driftsinntekt. Årets fakturerte driftstilskudd skal dekke selskapets driftskostnader og investeringer det enkelte år.

Tilskudd som går med til å dekke årets investeringer periodiseres som utsatt inntektsføring.

Tjenestene er avgiftspliktige og fakturering til Olje- og energidepartementet inkluderer således utgående merverdiavgift.

LEIEAVTALER

Leieavtale som overfører det vesentligste av økonomisk risiko og kontroll fra utleier betraktes som en finansiell leieavtale. Ved finansielle leieavtaler balanseføres avtalen. Øvrige leieavtaler betraktes som operasjonelle leieavtaler og leiekostnadene kostnadsføres.

SKATTER

Selskapet er fritatt skatteplikt i henhold til Skattelovens § 2-30.

KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Kontantstrømoppstillingen er utarbeidet etter den indirekte metode. Kontanter og kontantekvivalenter omfatter kontanter, bankinnskudd og andre kortsiktige, likvide plasseringer.

NOTE 1 – TILSKUDD FRA STATEN OG ANNEN INNTEKT

Selskapet har i 2005 mottatt driftstilskudd fra den norske stat på totalt NOK 174,3 millioner eksklusiv merverdiavgift. Årets bevilgning fra staten med tillegg for inntektsføring av tidligere års utsatt inntekt og annen inntekt, totalt NOK 180,3 millioner, dekker selskapets driftskostnader på NOK 177,9 millioner. I tillegg dekker tilskuddet investeringer på NOK 2,4 millioner i 2005.

Annen inntekt er hovedsakelig knyttet til fakturering av tjenester levert til operatør av interessentskap.

NOTE 2 – UTSATT INNTEKT

Tilskuddet Petoro mottar fra staten går hovedsakelig med til å dekke løpende driftskostnader. Ved nyinvesteringer henføres deler av mottatt tilskudd til de balanseførte investeringene. I henhold til NRS 4 skal tilskudd til investeringer balanseføres, og selskapet har lagt til grunn en bruttoføring. Eiendelen bokføres til anskaffelseskost og avskrives over den økonomiske levetiden. Tilskuddet behandles som utsatt inntektsføring og føres opp som avsetning for forpliktelser under gjeld i balansen. Tilskuddet inntektsføres i takt med avskrivningene og spesifiseres som inntektsføring utsatt inntekt i resultatregnskapet.

Balanseført utsatt inntekt Alle tall i NOK tusen	2005	2004	2003
Balanseført utsatt inntekt 1.1.	16 472	14 877	0
Utsatte inntektsføring i balansen	2 429	5 875	15 400
Inntektsføring utsatt inntekt i resultatregnskapet	-5 806	-4 279	-524
Balanseført utsatt inntekt 31.12.	13 095	16 472	14 877

NOTE 3 – LØNNSKOSTNAD, ANTALL ANSATTE, GODTGJØRELSE M.M.

Lønnskostnad Alle tall i NOK tusen	2005	2004	2003
Lønn	50 647	48 143	48 632
Arbeidsgiveravgift	10 142	8 774	7 533
Pensjonskostnader (se note 9)	17 077	16 477	15 614
Andre ytelser	1 441	1 243	973
Sum	79 306	74 637	72 751

Antall ansatte per 31.12.	53	59	55
Antall ansatte som har signert arbeidsavtale, men ikke tiltrådt per 31.12.	4	0	1
Gjennomsnittlig antall årsverk	57	57	55

	Kostnadsført	Annen
Ytelser til ledende personer Alle tall i NOK tusen	Lønns- og godtgjørelse	pensjonsforplikt. godtgjørelse
Administrerende direktør	2 559	1 596

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

STYREHONORAR

Utbetalt styrehonorar til styreleder utgjør NOK 270 000 og for de øvrige styremedlemmer samlet NOK 937 500.

NOTE 4 – VARIGE DRIFTSMIDLER

Alle tall i NOK tusen	Fast bygnings- inventar Leiet bygg	Driftsløsøre, inventar og lignende	IKT	Sum varige driftsmidler
Anskaffelseskost 1.1.05	3 075	6 787	13 057	22 919
Tilgang kjøpte driftsmidler	0	0	2 429	2 429
Avgang	0	0	0	0
Anskaffelseskost 31.12.05	3 075	6 787	15 486	25 348
Akk. avskrivninger 31.12.05	629	3 953	7 414	11 996
Bokført verdi 31.12.05	2 446	2 834	8 072	13 352
Årets avskrivninger	280	1 491	4 327	6 098
Økonomisk levetid	11 år	3/5 år	3 år	
Avskrivningsplan	Lineær	Lineær	Lineær	
Årlig leie av ikke balanseførte driftsmidler		406	240	

NOTE 5 – ANDRE FORDRINGER

Andre fordringer består i sin helhet av forskuddsbetalte kostnader hovedsakelig knyttet til husleie og forsikringer.

NOTE 6 – BANKINNSKUDD

Bankinnskudd omfatter bundne skattetrekksmidler med NOK 3 199 305.

NOTE 7 – AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRINFORMASJON

Aksjekapitalen i selskapet per 31.12. 2005 består av 10 000 aksjer á NOK 1 000.

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

NOTE 8 – EGENKAPITAL

Alle tall i NOK tusen	Aksjekapital	Annen EK
Egenkapital 1.1.2005	10 000	4 716
Årets endring i egenkapital:		
Årets resultat	0	937
Egenkapital 31.12.2005	10 000	5 653

NOTE 9 – PENSJONSKOSTNADER, -MIDLER OG -FORPLIKTELSE

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

Alle tall i NOK tusen	2005	2004	2003
Netto pensjonskostnad			
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	12 027	11 429	12 102
Rentekostnad av pensjonsforpliktelsen	3 598	2 552	595
Avkastning på pensjonsmidler	-3 180	-2 447	-661
Resultatført estimatavvik	4 305	3 814	1 145
Arbeidsgiveravgift (AGA)	2 362	2 164	1 858
Netto pensjonskostnad	19 112	17 512	15 039
Netto pensjonsforpliktelse			
Beregnete pensjonsforpliktelser per 31.12.	75 581	56 518	22 619
Pensjonsmidler (til markedsverdi) per 31.12.	-65 117	-41 729	-14 515
Balanseført pensjonsforpliktelse før AGA	10 464	14 789	8 104
Ikke resultatført estimatavvik	-3 450	0	0
Arbeidsgiveravgift (AGA)	2 188	2 085	1 143
Netto pensjonsforpliktelse	9 202	16 875	9 247

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

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

Selskapet har i 2005 endret metode for regnskapsmessig behandling av aktuarberegnet estimatavvik. Avvik i midlene fra 2004 er regnskapsført i sin helhet i 2005. Regnskapsmessig konsekvens av disse estimatavvikene har i sum gitt NOK 0,9 millioner i høyere pensjonskostnad.

NOTE 10 – KORTSIKTIG GJELD

Utover leverandørgjeld består selskapets kortsiktige gjeld i all hovedsak av skyldige offentlige avgifter og avsetninger for påløpte ikke fakturerte kostnader.

NOTE 11 – GODTGJØRELSE TIL REVISOR

Selskapets valgte revisor er Erga Revisjon as. Kostnadsført honorar fra Erga Revisjon for ordinær revisjon av selskapets finansregnskap utgjorde i 2005 NOK 200 625 eksklusiv mva.

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

I tillegg er Deloitte Statsautoriserte Revisorer AS engasjert for å gjøre finansiell revisjon av SDØE regnskapet som del av selskapets internrevisjonsoppgaver. Deloitte har fakturert NOK 1,5 millioner for dette arbeidet i 2005.

Deloitte har også levert tjenester for partnerrevisjoner, kontroll av pro & contra oppgjør i forbindelse med nedsalg av SDØE porteføljen samt tjenester knyttet til vurdering av endring av regnskapsspråk i SDØE regnskapet for totalt NOK 1,2 millioner.



GERRIT RIETFELD:
Schröder-huset,
Utrecht, 1923-24

De Stijl-gruppens arkitekter og billedhuggere arbeidet i lignende baner, og gruppen søkte et felles formuttrykk innen alle medier. I Rietfelds Schröder-hus i Utrecht er grensene mellom flate, skulptur og arkitektur flytende, idet kampen mellom fargeflatene, blokkmassene og det tredimensjonale rom skaper byggets spenning og harmoni. Huset er en en forløper til den kommende funksjonalismen.

NOTE 12 – FORRETNINGSFØRERAVTALER

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

NOTE 13 – LEIEAVTALER

Selskapet har inngått kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS. Leieavtalens gjenværende varighet er 9 år. Forventet årlig leiekostnad er NOK 5,3 millioner.

Selskapet har ingen leieavtaler som oppfyller betingelsene for balanseføring.

NOTE 14 – VESENTLIGE AVTALER

Petoro har inngått en avtale med Accenture ANS om utføring av bilags- og transaksjonsbehandling samt systemapplikasjon knyttet til regnskapsføringen av SDØE og Petoro AS. Avtalen ble inngått i 2002 og har en varighet på 5 år, med opsjon på ytterligere 2 år. Opsjonen ble i 2005 utøvd for den del av kontrakten som er knyttet til regnskapsføringen av SDØE.

Petoro inngikk i 2005 en rammeavtale med Alliance ASA for drift og vedlikehold av Petoros datasystemer, infrastruktur og datakommunikasjon. Avtalen har en varighet på 3 år med opsjon på forlengelse av avtalen to ganger av ett år.

NOTE 15 – NÆRSTÅENDE PARTER

Statoil ASA og Petoro AS har felles eier ved Olje- og energidepartementet og er således nærstående parter. Petoro har i 2005 kjøpt tjenester knyttet til forretningsføreravtaler, kostnadsdeling ved revisjon av lisensregnskap, forsikringstjenester for Statens Petroleumsforsikringsfond samt andre mindre tjenester. Det er i 2005 kostnadsført NOK 3,5 millioner knyttet til kjøp av tjenester fra Statoil. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Per 31.12. 2005 utgjør mellomværende med Statoil NOK 44 360. Beløpet er inkludert i leverandørgjeld i balansen.

Tlf: +47 51 51 03 70

Fax: +47 51 51 03 71

Jens Zetlitzgt.47

Postboks 672

N-4003 Stavanger

Org. nr. 980 024 679 · mva

Statsautorisert revisor

medlem av Den norske Revisorforening

Til generalforsamlingen i PETORO AS

Revisjonsberetning for 2005

Vi har revidert årsregnskapet for PETORO AS for regnskapsåret 2005, som viser et overskudd på kr 937 000. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling og noteopplysninger. Regnskapslovens regler og god regnskapskikk i Norge er anvendt ved utarbeidelsen av regnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og administrerende direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

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

Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets økonomiske stilling 31. desember 2005 og for resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapskikk i Norge
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, den 23. februar 2006.

Erga Revisjon as

Sven Erga
Statsautorisert revisor

Tekster der ingenting annet er oppgitt: Petoro

Tekster til kunst og arkitektur: Lau Albrektsen

Formgivning og produksjon: Printers AS

Foto av styre, ledelse og CO₂-gruppe: Kjetil Alsvik

Bilder av kunst og arkitektur:

Giotto: Annas bebudelse, 1303-1306. Privat foto

Andrea del Castagno: Nadverden, 1447. Privat foto

Domenico Ghirlandaio: Nadverden, 1480. Privat foto

Leonardo da Vinci: Nadverden, 1495-1497. Foto: ©1-Images.no

Andrea Mategna: La Camera degli Sposi, 1473-1474. Foto: ©1-Images.no

Andrea Pozzo: St. Ignazio's herlighet, 1691-1694. Privat foto

Abraham Darby: Coalbrookdale bridge, 1777-81. Foto: ©1-Images.no

Henri Labrouste: Sainte-Geneviève-biblioteket i Paris, 1838-50. Eksteriør. Foto: ©1-Images.no

Henri Labrouste: Sainte-Geneviève-biblioteket i Paris, 1838-50. Interiør. Privat foto

Claude Monet: Impression, soloppgang, 1874. Foto: ©1-Images.no

Claude Monet: Interiør Gare St. Lazare, 1877. Privat foto

Claude Monet: Gare St. Lazare, 1877. Privat foto

Claude Monet: Le Pont de Rome (Gare Saint-Lazare) 1877. Privat foto

John Paxton: Crystal Palace, London, 1851. Foto: ©1-Images.no

Ferdinand Dutert: Palais des Machines, Paris, 1886-89. Privat foto

Gustave Eiffel: Eiffeltårnet under bygning. Samtidig tegning, 1887-89. Privat foto

Paul Gauguin: Jacobs kamp med engelen, 1888. Privat foto

Edvard Munch: Skrik, 1893. © Munch-museet/Munch-Ellingsen gruppen/BONO 2006. Privat foto

Karl Schmidt-Rottluff: Portrett av Rosa Schpire, 1911. © Karl Schmidt-Rottluff/BONO 2006. Privat foto

Edvard Munch: Badende gutter, 1904. © Munch-museet/Munch-Ellingsen gruppen/BONO 2006. Privat foto

Pablo Picasso: De to brødrene, 1906. © Pablo Picasso/BONO 2006. Privat foto

Gustav Vigeland: Mann med kvinne i favn, 1905. © Vigeland-museet/BONO 2006. Privat foto

Gustav Vigeland: Mann med kvinne i favn, 1915. © Vigeland-museet/BONO 2006. Privat foto

Jens Ferdinand Willumsen: En fjellbestigerske, 1912. © Jens Ferdinand Willumsen/BONO 2006. Privat foto

Carlo Carra: Rød rytter, 1914. © Carlo Carra/BONO 2006. Privat foto

Giacomo Balla: Abstrakt fart, bilen har passert forbi, 1913. © Giacomo Balla/BONO 2006. Privat foto

Natalia Goncharova: Raionnist-komposisjon. © Natalia Goncharova/BONO 2006. Privat foto

Fernand Leger: Kortspillere, 1917. © Fernand Leger/BONO 2006. Privat foto

Piet Mondrian: Komposisjon nr. 3 med rødt, gult og blått, 1927.

© 2006 Mondrian/Holtzman Trust c/o hcr@hcrinternational.com

Wassily Kandinsky: Første abstrakte akvarell, 1910. © Wassily Kandinsky/BONO 2006. Privat foto

Gerrit Rietveld: Schröder-huset, Utrecht, 1923-24. Privat foto



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