

ÅRSRAPPORT
FOR SDØE
OG PETORO
2009



ØKTE VERDIER FRA SOKKELEN



Den norske stat eier store andeler i olje- og gasslisensene på norsk sokkel gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Disse eierandelene forvaltes av Petoro AS. Vår viktigste oppgave er å bidra til størst mulig verdiskaping fra statens direkte eierandeler - verdier som kommer hele Norge til gode.

Petoro har de siste årene kunnet sende en årlig kontantstøm i størrelsesorden 100 milliarder kroner eller mer til staten.



ET NORSK IKON



I denne årsrapporten ønsker vi å feire et norsk ikon. Det kjente og kjære Norgesglasset har nemlig rundet hundre år.

I 1908, mens Norge fremdeles var en ung nasjon, ble det første Norgesglasset produsert. På den tiden hadde Drammen Glassverk overproduksjon av vindusglass, og folkene der fant ut at de kunne bruke overkapasiteten til å lage syltetøyglass. Inspirasjonen hentet de fra England og firmaet John Kilner & Co, som framstilte Kilner Jar.

Norgesglasset revolusjonerte måten vi lagret mat på i Norge. Det var rett og slett en svært praktisk nyskaping, som gjorde at folk flest – lenge før kjøleskapet og fryseboksen kom på markedet – på en enkel måte kunne bevare høstens verdifulle matvarer over lang tid. I 1909 ble det fremstilt 112 635 stykker. Et ukjent antall millioner glass fant veien til norske kjøkken og spisskamre før produksjonen opphørte i 1978.

Ideen bak Norgesglasset var enkel. På den norske sokkelen er utfordringene omfattende og kompliserte. Vi i Petoro har ansvaret for å ivareta statens eierandeler på sokkelen, noe vi gjør i tett samarbeid med våre partnere. For oss står Norgesglasset som et symbol på å ta vare på de fruktene naturen gir oss. Samtidig minner det oss på at før vi har noe å bevare, må vi skape det. Derfor er Norgesglasset også en hyllest til alle oss som planter, gjødsler, høster og selger.



INNHOLD

Om Petoro og SDØE	Side 4
Administrerende direktør	Side 6
Nøkkeltall	Side 8
Viktige hendelser	Side 10
Forbedring og standardisering	Side 14
Et fruktbart samarbeid	Side 18
Teknologi er nøkkelen	Side 22
Nye løsninger	Side 24
En fugl i hånden	Side 28
Optimist på gassens vegne	Side 32
Handlekraft og engasjement	Side 36
Miljøagentene	Side 42
HMS	Side 46
Miljø	Side 48
Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	Side 54
Ledelsen i Petoro	Side 58
Styret i Petoro	Side 60
Årsberetning 2009	Side 62
Regnskap, noter, revisor	Side 77
Finanskalender/adresser	Side 106

KORT OM PETORO

— PETOROS HOVEDMÅL

Selskapet skal på forretningsmessig grunnlag skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gass-portefølje.

SDØE-PORTEFØLJEN SOM EIES AV DEN NORSKE STAT ER DEN STØRSTE PÅ NORSK SOKKEL

Den norske stat eier store andeler i olje- og gasslisensene på norsk sokkel gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). SDØE er den største porteføljen av olje- og gassreserver på norsk sokkel og representerer omlag en tredel av Norges petroleumsreserver og mer enn en firedel av den samlede olje- og gassproduksjonen. Det er Petoro som forvalter denne porteføljen.



Petoro ble stiftet 9. mai 2001 som følge av delprivatiseringen av Statoil og basert på et mandat fra Stortinget om å forvalte SDØE på en forretningsmessig måte. Selskapet har de siste årene kunnet sende en årlig netto kontantstrøm i størrelsesorden 100 milliarder kroner eller mer til staten. Denne pengestrømmen representerer en av tre hovedkilder til oppbyggingen av statens pensjonsfond utland, det såkalte oljefondet.

SAMMEN MED ANDRE SKAPER PETORO ØKTE VERDIER

Petoro har sitt kontor i Stavanger og har i dag 65 ansatte med et bredt spekter av kompetanse og erfaring. Selskapet har de siste årene bygget opp et eget miljø innenfor undergrunn. Petoro har en forholdsvis liten organisasjon som preges av godt samarbeid, både internt og med andre

selskaper, myndigheter og eksterne kompetansemiljøer. Kombinasjonen av mål om størst mulig økonomisk verdiskaping, en i internasjonal sammenheng meget stor portefølje og en begrenset organisasjon, gjør at Petoro må arbeide på en helt spesiell måte for å kunne skape en "positiv forskjell".

Hovedarenaen for selskapets virke er de enkelte utvinningstillatelsene og prosjektene. I tillegg overvåker Petoro Statoils salg av statens olje og gass.

Ved årsskiftet 2009/2010 var Petoro rettighets-eier til andeler i 137 utvinningstillatelser, hvorav 37 produserende felt. Statoil er operatør for over 80 prosent av SDØE-produksjonen. Som forvalter av Norges største lisensportefølje har Petoro en unik posisjon på sokkelen. Lønnsom reservetilgang er avgjørende for fremtidig økonomisk verdiskaping fra SDØE-porteføljen. Ved utgangen av 2009 inneholdt SDØE 6,8 milliarder fat olje og gass omregnet til oljeekvivalenter, og er dermed den største porteføljen av gjenværende reserver på norsk sokkel på linje med Statoils portefølje.

GASS STØRRE ENN OLJE

Mens oljeproduksjonen har vært på vei nedover de siste årene, har gassproduksjonen holdt seg på samme nivå. Gassproduksjonen er nå større enn oljeproduksjonen, og forskjellen mellom gass og olje vil øke betraktelig fremover.

Norsk sokkel er i en moden fase, der olje-produksjonen faller samtidig som kostnadene for å løfte oljen og gassen øker. Fortsatt ligger det store gjenværende petroleumsressurser utenfor kysten av Norge. De modne feltene er en ryggrad for videreutvikling av SDØE-porteføljen. Petoro er en pådriver for å forsterke letevirk-somheten, ta i bruk ny teknologi, effektivisere produksjonen og øke lønnsomheten, også av mindre funn.

VIKTIGE FELT I BARENTSHAVET
Snøhvit

VIKTIGE FELT I NORSKEHAVET
Ormen Lange
Åsgard
Heidrun
Draugen
Kristin
Norne

VIKTIGE FELT I NORDSJØEN

Troll
Oseberg
Kvitebjørn
Gullfaks
Snorre
Grane
Ekofisk
Visund
Tordis/Vigdis



PETOROS HOVEDOPPGAVER

Ivaretagelse av statens deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike.

Overvåking av Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med avsetningsinstruksen til Statoil.

Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler.

OMSTILLING

Vi har, både som næring og nasjon, grunn til å se tilbake på norsk oljevirksomhet med stolthet. Få petroleumsnasjoner har fått så mye ut av sin olje og gass som det Norge har, økonomisk, kompetansemessig og som grunnlag for næringsutvikling hjemme og eksport av kompetansebaserte varer og tjenester.



"Enda mer radikal nytenking trengs for utvikling av de mange små funn som vi ser konturene av".

Et kinesisk ordtak sier at de som sløser bort dagen med å snakke om gårsdagens seire, får ingenting å skryte av i morgen. Overført til norsk sokkel vil jeg si at for å kunne skryte like mye av det neste kapittelet i historien om norsk sokkel som det vi har lagt bak oss, må vi gjøre ting annerledes.

Reservoarer som Troll (10 000 millioner fat olje-ekvivalenter), Gullfaks (2500 mill.f.o.e.) og Heidrun (1 300 mill. f.o.e.) tillot den type utbyggingsløsninger og utbyggingskostnader vi kjenner. I 2009 ble det gjort 20 nye funn på norsk sokkel. Det er et gledelig og imponerende antall, men gjennomsnittstørrelsen var 40 millioner fat o.e. Det tilsvarer 0,4 prosent av de opprinnelige totale Troll-reservene og tre prosent av reservene i Heidrun. Det største funnet i 2009 var en tidel av Gullfaks.

Vi har igjen å produsere nær 60 prosent av de totale antatt utvinnbare ressursene – ca 50 milliarder fat oljeekvivalenter. Det er et godt grunnlag for fortsatt stor verdiskaping og spennende arbeidsoppgaver i lang tid fremover. Men det er viktig å forstå at en stor del av de resterende fatene og kubikkmeterne ikke vil tåle gårsdagens investeringer, løsninger og kostnader.

Samtidig er de store modne feltene og anleggene på mange måter en avgjørende forutsetning også for fremtidig verdiskaping. Det er dels fordi de fortsatt inneholder store olje- og gassmengder. Men i tillegg er det en viktig, men tidskritisk gjensidig avhengighet mellom modne felt og nye funn: Lønnsomhet i mange nye funn vil være avhengig av tilgang til nærliggende installasjon for prosessering og transport. Motsatt vil de modne installasjonene etter hvert trenge tilførsel av nye mengder olje og gass for å kunne forsvare kostnadene til fortsatt drift.

Verdiskaping og levetid til de modne feltene i seg selv, dreier seg mest om å øke olje-

utvinningen. Det viktigste tiltaket i så måte er å bore brønner. Men på tre av våre mest sentrale felt var antallet brønner per boreanlegg mer enn 50 prosent høyere i de fem første årene etter 2000, enn i de fem siste. En så lav boretakt betyr at disse feltene kan de bli stengt ned før vi får boret det antall brønner som er nødvendig for å produsere planlagt mengde olje og gass.

Da går ikke bare inntekter fra hovedfeltet tapt, men også muligheter for å utvikle prospekter i nærområdet.

Petoro representerer stort eierskap i de store feltene og ønsker å være en drivkraft for omstilling. Vi vil drøfte med våre operatører og øvrige partnere hva vi kan og bør gjøre for å øke boretakt og holde oppe fremdriften i andre prosjekter og tiltak som kan bidra til økte reserver.

En forutsetning kan være å få ned kostnadene. Eksempler på det kan være å modifisere og effektivisere gamle rigger og annet utstyr. Også utskifting til radikalt enklere, mer fleksible og billigere løsninger må vurderes. Samtidig må vi være realistiske med hensyn til hvor mye mer reserver vi kan få ut gjennom boring fra hovedplattformen. Det kan i tillegg bli nødvendig med større investeringer i utstyr for undervannsproduksjon på deler av selve hovedfeltet som det ellers kan bli vanskelig å utnytte.

Videre må vi finne ut hva nye og avanserte metoder for økt utvinning kan gi oss. Ett aktuelt eksempel er at Petoro gjør analyser sammen med Statoil og partnerne for å teste ut nanopartikler som tilsetning til injeksjonsvann i en av brønnene på Heidrun. Nanopartiklene programmeres til å blokkere områder av reservoaret som allerede er tømt for olje og dermed tvinge injeksjonsvannet ut i deler av reservoaret der det fortsatt er mulig å presse ut mer olje.

Omstilling av måten vi håndterer de modne feltene er viktig og tidskritisk. Enda mer radikal nytenking trengs for utvikling av de mange små funn som vi ser konturene av. Nye konsepter og metoder blir nødvendig for å sikre lønnsom utbygging. Områdeløsninger kombinert med større grad av industritenking – "feltutbygging på samlebånd" – kan være en retning å gå. Stikkord er enklere, billigere, mer standardisert.

Effektiv drift er en annen forutsetning for å forlenge levetiden til feltene. Her har Statoil som ledende operatør på sokkelen tatt viktige og konstruktive skritt gjennom integrerte operasjoner og sin nye driftsmodell. Vi må ta flere slike skritt i tiden fremover.

La meg hoppe til et annet område der endring ser ut til å være dagens orden – det internasjonale gassmarkedet. Kombinasjonen av finanskrise/lavere etterspørsel etter gass i Europa og mer lønnsom tilgang til store forekomster av skifer gass i USA, har skapt en ny markedsbalanse og bekymring blant andre gassprodusenter og -eksportører.

Min vurdering er at etter en begrenset periode med svak markedsbalanse, vil vi se fortsatt stigende etterspørsel etter gass i verden – og i Europa. Én viktig grunn til dette tror jeg vil være at forbrukere, folkevalgte, forskere og kanskje til og med forkjempere for klima og miljø, kommer til å innse at økt bruk av gass er blant de mest omfattende, tilgjengelige og effektive tiltakene for å redusere globale utslipp av klimagass. I alle fall på kort og mellomlang sikt.

Den andre grunnen til min tro på norsk gass spesielt, er at verdens største "gassmaskin" til havs av rørledninger, plattformer og landanlegg har gjort Norge til en meget konkurransedyktig leverandør til det energihungrige Nordvest-Europa.

Det er utfordrende å opprettholde en slik konkurranseposisjon. For også gassen vi skal levere i fremtiden vil i økende grad komme fra mindre felt, på dypere vann og/eller i større avstand fra markedet. Til syvende og sist avgjør prisen på produktene hvor store mengder vi får solgt i markedet, og dermed hvor store verdier som skal tilfalle det norske samfunn fra petroleumsvirksomheten.

Det som teller mest for oss som har i oppgave å få størst mulig verdi ut av de gjenværende ressursene, er lavere kostnader, større effektivitet, fokus på hvert fat som kan produseres, kreativitet og faktisk vilje til å investere i en sen fase av virksomheten.

Slik sett er det ikke så mye prinsipielt nytt i måten å tenke omkring forvaltningen av norsk olje og gass. Men en ny virkelighet gjør at vi må utvikle nye metoder for å sette tankene og planene ut i livet.

Omstilling, med andre ord.



KJELL PEDERSEN
Administrerende direktør

NØKKELTALL 2009

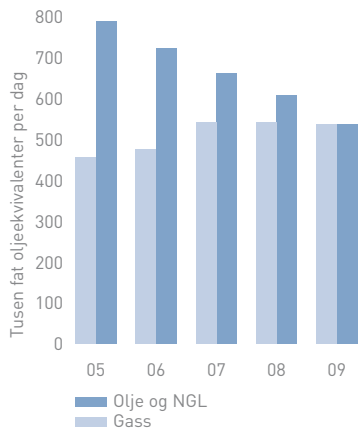
Årsresultatet for statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i 2009 var 100,7 milliarder kroner sammenlignet med 159,9 milliarder kroner i 2008. Totale driftsinntekter i 2009 var 154,2 milliarder kroner, mot 214,6 milliarder kroner året før. Kontantstrømmen overføres til staten og var 97,0 milliarder kroner i 2009, mot 155,4 milliarder kroner i 2008. Samlet daglig produksjon på 1,074 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) var en reduksjon i forhold til fjoråret.

FINANSIELLE DATA (i millioner kroner)

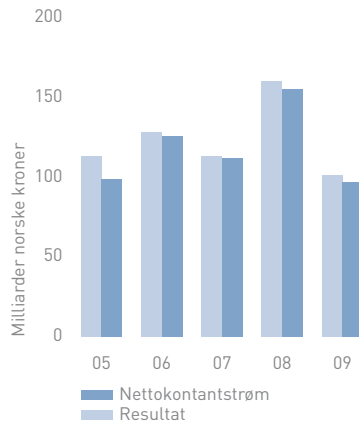
	2009	2008	2007	2006	2005
Driftsinntekter	154 186	214 585	167 724	174 979	152 683
Driftsresultat	103 964	157 843	114 493	129 833	113 069
Årets resultat	100 662	159 906	112 641	128 467	113 172
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	120 050	175 548	132 203	146 616	122 181
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	23 592	19 948	19 871	19 887	19 661
Netto kontantstrøm	96 992	155 420	112 281	126 213	99 175

OPERASJONELLE DATA

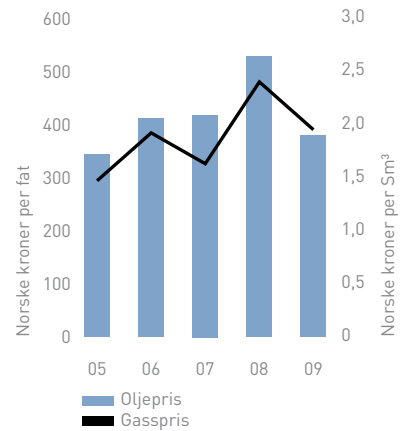
	2009	2008	2007	2006	2005
Produksjon – olje og NGL (tusen fat/dag)	537	607	661	723	788
Produksjon – tørrgass (millioner Sm ³ /dag)	85	86	86	75	72
Olje-, NGL- og tørrgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	1 074	1 148	1 202	1 198	1 244
Gjenværende reserver (millioner fat o.e.)	6 786	7 354	7 736	8 080	8 420
Reserveerstatningsgrad (treårig gjennomsnitt i prosent)	-3	18	28	26	95
Reservetilgang (millioner fat o.e.)	-176	36	105	97	177
Oljepris (USD/fat)	60,53	97,99	71,44	64,50	53,03
Oljepris (NOK/fat)	380	528	418	412	344
Gasspris (NOK/Sm ³)	1,95	2,40	1,63	1,92	1,47

PRODUKSJON


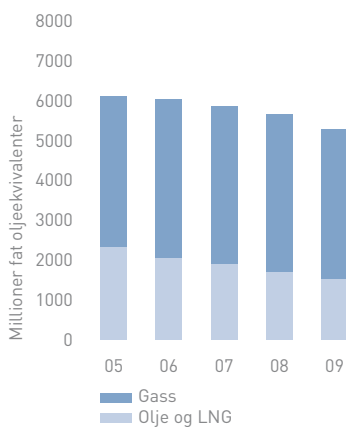
I 2009 var totalproduksjonen fra SDØE-porteføljen på 1,074 millioner fat o.e. per dag, seks prosent lavere enn for 2008. Væskeproduksjonen (olje, NGL og kondensat) viste en nedgang på ni prosent sammenlignet med 2008, mens gassproduksjonen holdt seg på samme nivå som i 2007 og 2008. Gassproduksjonen var, målt i oljeekvivalenter, like høy som væskeproduksjonen.

RESULTAT/KONTANTSTRØM


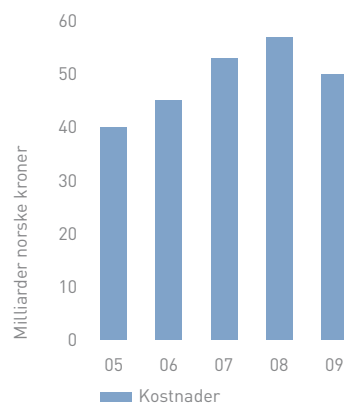
Årsresultatet for 2009 på 100,7 milliarder kroner var 37 prosent lavere enn året før. Reduksjonen kom først og fremst som følge av betydelig reduserte olje- og gasspriser i 2009 sammenlignet med rekordåret 2008. Lavere oljeproduksjon bidro til at resultatet ble ytterligere redusert. Kontantstrømmen, som i sin helhet overføres til staten, var 97,0 milliarder kroner i 2009, en reduksjon på 58,4 milliarder sammenlignet med året før.

OLJE- OG GASSPRIS


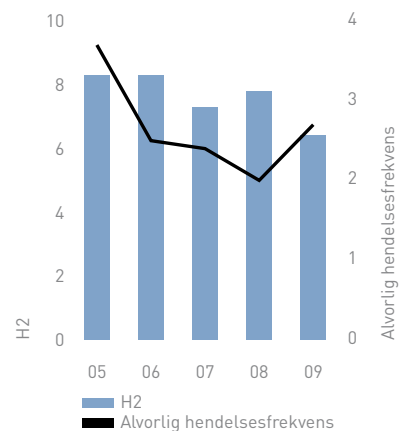
Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE-porteføljen var 380 kroner per fat, mot 528 kroner per fat året før. Oljeprisen for porteføljen i US dollar var 60,53 per fat, 38 prosent lavere enn for 2008. Gjennomsnittlig gasspris for 2009 var 1,95 kroner per Sm³ mot 2,40 kroner per Sm³ i 2008.

GJENVÆRENDE RESERVER


Ved utgangen av året var porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver på 6,8 milliarder fat o.e. Dette er 568 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2008. I tillegg til årets produksjon skyldes nedgangen nedskrivninger av reservene på flere produserende felt. Forbedret utvinning på Gullfaks, Oseberg og Troll gav imidlertid viktige positive bidrag til gjenværende reserver.

KOSTNADER


Totale driftskostnader var i 2009 50,2 milliarder kroner, 11 prosent lavere enn for 2008 som følge av reduserte kostnader til kjøp av gass. Kostnader til drift av felt, rørledninger og landanlegg var på nivå med fjoråret. Årets leteaktivitet var høy også i 2009, med 23 ferdigstilte brønner og en firedobling av påviste ressurser sammenlignet med året før. Letekostnadene for 2009 var om lag 10 prosent høyere enn året før.

SIKKERHET


Dødsulykken på Oseberg i mai 2009, hvor en stillasarbeider omkom, overskygger HMS-resultatet for året. Resultatet for 2009 viste en forverring vedrørende "alvorlige hendelser" i forhold til året før, fra 2,0 hendelser per millioner arbeidstimer i 2008 til 2,7 i 2009. Antallet personskader per millioner arbeidstimer (H2) ble forbedret fra 7,8 i 2008 til 6,4 i for 2009.

VIKTIGE HENDELSER I 2009

MARKEDSUTVIKLING

Det som startet som en internasjonal finanskriser i 2008, utviklet seg til å bli det største økonomiske tilbakeslaget verden har opplevd siden 30-tallet. Betydelig økning i kostnader de siste årene, kombinert med dramatisk fall i oljepris i siste del av 2008, skapte stor usikkerhet for aktørene i oljebransjen.

Ønske om kostnadsreduksjoner og kapitaldisiplin, samt tekniske og organisatoriske begrensninger hos operatør, var medvirkende årsak til at en rekke utbyggings- og modifikasjonsprosjekter på norsk sokkel i 2009 falt bak oppsatte planer. Petoro har jobbet aktivt med operatører og partnere for å drive frem lønnsomme prosjekter og sikre beslutninger til rett tid.

Petoro er opptatt av at næringen må ivareta en god balanse mellom det kortsiktige behovet for reduserte kostnader på norsk sokkel, og det langsiktige behovet for å drive frem lønnsomme prosjekter som kan møte en antatt økt etterspørsel etter olje

og gass. Petoro har også pekt på faren for at store svingninger kan medføre en permanent nedbygging av kapasitet i leverandørindustrien, spesielt i verkstedsindustrien, og at dette kan bidra til fremtidig markedspress og ny kostnadsøkning.

UTFORDRENDE GASSMARKED

Situasjonen i det europeiske gassmarkedet i 2009 var utfordrende. Hovedårsakene til dette var økt import av LNG som følge av økt global LNG-produksjon og økt produksjon av skifergass i USA. I tillegg har en svak økonomisk utvikling medført lavere etterspørsel etter gass.



VIDEREUTVIKLING AV GULLFAKS

Som den eneste partner på Gullfaks har Petoro en viktig rolle i videreutviklingen av feltet for å sikre en levetid for feltet frem til 2030.

Både betydelig oppgradering av alle gamle boreinnretninger, og modifisering av produksjonsanleggene slik at de kan produsere med lavere trykk i reservoar, er viktig for å sikre lønnsom utvinning av de gjenværende reserver. I tillegg vurderer Petoro avanserte injeksjonsmetoder for ytterligere å øke utvinningsgraden på feltet.

SNORRE 2040 OG SNORRE EKSPORT

Snorre er et av feltene med størst gjenværende oljereserver på norsk sokkel, og er derfor viktig for verdiskapingen i SDØE-porteføljen. For å identifisere den optimale utviklingen og dreneringen av feltet frem mot 2040, er det igangsatt et prosjekt som analyserer blant annet reservepotensialet, levetiden til eksisterende infrastruktur og kostnadsutviklingen.

For å kunne være en aktiv bidragsyter i dette prosjektet,

og som grunnlag for valg av retning til sommeren 2010, har Petoro satt i gang egne studier av undergrunnen, inkludert vurdering av usikkerheten i reservegrunnlaget, og et konsept for en mulig ny stor infrastruktur i området. Et element i den langsiktige løsningen er blant annet ny oljeeksportløsning. Den nye løsningen vil imidlertid ikke være på plass tidnok i forhold til når Statfjord-partnerne antas å stenge ned produksjonen på Statfjord A. Snorre A prosesserer og eksporterer i dag sin olje via Statfjord A. Partene i Statfjord og Snorre er derfor blitt enige om en ny mellomlang løsning, hvor oljen fra Snorre A ferdigprosesseres på Snorre B og sendes til Statfjord B for eksport.

Petoro ledet de kommersielle forhandlingene med Statfjord på vegne av Snorre. Betingelsene i denne løsningen er økonomisk sett betydelig bedre for Snorre og Petoro enn i tidligere avtale.

UTVIKLING AV VALEMON

Petoro har som ambisjon å bidra til tidsriktig innfasing av nye ressurser. Valemon



ligger i Gullfaks-/Kvitebjørn-området og er en mulig feltutbygging som Petoro har viet spesiell oppmerksomhet i denne sammenhengen. Her mener selskapet at riktig oppstartstidspunkt vil være høsten 2014. Selskapet har i sin vurdering lagt til grunn resultater av eget undergrunnsarbeid, samt eget arbeid i forbindelse med plattformkonsept og gjennomføringsplan.



ÅSGARD

I forbindelse med et Åsgard-prosjekt for trykkøkning på Midgard/Mikkel, har Petoro i 2009 bidratt aktivt til å etablere undervannskompresjon som et konkurransedyktig alternativ til utbygging med tradisjonell plattformløsning. Undervannskompresjon innebærer utvikling av ny teknologi som også vil kunne få anvendelse på andre felt i SDØE-porteføljen. Petoros fokus har i tillegg

vært å finne riktig tidspunkt for når kompresjonsløsningen må være på plass.

BEDRE LETERESULTATER

I løpet av 2009 ble Petoro gitt 19 nye andeler til forvaltning, hvorav sju andeler i 20. konsesjonsrunde, ni i form av tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO 2008) og tre lisensfradelinger. Flere av de nye lisensandelene befinner seg i Norskehavet og Barentshavet og kan representere betydelig reservetilvekst for SDØE på sikt.

Det ble gjort flere lovende funn i 2009 som kan bidra til langsiktig reservetilvekst for SDØE. Leteaktiviteten var på samme nivå som for 2008, men med et betydelig bedre resultat. Av de totalt 23 lete- og avgrensingsbrønnene som ble boret i 2009, ble det gjort 13 funn, og totalt forventet utvinnbart volum er om lag firedoblet sammenlignet med året før.

FORTSATT HØYT INVESTERINGSNIVÅ

Investeringsnivået i 2009 var blant tidenes høyeste, og forventes å være høyt også i 2010. Videre utvikling

av investeringene avhenger av utviklingen i verdensøkonomien, prisenivået på olje og gass, og aktivitetsnivået i petroleumsvirksomheten, herunder åpning av nye områder. Både utviklingen i verdensøkonomien og prisene på olje og gass preges av usikkerhet. Det forventes at de siste årenes kraftige økning i prisene på innsatsfaktorer vil snu.

AVANSERTE INJEKSJONSMETODER

Petoro har i 2009 gjennomført eget arbeid knyttet til avanserte injeksjonsmetoder for å øke utvinningen på norsk sokkel. Petoro har



gjennomført dybdestudier av ny teknologi innen Bright-Water ("smart vann") på Heidrun/Gullfaks/Snorre, og tatt dette videre til partnerskapet for vurdering og uttesting. Det utarbeides planer for en pilot på Heidrun i 2010.

I 2009 ble det besluttet å gjennomføre mulighetsstudier for kjemisk injeksjon på Snorre, og injeksjon av sjøvann med redusert saltinnhold (lavsaltinnhold) på Heidrun. Petoro har gjennomført eget undergrunnsarbeid som støtte for dette, og brakt resultatene videre til partnerskapet på disse feltene. Petoro har også bidratt til å utarbeide suksesskriterier for piloter og beslutningskriterier for videre fullfeltsimplementering for avansert vanninjeksjon.

—
I løpet av 2009 ble
Petoro gitt 19 nye
andeler til forvaltning
—





VÅR INDUSTRI HAR LENGE
VÆRT NYSKAPENDE. MEN
HVORDAN STÅR DET TIL MED
STANDARDISERINGEN?





”Jo enklere vi gjør ting, desto mindre vil behovet for kontroll og overvåkning være”.

TOR RASMUS SKJÆRPE
Direktør for
Lisensoppfølging



FORBEDRING OG STANDARDISERING

”Omstilling er det vi trenger på norsk sokkel. Det er også alle enige om. Nå gjelder det bare å vise at vi kan levere”, sier direktør for Lisensoppfølging, Tor Rasmus Skjærpe.

Han lister opp fem områder som petroleumsindustrien bør konsentrere sin forbedringsinnsats rundt:

- Raskere og enklere brønnoperasjoner
- Økt beslutningskraft for gjennomføring av prosjekter
- Standardisering av arbeidsprosesser og utstyr
- Felles prosjektorganisasjon for småfelt
- Forenkling av tilkøpling til eksisterende anlegg

”Standardisering har vi snakket om lenge. Nå er tiden inne for å ta skrittet og gjøre det. Oljebransjen i Norge har historisk vært preget av store, banebrytende prosjekter som har gitt anledning til skreddersøm for hvert felt. I 2010 er bildet preget av mange småfelt og høye kostnader. Det krever enklere løsninger og nytenkning både hos operatører og leverandører”.

Som et godt eksempel på et positivt framskritt i forhold til morgendagens utfordringer nevner han FMC Kongsberg sin katalog for standardisert undervannsutstyr. Konseptet er på mange måter en kopi av IKEA-konseptet, og vekker stor entusiasme hos lisensdirektøren.

”Der presenteres ulike typer standard utstyr med faste og konkurransedyktig reduserte priser. Dette er mulig fordi produktene er standardisert og masseprodusert. Standardiseringen gir dessuten store besparelser med hensyn til dokumentasjon, inspeksjon og andre produksjonsforhold.

IKEA er blitt kopiert av mange bransjer med stort hell, og nå er det oljeindustriens tur til å lære”, mener Skjærpe.

Nye arbeidsprosesser må også utforskes. Inntil nå har det vært normalt med feltutvikling der de ulike oppgavene gjøres i sekvens. Man leter, borer, evaluerer og bygger ut til slutt. For mindre felt er det viktig å gjøre flere arbeidsoppgaver samtidig for å spare tid og kostnader samt at man må evne å modne flere felt av samme kategori fortløpende etter samlebåndsprinsippet.

På Valemon-feltet hvor Statoil er operatør har Petoro spilt en aktiv rolle for å påvirke utviklingsplanen. Et alternativ for Valemon er å starte boring av brønner i 2012-13 og basert på resultatet fra disse, designe og installere en prosessplattform med oppstart i 2016. Petoro har ønsket å utrede en løsning med parallelle utbyggingsaktiviteter hvor plattformen er i produksjon i 2014. Nå blir begge alternativene utredet, og beslutning tas i første halvdel av 2010”, fastslår Skjærpe.

For å opprettholde dagens produksjonsprofil fram til 2020 må det modnes og besluttes ca 100 prosjekter de neste ti årene. Det vil si ti små prosjekter hvert år. Da duger ikke den gamle måten å jobbe på lenger.

”En forutsetning for å få tempoet opp er at man unngår at framdriften går i rykk og napp. Vi må lage en plan for parallelle feltutviklingsaktiviteter for et knippe småfelt,

—
Som et godt eksempel på et positivt framskritt i forhold til morgendagens utfordringer nevner han FMC Kongsberg sin katalog for standardisert undervannsutstyr. Konseptet er på mange måter en kopi av IKEA-konseptet, og vekker stor entusiasme hos lisensdirektøren.
—



Trollfaltet er ryggraden i norsk gasseskjøp.

etablere en ny og effektiv arbeidsprosess og sørge for kontinuitet”.

Målet er å komme dit at mange små funn i lisenser med ulike eiere kan bygges under en felles prosjektledelse. Det krever omstilling i tankesett og arbeidsformer. Oljeselskaper som er vant til å ha hånden på rattet og stor grad av kontroll, må etablere en samarbeidsform der de overlater til en av operatørene i området å ta ansvaret for feltutviklingen. Utstyr, arbeidsprosesser og avtaler må forenkles.

”Jo enklere vi gjør ting, desto mindre vil behovet for kontroll og overvåkning være”.

Forenkling er også et universelt rop fra leverandørindustrien. Aker Solutions mener de kan kutte kostnadene med 20 til 30 prosent gjennom forenkling, standardisering og samordning av utbyggingsprosjekter. Kostnadsutt i denne størrelsesorden kan bidra til å gjøre flere prosjekter lønnsomme og dermed få

fart på utbyggingsprosjektene og øke aktivitetsnivået i industrien.

”Statoil arbeider nå med et såkalt fast-track prosjekt for Tampen/Oseberg-området der arbeidsprosesser, spesifikasjoner og krav skal forenkles. Dette er svært positivt”, sier han.

Mangfold og meningsbrytning blant partnerne i en lisens er også viktig for å sikre fremtidsrettede og lønnsomme løsninger. Tor Rasmus Skjærpe er opptatt av at ikke bare operatøren, men alle medeierne i en lisens engasjerer seg og jobber sammen for å utvikle nye og mer effektive arbeidsprosesser og tekniske løsninger.

”Konstruktiv debatt, aktive og modige medspillere i lisensene er noe vi trenger mer av. Ettersom Statoil opererer nitti prosent av SDØE-produksjonen er dette behovet for mangfold og aktive partnere ekstra viktig for å sikre de riktige beslutningene”.

”Noen ganger gjør Petoro egne studier, mens

Petoro og Total arbeider tett sammen for å sikre at havbunnskompresjon blir utredet som et alternativ i tillegg til kompresjon fra plattform.



andre ganger samarbeider vi med partnerne våre om felles studier. Selskaper som Exxon-Mobil, ConocoPhillips og Total har en unik breddeerfaring fra operasjoner over hele verden, samtidig som de har en imponerende forskningskapasitet. De har spesialkompetanse innen organisering, tekniske løsninger, kostnadsspørsmål og mange andre relevante fagområder. Vi samarbeider godt med alle disse selskapene”.

Petoro og Total har arbeidet tett sammen i Åsgard-lisensen for å sikre at havbunnskompresjon blir utredet som et alternativ i tillegg til plattformløsningen.

”Vi ser det som vår oppgave å bidra til at det drives fram ny teknologi. Nå er det to likeverdige løsninger for kompresjon som blir vurdert, og det er vi tilfreds med”.

”Det er viktig at operatøren har en kultur for nysgjerrighet, og legger til rette for at partnerne blir invitert inn i diskusjonene tidlig og kan

være med å påvirke fra starten. Skal vi utvikle ny teknologi og bedre arbeidsprosesser må vi unngå ”vi vet best”- holdinger. Alternative synspunkter må ikke bli betraktet som støy. Vi har gjentatte ganger i norsk petroleumshistorie sett hvor viktig det er at aktørene konkurrerer om det å utvikle de beste løsningene og utfordre hverandre”, minner Tor Rasmus Skjærpe om.

Les mer om samarbeidet med Total på neste side.

—
”Vi må evne å modne flere felt av samme kategori fortløpende etter samlebånd-prinsippet”.
—

ET FRUKTBART SAMARBEID

De store, kapitalsterke internasjonale aktørene på norsk sokkel spiller flere viktige roller. En av de viktigste er å bidra til å utvikle og kvalitetssikre ny teknologi. Petoro arbeider tett sammen med flere av disse selskapene. En av de mest sentrale samarbeidspartnerne er franske Total.

Ekofisk er et av de største feltene på norsk sokkel, og er en meget viktig inntektskilde for samtlige eiere.



“Oljevirkosomheten har behov for selskaper som har ressurser nok til å utfordre den dominerende aktøren og foreslå alternative løsninger. På den måten bidrar de internasjonale selskapene til økt mangfold”, sier lisensdirektør Tor Rasmus Skjærpe i Petoro.

“Det er viktig å utfordre, ikke for å være vanskelig, men for å sikre at vi får de beste løsningene. Vi har et team i Stavanger som kan gjøre studier for å støtte beslutningsprosessene i lisensene og vi har også muligheter til å involvere hovedkontoret for kvalitetskontroll. Hovedkontoret kan også være med og gjøre studier sammen med oss. Men vi kan ikke bruke like mye ressurser på alle felt. Derfor spiller vi en rolle sammen med de andre, store selskapene på sokkelen”, sier viseadministrerende direktør Gunnar W. Syslak i Total E&P Norge AS.

Petoro har blant annet gitt Total ansvaret for å følge opp selskapets fem prosent eierandel i Ekofisk der Total er største eier. Stortinget ga ved etableringen av Petoro selskapet anledning til å inngå denne typen forretningsføreravtaler. Forretningsføreren opptrer i stor grad selvstendig men rapporterer tilbake til Petoro minst en gang i året.

En operatør ønsker å ha begge hendene på rattet selv. Det krever både tid og ressurser å utfordre en operatør i en lisens. En stor partner vil kunne bruke egne ressurser og egen teknologikunnskap i arbeidet med å utforske alternative løsninger som kan bidra til økt verdiskapning. For Total er arbeidet i Ekofisk-lisensen et eksempel på dette.

“Hvordan samarbeider selskapene i en lisens som Ekofisk?”

“Selskapet samarbeider tett med operatøren og utfordrer der vi finner det nødvendig. For tiden arbeider vi for eksempel på reservoar-modellen med sikte på å klarlegge potensialet for langsiktig verdiskapning ved økt utvinning og bruk av ny teknologi. Samtidig gjør vi egne konseptstudier av fremtidige utbyggingskonsept. Vi har ca. 25 personer i vår organisasjon på dette arbeidet. I tillegg gjør vi i enkelte tilfeller studier ved hovedkontoret i Frankrike. Samarbeidet med ConocoPhillips foregår i en positiv ånd. Det vil alltid være slik at det er forskjellige strategier og prioriteringer i en lisens. Det er viktig å respektere dette og skape en dialog slik at vi kommer fram til de beste løsningene”, sier Syslak.

Han understreker at også Petoro yter viktige bidrag som partner, og at selskapet kan sette ressurser inn på krevende saker og ta stilling til ulike løsninger. Men han skulle gjerne sett at Petoro hadde hatt midler til forskning og utvikling.

Et av prosjektene hvor Petoro, Total og operatøren Statoil har samarbeidet nært er Åsgard kompresjon, der en vurderer havbunnskompresjon som et mulig alternativ til kompresjon fra plattformen. Det blir i så fall et teknisk løft, men havbunnskompresjon er viktig for framtiden. Selskapene vil jobbe sammen for å se om det er mulig å få det til.

“Er det tilstrekkelig endringsvilje blant aktørene på norsk sokkel?”

“Endring er nødvendig, og vi må alle bidra. På britisk sokkel bygger de ut felt med 12-15 millioner fat utvinnbare reserver. På norsk sokkel må vi nær det doble for at det skal lønne seg. Derfor må vi utvikle ny teknologi og finne nye løsninger. Vi har nå en dominerende aktør på norsk sokkel som naturligvis ser sokkelen fra sitt ståsted. Det er en viss fare for at interne prioriteringer får prioritet framfor sokkelen som helhet. Derfor er det viktig med god oppfølging i lisensene, slik at helheten blir godt ivaretatt og de beste løsninger blir funnet”.

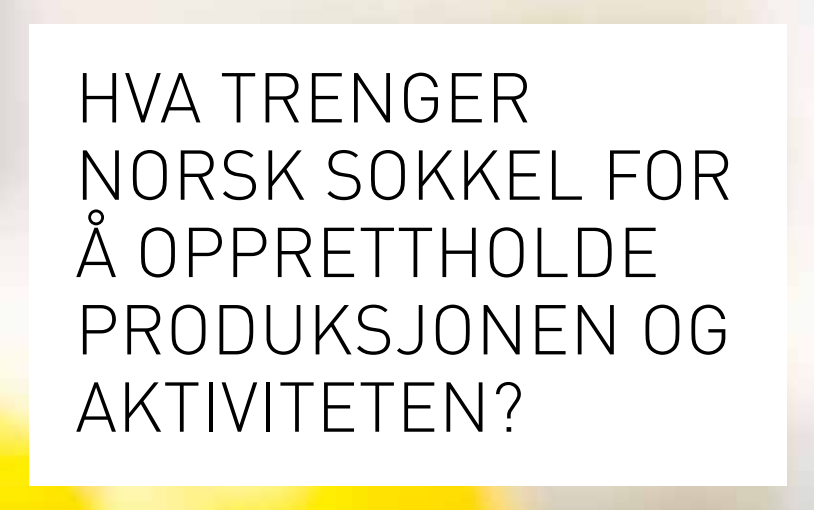
“Er oljeindustrien for konservativ?”

“Bildet er sammensatt. Vi er nok preget av litt konservatisme. Men samtidig består industrien av høyteknologiske selskaper som stadig utvikler nye løsninger”, sier Gunnar W. Syslak.



GUNNAR W. SYSLAK
Viseadministrerende direktør
i Total E&P Norge AS





HVA TRENGER
NORSK SOKKEL FOR
Å OPPRETTHOLDE
PRODUKSJONEN OG
AKTIVITETEN?

TEKNOLOGI ER NØKKELEN

”Norsk sokkel har vært en suksess i 40 år. Suksessen er bygget på god organisering av virksomheten og evnen til å utvikle ny teknologi. Suksessen må videreføres, men med andre virkemidler. Det er blant annet behov for endrede rammebetingelser innenfor forskning og utvikling”, fastslår teknologidirektør Jan Rosnes.



”De fleste svarene har med teknologi å gjøre. Teknologi i samspill med kompetente mennesker som er organisert på en smart måte. Integrerte operasjoner er eksempel på nettopp dette”.

JAN ROSNES
Teknologidirektør



”De fleste svarene har med teknologi å gjøre. Teknologi i samspill med kompetente mennesker som er organisert på en smart måte. Integrerte operasjoner er eksempel på nettopp dette,” fastslår teknologidirektøren.

”Skal vi få det fulle potensialet ut av integrerte operasjoner, må vi ha godt tilrettelagte arbeidsprosesser. Anvendelse av integrerte operasjoner handler vel så mye om menneskelig kompetanse som om teknologi. Vi var på god vei med dette på norsk sokkel, men i den senere tid har utviklingen stagnert”.

I første fase handlet integrerte operasjoner om å få til god og effektiv samhandling mellom det produserende feltet og operasjonene på land. Framover handler det om å få til gode og effektive prosesser mellom operasjons-sentraler og ulike kompetansesentra på land, og det involverer ikke bare operatør-leverandør-relasjonene, men også relasjonen mellom ulike leverandører”.

”Integrerte operasjoner handler om å bli mer effektiv og øke kvaliteten. Et selskap som Halliburton kan være involvert i et operasjons-senter, og samtidig være koplet opp mot andre sentra innenfor eget selskap et helt annet sted på kloden. Dermed har man umiddelbart adgang til leverandørens ekspertise når det oppstår et problem”.

Innenfor vedlikehold er det også store muligheter knyttet til økt anvendelse av

integrerte operasjoner. Vedlikehold er dyrt, og besparelsespotensialet stort.

”Man kan feste en sensor på anlegget som forteller hva status er og la en ekspert et annet sted i verden følge med utviklingen. Da kan man for eksempel ta vedlikehold når det trengs, og ikke nødvendigvis når en forhånds-opsatt plan tilsier det. Slik kan man både få ned vedlikeholdskostnadene og unngå uønsket driftsstans”.

I framtiden vil det være mange mindre prosjekter, både i eksisterende felter og i nye funn. Vi må utvikle et system der det lønner seg å hjelpe naboen, fastslår Rosnes.

Slik offshore-systemet er i dag inngås det en kontrakt for hver type tjeneste, og hver leverandør får betalt for sin del av jobben. Operatøren koordinerer og samordner. På de store feltene har dette gått greit fordi det har vært nok arbeidsoppgaver til å fylle dagen til flere store team av arbeidsfolk. På småfeltene er det kanskje ikke fulltidssjober innen hver disiplin. Da må vi ha flerfaglighet, folk som kan gjøre flere type jobber. Når dette er fagdisipliner som vanligvis leveres av ulike selskaper, er det behov for tettere samarbeid på leverandørsiden. Man kan kanskje se for seg et slags ‘joint-venture’ der flere selskaper går sammen, eller man kan se for seg en modell der et selskap tar på seg rollen som hovedleverandør.

” Dette krever endringsvilje både hos store og små selskaper, og de små vil kanskje ha lettest

for å tilpasse seg. Men modellen vil kunne gi stor gevinst både i form av mer effektive arbeidsprosesser og bedre kapasitetsutnyttelse. Det kan bli en ny måte å drive sokkelen på”.

Jan Rosnes fremhever også forskning og utvikling som et område hvor det trengs en ny giv. Historien er kjennetegnet ved store og kompliserte prosjekter som har utviklet ny og banebrytende teknologi underveis. Den modellen fungerte bra da feltene var så store at framtidige inntekter ga rom for dette. For de mange småfeltene som nå skal bygges ut, er ikke dette lenger tilfellet.

”Dette betyr at både oljeselskapenes, leverandørenes og myndighetenes innsats innenfor forskning og utvikling må styrkes. Vi trenger bedre, billigere og mer effektivt utstyr for å finne, utvikle og drive de nye feltene samtidig som miljøkravene blir strengere. Teknologi og standardisering er nøkkelen til videre lønnsom utvikling”.

Norsk sokkel er best i verden når det gjelder klimautslipp. Ingen steder er utslippene pr. produsert enhet så lave som her. Allikevel må vi bli bedre, og utvikling og anvendelse av ny teknologi vil være en viktig bidragsyter.

Grunnen til de lave utslippene på norsk sokkel er CO₂-avgiften og forbudet av brenning av gass. I tillegg kjøper selskapene nå kvoter for hvert tonn som slippes ut, slik at de betaler dobbelt opp i forhold til andre bransjer.

”Men nå stanger vi i taket. Tiltakskostnadene for ytterligere CO₂-reduksjon offshore er svært høye, og det vil koste betydelig mindre å gjennomføre tilsvarende kutt andre steder. Derfor har offshorenæringen foreslått et CO₂-fond som finansieres av våre avgifter som et mulig virkemiddel. Tiltakene må settes i verk der de er mest effektive, sier teknologidirektør Jan Rosnes”.

”Vi skal holde på i 30-40 år til, og vi har fortsatt behov for gode folk. Vi kan tilby mange spennende jobber, også for dem som vil arbeide med miljøspørsmål. Husk at den norske oljebransjen er best i verden på dette”, reklamerer teknologidirektøren.



JAN ROSNES
Teknologidirektør

PETORO HAR IDENTIFISERT FIRE TEKNOLOGIOMRÅDER SOM SKAL PRIORITERES:

AVANSERTE INJEKSJONSMETODER

Til nå har injeksjon for økt utvinning handlet mest om injeksjon av vann og gass. I framtiden må det også brukes mer kjemikalier som gir større effektivitet enn de tradisjonelle metodene.

BORING OG BRØNNTEKNOLOGI

Dette innebærer å bore flere brønner, sikre billigere borerigger og annet utstyr.

HAVBUNNSTEKNOLOGI

Havbunnskompresjon er nødvendig for å sikre utvinningsgraden fra havbunnskompletterte brønner. Åsgard- og Ormen Lange-feltene vurderer å ta i bruk denne teknologien.

INTEGRERTE OPERASJONER

Integrerte operasjoner handler om å ta i bruk moderne teknologi og utvikle et nettverk mellom industriallegg, operasjonssentra og eksperter som ikke nødvendigvis har fysisk nærhet til hverandre. Idéen er at den beste kompetansen skal være tilgjengelig uansett avstand.

”Det er nå, mens feltene ennå produserer og gir god avkastning, at vi har økonomisk handlekraft til å iverksette forbedringstiltak som monner”.

ROY RUSÅ
Strategidirektør



NYE LØSNINGER — RASKERE

“Norsk sokkel trenger selskaper som er kapitalsterke, innovative og utålmodige. Vi står overfor nye utfordringer. Vi har behov for nye løsninger”, sier strategidirektør Roy Ruså i Petoro.

“Vi må ta inn over oss at vi har med en moden sokkel å gjøre. Gårsdagens løsninger er ikke morgendagens. Vi kjenner utfordringene og vi har mange av svarene. Det er på tide å gå fra ord til handling”.

Roy Ruså peker på flere forhold som vil være av stor betydning i årene framover.

“De store oljeselskapene er gode, og de er spesielt gode til å drive store felt. Men i årene framover blir kostnadsnivået mer avgjørende. De store produserende feltene vil være viktige i mange år ennå, men den resterende oljen i disse feltene blir vanskeligere å både lokalisere og utvinne på en lønnsom måte. Utvinnbare reserver i hver brønn er langt mindre enn før, kanskje 20-50 ganger mindre enn for ti år siden, samtidig som brønnkostnadene er blitt svært mye høyere”.

De små selskapene har bidratt til å kartlegge gjenværende ressurser. De nye funnene karakteriseres ved at de er langt mindre enn før. Mindre volum i hvert felt kombinert med en dobling av kostnadsnivået de fire siste årene har ført til at det er en utfordring å realisere disse reservene på en lønnsom måte. Mange av de nye funnene ligger i nærheten av de store eksisterende feltene og vil kunne bygges ut når kapasitet der blir ledig, sier Ruså, og presiserer at kostnadsnivået blir avgjørende.

“Hvordan skal vi møte disse utfordringene”?

“Vi kommer ikke lenger til å ha den samme

økonomiske robustheten, verken i driftsfasen eller i investeringsbeslutningene. Løsningen er blant annet økt samordning, mer fleksibilitet og bedre arbeidsprosesser. Nye driftsmodeller må innføres. Dette er prosesser som er i gang, men jeg savner den nødvendige opplevelsen av hast på dette området. Det er nå, mens feltene ennå produserer og gir god avkastning, at vi har økonomisk handlekraft til å iverksette forbedringstiltak som monner”, understreker han.

Petoro har som oppgave å maksimere verdien av SDØE, statens direkte økonomiske engasjement. Reservene som Petoro forvalter er de største på norsk sokkel og på linje med Statoils.

Samarbeidet mellom selskapene i lisensene innebærer at den enkelte aktør har potensial til å påvirke utviklingsløsningene for flere fat enn det den enkelte eier. Petoro har en ambisjon om å påvirke den strategiske agendaen.

“Hva må til for å komme videre?”

“Industrien trenger organisatorisk kapasitet og finansiell styrke til å løfte nye utbygginger. Vi trenger samordning og samarbeid for å utvikle prosjekter på tvers av lisenser og selskapsinteresser. De store må vise mer fleksibilitet og være pragmatiske. Og det må også de små, legger han til. Samspillet mellom operatør og leverandør kan bli bedre. Kan vi tenke nytt med hensyn til deling av kompetanse? Kanskje vi må bli flinkere til å lære av hverandre. Norsk sokkel var ledende innen offshoreteknologi for en del år siden. Nå har vi

—
Petoro har som oppgave å maksimere verdien av SDØE, statens direkte økonomiske engasjement. Reservene som Petoro forvalter er de største på norsk sokkel og på linje med Statoils.
—





noe å lære selv – for eksempel av Petrobras i Brasil”, sier Ruså.

”Det er selvfølgelig interessant for norsk sokkel at man nå legger kraft i økt utvinning i felt i Saudi-Arabia og videreutvikling av dypvannsteknologi utenfor Brasil. Hvorfor må vi gjenta et pilotprosjekt innen avanserte injeksjonsmetoder når BP allerede har gjort dette?” spør han videre.

Også med hensyn til kontraktutforming bør det tenkes nytt. Leverandøren blir kompensert for antall timer, men ikke for innovative forslag. Følgelig er det slik at leverandørbedriftene, som ofte har den beste praktiske kjennskapen

til utstyr, installasjon og arbeidsprosesser, ikke kommer med effektiviserende forslag fordi de blir straffet, ikke belønnet, for forbedringsforslag. Alle vil tape om ikke leverandørbedriften engasjerer seg godt nok i forbedringsprosesser.

”Så vi trenger en liten rigg-revolusjon?”

Utvinningsgraden fra havbunnsbrønner er 20 prosent lavere enn fra plattformbrønner. Blant nødvendige tiltak er lettere, enklere og billigere bore- og intervensjonsfartøy. Om lag sytti prosent av de jobbene som i dag gjøres fra dyre rigger kan gjøres fra båt, som både er enklere og billigere.





“Nå må vi bygge nye rigger med enklere standard enn de nybyggene som er kommet på markedet i det siste. Mange av de nye riggene er så avanserte og tungt utrustet at vi trenger dem kun i unntakstilfeller”.

Parallell utbygging og modning av ressurser er en metode for å få fart på sokkelen. Norske felt har hittil blitt bygget ut i sekvens, men vi har ikke lenger gigantfeltene som har rygg til å bære et utviklingsprosjekt alene.


“Hva er konsekvensene av denne situasjonen?”

“Vi må i større grad anvende industrienking på norsk sokkel. Ved parallell utbygging av flere felt

får vi delt utbyggingskostnadene på flest mulig. Av samme grunn må vi legge bort skreddersydde løsninger og satse på standardisering. Vi er ved et veiskille og trenger fornyelse. Det er behov for mer dynamikk. Lønnsomhet og effektivitet handler ikke bare om teknologi-utvikling, men også om mer meningsbrytning og større endringsevne. Vi har vist før at vi klarer det, og vi kan klare det igjen. Men vi må få opp tempoet”, sier en utålmodig Roy Ruså.

—





”Det er et prospektivt område og vi har store forventninger til brønnen”.

JAN TERJE MATHISEN
Områdeleder

EN **FUGL** I HÅNDEN, MANGE PÅ TAKET



”Barentshavet er komplisert, nyansert og utfordrende. Det er fortsatt mye igjen å utforske”.

JAN MORTEN HOLMBOE
Geolog

NORDOMRÅDENE ER FORTSATT LØFTERIKE

En fugl har vi allerede i hånden. Det er verdens nordligste LNG-anlegg Snøhvit. Letevirksomheten i nærheten må prioriteres med tanke på å skaffe tilleggsreserver for videreutvikling av feltet. Goliat er under utbygging, og i tillegg er det i bokstavelig forstand et enormt hav av muligheter. Fortsatt er det bare boret ca. 80 brønner i Barentshavet, et område som til sammen er mange ganger så stort som Nordsjøen.



JAN MORTEN HOLMBOE
Geolog

“Debatten om videre undersøkelser av Barentshavet har en tendens til å preges av svart/hvitt-tenkning. Enten har selskapene en veldig optimisme, eller så tror de det ikke er noe der i det hele tatt. Sannheten er antakelig en plass midt mellom. Barentshavet er komplisert, nyansert og utfordrende. Det er fortsatt mye igjen å utforske. Sjansene for interessante funn er absolutt til stede”, fastslår geolog Jan Morten Holmboe.

Petoro ville gjerne sett høyere letteaktivitet i Barentshavet enn det tilfellet har vært det siste året. Bare en brønn ble boret i 2009, på den såkalte Bjarmelandsplattformen, i en lisens hvor Statoil er operatør. Resultatet var imidlertid skuffende.

“Leteriggene er nå sendt sørover igjen. Det ser vi som litt bekymringsfullt. Vi skulle gjerne sett høyere aktivitet og en mer offensiv boreplan for dette området. Nå blir det veldig spredt og selektivt”, sier områdeleder Jan Terje Mathisen.

Ni nye lisenser ble tildelt i 20. konsesjonsrunde i 2009. Petoro er deltaker i tre av disse. Den kanskje mest lovende av disse lisensene ligger på Loppfugda, og den første brønnen skal etter planen bores i 2010. “Det er et prospektivt område og vi har store forventninger til brønnen”, sier Mathisen.

Oljeindustrien vil gjerne ha enda flere og større områder utlyst, også i Barentshavet.

Spørsmålet melder seg om industrien bare er ute etter å skumme fløten.

“Norske myndigheter har etablert en politikk der man tar ett skritt om gangen. Man ønsker en gradvis og systematisk kartlegging av ressursene. Oljeselskapene på sin side sier at de trenger mer diversifisert informasjon for å knekke koden og få løst puslespillet”, sier Mathisen.

“Vi må huske at Barentshavet er gigantisk, og alle geologiske perioder fra Tertiær til Perm, fra de yngste til de eldste, er representert. Det er veldig mange forskjellige letemodeller og mye igjen å undersøke”, sier Holmboe.

Petoro spilte i året som gikk en aktiv rolle i Snøhvit-lisensen, både med hensyn til beslutninger om oppgradering av det eksisterende anlegget og igangsetting av studier med sikte på muligheter for utvidelse av anlegget.

“Petoro har støttet operatøren i å planlegge og gjennomføre et betydelig modifikasjonsarbeid på Melkøya-anlegget høsten 2009. Målet var å bringe kapasiteten opp på det nivå anlegget er designet for. Ved utgangen av året produserte anlegget i samsvar med designkapasitet”.

Revisjonsstansen innebar at et stort antall personer ville befinne seg innenfor anleggsområdet samtidig. Petoro samarbeidet tett med operatøren i planleggingsfasen, og tok blant annet initiativ til at Statoil foretok en egen gjennomgang innenfor helse, miljø



Snøhvit er verdens nordligste LNG-anlegg, og leverer energi til kunder over hele verden.

og sikkerhet med dette mannskapet i forkant av revisjonsstansen, sier Jan Terje Mathisen.

Petoro er opptatt av videreutviklingen av Snøhvitfeltet og de omkringliggende ressursene i Hammerfestbassenget. Det er viktig at de mindre funnene blir utbygget mens Snøhvit ennå er i en fase der det er tilstrekkelig lønnsomhet for alle parter og samtidig tilgjengelig kapasitet i Snøhvit-anlegget. "Vårt forslag til tiltak nå er høy leteaktivitet samt parallell utredning av Snøhvit tog II. Man trenger anslagsvis 10 til 15 milliarder kubikkmeter ekstra gassreserver for å rettferdiggjøre utbygging av et nytt prosesstog. Det er allerede påvist ekstra ressurser i området, og nå er det viktig å skaffe nok tilleggsressurser til å forsvare et

utviklingsprosjekt", sier Mathisen.

"Det er en gryende infrastruktur i nordområdene med Snøhvit og Goliat som er under utbygging. Flere funn og nye utbyggingsprosjekter kan videreutvikle denne strukturen, og samtidig være katalysatoren som åpner for nye perspektiver. Et eksempel kan være strøm fra nettet i forbindelse med utvidelser av Melkøya-anlegget med videre muligheter til felt i havet, som Goliat, som ledd i en miljøsatsing", sier Jan Terje Mathisen.

—



JAN TERJE MATHISEN
Områdeleder



Gassterminalen på Kårstø er et av de viktigste knutepunktene i den norske gassmaskinen.



OPTIMIST PÅ GASSENS VEGNE

Det er skyer over det europeiske gassmarkedet for tiden. Årsakene er sammensatte. Finanskrisen, svekket verdensøkonomi og overforsyning som følge av økt LNG-kapasitet og økt produksjon av skifergass i USA er alle faktorer som forklarer utviklingen. Men selv om det er utfordringer i markedet, tror Petoro at gassens iboende fordeler vil sikre denne energikildens konkurransekraft og en lys framtid.

“Selv om markedet er svekket på kort sikt, tror vi at det gradvis vil bli bedre balanse i markedet over de neste to til tre årene som følge av økt etterspørsel, og at dette vil medføre en økning i markedsprisen for gass”, sier direktør for markedsavdelingen i Petoro, Laurits Haga.

Til tross for grunnleggende tro på den langsiktige utviklingen, erkjenner Petoro likevel at det er stor usikkerhet omkring utviklingen i etterspørselen etter gass. Analytikernes prognoser har endret seg betydelig de siste årene. Størst usikkerhet er det knyttet til den økonomiske utviklingen. Dernest er det uklart hvordan ulike energi- og miljøpolitiske tiltak i EU vil påvirke gassens konkurransekraft, særlig innenfor kraftgenerering.

Også på forsyningsiden er det knyttet usikkerhet til fremtidig utvikling. Usikkerheten knytter seg primært til fremtidig produksjon av skifergass, hovedsakelig i USA, og hva kostnadene for slik produksjon vil være. Det er også knyttet usikkerhet til fremtidig produksjon av LNG.

“Investeringer i energisektoren generelt, og gass spesielt, har en lang tidshorison. Det er derfor viktig med forutsigbare rammebetingelser for å kunne ta de riktige investeringsbeslutningene”, sier Haga.

Rammebetingelsene i gassmarkedene vil påvirke de ulike aktørenes syn på fremtidige gasspriser og forventede gasspriser er en

viktig premisse for utbyggingsbeslutninger på norsk sokkel.

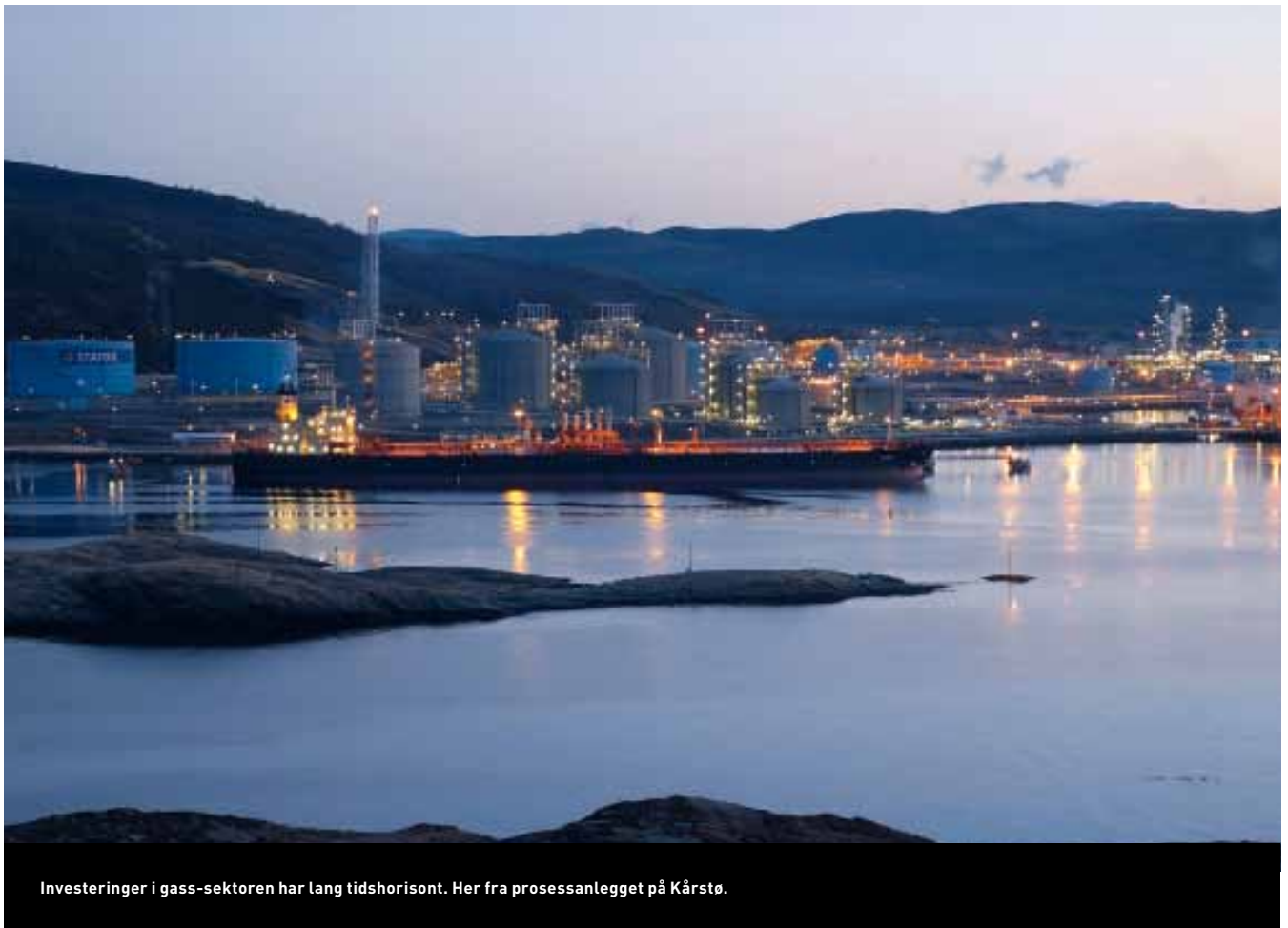
“Industrien er vant med å håndtere tradisjonell risiko som volum, kostnader og priser. Det nye er at myndighetene nå vurderer tiltak relatert til klima og miljø som introduserer ny risiko for investorene. Det er her snakk om tiltak som mer eller mindre direkte påvirker etterspørsel etter produktet som produseres og prisdannelsen. Dette gjelder for eksempel virkemidler som avgifter, subsidier, prising av CO₂ og i hvilken grad man skal bruke kjernekraft”.

Forutsigbare rammebetingelser er også viktig for aktører som planlegger å investere innen kraftgenerering. For de fleste land vil det være behov for ny kapasitet, og de viktigste alternativer er kjernekraft, kull med eller uten CO₂-fjerning, gass og fornybar energi som vind og sol. I Tyskland har det vært politisk enighet om å fase ut kjernekraft, men de siste politiske signaler tilsier at dette kan bli omgjort. Dette vil påvirke behovet for gass innenfor kraftsektoren. Tilsvarende er det politiske signaler fra Storbritannia om at også dette landet vil satse på kjernekraft i fremtiden.

“Petoro støtter bestrebelser på å redusere utslipp av klimagasser. Fornybar energi har et stort potensial, men produksjon av fornybar energi fra sol og vind er avhengig av riktige sol- og vindforhold som vil variere mye. Derfor må slike energikilder kombineres med andre og væruavhengige kilder for å sikre stabile leveranser av energi”, påpeker Haga.



LAURITS HAGA
Direktør marked og avsetning



Investeringer i gass-sektoren har lang tidshorisont. Her fra prosessanlegget på Kårstø.



Gass kan i framtiden inngå i et samspill med fornybare energikilder.

I noen land i Europa planlegges vindmøller som kan produsere 20 til 40 prosent av behovet for elektrisitet i hjemmemarkedet. Dette gir null utslipp, men det er vanligvis slik at når det er kaldt blåser det lite. Vindmøller gir minst effekt når oppvarmingsbehovet er størst. Av den grunn trengs det ekstra genereringskapasitet som er fleksibel, eksempelvis gassbasert, for å produsere tilstrekkelig elektrisitet.

En studie utført av konsultentselskapet Econ Pöyry konkluderte med at en økning av gasseskporten til Europa på 40 milliarder kubikkmeter gass ville medføre redusert bruk av kull og dermed en årlig utslippsreduksjon på 90 millioner tonn CO₂. Dette tilsvarer det dobbelte av det norske utslippet av CO₂ i løpet av et år.

I følge beregninger gjort av det anerkjente analyse- og rådgivningselskapet WoodMackenzie ville reduksjonen i CO₂-utslipp i Storbritannia vært på om lag 30 millioner tonn dersom kull hadde blitt erstattet med

gass i kraftsektoren. Utnyttelse av teknologi for fjerning av CO₂ fra eksosgass med etterfølgende deponering vil fjerne utslippene av CO₂. Petoro tror imidlertid ikke at denne typen teknologi vil være kommersiell før etter 2020.

Gass er det mest miljøvennlige av de fossile brenslene og gir bare halvparten så høye utslipp av CO₂ som kull. Derfor er gass den energikilden som kan bygge bro til lavutslippssamfunnet.

“Det er flere forutsetninger for at dette skal la seg gjennomføre, men en av de viktigste er en høy CO₂-pris. Det ville gitt de riktige incentivene for å investere i gassbasert kraftgenerering og utfasing av kullkraft. Petoro er grunnleggende optimistiske på gassens vegne i det fremtidige europeiske energibildet. En utvikling som samtidig skal fremme miljø- og klimatiltak kan ikke komme utenom gass,” sier direktør Laurits Haga.


—



”Petoro er grunnleggende optimistiske på gassens vegne i det fremtidige europeiske energibildet. En utvikling som samtidig skal fremme miljø- og klimatiltak kan ikke komme utenom gass”.

LAURITS HAGA
Direktør marked og avsetning



A close-up portrait of a woman with short dark hair and blue eyes, wearing a black turtleneck. She is looking directly at the camera with a slight smile. The background is blurred with warm, bokeh light spots.

”Petoro nærmer seg ti år. Det er tid for en grundig gjennomgang for å avklare hvordan vi skal gå videre som organisasjon”.

SONJA SAMSONSEN

Direktør for personal og kompetanse



ENGASJEMENT OG HANDLEKRAFT

Petoro vil gjerne være sikker på at selskapet velger rett kurs og at selskapet framstår som tydelig, gjenkjennelig, engasjert og handlekraftig.

Selskapet har i året som gikk gjennomført et stort organisasjonsutviklingsprosjekt for ytterligere å styrke engasjement og handlekraft. Bakgrunnen for prosjektet var å finne de verktøy og virkemidler som er nødvendige for å møte nye utfordringer og endringer i omgivelsene.

“Petoro nærmer seg ti år. Det er tid for en grundig gjennomgang for å avklare hvordan vi skal gå videre som organisasjon. Hensikten var både å bekrefte våre sterke sider og definere hvordan vi skal videreutvikle oss. Konkurransesbildet på norsk sokkel er endret. Vi står overfor en ny verden, og vår rolle er påvirket. Den nye situasjonen tydeliggjør utfordrerrollen, men gjør den også mer krevende fordi det ikke lenger er to store norske selskaper å spille på, og vi må gjøre mer selvstendig arbeid i lisensene”, sier direktør for Personal og kompetanse, Sonja Samsonsen.

Selskapet har 65 ansatte med variert bakgrunn og kompetanse. Det er mange seniorer, med bred erfaring fra ulike ståsteder innen oljeindustrien, og etter hvert flere yngre medarbeidere. Hvordan forener vi krefter for å bli en god utfordrer og samarbeidspartner og levere enda bedre resultater? Hva skaper økt handlekraft, engasjement og energi?

“Det er et stort og åpent spørsmål. Vi inkluderte hele organisasjonen i arbeidet med å finne svar. Dette er et område der ledelsen ikke bare kan reise på seminar og komme tilbake med svaret.

Hver enkelt medarbeider må delta og få være med på å skape bevegelsen”, sier hun.

Organisasjonsutviklingsarbeidet har vært gjennomført blant annet ved hjelp av det Sonja Samsonsen omtaler som kafédialog. “Denne formen ble valgt fordi det ofte er i de uformelle møtene man opplever betydningsfulle nye samtaler og utvikler gode ideer”, mener Samsonsen,

“Alle hadde muligheten til å bidra. På kort tid fikk vi fram mange konkrete innspill og ideer til de temaene som medarbeiderne ønsket å få belyst. Metoden har også en sosial og nettverksbyggende effekt”.

“Hensikten med kafédialogen var å adressere viktige tema knyttet til engasjement og trivsel. Dialogen ble benyttet til å identifisere de temaene vi skulle jobbe videre med i OU-programmet gjennom året. Vi tror på at det er viktig å bygge på det vi er flinke til. Et sentralt element i kafédialogen var å bli mer bevisste på hvordan vår organisasjon, kultur, verdier og holdninger bidrar til at vi sammen skaper resultater og hvordan vi kan bygge på disse for å bli enda bedre. Vi ville lete etter de gode historiene, finne grunnlaget for de gode resultatene og forsterke dette”.

Nye ideer ble hentet fram og noen tema utkrystalliserte seg. Stikkordene ble samlet opp, og fellesnevnerne ble til hovedtema.

Arbeidet ble systematisert i flere trinn, som omfattet klimaundersøkelse, kommunikasjon

—
“Den nye situasjonen tydeliggjør utfordrerrollen, men gjør den også mer krevende fordi det ikke lenger er to store norske selskaper å spille på, og vi må gjøre mer selvstendig arbeid i lisensene”.
—



og samspill, arbeidsglede, initiativ og påvirkning, prestasjonskultur og kultur og verdier.

“Vi har stilt spørsmålene: Hvem er vi? Hvor vil vi? Det har bidratt til økt bevissthet om en rekke grunnleggende spørsmål. Nå gjelder det å stikke fingeren i jorda og finne sporene av endring og bevegelse. Har vi mer handlekraft? Er vi blitt flinkere til å inkludere? Forsterker vi de gode historiene og fremhever de gode resultatene?”

“Den beste indikatoren på måloppnåelse på dette området er om folkene rundt deg trives, om de ønsker å bidra og har energien til å yte det lille ekstra,” sier Sonja Samsonsen.

“Nå er vi kommet til 2010 og nå er det opp til oss å levere. Vi håper at omgivelsene vil merke resultatene i form av en mer handlekraftig, synlig og tydelig organisasjon”, avslutter direktør Sonja Samsonsen.

—
Organisasjonsutviklings-
arbeidet har vært gjennomført
blant annet ved hjelp av det
Sonja Samsonsen omtaler som
kafédialog.

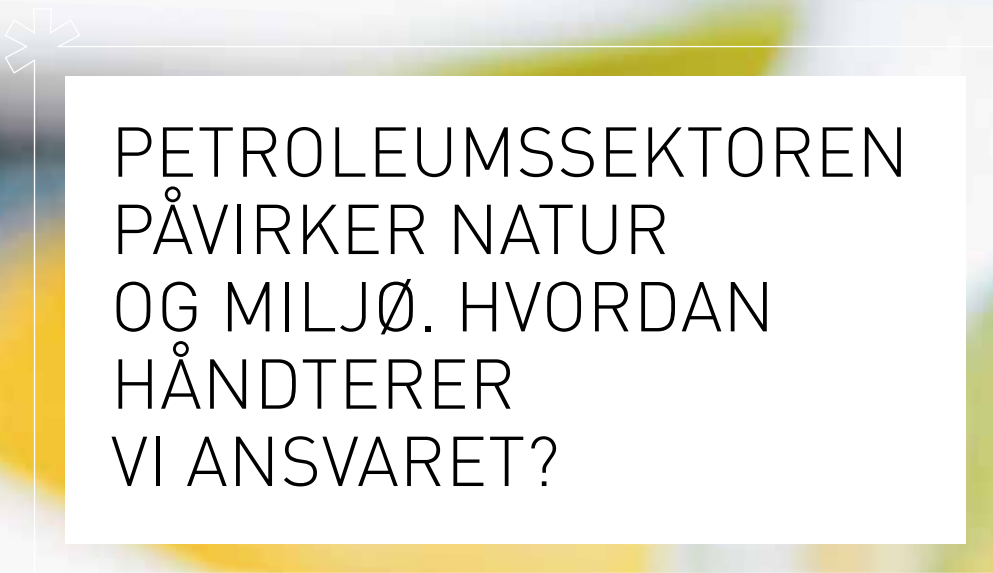
“Denne formen ble valgt fordi
det ofte er i de uformelle møtene
man opplever betydningsfulle
nye samtaler og utvikler gode
ideer”.

—









PETROLEUMSSEKTOREN
PÅVIRKER NATUR
OG MILJØ. HVORDAN
HÅNDTERER
VI ANSVARET?

”Miljø er et tema som engasjerer. Folk er veldig energiske, og alle vil bidra.”

BRITT BJELLAND
Senior rådgiver



MILJØAGENTENE

Petoro ønsker å være en aktiv partner også på miljøområdet. Mens 2009 ble brukt til å bygge kompetanse og utforske hvor Petoro eventuelt kan gjøre en forskjell, er målsetningen for 2010 å bidra til endring. Hele organisasjonen er involvert gjennom Petoros egen miljøgruppe.

Den består av deltakere fra avdelingene økonomi, teknologi, marked og lisensoppfølging. Hensikten med den brede sammensetningen er å sikre at utfordringene blir belyst fra ulike synsvinkler.

“Miljø er et tema som engasjerer. Folk er veldig energiske, og alle ville delta”, sier leder av miljøgruppen, seniorrådgiver Britt Bjelland.

Hovedfokuset i 2010 er utslipp til luft. En målsetning er blitt formulert: Elektrifisering av sokkelen under forutsetning av akseptabel lønnsomhet.

“Vi har identifisert feltene Snøhvit, Åsgard og Valemon som mulige kandidater for elektrifisering. Foreløpig er dette bare muligheter, det er stor usikkerhet og mye arbeid gjenstår før vi kan si at dette anbefaler vi. Det vil være kostnads-krevende å elektrifisere sokkelen”, fastslår Bjelland.

En hovedoppgave for miljøgruppen er å finne fram til de mest kostnadseffektive virkemidlene for å nå myndighetenes klimamål.

“Er Petoro tilhenger av et CO₂-fond?”

“Vi vil være en pådriver for etablering av et kostnadseffektivt CO₂-fond, eller andre, bedre virkemidler i klimapolitikken. Vi må vurdere alternativer, og vi må konkretisere den foretrukne modellen for CO₂-fond. Dette



Det viktigste virkemidlet for å få ned CO₂-utslippene på kort sikt er energieffektivisering, i petroleumsnæringen både på land og til havs



krever samarbeid både med lisenspartnerne, myndigheter og bransjeorganisasjoner”.

”Under forutsetning at vi får til et CO₂-fond for sokkelen har Petoro fremmet idéen om å utrede elektrifisering av Åsgard (Midgard kompresjon) med strøm fra land. Operatøren Statoil stiller seg i utgangspunktet positiv til forslaget. Men også dette er på tegneblokken, mye gjenstår før prosjektet kan realiseres”, sier Bjelland.

Det aller viktigste virkemidlet for å få ned CO₂-utslippene på kort sikt er energieffektivisering. Det gjelder både i offshorenæringen og landbasert industri. En del tiltak er allerede gjennomført, men det er fortsatt et stort potensial for ytterligere reduksjoner.

”Energieffektivisering og energioptimalisering er nå hovedsakelig inne i lisensenes langtidspaner. Nå må vi sikre konkrete aktiviteter som viser igjen i lisensens arbeidsprogram og budsjetter. Det må etableres systemer for god energiforvaltning. Dette området må lisenser og operatører måles på”, sier Bjelland.

”Petoro forvalter store petroleumsressurser, og er dermed også en stor forurensner. Er dette et dilemma?”

”Vi er oss veldig bevisst på at petroleumssektoren er en av de store bidragsyterne til utslipp. Det medfører behov for ansvarsbevisst handling for å få ned utslipp fra alle produserende felt så vel som fra fremtidige prosjekt. Det at vi har en stor portefølje og kan se hele områder i sammenheng, medfører at vi kan fremme kostnadseffektive miljøtiltak på tvers av flere lisenser”.

Miljøgruppen har også arbeidet med utslipp til sjø. Mengden produsert vann er økende på en moden sokkel, og samtidig vil flere tiltak for å øke utvinningen medføre en ytterligere økning av produsert vann.

”Også her handler det om å finne den minst energikrevende og beste teknologiske løsningen for å oppnå målet om null skadelig utslipp til sjø”, sier Britt Bjelland.





En hovedoppgave for miljøgruppen er å finne fram til de mest kostnadseffektive virkemidlene for å nå myndighetenes klimamål.

SIKKERHET I 2009

FLERE OG ALVORLIGERE HENDELSER

Innenfor SDØE-porteføljen har det i 2009 vært en dødsulykke. En stillasmontør omkom i forbindelse med demontering av et stillas på Osebergfeltet. Det har vært to alvorlige hendelser med potensial for storulykke. Det ene tilfellet var ved gassterminalen på Kollsnes da 12 kubikkmeter kondensat lekket ut. Det andre tilfellet fant sted på Ekofiskfeltet da et fartøy kolliderte med en plattform.

Petoros hovedparameter for oppfølging av helse, miljø og sikkerhet innenfor SDØE-porteføljen er uttrykt i alvorlig hendelsesfrekvens (AHF). AHF er et uttrykk for antall hendelser per en million arbeidstimer. Dette er et måleparameter som skal sikre oppmerksomheten mot risiko for hendelser som kan medføre større ulykker.

Petoro følger også opp personskadefrekvens (H2). Dette er et sekundært parameter. I 2009 har det vært registrert en forverring i statistikken for AHF, mens det har vært en forbedring i frekvensen for personskader. Det er registrert alvorlige hendelser innenfor et bredt spekter av virksomheten. Fallende gjenstander og hendelser i forbindelse med kran og løfteoperasjoner dominerer denne statistikken.

Antallet alvorlige hendelser per millioner arbeidstimer (AHF) ble 2,7 for 2009 sammenlignet med 2,0 i 2008. Selskapets AHF-mål for 2009 var 1,8.

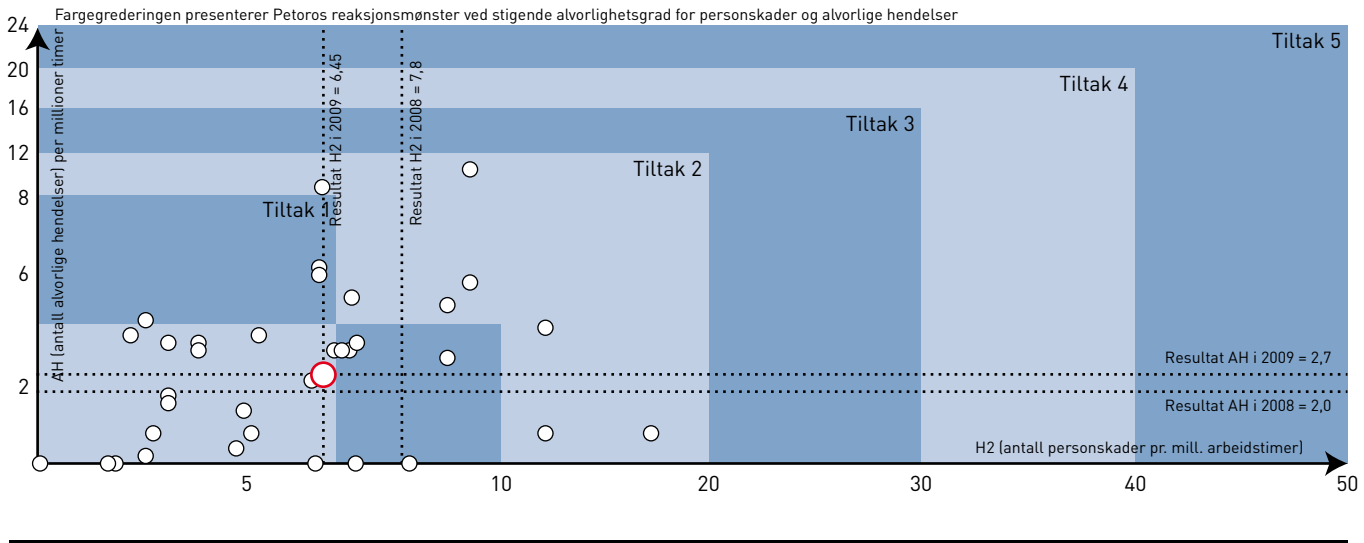
Petoro har deltatt i ledelsesinspeksjoner med fokus på helse, miljø og sikkerhet på utvalgte felt og installasjoner i 2009. Selskapet arbeider for å påvirke operatørene og industrien for øvrig til å oppnå reduksjon i antall personskader og alvorlige hendelser. Som følge av den negative utviklingen innenfor AHF har både Statoil som operatør og OLF som bransjeorganisasjon iverksatt ytterligere tiltak og programmer som forventes å gi positive resultater.

Petroleumstilsynet (Ptil) har i 2009 fulgt opp Petoro med hensyn til ledelsens og styrets oppmerksomhet mot forebygging av storulykker. Dette er en videreføring av Ptils tilsyn i 2008 og hensikten har vært å vurdere endring og forbedring. Ptil har ikke identifisert behov for ytterligere tiltak fra selskapets side.

PÅ TVERS AV OMRÅDER OG LISENSER

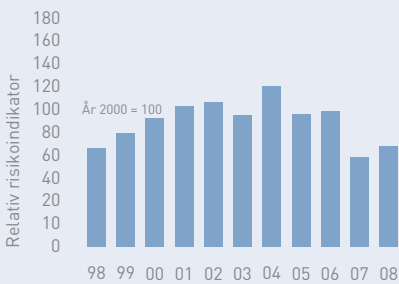
Helse og sikkerhet er et linjeansvar som følges opp i styringskomitéene i lisensene. For å spre erfaringer og dele kompetanse blant medarbeiderne i Petoro, er sikkerhet og helse tema for jevnlig møter på ledernivå og blant områdeteamene i selskapet. Selskapets ledelse gjennomfører også regelmessige bilaterale møter med de største operatørene hvor HMS er et sentralt tema. Petoros HMS-leder er i tillegg en pådriver og ressurs i arbeidet med å følge opp resultater og tiltak på tvers av lisensene. Statistikk fra de ulike installasjonene tydeliggjør gode og mindre gode resultater, og gjør det i neste ledd mulig å identifisere læringspunkter som kan overføres til andre installasjoner og lisenser. Resultatene gir også grunnlag for å beslutte oppfølging og tiltak fra Petoros side. I likhet med tidligere år, har selskapet i 2009 deltatt på flere inspeksjoner på felt og installasjoner som et ledd i å utøve påseplikten og partnerrollen som en synlig og krevende partner med fokus på sikkerhetsarbeidet.

ALVORLIGE HENDELSER OG H2 Kilde: Petroleumstilsynet/Risikonivåprosjektet 2007



- Installasjoner i SDØE-porteføljen
 - Resultater for personskader og alvorlige hendelser
 - Gjennomsnitt for 2009
- Tiltak 1:** Utfordre i lisensene ■ Vurdere møte på felt/områdenivå. **Tiltak 2:** Møte på felt/områdenivå ■ Vurdere operatørtiltak og gjennomføring ■ Vurdere egen analyse
- Tiltak 3:** Gjennomføre egen analyse ■ Ringte feltleder etter hver AH ■ Vurdere møte på ledelsesnivå ■ Vurdere partnertilsyn.
- Tiltak 4:** Gjennomføre møte på ledelsesnivå ■ Initiere og gjennomføre partnertilsyn ■ Vurdere møte på selskapsnivå.
- Tiltak 5:** Gjennomføre møte på selskapsnivå ■ Vurdere møte med Petroleumstilsynet

RISIKOINDIKATOR FOR STORUYKKER



UTVIKLINGEN PÅ NORSK SOKKEL

Risikonivået i petroleumsindustrien har holdt seg stabilt, og figuren som illustrerer Risikoindikator for Storulykke viser en nedadgående trend siden 2002.

OLF hadde på vegne av industrien satt et mål på maksimalt ti hydrokarbonlekkasjer større enn 0,1 kilo gass per sekund for 2008. Det ble registrert tolv slike lekkasjer, men også her er statistikken nedadgående målt fra 2002.

På samme måte som storulykkeindikatoren har alvorlige personskader hatt en positiv utvikling de senere år. I 2008 var skadefrekvensen 0,86 alvorlige personskader per million manntimer.

Petoro skal være en pådriver i arbeidet med å redusere omfanget av personskader og uønskede hendelser på norsk sokkel. Med interesser i et stort antall lisenser, er Petoro i en særstilling i arbeidet med sikkerhet og helse. Ved å delta aktivt og sanke erfaringer i hver enkelt lisens, bidrar Petoro til erfaringsoverføring mellom lisenser, områder og operatører. Målsettingen med arbeidet er å påvirke operatørene og industrien til kontinuerlig å forbedre sikkerhetsnivået på sokkelen.

REDUSERTE UTSLIPP TIL LUFT OG VANN

Utslippene til luft og vann ble redusert i 2009. Dette skyldes i hovedsak lavere produksjon av olje og gass.

I takt med den generelle utviklingen på norsk sokkel er SDØEs totalproduksjon blitt noe redusert de siste årene. Til sammen er produksjonen målt i oljeekvivalenter redusert med seks prosent fra 2008 til 2009. Denne utviklingen påvirker utslippsnivået i porteføljen.

Porteføljen til SDØE er i store trekk uendret det siste året. Det er utslippene ved utgangen av 2009 som danner grunnlaget for utslippsberegningene. På dette tidspunkt besto SDØE sin portefølje av 137 utvinningstillatelser, hvorav 37 felt i produksjon. I tillegg har SDØE eierandeler i 14 interessentskap som driver rørledninger og terminaler.

YTRE MILJØ

Utvikling i utslippene fra SDØEs portefølje presenteres i denne rapporten både som absolutte årlige utslipp, og som utslipp per produsert enhet. Det siste gir et representativt

bilde av den historiske utviklingen, i motsetning til absolutte utslippstall.

Grafer og figurer som presenteres er basert på operatørens rapportering til Oljeindustriens Landsforening (OLF) og Klima- og forurensningsdirektoratet (KLIF) for 2009. Alle utslippstallene gjelder felt og anlegg hvor SDØE er deltaker, og beregnes ut fra installasjonenes totale utslipp. Kun utslipp som omfattes av rapporteringskravene i Opplysningspliktforordningen er inkludert.

Rapporterte utslipp allokteres ikke etter eierandeler i produksjonen, men knyttes til utslippspunkt. Utslipp fra nedstrømsprosessering av olje og gass i anlegg som SDØE ikke har eierandeler i, er ikke inkludert i utslippsregnskapet. Tilsvarende er prosessering av olje og gass på anlegg hvor SDØE har eierandeler inkludert i utslippsregnskapet, uavhengig av om SDØE har eierandeler i oppstrømsfeltet

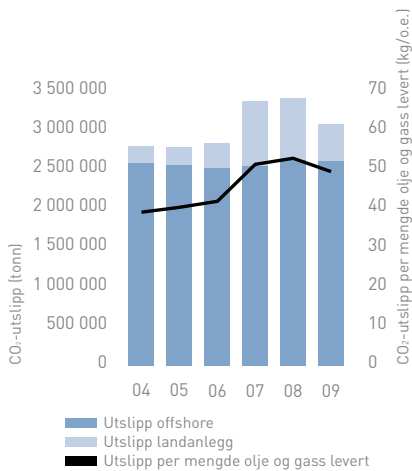
Klimagasser: Klimagasser er en samlebetegnelse på de seks gassene som omfattes av Kyoto-protokollen: karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), lystgass (N₂O) og de tre fluorholdige gassstypene HFK-er, PFK-er og svovelheksafluorid (SF₆). Hovedtyngden av utslippene av klimagass utgjøres av CO₂, med ca 82 % målt i CO₂-ekvivalenter.

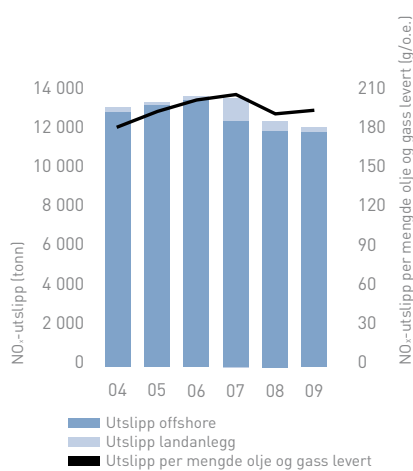
CO₂-ekvivalent: CO₂-ekvivalent er en enhet som beskriver den effekten en gitt mengde av en drivhusgass har på den globale oppvarmingen, omregnet til CO₂-utslipp med tilsvarende effekt. Øvrige drivhusgasser har et annet

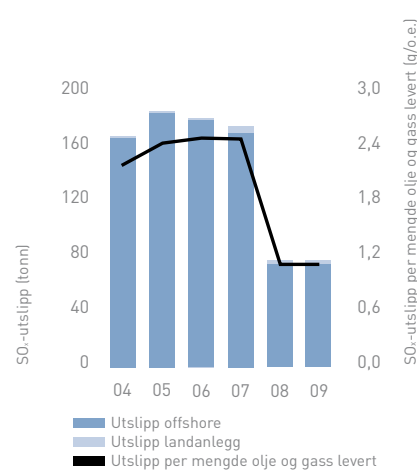
oppvarmingspotensial enn CO₂, og utslipp av disse gassene omregnes derfor til CO₂-ekvivalenter i et klimaregnskap.

CO₂-avgift og kvotehandel: CO₂-avgift og klimakvoteloven er de sentrale virkemidlene for å redusere utslipp av CO₂ i Norge. CO₂-avgiften var per 1. januar 2009 på 0,45 kr/l olje og 0,45 kr/Sm³ gass. Kvoter er betegnelsen på fritt omsettelige tillatelser til utslipp av klimagasser. En kvote tilsvarer utslipp av ett tonn karbondioksid (CO₂). Prisen på en klimakvote blir avgjort av markedet og bestemmes av tilbud og etterspørsel.

Klimakur: Innen 2020 skal de norske utslippene av klimagasser reduseres med 15 til 17 millioner tonn. Etatsgruppen Klimakur 2020 ble satt ned for å vurdere virkemidler og tiltak for å oppfylle dette klimamålet. Etatsgruppen skulle vurdere forventet framtidig kvotepris, gjennomgå internasjonale mål og virkemidler i klima-politikken, samt vurdere behov for nye virkemidler i norsk klimapolitikk. Utredningen ble ferdig i februar 2010. Den vil danne grunnlag for regjeringens vurdering av klimapolitikken.

CO₂-UTSLIPP

Figur 1 SDØEs årlige CO₂-utslipp, samt utslipp per produsert enhet olje og gass.

NO_x-UTSLIPP

Figur 2 SDØEs NO_x-utslipp samt utslipp per produsert enhet olje og gass.

SO_x-UTSLIPP

Figur 3 SDØEs SO_x-utslipp, samt utslipp per produsert enhet olje og gass.

REDUSERTE CO₂-UTSLIPP

CO₂-utslippene i 2009 var på 3,1 millioner tonn. Det utgjør en reduksjon på nærmere ti prosent i forhold til 2008. Utslippene til havs var på samme nivå som 2008. Om lag halvparten av utslippsreduksjonen skyldes mindre fakling på Snøhvit-anlegget på Melkøya. Endret eierandel i gassterminalen på Kårstø førte også til en reduksjon i utslippene for SDØE. Feltene Åsgard og Troll sto hver for tolv prosent av SDØEs CO₂-utslipp i 2009, og ti prosent kom fra Oseberg-feltet. Samtlige av disse feltene hadde noe lavere CO₂-utslipp i 2009 enn året før som følge av lavere produksjon.

FORTSATT REDUKSJON I NO_x-UTSLIPP

Utslipp av NO_x fra SDØEs portefølje ble i 2009 redusert med 300 tonn i forhold til 2008 til 11 800 tonn. Utslippsreduksjonen kommer i all hovedsak fra Snøhvit-anlegget på Melkøya

og gassterminalen på Kårstø. Snøhvit har redusert sine utslipp betydelig som følge av mindre fakling. Reduksjonen ved Kårstø-anlegget skyldes lavere eierandeler. Også for olje- og gassvirksomheten samlet sett ble utslippene av NO_x redusert fra 2008 til 2009.

Norges mål i henhold til Gøteborgprotokollen er å redusere nasjonens totale NO_x-utslipp til 156 000 i 2010. I 2008 var de totale utslippene 176 000 tonn, hvorav olje- og gassnæringen stod for 29 prosent. Dette er 20 000 tonn over målet, men 11 000 tonn lavere enn i 2007. En del av tiltakene som førte til denne reduksjonen ble finansiert av Næringslivets NO_x-fond.

Mange av aktørene i olje- og gassvirksomheten er tilknyttet dette fondet. På tross av tiltakene som er iverksatt av Næringslivets NO_x-fond er det usikkert om Norge vil nå sitt mål for NO_x i løpet av 2010.

Figur 3: Prosessindustrien i Norge er den dominerende kilden til utslipp av SO_x, hvor metallindustrien er den klart viktigste.

NO_x: Nitrogenoksider (NO_x) er avgasser som utskilles ved forbrenning av olje og gass. NO_x fører til sur nedbør og økt konsentrasjon av bakkenært ozon. Utslippene kan gi skadelige effekter på økosystemer og vegetasjon. I tillegg gir de helseskader for mennesker.

Gøteborgprotokollen: Under Gøteborgprotokollen, som trådte i kraft i 2005, vurderes ulike gasser som fører til forurening, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon. Protokollen omhandler svoveldioksid (SO₂), nitrogenoksider (NO_x), ammoniakk (NH₃) og flyktige organiske forbindelser (nmVOC). Norges forpliktelser i henhold til Gøteborgprotokollen er en

reduksjon i utslipp innen 2010 til 156 000 tonn for NO_x og 23 000 tonn for NH₃.

Næringslivets NO_x-fond: Oppstart i 2008. Fondet drives etter selvkostprinsippet. Alle midler som fondet mottar vil bli brukt til fondets formål: Redusere NO_x-utslipp på en kostnadseffektiv måte.

SO_x-UTSLIPP STABILT

Etter en kraftig reduksjon fra 2007 til 2008 holdt SDØEs andel av SO_x-utslipp seg stabilt i 2009 i forhold til 2008. Totale utslipp fra SDØEs portefølje var på 73 tonn.

Norges mål i henhold til Gøteborgprotokollen er 22 000 tonn i 2010. Norge har siden 2006 hatt lavere utslipp enn dette. I 2008 stod olje- og gassvirksomheten for omtrent tre prosent av de nasjonale SO_x-utslippene. De totale SO_x-utslippene fra norsk sokkel ble redusert med nesten 100 tonn i 2009.

REDUKSJON I UTSLIPP FRA OLJELASTING

De totale utslippene av flyktige organiske forbindelser unntatt metan (nmVOC) fra felt SDØE har eierandeler i ble redusert med to prosent i forhold til 2008 til 10 900 tonn i 2009. Utslipp fra Oseberg transportsystem (OTS) er i år inkludert for første gang. Dette gir en økning i utslipp fra landanlegg.

Kilder til utslipp av nmVOC er uforbrente hydrokarboner og diffuse prosessutslipp, samt utslipp fra lagring og lasting av olje. Utslipp fra lasting av olje til havs står for 60 prosent av SDØEs totale utslipp av nmVOC.

SDØEs andeler av nmVOC fra lasting av olje offshore ble redusert med 1000 tonn til 5 800 i 2009. Utslippsreduksjonen reflekterer en tilsvarende reduksjon i oljelastingen. SDØEs andel av utslipp av nmVOC fra lasting fra Gullfaks ble redusert med 850 tonn i 2009. Dette utgjør en stor del av SDØEs samlede utslippsreduksjon. Feltene Norne, Heidrun og Draugen hadde også betydelige reduksjoner i utslipp av nmVOC fra lasting i 2009, i hovedsak som følge av lavere produksjon og lavere lasteaktivitet.

I henhold til Gøteborgprotokollen har Norge forpliktet seg til å redusere utslippene av nmVOC til 195 000 tonn i 2010. Utslippene var i 2008 på 170 000 tonn, som er godt under forpliktelsen. Olje- og gassvirksomheten stod for 31 prosent av de totale utslippene. Det er i stor grad tiltak gjennomført i denne næringen

de siste årene som har gjort at Norge fortsetter å holde sine forpliktelser.

REDUSERT UTSLIPP AV PRODUSERT VANN

SDØEs andel av utslipp av produsert vann var i 2009 på 33,5 millioner kubikkmeter. Dette er en nedgang på to prosent fra 2008. Reduksjonen i utslipp av produsert vann samsvarer med reduksjonen i petroleumsproduksjonen.

Feltene Gullfaks og Troll stod for nesten 60 prosent av de samlede utslippene av produsert vann fra felter der SDØE har eierandeler.

Vannkuttet er betegnelsen for andelen vann i den samlede væskeproduksjonen. Vann utgjør nå om lag 60 prosent av væskeproduksjonen. Det er på samme nivå som i 2008. Siden 2003 har vannkuttet økt med femti prosent, og det er forventet at vanninnholdet vil fortsette å øke i årene fremover.

Feltene Gullfaks og Troll hadde henholdsvis 85 og 73 prosent vannkutt, noe som er med på å forklare de store utslippene av produsert vann. Troll er en av de største utslippskildene til lavradioaktivt avfall i Nordsjøen. Radioaktive forbindelser som forekommer naturlig i reservoaret følger produksjonsstrømmen og slippes ut med det produserte vannet. Operatøren jobber med å finne en løsning på å redusere dette utslippet.

BETYDELIG REDUKSJON I UTSLIPP AV OLJE

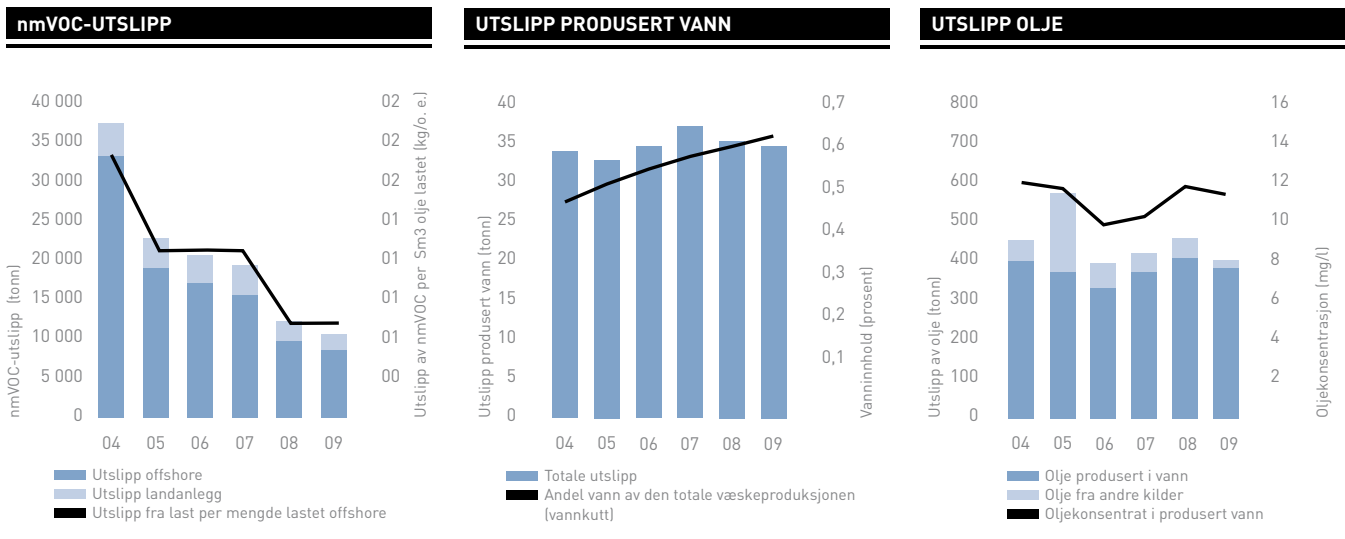
Den gjennomsnittlige oljekonsentrasjon i produsert vann på felter som SDØE har eierandeler i, falt betydelig i 2009. I tillegg er den samlede mengden produsert vann redusert fra 2008 til 2009. De totale oljeutslippene var på 395 tonn i 2009 som er en nedgang fra 450 tonn i 2008.

Utslipp av olje skjer hovedsakelig gjennom utslipp av produsert vann. Andre kilder til utslipp av olje er olje i drenasjevann, fortregningsvann og vann fra vasking av separatorene, samt akutte oljeutslipp. Av disse andre kildene var olje i fortregningsvann den største, med

SO_x: SO_x er en samlebetegnelse på Svoveloksider (SO, SO₂ og SO₃). Av disse er det Svoveldioksid (SO₂) som det blir dannet mest av ved forbrenning, ettersom SO og SO₃ dannes i påfølgende kjemiske prosesser. Det settes derfor ofte likhetstegn ved utslipp av SO_x og SO₂, SO_x dannes ved forbrenning

av stoffer som inneholder svovel, i hovedsak olje og kull, samt ved en rekke industriprosesser. SO_x-gasser fører til sur nedbør, noe som gir forsuring av vassdrag, og skader på bygninger og annen infrastruktur. Ved inhalering har gassen også negative effekter på menneskers luftveisystem.

SO₂-utslipp er i likhet med NO_x, ammoniakk og nmVOC omfattet av Gøteborgprotokollen. I 2010 skal årlige utslipp av SO₂ i Norge ikke overstige 22 000 tonn.



Figur 4 SDØEs nmVOC-utslipp, samt utslipp fra lastning av olje pr. enhet olje lastet.

Figur 5 Utslipp av produsert vann, samt andel vann av væskeproduksjonen (olje + vann).

Figur 6 Totale utslipp av olje til sjø, samt oljekonsentrasjon i produsert vann.

40 prosent av SDØEs utslipp fra andre kilder enn olje i produsert vann.

I 2008 hadde feltene Heidrun, Grane, Oseberg Sør og Kristin oljekonsentrasjoner over myndighetens maksimumskrav. I 2009 kom samtlige felt som SDØE har eierandeler i under myndighetskravet på 30 milligram olje pr. liter produsert vann sluppet ut til sjø.

Brorparten av utslippene kom fra feltene Gullfaks og Troll som stod for til sammen 50 prosent av utslippene. Andelen vann i væskeproduksjonen for begge disse feltene er høy, men oljekonsentrasjonen i produsert vann som ble sluppet ut, var forholdsvis lavt 2009. I 2009 var det ingen store akutte utslipp av olje fra felter SDØE har eierandeler i. De samlede små akutte utslipp som relaterer seg til SDØEs sin andel, var i 2009 redusert med 90 prosent i forhold til 2008-utslippet og utgjorde til sammen 3,6 tonn.

STABILE UTSLIPP AV FARLIGE KJEMIKALIER

Norsk oljeindustri er best i klassen på miljøvennlig kjemikaliebruk, og målsetningen er null utslipp av miljøskadelige kjemikalier. Filosofien om nullutslipp ble lansert i 1997, og siden da har det vært en meget positiv utvikling på norsk sokkel. De miljøskadelige kjemikalieutslippene er redusert med mer enn 99 prosent.

Kjemikalier er fortsatt nødvendige på norsk sokkel av tekniske og sikkerhetsmessige årsaker, men de brukes på miljøets premisser. Boreoperasjoner er den delen av aktiviteten som krever mest bruk av kjemikalier. I SDØEs portefølje utgjorde kjemikalieforbruket ved boreoperasjoner om lag 75 prosent av totalforbruket.

Kjemikalier deles inn i grønne, gule, røde og svarte kategorier i henhold til myndighetenes regelverk der røde og svarte kjemikalier kategoriseres som miljøfarlige. Kjemikalier i bruk

Figur 4: Utslipp fra Oseberg-anlegget (OTS) på Sture i Hordaland har tidligere år ikke blitt inkludert. Utslipp fra Sture har i år blitt inkludert for årene 2003 til 2008. Utslipp fra Sture i 2009 er rapportert under OTS. Begge er inkludert i utslipp fra landanlegg.

nmVOC: nmVOC (non-methane Volatile Organic Compounds) er en samlebetegnelse på flyktige organiske forbindelser unntatt metan. Gassene dannes og slippes ut ved lagring og lastning av råolje.

Når nmVOC reagerer med nitrogenoksider (NO_x) under påvirkning av sollys dannes ozon. Høye nivåer av ozon nær bakken kan føre til skader på helse, vegetasjon og materialer.

nmVOC påvirker drivhuseffekten ved at det dannes CO₂ når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

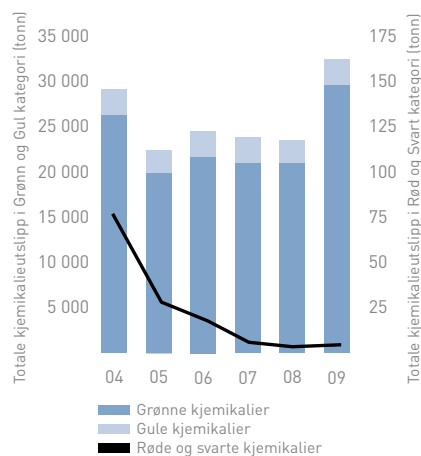
nmVOC-utslipp er i likhet med NO_x, ammoniakk og SO₂ omfattet av Gøteborgprotokollen. I 2010 skal årlige utslipp av nmVOC i Norge ikke overstige 23 000 tonn.

Industrisamarbeidet: Operatører for felt med bøyelasting på norsk

kontinentalsokkel etablerte i 2002 et industrisamarbeid for å samordne innføring av teknologi, og oppfylle utslippskrav fra norske myndigheter på en formålstjenlig og kostnadseffektiv måte. Fra 2004 til 2005 ble de totale nmVOC-utslippene redusert med 43 000 tonn som følge av installasjon av nmVOC-reduserende teknologi.

på sokkelen er nå i all hovedsak i gul og grønn kategori. Kjemikalieutslipp i denne kategorien har vært på et stabilt nivå siden 2005 med årlige utslipp i underkant av 25 000 tonn. I 2009 var det imidlertid en økning på felter hvor SDØE har eierandeler. Dette skyldes økt bore- og brønnaktivitet på Heidrun, Ormen Lange og Gjøa med tilhørende bruk og utslipp av bore- og brønnkjemikalier. Svarte og røde kjemikalier som fortsatt benyttes på norske sokkel er i all hovedsak gjengefett, korrosjonsinhibitorer, avleiringshemmere, emulsjonsbrytere og sementkjemikalier.

UTSLIPP KJEMIKALIER



Utslipp av svarte kjemikalier fortsatte i 2009 å nærme seg null for felter hvor SDØE har eierandeler. Utslippene ble redusert med 70 prosent til 200 kilo. Åtte felt som SDØE har eierandeler i slapp ut svarte kjemikalier i 2009. Dette er en nedgang fra 12 i 2008.

Utslipp av svarte kjemikalier kommer generelt fra eldre installasjoner som har hydraulikk-systemer uten retur for hydraulikkvæsken. Disse produktene er i stor grad erstattet av mer miljøvennlige kjemikalier, men det er fremdeles en del eldre kjemikalier igjen i hydraulikk-systemene. Det forventes en gradvis reduksjon av utslippene av svart hydraulikkvæske etter hvert som nyere og mer miljøvennlige hydraulikkvæsker blir utviklet.

85 prosent av utslippene av svarte kjemikalier i SDØE sin portefølje i 2009 kom fra Troll, men mesteparten av utslippsreduksjonen fant også sted på Troll.

Utslipp av røde kjemikalier økte fra 3 til 6 tonn. Som i 2008 var det 25 felter i SDØE sin portefølje som slapp ut røde kjemikalier. Hovedårsaken til økningen var problemer med avleiringer på Varg, med resulterende økt forbruk av kjemikalier for å få bukt med problemet. Utslippene fra Varg stod for 60 prosent av utslippene av røde kjemikalier. Uten dette ekstraordinære behovet for avleiringshemmere på Varg ville utslipp av røde kjemikalier for felt SDØE har eierandeler i fortsatt nærme seg null i 2009.

Analysemetode for olje i vann: Etter utfasingen av IR/Freon-metoden i 2002, ble det innført en ny standardmetode for analyse av dispergert olje i vann, ISO-9377-2, også kalt oljeindeks. Dette ble gjort i henhold til krav fra SFT og konvensjonen om vern av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav (OSPAR). Metoden kvantifiserer hydrokarboner med kokepunkt tilsvarende hydrokarbon-

fraksjonen C₁₀ - C₄₀. Denne metoden ble brukt frem til 2007, da metoden ble modifisert til ISO 9377-2 (Mod), som også inkluderer den mer flyktige hydrokarbonfraksjonen C₇ - C₁₀. Modifikasjonen av analysemetode gjør at en ikke kan sammenligne direkte resultater f.o.m. 2007 med resultater t.o.m. 2006. ISO 9377-2 (Mod)-metoden gir teoretisk et noe høyere resultat for konsentra-

sjonen av olje i vann, avhengig av hvor stor andel de lette komponentene utgjør av sammensetningen av oljen på det enkelte felt. Fra og med 2007 er myndighetskravet for maksimum tillatt oljeinnhold i utslippsvann (månedssnitt) 30 mg/l.

MILJØEVALUERING AV KJEMIKALIER, INNDELING I HENHOLD TIL SFTS KATEGORIER

Operatørselskapene vurderer kjemikalier ut fra deres miljøegenskaper. Som en generell kjøreregulering blir kjemikalier kategorisert som følger:

- Svart: Kjemikalier som i utgangspunktet ikke tillates sluppet ut. Tillatelse gis i spesielle tilfeller.
- Rød: Kjemikalier som er miljøfarlige og som dermed bør skiftes ut. Krav gitt i tillatelsen at de spesielt prioriteres for substitusjon.
- Gul: Kjemikalier som er i bruk, men som ikke er dekket av noen av de andre kategoriene. Gis normalt tillatelse uten spesifiserte vilkår.
- Grønn (PLONOR): Kjemikalier som står på OSPARs PLONOR-liste, og som er vurdert til å ha ingen eller svært liten negativ miljøeffekt. Gis tillatelse uten spesifiserte vilkår.

Kategorisering	Kategori
Vann	Grønn
Kjemikalier på PLONOR-listen	Grønn
Hormonforstyrrende stoffer Stoff som er antatt å være eller er arvestoffskadelig eller reproduksjonsskadelig. Faremerket Rep1, Rep2 eller Mut1, Mut2	1 (Svart) 1.1 (Svart)
Liste over prioriterte kjemikalier som omfattes av prioritetslisten St.meld. nr. 25 (2002–2003) og St.meld. nr. 21 (2004–2005)	2 (Svart)
Bionedbrytbarhet < 20 prosent og log Pow ≥5	3 (Svart)
Bionedbrytbarhet < 20 prosent og giftighet EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	4 (Svart)
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet <60 prosent, log Pow ≥3, EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	6 (Rød)
Uorganisk og EC50 eller LC50 ≤ 1 mg/l	7 (Rød)
Bionedbrytbarhet < 20 %	8 (Rød)
Andre kjemikalier	Gul

Ref. vedlegg til Opplysningspliktforskriften

<p>Lavradioaktivt avfall: Norsk olje- og gassvirksomhet genererer årlig omkring 25 tonn fast spesialavfall som har et forhøyet innhold av naturlig forekommende radioaktive stoffer. Dette spesialavfallet betegnes på norsk som lavradioaktive avleiringer (LRA) og på engelsk som LSA scale (Low Specific Activity Scale) eller NORM (Natural Occuring Radioactive Materials). LRA avsettes som forsteininger og slagg i prosess- og produksjonsutstyr og er uønsket av produksjonsmessige årsaker. Ikke alle avleiringer er radioaktive, men fra noe av</p>	<p>avfallet er strålingen forhøyet i forhold til bakgrunnsstrålingen. Stråledosene er imidlertid ubetydelige. Den stråledose som offshorearbeidere mottar i forbindelse med LRA-arbeid er mindre enn én prosent av naturlig bakgrunnsstråling i Norge. I olje- og gassindustrien er lavradioaktive avleiringer mer et avfallsproblem enn det er et helse- og arbeidsmiljøproblem.</p> <p>OSPAR-konvensjonen: Formålet med Oslo-Paris-konvensjonen (OSPAR) er å beskytte det marine miljøet mot forurensning. Konvensjon om beskyttelse av</p>	<p>det marine miljø i det nord-østlige Atlanterhav, som er konvensjonens fulle navn, ble ferdigforhandlet i 1992, og erstattet de tidligere Oslo- og Paris-konvensjonene. Gjennom arbeidet i konvensjonens gruppe for olje- og gassvirksomhet utveksler landene erfaring med regulering av industrien, avtaler, prosedyrer og framgangsmåter. Konvensjonen danner basis for nasjonal lovgivning om utslipp av borekaks.</p>
---	--	---

REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLLEDELSE

Petoro forvalter store verdier på vegne av den norske stat. Statens portefølje (SDØE-porteføljen) representerer en tredel av Norges olje- og gassreserver. Totalproduksjonen forventes å ligge på et nivå rundt 1 million fat oljeekvivalenter (1 000 kboed) årlig frem til 2015. Dette ansvaret stiller strenge krav til integritet og selskapet er avhengig av tillit hos eier og omgivelser.

Petoro har som hovedmål å skape størst mulig økonomiske verdier fra statens portefølje på et forretningsmessig grunnlag. Styret legger vekt på god eierstyring og selskapsledelse for å sikre at statens portefølje forvaltes på en måte som maksimerer den økonomiske verdiskapingen, og legger grunnlaget for tillit til selskapet fra eier, ansatte, oljeindustrien og andre interessenter samt samfunnet for øvrig.

Petoros styringssystem bygger på "Norsk Anbefaling for eierstyring og selskapsledelse" (NUES) i den grad det er relevant for selskapets virksomhet. Styringssystemet er tilpasset Petoros egenart og tilfredsstillende kravene til virksomhetsstyring fastsatt i "Reglement for økonomistyring i staten". Styringssystemet inkluderer oppfølging av tverrgående hensyn slik det fremgår i St. meld. nr. 13 (2006-2007) "Et aktivt og langsiktig eierskap" og ivaretar Petoros ansvar og plikter som rettighetshaver i forhold til helse, miljø og sikkerhet på norsk sokkel.

Petoro har klare forretningssetiske retningslinjer som beskriver prinsipper som skal være styrende for selskapets forretningsdrift og ansattes adferd. Selskapets verdigrunnlag og etikk er forankret i de forretningssetiske retningslinjene som ble gjennomgått og justert i 2009. Retningslinjene inkluderer flere tverrgående hensyn, herunder

- krav til etisk atferd i forhold til overholdelse av lover, forskrifter eller retningslinjer
- forventninger om at den enkelte bidrar

til et inkluderende og godt arbeidsmiljø som ivaretar helse og sikkerhet

- krav om at virksomheten utøves på en bærekraftig måte som minimaliserer negativ påvirkning av det ytre miljø
- ansvar for den enkelte å påse at det ikke oppstår interessekonflikt mellom egne interesser og forvaltning av statens andeler eller Petoro AS interesser
- nulltoleranse for korrupsjon eller andre misligheter
- konsekvenser av brudd på retningslinjene

Alle ansatte signerer årlig bekreftelse på at retningslinjene er gjennomgått og akseptert. Forretningssetiske regler inngår også i alle standardavtaler med selskapets leverandører.

Petoro mottar løpende informasjon som ikke er offentlig tilgjengelig og som er undergitt taushetsplikt. Som del av selskapets samfunnsansvar sikres informasjonssystemer og data mot uautorisert tilgang. For informasjon der det tydelig fremgår at informasjonen som mottas er "innsideinformasjon" i henhold til Lov om verdipapirhandel, er det utarbeidet instruks for behandling av innsideinformasjon i Petoro.

Selskapets verdier ble etablert i 2002 og er integrert i selskapets forretningsmessige virksomhet. På bakgrunn av endringer i omgivelsene og endret sammensetning av personell de siste årene har Petoro i 2009 iverksatt en prosess med bred involvering fra organisasjonen for å fornye selskapets verdier. Formålet med verdiene er at selskapet og

dets ansatte skal ha et felles grunnlag for holdninger og handling i Petoro.

Selskapets nåværende verdier er:

- **SIKKERHET FOR MENNESKER OG MILJØ**
– Virksomheten tilrettelegges slik at mennesker ikke blir syke eller skadet
– Petoro verner om miljøet der selskapet driver sin virksomhet
- **DJERVHET OG NYTENKING**
– Petoros ansatte tenker nytt og er endringsvillige – djervhet og utholdenhet er viktig for å sikre forbedring
- **FORRETNINGSORIENTERING**
– Petoro søker i all sin virksomhet å øke den økonomiske verdien til porteføljen gjennom å opptre som en ryddig og konstruktiv partner og finne balansen mellom kortsiktige og langsiktige forretningsmål
- **INTEGRITET**
– Petoros ansatte utviser høy etisk standard i sitt virke
- **SAMHANDLING**
– Petoros ansatte samhandler for bedre resultater og verdsetter andre menneskers kompetanse og erfaringer

VIRKSOMHET

Petoro er et aksjeselskap som er fullt ut eid av den norske stat. Hovedoppgavene defineres av Olje- og energidepartementet.

Petoros formål er på vegne av staten, for statens regning og risiko å ha ansvaret for å ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk kontinental-sokkel og virksomhet i tilknytning til dette.

Selskapets overordnede mål er på forretningsmessig grunnlag å skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje.

Selskapet har tre hovedoppgaver:

- Ivaretagelse av statens deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike.
- Overvåking av Statoil ASAs avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i samsvar med avsetningsinstruks gitt til Statoil.
- Økonomistyring, herunder utarbeiding av budsjetter og føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler.

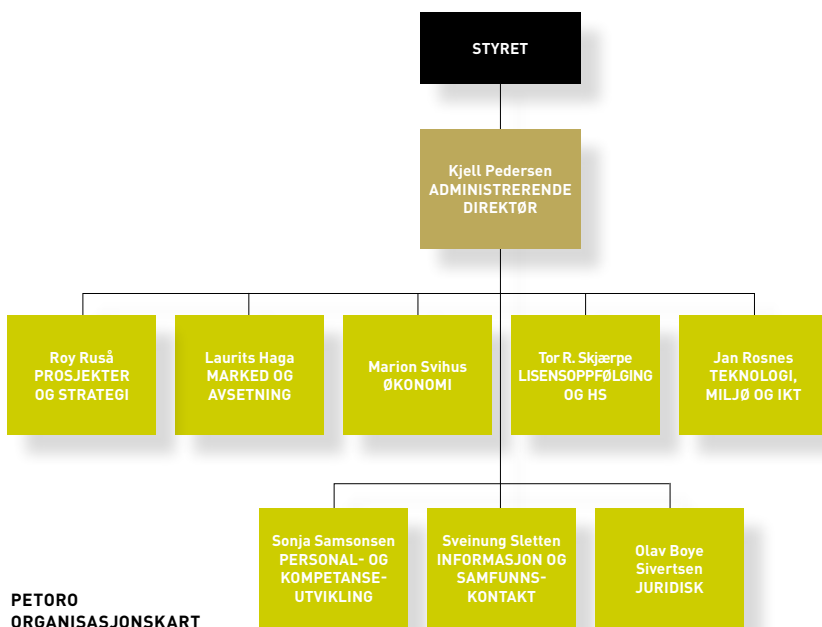
Selskapets virksomhet er underlagt aksjeloven og petroleumsloven samt reglement for statlig økonomiforvaltning, herunder bevilgnings- og økonomireglementet. Olje- og energidepartementets instruks for økonomiforvaltning av SDØE, samt årlige tildelingsbrev, er styrende for selskapets forvaltning av SDØEs virksomhet.

Selskapets hovedstrategier er områdeutvikling, reservemodning samt tidlig og hensiktsmessig anvendelse av ny teknologi. Styret har igangsatt et arbeid med å revurdere Petoros strategi. Forrige strategiprosess var i 2006. I perioden fra 2006 har norsk sokkel blitt eksponert for en rekke større endringer som alle har betydning for den forretningsmessige utviklingen av SDØE-porteføljen. Viktige endringer er fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet, sterk økning i aktivitetsnivå drevet av økt oljepris, en sterk kostnadsvekst og erkjennelsen av økt fokus på klimautvikling. Dette er bakteppet for den pågående bearbeidelsen og revisjonen av selskapets strategi. Styret vektlegger at strategivalg skal posisjonere selskapet for fremtidig verdiskaping. I det pågående arbeidet legges det til grunn at selskapets hovedmål vil ligge fast og være retningsgivende for den reviderte strategien.

Petoro er rettighetshaver – med samme rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere – for andeler i 137 utvinningstillatelser samt 14 eierposisjoner i interessentskap og selskap for rørledninger og terminaler. SDØE er deltaker i 35 produserende felt, der de ti største feltene utgjør om lag 80 prosent av porteføljens verdi. Petoro er en aktiv partner som gjennom helhetsvurderinger og målrettet innsats, bidrar til å maksimere verdien av porteføljen. Arbeidet orienteres mot områder og oppgaver der selskapet med utgangspunkt i porteføljen – og i samspill med øvrige aktører på norsk sokkel – best kan bidra til dette. Petoro har arbeidet aktivt for implementering av god virksomhetsstyring og samarbeider med partnerne om fremtidig videreutvikling av gode målstyringsprosesser i utvalgte lisenser.

Staten har gjennom Petoro AS vedtekter §11 og avsetningsinstruks for Statoil tillagt Petoro ansvaret for å påse at Statoil utfører sine oppgaver i samsvar med instruksen. Ved at staten er majoritetsaksjonær i Statoil og heleier av Petoro, utøver staten felles eierskapsstrategi gjennom avsetningsinstruksen vedtatt av Statoils generalforsamling.

Selskapet har intern instruks for behandling av innsideinformasjon som mottas i Petoro. Instruksen gjelder for Petoros styre, ansatte, selskapets revisor, rådgivere eller andre knyttet til Petoro som mottar informasjon der det uttrykkelig opplyses at informasjonen er "innsideinformasjon" i henhold til Lov om verdipapirhandel. I tillegg er det etablert et eget system for godkjenning av ansattes eksterne styreverv.



Petoro avlegger særskilt regnskap for SDØE-porteføljens transaksjoner som inngår i statsregnskapet og revideres av Riksrevisjonen. Kontantstrømmer som genereres fra porteføljen, overføres til statens egne konti i Norges Bank. Fra 2009 rapporterer Petoro også pengestrømmer fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel til staten i tråd med EITI-forskriften som trådte i kraft 1. juli 2009.

Aksjeselskapets egne driftskostnader dekkes av årlige bevilgninger over statsbudsjettet. Driftstilskuddet presenteres som driftsinntekt i aksjeselskapets regnskap.

GENERALFORSAMLING

Olje- og energidepartementet, ved statsråden, representerer staten som eeneier og er selskapets generalforsamling og øverste myndighet. Ordinær generalforsamling avholdes innen utgangen av juni hvert år. Den behandler saker i henhold til norsk lov, blant annet vedtektsendringer og godkjenning av årsregnskap. Petroleumsløven fastsetter

retningslinjer for saker som skal behandles av selskapets generalforsamling. Generalforsamlingen utpeker selskapets styre, med unntak av ansattes representanter, samt velger selskapets eksterne revisor.

STYRET OG STYRETS ARBEID

Petoros styre har syv medlemmer, hvorav fem velges av generalforsamlingen. To velges av og blant selskapets ansatte. Tre av styremedlemmene er kvinner. Valgperioden er to år. Styrets medlemmer har ingen forretningsmessige avtaler eller øvrige økonomiske relasjoner med selskapet utover den godtgjørelse generalforsamlingen fastsetter for styret samt ansettelsesavtaler for ansattes representanter.

Styret har det overordnede ansvar for forvaltningen i selskapet, herunder å sikre at hensiktsmessige styrings- og kontrollsystemer er på plass og for å føre tilsyn med daglig ledelse og selskapets virksomhet. Styrets arbeid baseres på instruks som beskriver styrets ansvar og saksbehandling. I 2009 ble det avholdt elleve styremøter.

Som vedlegg til "Instruks for Styret" har styret fastsatt "Utfyllende bestemmelser for hvilke saker som skal behandles av styret". For styrets arbeid er det etablert en årsmøteplan med vekt på behandling av strategi, budsjetter og kvartalsresultater. Som et sentralt virkemiddel i resultatoppfølgingen benytter styret måling mot etablerte mål (balanserte målekort). Dette innbefatter finansielle/operasjonelle, organisatoriske og relasjonelle aspekter. Målstyringsmodellen omfatter både kortsiktige og langsiktige mål, kvantitative så vel som kvalitative og er godt tilpasset selskapets utfordringer.

Styret behandler løpende store investeringsbeslutninger innenfor porteføljen, oppfølging og behandling innen virksomheten i lisenser og av overvåking av gassavsetningen, herunder vurdering av det totale risikobildet. Styret har valgt å organisere arbeidet knyttet til kompensasjonsordninger i et underutvalg. Så langt er det ikke etablert andre styreutvalg. Ved habilitetsspørsmål har det vært praksis at styremedlem fratrer styrets behandling.

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

RISIKOSTYRING OG INTERNKONTROLL

Risikostyring i Petoro støtter opp under selskapets strategi og mål. Styret foretar årlig en gjennomgang av selskapets viktigste risikoområder og den interne kontrollen. I denne gjennomgangen legger styret vekt på hvilke risikoer og muligheter Petoro kan påvirke gjennom egne tiltak innenfor de rammene selskapet disponerer. Selskapet arbeider kontinuerlig med modning og utvikling av risikostyring i tråd med prinsipper for helhetlig styring og utviklingen i selskapets risikobilde. Disse prinsippene bygger på et internasjonalt anerkjent rammeverk for internkontroll (COSO/ERM) og det interne miljøet i selskapet.

Identifikasjon og håndtering av risikoforhold og risikoeksponering er en integrert del av Petoros forretningsprosesser. Selskapet arbeider med risikostyring for å håndtere de forhold som vil kunne påvirke selskapets evne til å nå fastsatte mål og gjennomføre valgte strategier, samt de forhold som kan påvirke selskapets evne til å avlegge korrekt regnskap. Risikostyring er et viktig redskap for å redusere usikkerheten i selskapets strategi- og målstyringsprosess og skape forståelse av risikobildet på tvers av virksomheten.

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

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

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

Selskapets internrevisjon ivaretas av et eksternt revisjonsfirma som gjennomfører revisjon av internkontrollsystemene i henhold til plan godkjent av styret.

Petoro har etablert retningslinjer for å legge til rette for intern varsling om kritikkverdige forhold i virksomheten. Varslere som ønsker å bevare sin anonymitet eller som av andre grunner ikke ønsker å ta opp saken med overordnet kan varsle direkte til internrevisor.

GODTGJØRELSE TIL STYRET OG LEDENDE ANSATTE

Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til styret. Styret fastsetter godtgjørelsen til administrerende direktør. Administrerende direktør fastsetter godtgjørelse til de andre medlemmer av selskapets ledelse. Styret har gitt retningslinjer for godtgjørelse til ledende ansatte i Petoro i samsvar med rammer gitt i "Retningslinjer for statlig eierskap: Holdning til lederlønn." Faktisk godtgjørelse, som er utbetalt til styret og administrerende direktør i 2009 samt ledergruppen samlet, er nærmere beskrevet i note til årsregnskapet.

INFORMASJON OG KOMMUNIKASJON

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

Informasjon offentliggjøres via selskapets nettside, via pressemeldinger og kvartals- og helårsrapportering av selskapets resultater. Selskapets årsrapport utarbeides i mars/april og gir en fylldig beskrivelse av selskapets virksomhet i tillegg til årsregnskap og styrets årsberetning samt redegjørelse for sikkerhet og helse og virksomhetens konsekvenser for ytre miljø og andre tverrgående hensyn.

REVISOR

Riksrevisjonen er eksternt revisor for SDØE-porteføljen i henhold til Lov om Riksrevisjonen. Riksrevisjonen kontrollerer at selskapets forvaltning av porteføljen er i tråd med Stortingets vedtak og forutsetninger og reviderer årsregnskap for SDØE-porteføljen. Basert på denne gjennomgangen avgir Riksrevisjonen uttalelse i avsluttende revisjonsbrev.

I tillegg har styret besluttet at selskapet engasjerer eksternt revisjons-selskap som internrevisor for SDØE. Internrevisor skal utføre finansiell revisjon av porteføljens regnskap og avgir revisjonsuttalelser i henhold til norske revisjonsstandarder og kontantprinsippet, herunder RS800 "revisors uttalelser ved revisjonsoppdrag med spesielle formål". Kontrakt med eksternt revisjons-selskap har i 2009 vært ute på anbud. Etter konkurranse ble revisjonsoppdraget tildelt Deloitte. Oppdraget omfatter både finansiell revisjon og funksjon som Petoro AS internrevisor. Funksjonen i selskapet for mottak av varsler ivaretas av internrevisor. Erga Revisjon as er valgt av generalforsamlingen som eksternt revisor for Petoro AS.

LEDELSEN I PETORO

[2] TOR RASMUS SKJÆRPE [1950]

Direktør lisensoppfølging og HS

Utdanning: Sivilingeniør fra NTH.

Karriere: Har lang erfaring fra norsk olje- og gassvirksomhet – sist som direktør for Petoros teknologiavdeling og før det som leder av Norsk Hydros virksomhet i området Tampen i den nordlige delen av Nordsjøen.

[4] LAURITS HAGA [1954]

Direktør marked og avsetning

Utdanning: Økonom

Karriere: Har lang erfaring fra norsk og internasjonal olje- og gassvirksomhet. Han har hatt en rekke lederstillinger i Mobil og var leder for gassavdelingen i ExxonMobil i Norge før han kom til Petoro.



[1] JAN ROSNES [1965]

Direktør teknologi og IKT

Utdanning: Sivilingeniør petroleum fra Høgskolen i Stavanger

Karriere: Har bred erfaring fra prosjekt- og strategiarbeid, blant annet for Shell i Norge og Skottland og for Statoil. Har i Petoro vært direktør for Prosjekt & strategiavdelingen og leder for områdene Tampen og Oseberg.

[3] OLAV BOYE SIVERTSEN [1951]

Juridisk direktør

Utdanning: Jurist

Karriere: Bred erfaring som advokat i ExxonMobil, leder av juridisk avdeling i Mobil i Norge, og fra stillinger i Oljedirektoratet, Kommunal- og arbeidsdepartementet og Olje- og energidepartementet. Internasjonal erfaring fra Mobils virksomhet i USA.

[5] KJELL PEDERSEN [1952]

Administrerende direktør

Utdanning: Sivilingeniør, petroleums-teknologi fra NTH.

Karriere: Har en lang internasjonal yrkeskarriere og en rekke ledende stillinger i Exxon/ExxonMobil bak seg både på oppstrøms- og nedstrømsiden.

[6] ROY RUSÅ [1956]

Direktør prosjekter og strategi

Utdanning: BSc/Petroleum fra Rogaland Distrikthøgskole

Karriere: Har lang erfaring fra norsk olje- og gassvirksomhet gjennom Statoil og sist Baker Hughes INTEQ. Har i Petoro vært leder for avdelingen teknologi og IKT.

[7] SONJA SAMSONSEN [1971]

Direktør personal- og kompetanseutvikling

Utdanning: bedriftsøkonomi fra Handelshøgskolen BI, samt engelsk mellomfag og personalledelse fra Høgskolen i Stavanger.

Karriere: Har lang og bred erfaring innen HR og personalledelse fra rederinæring og internasjonal oljeindustri, senest som Human Resources Manager i Halliburton.



—
**LEDELSEN I PETORO
2009/2010**

—
Jan Rosnes
Tor Rasmus Skjærpe
Olav Boye Sivertsen
Laurits Haga
Kjell Pedersen
Roy Ruså
Sonja Samsonsen
Sveinung Sletten
Marion Svihus
—

[8] SVEINUNG SLETTEN [1953]

Informasjonsdirektør

Karriere: Har bred erfaring både fra oljeselskap og fra mediene. Han har vært informasjonsdirektør i BP i Norge og før det Amoco, sjefredaktør i Statoil og i Noroil Publishing House, og før det journalist i blant annet Stavanger Aftenblad.

[9] MARION SVIHUS [1956]

Økonomidirektør

Utdanning: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole, Bergen

Karriere: Har lang erfaring fra Statoil der hun har hatt flere lederstillinger innenfor fagområdet økonomi, analyse, finans og strategi. Hun har også åtte års erfaring fra bank og finans.

STYRET I PETORO

[2] PER A. SCHØYEN [1947]

Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2007/2011

Yrkesituasjon: Partner i KLUGE Advokatfirma DA, Stavanger

Utdanning: Jurist, div. program for ledelse

Karriere: Partner i KLUGE fra 2005, 1977–2004 ansatt i Esso/ExxonMobil, leder for Corporate Affairs fra 1989, andre stillinger i Norge og utland, for øvrig dommerfullmektig og politifullmektig.



[1] ARILD STAVNEM [1965]

Styremedlem – ansattes representant

Tid for valg/gjenvalg: 2008/2010

Utdanning: Sivilingeniør, Heriot Watt University

Karriere: 1981–1998 Norske Shell, en rekke stillinger, den siste leder for ingeniøravdelingen, Draugen; 1998–2000 Saga Petroleum, prosjektleder boring og brønn, Snorre B utbygging; 2000–2002 Norsk Hydro, forretningsutvikling; 2002– Petoro, senior rådgiver lisensavdelingen

[3] GUNNAR BERGE [1940]

Styreleder

Tid for valg/gjenvalg: 2007/2011

Øvrige styreverv: Universitetet i Stavanger, Helse Vest.

Utdanning: Teknisk læringskole 1957–1958. LO-skolen 1966 i tillegg til diverse kurs. Fagutdannet platearbeider.

Karriere: Oljedirektør 1997–2007, kommunalminister 1992–1996, finansminister 1986–1989, stortingsrepresentant for Rogaland, delegert til FNs generalforsamling, en rekke viktige verv i Arbeiderpartiet, blant annet parlamentarisk leder og sentrale komitéverv i Stortinget samt i partiorganisasjonen, industriarbeider på 1950- og 60-tallet.

[4] HILDE MYRBERG [1957]

Nestleder

Tid for valg/gjenvalg: 2006/2011

Yrkessituasjon: Konserndirektør, Orkla

Øvrige styreverv: Styreleder Orkla Asia Holding AS, styremedlem Orkla Brands AS, Salvesen & Thams AS, Sapa AB, REC AS

Utdanning: Juridisk embetseksamen, MBA fra INSEAD

Karriere: Fra 2002–2006 leder for Markedssektor, Hydro Olje & Energi. Har ellers hatt en rekke stillinger i Hydro, blant annet innen forretningsutvikling i Hydro Energi, ansvar for Hydros markedsaktiviteter på kraftområdet, som konsernadvokat og styresekretær.

[6] MARI THJØMØE [1962]

Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2007/2011

Yrkessituasjon: Finansdirektør i Norwegian Property ASA

Øvrige styreverv: Styreleder SeilSport Maritimt forlag AS.

Utdanning: Siviløkonom 1987 (Handelshøyskolen BI) / Autorisert Finansanalytiker 1992 (Norges Handelshøyskole)

Karriere: Finansdirektør/fungerende konsernsjef i Norwegian Property ASA (2009-2010), konserndirektør i KLP (2005-2008), direktør i Statoil ASA (2000-2005), seksjonsjef og diverse andre stillinger i Norsk Hydro ASA (1988-2000), Styremedlem i Oslo Børs (2006-2009), Norgani Hotels AS (2009-2010), stiftelsen Aksje Norge (2001-2005) og leder Norsk Investor Relations forening (2000-2005).



—
**STYRET I PETORO
2009/2010**

Arild Stavnem
Per A. Schøyen
Gunnar Berge
Hilde Myrberg
Nils Henrik Von der Fehr
Mari Thjøømøe
Kristin Johnsen
—

[5] NILS HENRIK VON DER FEHR [1960]

Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2005/2011

Yrkessituasjon: Professor i samfunnsøkonomi, Universitetet i Oslo

Utdanning: Økonom

Karriere: I tillegg til akademiske stillinger ved UiO, har han også vært foreleser ved universitetet i Heidelberg og Oxford. Han har også hatt en rekke offentlige og private verv, blant annet som medlem/leder av flere offentlige utvalg.

[7] KRISTIN JOHNSEN [1961]

Styremedlem – ansattes representant

Tid for valg/gjenvalg: 2008/2010

Yrkessituasjon: Rådgiver, teknologi, Petoro AS

Utdanning: Sivilingeniør

Karriere: Flere års erfaring fra ExxonMobil og Statoil innen diverse reservoartekniske vurderinger knyttet til feltutvikling og felt i drift.

ÅRSBERETNING 2009

Petoro er forvalter av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) som representerer om lag en tredel av Norges samlede olje- og gassreserver. Petoro har som hovedmål å skape størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen.

Årsresultatet i 2009¹ var 100,7 milliarder kroner sammenlignet med 159,9 milliarder kroner i 2008. Totale driftsinntekter i 2009 var 154,2 milliarder kroner, mot 214,6 milliarder kroner året før. Dette resulterte i en kontantstrøm på 97,0 milliarder kroner til staten i 2009 mot 155,4 i 2008. Total produksjon var på 1,074 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag, noe lavere enn fjorårets produksjon på 1,148 millioner fat o.e.

RESULTAT, INNTEKTER, KOSTNADER OG RESERVER

Hovedårsaken til at resultatet for 2009 ble 37 prosent lavere enn året før, er betydelig reduserte olje- og gasspriser sammenlignet med rekordåret 2008. Lavere oljeproduksjon førte til at resultatet ble ytterligere redusert. Årets samlede olje- og gassalg per dag var 1,147 millioner fat o.e. mot 1,199 millioner fat o.e. i 2008², en reduksjon på fire prosent. Ytterligere modning av porteføljen medførte også i 2009 et fall i oljeproduksjonen. Gassproduksjonen var på nivå med fjoråret.

Resultat før finansposter var 104,0 milliarder kroner. Netto finanskostnader på 3,3 milliarder kroner består av netto realisert og urealisert valutatap knyttet til sterkere kronekurs mot US dollar gjennom året.

Inntekter fra salg av tørrgass i 2009 utgjorde 70,3 milliarder kroner, mot 90,0 milliarder kroner året før. Det ble solgt om lag like mye gass som året før, til sammen 31,1 milliarder standard kubikkmeter (Sm³). Dette tilsvarer 536 000 fat o.e. per dag³. Gassinntektene fra

Troll alene utgjorde 36 prosent av de samlede gassinntektene. Andelen av gass fra Troll er redusert fra 2008 som følge av oppbyggingen av gassproduksjonen fra Ormen Lange og Snøhvit. Gjennomsnittlig gasspris var 1,95 kroner per Sm³, 19 prosent lavere enn i 2008.

Årets samlede inntekter fra olje og våtgass (NGL) var 73,7 milliarder kroner, mot 112,8 milliarder året før. Salgvolumet var totalt 202 millioner fat, som er 554 000 fat per dag. Produksjonen av olje, NGL og kondensat ble redusert med ni prosent sammenlignet med 2008. Nedgangen er forventet og skyldes lavere produksjon fra de modne oljefeltene. Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE-porteføljen var 380 kroner per fat, mot 528 kroner året før. Oljeprisen regnet i US dollar var i gjennomsnitt 60,53 per fat som var 38 prosent lavere enn tilsvarende pris i 2008.

Totale investeringer i 2009 var 22,2 milliarder kroner, mot 21,3 milliarder kroner i 2008. De største investeringene i 2009 var knyttet til Trollfeltet, der høy boreaktivitet og oppstart av nye prosjekter er de viktigste faktorene. Økningen i investeringene for SDØE-porteføljen i 2009 sammenlignet med 2008 skyldes også høyere borekostnader.

Kostnader for drift av felt, rørledninger og landanlegg var 15,3 milliarder kroner i 2009. Det er på samme nivå som 2008. Av disse kostnadene utgjør basis drift og vedlikehold om lag 70 prosent og er redusert sammenlignet med 2008. Kostnader til brønnvedlikehold

¹ Alle tall er etter regnskapsprinsippet

² Salg av egenprodusert olje, NGL og gass i 2009 var 1,091 millioner fat o.e. per dag mot 1,147 millioner fat o.e. i 2008

³ 1 milliard Sm³ gass = 1 million Sm³ o.e. 1 million Sm³ o.e. tilsvarer om lag 17 200 fat o.e. per dag (17,2 kboed)

har økt med 70 prosent i forhold til 2008-nivå, hovedsakelig som følge av generelt økt kostnadsnivå. Kostnadsreduksjonen innen drift og vedlikehold er et resultat av lavere aktivitet og kan ikke tilskrives økt effektivitet.

Kostnader knyttet til leteaktiviteter var 2,2 milliarder kroner, fordelt på 1,2 milliarder kroner aktivert som investeringer i forbindelse med mulige og bekreftede funn og 1,1 milliarder kroner utgiftsførte kostnader fra tørre brønner. Tilsvarende var disse kostnader 2,0 milliarder kroner i 2008, der 1,5 milliarder ble utgiftsført. I 2009 ble 23 letebrønner ferdigstilt, sammenlignet med 26 i 2008. Av disse ble det i 2009 påvist hydrokarboner i 13 brønner. Det ble påvist nye ressurser for SDØE tilsvarende 100 – 165 millioner fat o.e., om lag en firedobling sammenlignet med 2008.

Ved utgangen av 2009 bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 6 785 millioner fat o.e. Dette er 568 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2008. Petoro rapporterer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem med utgangspunkt i ressursklassene 1 – 3.

SDØE ble tilført 119 millioner fat o.e. i nye reserver i 2009. De viktigste bidragene til økning i utvinnbare reserver er forbedret utvinning på Gullfaks Sør, Oseberg, Troll, Oseberg Sør og Snorre. Samtidig ble det gjort flere nedjusteringer av reservene for produserende felt, tilsvarende en reduksjon på 296 millioner fat o.e. Dette resulterte i en netto reservenedgang på 176 millioner fat o.e. De største nedskrivningene av reservene var på Ormen Lange og Heidrun.

Netto reserveerstatningsgrad for 2009 ble dermed negativ. Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år er på minus tre prosent. Tilsvarende for perioden 2006-2008 var pluss 18 prosent.

BOKFØRTE EIENDELER OG EGENKAPITAL

Bokførte eiendeler var 192,1 milliarder kroner per 31. desember 2009. Eiendelene består av

driftsmidler tilhørende feltinstallasjoner, rør og landanlegg samt kortsiktige kundefordringer.

Egenkapitalen var ved årets slutt 144,6 milliarder kroner. Langsiktig gjeld var 39,0 milliarder kroner, der 37,3 milliarder kroner hovedsakelig er knyttet til fremtidige fjerningsforpliktelser. Forpliktelsene beregnes i henhold til etablert bransjestandard basert på eksisterende teknologi. Det er stor usikkerhet både til fjerningsestimat og fjerningstidspunkt. Kortsiktig gjeld, som er avsetninger for påløpte, men ikke betalte kostnader, var 8,4 milliarder kroner ved utløpet av 2009.

Ved utgangen av 2009 var Petoro rettighetshaver for statens andeler i 137 utvinningstillatelser og 14 interessentskap for rørledninger og terminaler inkludert interessene i Mongstad Terminal DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norsea Gas AS og Norpipe Oil AS. Etanor DA ble i 2009 innlemmet i Gassled.

STRATEGI FOR PETORO

Styret har igangsatt et arbeid med å revurdere Petoros strategi. Førrige større strategiprosess resulterte i tre strategivalg; områdeutvikling, reservemodning og tidlig anvendelse av ny teknologi. Strategivalgene ble operasjonalisert gjennom etablering av områdestrategier, teknologistrategi og reservemodningsstrategi med tilhørende organisering og rekruttering for å støtte opp om strategivalgene.

I perioden fra 2006 har norsk sokkel blitt eksponert for en rekke større endringer som alle har betydning for den forretningsmessige utviklingen av SDØE-porteføljen. Viktige endringer er fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet, mange nye aktører på norsk sokkel, sterk økning i aktivitetsnivå drevet av økt oljepris, en sterk kostnadsvekst og økt fokus på klimautvikling. Dette danner utgangspunkt for den pågående bearbeidelsen og revisjonen av selskapets strategi. Styret vektlegger at strategivalget skal posisjonere selskapet for fremtidig verdiskaping. I det pågående arbeidet legges det til grunn at selskapets hovedmål om å skape størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen vil ligge

fast og være retningsgivende for den reviderte strategien.

PETOROS BIDRAG TIL MERVERDI

Petoro bidrar til å sikre verdier og å skape merverdi for SDØE gjennom sitt arbeid. Konkrete resultater av selskapets arbeid vises innen et stort spekter av aktiviteter, fra rollen som forhandlingsleder på vegne av Snorre-interessentskapet i forhandlingene med Statfjord om kostnader for prosessering, lagring og lasting av petroleum fra Snorre-feltet, til tekniske analyser som påvirker viktige beslutninger om investeringer innen flere av feltene hvor Petoro er rettighetshaver. Det foretas en årlig vurdering av resultatet av Petoros arbeid i sentrale prosjekter. Dette bidraget er estimert til en merverdi i størrelsesorden én til tre milliarder kroner hvert år.

VIRKSOMHETSOMRÅDENE I SDØE-PORTEFØLJEN

Ivaretakelsen av SDØE-porteføljen er organisert i de tre forretningsområdene Troll, Tampen/Oseberg samt Norskehavet/Barentshavet. Oppfølging av deltakerinteressene for rør og landanlegg som ikke er feltspesifikke, ivaretas i et eget område.

Forretningsområdet Troll omfatter de produserende feltene Troll, Kvitebjørn, Visund, Ekofisk og Jotun, feltene GjØa og Vega som er under utbygging og flere utvinningstillatelser i letefasen.

Den totale produksjonen fra området var på 372 000 fat o.e. per dag og viste en nedgang på ti prosent i forhold til 2008. Produksjonen fra Kvitebjørn har vært god etter feltets oppstart i januar. Feltet hadde en langvarig nedstenging som følge av reparasjon av gassrØret fra feltet. Trollfeltet har bidratt betydelig til væskeproduksjonen fra området. Imidlertid har markedssituasjonen for gass resultert i lavere gassproduksjon fra Troll og redusert gassuttaket fra området sammenlignet med 2008.

Områdets driftskostnader var 2,1 milliarder kroner. Etter flere års økning viste 2009 en reduksjon i driftskostnadene. Dette skyldes

lavere kostnader for reparasjon av Kvitebjørn og utsatte kostnader til brønnvedlikehold på Troll.

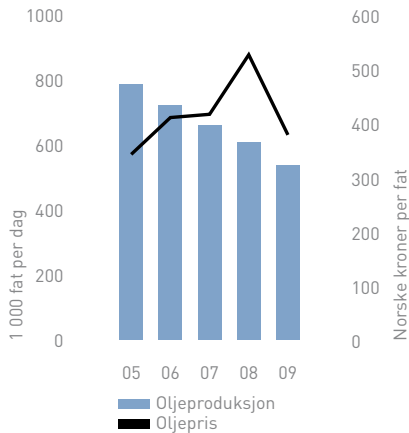
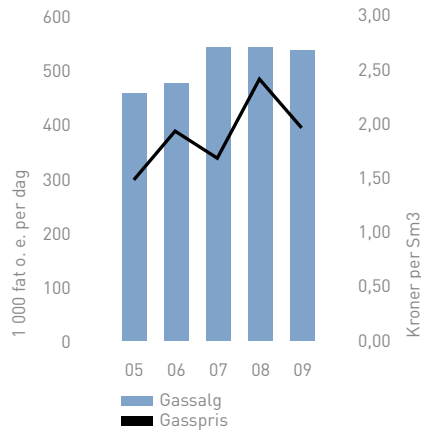
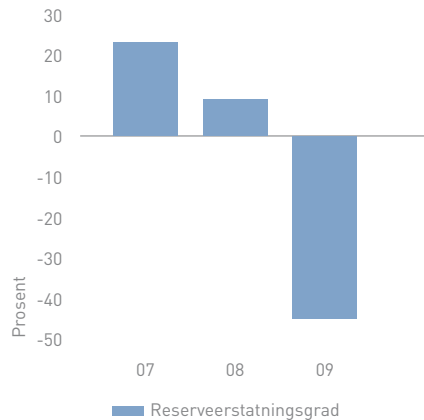
Investeringene i Trollområdet økte fra 7,6 milliarder kroner i 2008 til 9,0 milliarder kroner i 2009. Dette skyldes primært utbyggingsprosjektene GjØa og Vega samt viktige prosjekter i Troll som Troll A boligkvarter, nytt rør til Kollsnes, Troll B gassinjeksjon, Troll C lavtrykksproduksjon og O2 bunnramme.

Partnerskapet i Troll har arbeidet lenge med en langsiktig plan for å øke oljeutvinningen fra feltet, samt å tilrettelegge for maksimal verdiskaping fra gassen basert på dagens produksjonstillatelsesnivå. Plan for utbygging og drift (PUD) for nytt rør til Kollsnes, nye produksjonsrØr på Troll A og nye kompressorer på Troll A ble levert til myndighetene først i juni 2008, men ble endret i januar 2009. Endringen i planen var at utskifting av produksjonsrØr for Troll A ble tatt ut på grunn av forventede store kostnadsøkninger.

Det er flere tiltak under vurdering som kan danne grunnlag for investeringsbeslutninger i kommende år og bidra til økt verdiskaping. Nye brønner på Trollfeltet medførte økte reserver i 2009. Netto reservetilvekst innen Trollområdet er 26,9 millioner fat o.e. i 2009.

Det ble boret tre letebrønner i området i 2009. Det ble gjort funn i Titan-prospektet på Visund og i et segment på Kvitebjørn, samt en vellykket avgrensning av Peon-funnet.

Petoro er opptatt av å sørge for optimal verdiskaping fra Trollfeltet gjennom å sikre god balanse mellom utviklingen av olje- og gassreservene. Det er viktig at den langsiktige ambisjonen for økt oljeproduksjon realiseres samtidig som mulighetene for å øke gassutvinningen fra feltet ivaretas. For å få til dette er tilgang på riggkapasitet og effektiv boring av avgjørende betydning. I tillegg er ferdigstilling av utbyggingsprosjektene GjØa og Vega, samt tidsriktig beslutning når det gjelder funn som Valemon, viktige for den langsiktige verdiskapingen.

OLJEPRODUKSJON/ -PRIS

GASSALG/ -PRIS

RESERVEERSTATNINGSGRAD


Forretningsområdet Tampen/Oseberg omfatter 21 felt i produksjon og domineres av fire store felt: Oseberg, Gullfaks, Snorre og Grane. Tre av de store feltene og flere mindre felt er i senfase og aktivitetene i området er preget av utfordringen i modne felt med avtagende produksjon og økte kostnader per fat. Det er fortsatt store gjenværende reserver i de eksisterende feltene, og det arbeides derfor med å få frem tiltak som kan øke utvinningsgraden, redusere kostnadene og sikre forlenget levetid på aldrende installasjoner.

I 2009 var produksjonen fra området 279 000 fat o.e. per dag og om lag 15 prosent lavere enn i 2008. Væskeproduksjonen utgjorde 81 prosent. De viktigste gassproduzentene var Gullfaks og Oseberg og nivået på gassuttaket ble styrt av verdipotensialet i reinjeksjon av gass for økt oljeutvinning. Produksjonen i 2009 fra Grane var god som følge av nye brønner, høy regularitet samt produksjon fra eksisterende brønner. I 2009 ble det igangsatt produksjon fra to nye undervannsutbygginger; Tune Sør mot Oseberg og Rev mot Armada på britisk sokkel.

Områdets driftskostnader var 5,3 milliarder kroner i 2009. Det er lavere enn i 2008. Hovedårsakene var lavere aktiviteter innenfor brønnvedlikehold og driftsmodifikasjoner og betydelig lavere kostnader til kjøp av injeksjonsgass for Grane.

Investeringsnivået i denne delen av Nordsjøen er fortsatt høyt og var 5,2 milliarder kroner i 2009, som er samme nivå som året før. De største investeringene var knyttet til boring av

brønner og modifikasjoner, og var blant annet rettet inn mot økt oljeutvinning. Utbyggingskostnadene utgjorde om lag ti prosent av investeringene. Det var store forsinkelser i boring av nye brønner på Gullfaks, Oseberg og Snorre som hovedsaklig skyldtes operasjonelle problemer med flytende rigger og plattformrigger på Gullfaks og forsinkelse i riggoppgradering på Oseberg.

Reserveøkningen for området var høy i 2009 og tilsvarte 79,1 millioner fat o.e. De største bidragene var knyttet til økt utvinning i eksisterende felt.

Det er igangsatt utredning og planlegging av de største prosjektene Hild, Valemon og C&M. Det er viktig å sikre tidsriktig innfasing av nye og fremtidige funn til den eksisterende infrastrukturen. Til tross for at Tampen/Oseberg er et modent område, er leteaktivitetene betydelig, særlig i nærheten av eksisterende felt. Til sammen elleve letebrønner ble ferdigstilt i 2009. Dette resulterte i fem interessante funn, hvorav tre oljefunn som vurderes for utbygging. Det ble også påvist to potensielt større gassfunn som er under evaluering for mulig avgrensning i 2011.

Snorre og Gullfaks har stor betydning for verdiskapingen i SDØE. Petoro har prioritert arbeid inn mot prosjektene Snorre 2040 inkludert en ny eksportløsning for Snorre A og Gullfaks 2030 inkludert oppgradering av alle boreanleggene. Målsetting for prosjektene er å sikre en optimal utvikling av de gjenværende reservene. I løpet av 2009 ble to rigger besluttet

oppgradert av partnerskapet på Oseberg. Vurderinger knyttet til potensialet i økt injeksjon av vann og gass samt avanserte injeksjonsmetoder har stått sentralt i forhold til å identifisere nye tiltak for økt oljeutvinning.

Forretningsområdet Norskehavet/Barentshavet omfatter ni produserende felt på Haltenbanken og ett felt i Barentshavet samt 28 funn, hvorav 18 er under evaluering. Leteaktivitetene foregår både på dypt vann og i infrastruktur-nære områder av Norskehavet, samt deler av Barentshavet.

Produksjon i 2009 kom i hovedsak fra feltene Åsgard, Ormen Lange, Heidrun, Draugen, Norne, Kristin og Snøhvit. I 2009 var produksjon fra området 422 000 fat o.e. per dag, en økning på om lag fem prosent fra 2008. Flere av feltene hadde lavere produksjon i 2009 enn i 2008, men dette ble motvirket av produksjonsoppbygging på Ormen Lange. Totalt økte gassproduksjonen i området i 2009, og utgjør nå mer enn 50 prosent av områdets produksjon.

Høsten 2009 ble fire nye brønner på Ormen Lange igangsatt og platåproduksjon ble nådd. På Melkøya ble det gjennomført betydelige modifikasjoner av Snøhvits LNG-anlegg. Det oppstod flere forsinkelser ved oppstart etter denne revisjonsstansen, men ved årsskiftet produseres det i forhold til planlagt kapasitet. Yttergryta ble satt i produksjon i januar 2009 og er tilknyttet Åsgard for prosessering og eksport.

Driftskostnadene for området var 5,4 milliarder kroner og var på samme nivå som i 2008. Basis driftskostnader og støtteaktiviteter økte, mens miljøavgifter ble redusert.

Investeringene for området var totalt 7,0 milliarder kroner. Dette var betydelig høyere enn i 2008 grunnet høy aktivitet på Ormen Lange og betydelige boreinvesteringer på Heidrun.

Det ble ferdigstilt ni lete- og avgrensingsbrønner i området i 2009, hvorav fem resulterte i funn. Avgrensingsbrønnen på Ormen Lange

påviste gassvolum, men betydelig mindre enn forventet. Reservetilveksten i området ble negativ i 2009 som følge av store nedskrivninger av reservene på Ormen Lange og Heidrun.

Petoro påtok seg rollen som forhandlingsleder på vegne av Norne relatert til mulig innfasing av Marulk. Petoro er den eneste part som kun er representert på Norne i disse forhandlingene.

Gassled er et interessentskap som omfatter infrastruktur og terminaler for gass på eller i tilknytning til norsk sokkel. Den daglige driften ivaretas av Gassco. I 2009 var SDØEs inntekter fra Gassled 11,0 milliarder kroner, og investeringene og driftskostnadene var henholdsvis 1,1 og 1,9 milliarder kroner. Eierne i Gassled er opptatt av regularitet og anleggenes integritet for å sikre stabile gassleveranser til gasskundene på det europeiske kontinentet og i Storbritannia. Regulariteten ved Gassleds eksportpunkter til markedene var i 2009 på 99,60 prosent mot 99,78 prosent året før. Gassled har stor oppmerksomhet rundt nivået på driftskostnadene, og Petoro har vært en pådriver for å oppnå lavere basis driftskostnader. Gjennom et definert forbedringsprogram i perioden 2004 – 2009, er årlige basis driftskostnader fra 2009 redusert med 500 millioner kroner i tråd med målsettingen. Dette tilsvarer 20 prosent kostnadsreduksjon eksklusiv strøm og effekt av prisstigning utover inflasjon.

Petoro deltar aktivt i planlegging av nye prosjekter for å påvirke valg av tekniske løsninger frem mot konseptvalg. En prioritert oppgave i 2009 var å sikre god gjennomføring av vedtatt modifikasjons- og oppgraderingsprosjekt på Kårstø-anleggene.

AVSETNING AV PRODUKTENE

All olje og NGL fra SDØE-porteføljen selges til Statoil. All gass fra SDØE avsettes av Statoil sammen med selskapets egen naturgass som en samlet portefølje, men for statens regning og risiko. Petoro har ansvar for å overvåke at Statoils avsetning av SDØEs petroleum oppnår en høyest mulig samlet verdi, samt å sikre en rettmessig fordeling av den totale verdiskapingen og de samlede kostnadene. I dette arbeidet

konsentrerer Petoro innsatsen om Statoils avsetningsstrategi og risikoområder, saker av stor verdimeessig betydning samt saker av prinsipiell og insentivmessig karakter.

Utviklingen i energimarkedene i 2009 var preget av store svingninger i verdensøkonomien og betydelig økning i prisene for olje i løpet av året. Fra et nivå på 40 US dollar per fat i begynnelsen av året steg Brent spotpriser til et nivå på 78 US dollar per fat ved slutten av året. Dette resulterte i en gjennomsnittspris på omkring 60,53 US dollar per fat. Endringene i oljepris i norske kroner ble noe mindre etter som dollarkursen svekket seg gjennom året fra 7,00 NOK/USD til 5,78.

Om lag 90 prosent av SDØEs gassproduksjon er solgt på langsiktige kontrakter der gassprisen i hovedsak beregnes ut fra prisen på olje-produkter med et antall måneders etterslep. Oljepriser i siste del av 2008 og første del av 2009 under 60 dollar per fat medførte en svakere prisutvikling for gass solgt under slike kontrakter i 2009. Resten av gassen avsettes i det kortsiktige gassmarkedet og hovedmålsettingene for denne gassavsetningen er å sikre leveranseregularitet under eksisterende forpliktelser, bringe tilgjengelig gass til markedet til attraktive priser og maksimere gassporteføljens verdiskaping.

Gass solgt til Storbritannia prissettes primært etter markedets gassprisonoteringer som reflekterer balansen mellom tilbud og etterspørsel. Balansen i dette gassmarkedet ble svekket i 2009. Hovedårsakene til denne svekkelsen var økt import av LNG, som følge av økt global LNG-produksjon og økt produksjon av skifergass i USA, i tillegg til en svak økonomisk utvikling som medførte lavere etterspørsel etter gass. Totalt sett resulterte disse forholdene i synkende spotpriser for gass. Årets gjennomsnittlige gasspris for SDØE-porteføljen i 2009 ble 1,95 kroner per Sm³ mot 2,40 kroner per Sm³ i 2008.

I den samlede verdikjeden vil Petoro sikre maksimal verdiskaping i gassporteføljen, herunder realisering av verdipotensialet i de

langsiktige gasskontraktene. Petoro er opptatt av at tilgjengelig gass blir avsatt i markedet til høyest mulig pris, og at fleksibiliteten i produksjonsanleggene blir utnyttet til å optimalisere leveransetidspunktet.

Petoro har også overvåket at salg av petroleum til Statoils egne anlegg skjer til markedsbasert verdi. Det er i tillegg foretatt kontroller av at SDØE belastes sin rettmessige andel av kostnader og mottar sine rettmessige inntekter.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)

Innen SDØE-porteføljen var det i 2009 en tragisk dødsulykke der en stillasmontør omkom i forbindelse med demontering av stillas på Osebergfeltet. Videre var det to svært alvorlige hendelser med potensial for storulykke. Den ene hendelsen var en større kondensatlekkasje på Kollsnes gassanlegg der omlag 12 Sm³ kondensat lekket ut mellom en rørflens og en ventil. I tillegg var det kollisjon mellom et fartøy og en plattform på Ekofiskfeltet.

Petoros hovedparameter for oppfølging av HMS-utvikling i SDØE-porteføljen er uttrykt i Alvorlig Hendelses Frekvens (AHF) og måler antall alvorlige hendelser per million arbeidstimer. Dette skal sikre oppmerksomheten mot risiko for hendelser som kan medføre større ulykker. Selskapet følger også opp Personskade Frekvens (H2). I 2009 ble det registrert en forverring i antallet alvorlige hendelser, mens det var en forbedring i frekvensen for personskader. Det er fallende gjenstander og hendelser i forbindelse med kran og løfteoperasjoner som er dominerende innenfor kategoriene alvorlige hendelser.

Antallet alvorlige hendelser per millioner arbeidstimer (AHF) ble 2,7 for 2009 sammenlignet med 2,0 for samme periode i 2008. Petoro deltok på flere ledelsesinspeksjoner innenfor helse, miljø og sikkerhet på utvalgte felt og installasjoner i 2009. Selskapet arbeider inn mot operatørene og industrien for øvrig for å oppnå reduksjon i antall personskader og alvorlige hendelser med langvarige virkninger. Som følge av den negative utviklingen innenfor

AHF har både Statoil som operatør og OLF som bransjeorganisasjon iverksatt ytterligere tiltak og programmer som forventes å gi positive resultater fremover.

I 2008 gjennomførte Petroleurstilsynet (Ptil) tilsyn av Petoro med hensyn til ledelsens og styrets oppmerksomhet om forebygging av storulykke. Som en oppfølging av dette ble det i 2009 gjennomført et nytt tilsyn for å vurdere endring og forbedring iverksatt etter tilsynet i 2008. Ptil har så langt ikke meldt behov for ytterligere tiltak fra Petoro sin side.

Det var ingen store utslipp av olje fra felt i porteføljen i 2009.

ATTRAKTIVT ARBEIDSMILJØ OG SPENNENDE OPPGAVER

Det er de ansatte i Petoro som avgjør omselskapet kan gjøre en forskjell. Selskapet ønsker derfor å tilby et attraktivt og stimulerende arbeidsmiljø som tiltrekker personer med riktig kompetanse og gode holdninger. Det er en lederoppgave å bidra til at den enkelte medarbeider får den faglige og personlige utviklingen som er nødvendig både for å nå selskapets mål og den enkeltes mål og trivsel.

Petoro legger vekt på å være en attraktiv arbeidsgiver. Selskapets personalpolitikk skal sikre mangfold og likestilling, kompetanseutvikling og godt helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid.

Petoro har i løpet av de siste to årene styrket organisasjonen gjennom nyrekruttering. Ved utgangen av 2009 var det 65 ansatte i Petoro, en økning på fire sammenlignet med utgangen av 2008. Det forventes at antall ansatte vil øke noe også i 2010.

Samarbeidet med selskapets Arbeidsmiljøutvalg (AMU) og Samarbeidsutvalg (SAMU) danner et viktig fundament for et godt arbeidsmiljø i bedriften. Arbeidet i disse utvalgene fungerte godt i 2009. Styret takker alle ansatte for innsatsen og oppnådde resultater i 2009.

KOMPETANSE

Muligheter for faglig og personlig utvikling skal bidra til å tiltrekke, utvikle og beholde gode medarbeidere. Hvert år utarbeides lærings- og kompetanseutviklingsmål med tilhørende planer på selskaps- og individnivå. I 2009 var et av selskapets felles mål økt kunnskap og bevisstgjøring innen spesifikke klima- og miljøspørsmål.

Et annet av selskapets felles utviklingstiltak i 2009 var gjennomføringen av et organisasjonsutviklingsprogram med fokus på energi, engasjement og handlekraft. Målet for programmet var å videreutvikle organisasjonens og hver enkelt medarbeiders evne og muligheter til å ta initiativ og bidra til atferd som gir økt handlekraft. Den økte handlekraften skal bidra til å understøtte Petoros mål for økt verdiskaping.

SYKEFRAVÆR

Petoro har avtale om inkluderende arbeidsliv (IA), og legger vekt på tett oppfølging av medarbeidere med sykefravær, samt tilrettelegger for at sykefraværet skal bli kortest mulig for den enkelte. Sykefraværet i Petoro var 1,79 prosent i 2009. Tilsvarende var sykefraværet i 2008 marginalt høyere på 1,91 prosent. Dette er svært gode resultater.

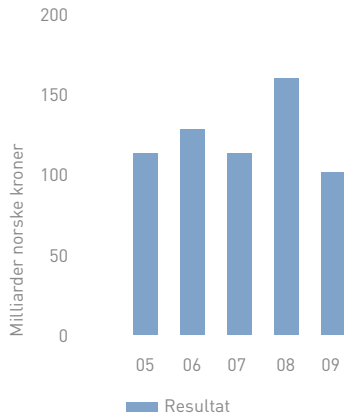
En helseprofilundersøkelse blant de ansatte i 2009 ga også svært gode resultater. Dette viser at kontinuerlig fokus på sunn livsstil og helsefremmende lederskap for å skape et godt arbeidsmiljø er viktige bidrag for å forebygge sykefravær. Trening i arbeidstiden er et av tiltakene som ble gjennomført også i 2009.

Selskapet hadde ved utgangen av 2009 tre medarbeidere i omsorgspermisjon.

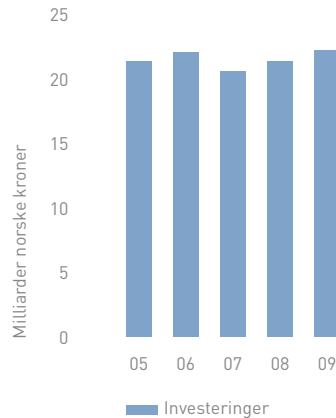
ETISKE RETNINGSLINJER

Petoro skal ha en høy etisk standard og godt omdømme. Høy etisk standard hos den enkelte medarbeider er en forutsetning for å ha tillit på den eksterne så vel som den interne arena. Selskapet har utarbeidet etiske retningslinjer som gjelder alle medarbeidere i Petoro, og omfatter blant annet forhold som taushetsplikt,

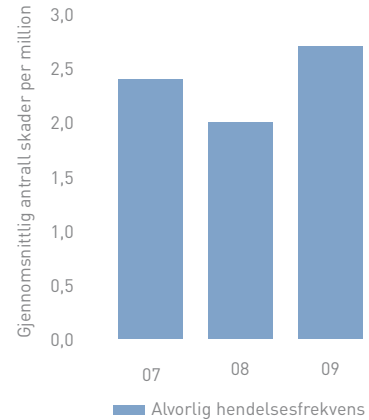
RESULTAT



INVESTERINGER



ALVORLIG HENDELSESFREKVENNS



mulige interessekonflikter og spørsmål knyttet til mottak av gaver og tjenester.

Petoro har gjennom egen HMS-erklæring et felles mål om et godt psykisk og fysisk arbeidsmiljø for alle ansatte, og det aksepteres ikke handlinger og holdninger som er i konflikt med dette.

LIKESTILLING

Petoro legger vekt på likestilling mellom kjønnene i forhold til mulighetene for faglig og personlig utvikling, lønn og avansement. Selskapet legger til rette for at medarbeiderne skal ha en god balanse mellom arbeid og fritid gjennom fleksibel tilpasning av arbeidstiden. Selskapets kvinneandel i 2009 var 35 prosent mot 33 prosent i 2008. Av seks nyansettelser i 2009 var fem kvinner. Dette reflekterer at selskapet prioriterer å ha en jevn balanse av begge kjønn innenfor de ulike fagkategorier. I fastsettelse av lønn og i lønnsoppgjør er selskapet oppmerksom på at kvinner og menn skal behandles likt, og det er ingen systematiske eller vesentlige forskjeller i lønnen til kvinnelige og mannlige medarbeidere i Petoro.

Andel kvinner i selskapets styre og ledelse var henholdsvis 42 og 22 prosent, noe som er uendret fra 2008. Petoro er opptatt av å ivareta kvinnelige ledertalenter og legge til rette for utvikling mot ledermuligheter i selskapet. Et tiltak er tilbud om lederutviklingsprogram. Petoro har i 2009 hatt en deltaker på OLFs program for utvikling av kvinnelige ledertalenter innen olje- og gassnæringen.

DISKRIMINERING

Petoro synliggjør ønsket om god kjønnsbalanse, aldersspredning og mangfold i arbeidsstyrken i sine stillingsannonser. Kandidater med ulik kulturell bakgrunn oppfordres til å søke ledige stillinger. I tillegg vurderer selskapet muligheter for språklig tilrettelegging ved nyrekruttering, eksempelvis gjennom å tilby norskopplæring ved tiltredelse.

Petoro har tilrettelagt for god fysisk tilgjengelighet i sine kontorer.

FORSKNING OG UTVIKLING

Gjennom sin deltakelse i utvinningstillatelsene på norsk sokkel bidrar Petoro/SDØE til forskning og utvikling (FoU). SDØE dekker sin andel av FoU-kostnadene i henhold til deltakerandel i de respektive utvinnings-tillatelsene og midlene disponeres av de respektive operatørene. Dette er i størrelsesorden 500 – 600 millioner kroner årlig og anslagsvis 30 prosent av FoU-kostnader i de utvinningstillatelsene der SDØE har eierandeler.

I tillegg arbeider Petoro for tidlig anvendelse av ny teknologi med fokus på temaene avansert injeksjon for økt utvinning, integrerte operasjoner, bore- og brønnteknologi og havbunnsteknologi. I 2009 var det vært betydelig innsats på flere av disse områdene.

Det ble gjennomført et strategisk prosjekt innenfor avanserte metoder for vanninjeksjon med målsetting om å øke oljeutvinningen.

Innsatsen har i størst grad vært rettet mot feltene Heidrun, Gullfaks og Snorre. Petoros innsats påvirket til at det er gjennomført pilot-test av lavsalinitetsinjeksjon på Snorrefeltet.

Petoro har også gjennomført eget arbeid og vært pådriver for utredning og uttesting av undervannskompresjon på feltene Ormen Lange og Åsgard.

VIRKSOMHETSSTYRING

Styret legger vekt på god eierstyring og selskapsledelse for å sikre at statens portefølje forvaltes på en måte som maksimerer den økonomiske verdiskapingen. Dette inkluderer oppfølging av tværgående hensyn slik det fremgår i St. meld. nr. 13 (2006-2007) "Et aktivt og langsiktig eierskap". Styringsystemet legger til grunn "Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse" innenfor det som er relevant for selskapets virksomhet, og bidrar til å maksimere verdiskapingen for staten ved å holde oppmerksomhet rettet mot selskapets måloppnåelse og risikobilde til enhver tid.

Petoro tilstreber en bedriftskultur som preges av engasjement og handlekraft innenfor et godt internkontrollmiljø. Selskapets verdigrunnlag og etikk er forankret i selskapets forretnings-etiske retningslinjer. Som del av selskapets samfunnsansvar, og i tillegg til de plikter som påhviler selskapet, skal virksomheten utøves på en bærekraftig måte som minimaliserer negativ påvirkning av det ytre miljø. Et tiltak mot korrupsjon er at ansatte i forbindelse med sitt arbeid for selskapet ikke skal ta imot godtgjørelse fra andre enn selskapet. Som del av selskapets samfunnsansvar sikres informasjonssystemer og data mot uautorisert tilgang.

STYRETS ARBEID

Styret hadde elleve møter i 2009. For styrets arbeid er det etablert en møteplan med vekt på behandling av strategi, mål, budsjetter og kvartalsresultater. Som et sentralt virkemiddel i resultatoppfølgingen benytter styret måling mot etablerte mål (balansert målstyring). Styret behandler store investeringsbeslutninger innenfor porteføljen, oppfølging og behandling

av den forretningsmessige virksomheten som inkluderer overvåking av Statoils oppgaver under avsetningsinstruksen. I tillegg følger styret opp selskapets totale risikobilde. Styret sikrer at det er etablert kontrollsystemer og at virksomheten drives i samsvar med selskapets verdigrunnlag og forretningsetiske retningslinjer. Instruksen gitt av styret for eget og administrerende direktørs arbeid inkluderer ivaretagelse av samfunnsansvar tilpasset selskapets oppgaver og mandat. Styret har valgt å organisere arbeidet knyttet til kompensasjonsordninger i et underutvalg. Habilitet er et fast punkt på dagsorden i styremøtene og styremedlem fratrer styrets behandling i eventuelle saker. Styret foretar en årlig vurdering av eget arbeid. Det enkelte styremedlem og styret som kollegium søker på ulike vis å styrke sin kompetanse. Dette skjer ved deltakelse på kurs, konferanser og ved generelt å følge med i hva som skjer på området. Styret gjennomfører dessuten en studietur i løpet av året i Norge eller et land som er relevant for oss som en petroleumsprodusent.

Styret i Petoro AS består av Gunnar Berge som styreleder, nestleder Hilde Myrberg, Mari Thjømøe, Per Arvid Schøyen, Nils-Henrik M. von der Fehr som aksjonærvalgte medlemmer, og som ansattes representanter Kristin Johnsen og Arild Stavnem.

RISIKO

Risikostyring er en integrert del av mål- og resultatstyringen i Petoro og er knyttet tett opp mot selskapets strategi- og forretningsprosesser. I selskapets risikovurderinger legger styret vekt på hvilke risikoer og muligheter Petoro kan påvirke gjennom egne tiltak innenfor de rammene selskapet disponerer. Prinsipper for risikostyringen i Petoro bygger på et internasjonalt anerkjent rammeverk for internkontroll (COSO/ERM) og det interne miljøet i selskapet.

Styret vurderer risikobildet og behovet for kompenserende tiltak fortløpende. I 2009 rettet styret særlig oppmerksomhet mot oppfølging

av risikoer knyttet til usikkerheten i den globale økonomiske utviklingen. Dette omfatter risiko innen gassmarkedet knyttet til håndtering av usikker gassprisutvikling og overforsyning av gass. Petoro opplever også at det er krevende å holde planlagt fremdrift i prosjekter. Risiko for lav reservetilgang som følge av utsatte prosjekter og manglende leting på tidskritiske områder setter fremtidige produksjonsmål fra SDØE-porteføljen under press.

Arbeidsmarkedet oppleves fortsatt stramt for kritisk kompetanse, særlig innenfor undergrunnsarbeid. Det er viktig for selskapet å bli oppfattet som en attraktiv arbeidsgiver for å kunne tiltrekke og beholde de beste medarbeiderne. Petoro har i løpet av året gjennomført tiltak for å styrke risikostyring i beslutningsprosesser på lisensarenaen og ved tettere oppfølging av operatørene.

Petoro overvåker Statoils avsetning av petroleum fra statens direkte deltakerandeler. Statoil har identifisert risikoer for aktiviteter som kommer innenfor Avsetningsinstruksen. Disse er sammenfallende med risikoer som er identifisert i Petoro og følges opp i kontaktmøter med Statoil. Finansielle instrumenter, som benyttes for å sikre fremtidig gassalg, er relatert til terminkontrakter og salg for fremtidig levering som håndteres av Statoil gjennom avsetningsinstruksen.

Det er gitt en nærmere beskrivelse av risikostyring og internkontroll i en egen redegjørelse av eierstyring og selskapsledelse i årsrapporten.

FREMTIDSUTSIKTER

Styret konstaterer at det har vært betydelige endringer i omgivelsene de siste årene som vil påvirke den fremtidige utviklingen av SDØE-porteføljen. Styret ønsker å tydeliggjøre Petoros rolle, og har igangsatt en revisjon av selskapets strategi i lys av endringer i omgivelsene og forventninger til fremtiden. Den reviderte strategien vil bli besluttet innen sommeren 2010.

Selskapet må forholde seg til usikker økonomisk utvikling etter år med stor økning i etterspørselen

etter olje og gass. Dette har ført til et høyt prisnivå og dermed et høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel med tilhørende kostnadsvekst. Oljeindustrien opplevde rekordhøye riggrater, materialkostnader og lønnsnivå.

Usikkerheten i verdensøkonomien har konsekvenser for forventninger til fremtidige olje- og gasspriser. Utsikter til svekkede resultater og mer presset likviditet har betydd at selskapene har sett behov for å sikre finansiell fleksibilitet. Operatørene har tatt en rekke initiativ for å redusere kostnadene i egen virksomhet og prisene på varer og tjenester de kjøper fra leverandører. Statoil er den dominerende aktør på norsk sokkel og opererer om lag 90 prosent av produksjonen i SDØE-porteføljen. Det betyr at de valg Statoil gjør, har stor betydning for den videre utviklingen på norsk sokkel og for SDØE. I tillegg til å være den største operatøren på norsk sokkel, har Statoil planer om betydelig internasjonal vekst. Dette vil påvirke selskapets disponering av ressurser, forretningsmuligheter og teknologiinnsats.

Styret i Petoro er opptatt av at industrien må ivareta god balanse mellom det kortsiktige behovet for å redusere kostnadsnivået på norsk sokkel og det langsiktige behovet for en jevn utvikling av lønnsomme prosjekter som kan bidra til å møte fremtidig økt etterspørsel etter olje og gass.

Press på marginene synliggjør behovet for omstilling på norsk sokkel for å møte utviklingen som preges av mange små funn, kombinert med modne felt med avtagende produksjon. For å få til en lønnsom utbygging av disse små funnene er det viktig å utnytte utprøvd teknologi og standardiserte løsninger. På bakgrunn av Petoros posisjon og betydelige portefølje, vil selskapet spille en viktig rolle i prosessen med å finne gode utbyggingsløsninger som kan nyttes i flere prosjekter. I tillegg mener styret at Petoro vil være en viktig aktør for å utvikle forretningsmessige gode løsninger på tvers av de ulike partnerskapene og ved tilknytning av nye funn mot eksisterende felt.

Styret erfarer at Petoros rolle som partner er blitt mer krevende. Å bidra til optimale

løsninger gjennom å utfordre operatøren med alternative vurderinger og forslag, stiller store krav til egen kompetanse og kapasitet. I forretningsmessige saker må Petoro ivareta statens interesser i konkurranse med andre selskapers prioriteringer. Som et resultat av dette har styret vedtatt omprioriteringer av selskapets ressurser for å styrke innsatsen rettet mot kommersielle forhandlinger og økt teknisk arbeid inn mot de viktigste feltene. Denne styrkingen har krevd en stram prioritering av oppgaver innenfor små endringer i tilgjengelige driftsmidler.

Styret er opptatt av miljøutfordringene på norsk sokkel som preger debatten om den videre utviklingen av Norges petroleumsindustri. Det er stor usikkerhet knyttet til hvilke klimapolitiske virkemidler som vil bli tatt i bruk overfor petroleumssektoren og hvilke konsekvenser dette vil få for SDØE-porteføljen.

Styret forventer en høyere oljepris i 2010 enn i 2009 basert på en forventet økt etterspørsel etter olje som følge av en bedring i den globale økonomiske utviklingen. På forsyningsiden representerer OPECs tilpasning av produksjonsnivået et usikkerhetsmoment. Det forventes ingen økning i produksjonen fra SDØEs portefølje de kommende år, men en ytterligere vridning fra olje til gass. Etterspørselen etter gass i Nordvest-Europa forventes å ha en svak utvikling som følge av usikkerhet til fremtidig gassetterspørsel. Samtidig forventes det en økning i tilbudet av gass til Europa. Dette skyldes en ytterligere økning i global LNG-produksjon kombinert med en reduksjon i behovet for LNG til USA grunnet tilbudet av ukonvensjonell gass. Den økonomiske utviklingen påvirker også utformingen av miljø- og klimapolitikken og dermed gassens fremtidige konkurransekraft. Prisnivået på spotmarkedet for gass forventes å være på et lavt nivå i 2010.

PETORO AS – AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRFORHOLD

Selskapets aksjekapital var 10 millioner kroner per 31. desember 2009, fordelt på 10 tusen

aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, er eneeier 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. Kontant-strømmen 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 (NRS). Alle beløp i denne årsberetning er basert på NRS.

Midler til driften av Petoro bevilges av staten, som er direkte ansvarlig for de forpliktelser selskapet pådrar seg ved kontrakt eller på annen måte. Bevilgning fra staten i 2009 var 252 millioner kroner, mot 242 millioner året før. Bevilgede midler inkluderer merverdiavgift, slik at disponibelt beløp var 201,6 millioner kroner i 2009 og 193,6 millioner for 2008. Regnskapsførte inntekter, inkludert finansinntekter for 2009 var 208,1 millioner kroner, mot 202,1 millioner for 2008.

Årets driftskostnader var 207,2 millioner kroner, mot 195,8 millioner i 2008. I hovedsak var driftskostnadene knyttet til lønnskostnader, administrasjonskostnader og kjøp av eksterne tjenester. Kjøp av spisskompetanse knyttet til oppfølgingen av porteføljens interessentskap utgjør en vesentlig andel av selskapets driftskostnader. Selskapets lønnskostnader har økt som følge av nyrekruttering innenfor selskapets prioriterte områder. I slutten av året ble det i tillegg igangsatt flere studier for å bygge opp om selskapets innsats på prioriterte felt. Styret har i 2009 hatt oppmerksomhet rettet mot

selskapets totale ressursituasjon og mener fortsatt at det er behov for større finansiell fleksibilitet. Innenfor vedtatte budsjettammer har det skjedd en forsiktig styrking av egne ressurser innenfor kritiske fagdisipliner.

Årsresultatet viser et overskudd på 0,7 millioner kroner etter netto finansinntekter. Styret foreslår at overskuddet overføres til annen egenkapital. Selskapet har god egenkapital

og er lite eksponert for finansiell risiko. Selskapets frie egenkapital per 31. desember 2009 er 25,0 millioner kroner.

I henhold til regnskapslovens §§ 3-3 og 3-2a bekrefter styret at porteføljens og aksjeselskapets årsregnskap gir et riktig bilde av virksomhetenes eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat, samt at årsoppgjøret er avlagt under forutsetning om fortsatt drift.

Stavanger, 19. februar 2010



Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per Arvid Schøyen
Styremedlem



Mari Thjomøe
Styremedlem



Arild Stavnem
Ansattes representant



Kristin Johnsen
Ansattes representant



Kjell Pedersen
Administrerende
direktør



REGNSKAP SDØE
SIDE 77 – 97
REGNSKAP PETORO
SIDE 98 – 105



INNHold

Regnskap SDØE

- 77 SDØE Bevilgningsregnskap i kontantstørrelser
- 78 SDØE Kapitalregnskap i kontantstørrelser
- 79 SDØE Resultatregnskap
- 80 SDØE Balanse per 31. desember
- 81 SDØE Kontantstrømoppstilling

Noter SDØE

- 84 Note 1: Overdragelse og endring av eierandeler
- 84 Note 2: Spesifikasjon av anleggsmidler
- 85 Note 3: Spesifikasjon av driftsinntekter per kjerneområde
- 85 Note 4: Spesifikasjon av driftsinntekter per produkt
- 85 Note 5: Spesifikasjon av andre driftskostnader
- 86 Note 6: Renter
- 86 Note 7: Netto finansposter
- 86 Note 8: Statens petroleumsforsikring
- 86 Note 9: Nærstående parter
- 87 Note 10: Kundefordringer
- 87 Note 11: Investeringer i tilknyttet selskap
- 87 Note 12: Nedstengning/fjerning
- 88 Note 13: Annen langsiktig gjeld
- 88 Note 14: Annen kortsiktig gjeld
- 88 Note 15: Finansielle instrumenter og risikostyring
- 89 Note 16: Leieavtaler/kontraktsforpliktelser
- 89 Note 17: Andre forpliktelser
- 89 Note 18: Vesentlige estimater
- 90 Note 19: Egenkapital
- 90 Note 20: Revisor
- 91 Note 21: Forventede olje- og gassressurser
- 92 Note 22: Statens deltakerandeler

Revisor

- 97 Revisors beretning

Regnskap Petoro AS

- 98 Petoro AS resultatregnskap
- 99 Petoro AS balanse
- 100 Petoro AS kontantstrømoppstilling

Noter Petoro AS

- 101 Note 1: Tilskudd og andre inntekter
- 101 Note 2: Utsatt inntekt
- 102 Note 3: Lønnskostnad, antall ansatte, godtgjørelser m.m.
- 102 Note 4: Varige driftsmidler
- 103 Note 5: Finansposter
- 103 Note 6: Andre fordringer
- 103 Note 7: Bankinnskudd
- 103 Note 8: Aksjekapital og aksjonærinformasjon
- 103 Note 9: Egenkapital
- 103 Note 10: Pensjonskostnader, -midler og -forpliktelser
- 104 Note 11: Annen kortsiktig gjeld
- 104 Note 12: Godtgjørelse til revisor
- 104 Note 13: Forretningsføreravtaler
- 104 Note 14: Leieavtaler
- 104 Note 15: Vesentlige avtaler
- 104 Note 16: Nærstående parter

Revisor

- 105 Revisors beretning

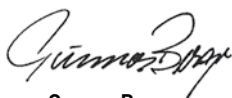
SDØE BEVILGNINGSREGNSKAP I KONTANTSTØRRELSER

Alle tall i hele kroner	Noter	2009
Investering	2	23 596 660 233,11
Totale utgifter		23 596 660 233,11
Driftsinntekter	3, 4	-156 123 519 082,54
Driftsutgifter	5	33 709 840 329,09
Lete- og feltutviklingsutgifter		2 391 119 296,48
Avskrivninger	2	15 268 079 202,13
Renter	6	6 469 307 749,18
Driftsresultat		-98 285 172 505,66
Avskrivninger	2	-15 268 079 202,13
Overføring fra Statens petroleumsforsikringsfond	8	-35 354 606,79
Renter fast kapital	6	-6 456 170 660,00
Renter mellomregnskapet	6	-13 137 089,18
Totale inntekter		-120 057 914 063,76
Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE)		-96 461 253 830,65

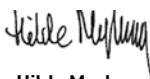
SDØE KAPITALREGNSKAP I KONTANTSTØRRELSER

Alle tall i hele kroner	Noter	NOK	NOK	NOK
Mellomregning staten 31.12.2009				-519 915 771,65
Realinvestering før nedskrivning			151 209 575 514,17	
Nedskrivning	2, 8		-187 629 118,00	
Konto for realinvestering	2		151 021 946 396,17	151 021 946 396,17
Sum				150 502 030 624,52
Mellomregning staten 1.1.2009			-10 582 708,61	
Totale utgifter		23 596 660 233,11		
Totale inntekter		-120 057 914 063,76		
Kontantstrøm		-96 461 253 830,65	-96 461 253 830,65	
Netto overført staten			96 991 752 310,91	
Mellomregning staten 31.12.2009			519 915 771,65	519 915 771,65
Fast kapital 1.1.2009			-142 880 994 483,19	
Årets investering			-23 596 660 233,11	
Årets avskrivning			15 268 079 202,13	
Nedskrivning			187 629 118,00	
Fast kapital 31.12.2009			-151 021 946 396,17	-151 021 946 396,17
Sum				-150 502 030 624,52

Stavanger, 19. februar 2010



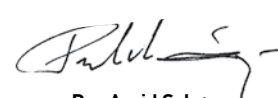
Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per Arvid Schøyen
Styremedlem



Mari Thjømøe
Styremedlem



Arild Stavnem
Ansattes representant



Kristin Johnsen
Ansattes representant



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

SDØE RESULTATREGNSKAP

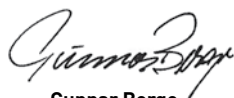
Alle tall i millioner kroner	Noter	2009	2008	2007
DRIFTSINNEKTER				
Driftsinntekter	3, 4, 8, 9, 11	154 186	214 585	167 724
Sum driftsinntekter		154 186	214 585	167 724
DRIFTSKOSTNADER				
Letekostnader		1 084	1 536	621
Avskrivninger	2	18 970	17 915	17 946
Andre driftskostnader	5, 8, 9, 10	30 167	37 292	34 664
Sum driftskostnader		50 222	56 742	53 231
Driftsresultat		103 964	157 843	114 493
FINANSPOSTER				
Finansinntekter		4 642	9 851	4 316
Finanskostnader	12	7 944	7 788	6 169
Netto finansposter	7	-3 302	2 063	-1 852
Årsresultat	19	100 662	159 906	112 641

SDØE BALANSE PER 31. DESEMBER

Alle tall i millioner kroner	Noter	2009	2008	2007
Immaterielle eiendeler		742	1 404	1 132
Varige driftsmidler	18	172 304	168 666	157 042
Finansielle anleggsmidler		908	4	4
Anleggsmidler	2	173 954	170 075	158 178
Lager		1 270	951	744
Kundefordringer	9, 10	16 700	29 207	25 227
Bankinnskudd		127	154	150
Omløpsmidler		18 097	30 311	26 121
Sum eiendeler		192 051	200 385	184 299
Egenkapital per 1.1.		141 781	136 998	136 748
Betalt fra/(til) Staten i året		-96 992	-155 420	-112 281
Årets resultat		100 662	159 906	112 641
Egenkapitaljustering*		-802	297	-110
Egenkapital	19	144 649	141 781	136 998
Langsiktige fjerningsforpliktelser	12, 18	37 313	36 576	27 465
Annen langsiktig gjeld	13	1 724	1 858	1 657
Langsiktig gjeld		39 037	38 434	29 123
Leverandørgjeld		1 493	2 790	2 611
Annen kortsiktig gjeld	9, 14	6 872	17 381	15 567
Kortsiktig gjeld		8 364	20 170	18 178
Sum egenkapital og gjeld		192 051	200 385	184 299


* Knyttet til omregningsdifferanse og avvikling av Etanor DA i forbindelse med overføring til Gassled.

Stavanger, 19. februar 2010


Gunnar Berge
Styreleder


Hilde Myrberg
Nestleder


Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem


Per Arvid Schøyen
Styremedlem


Mari Thjømøe
Styremedlem


Arild Stavnem
Ansattes representant


Kristin Johnsen
Ansattes representant


Kjell Pedersen
Administrerende direktør

SDØE KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i millioner kroner	2009	2008	2007
Innbetalinger fra driften	156 123	217 350	163 712
Utbetalinger fra driften	-36 074	-41 800	-31 590
Netto rentebetalinger	1	-2	80
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	120 050	175 548	132 203
KONTANTSTRØM INVESTERINGSAKTIVITETER			
Investeringer	-23 592	-19 948	-19 871
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-23 592	-19 948	-19 871
KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Endring arbeidskapital i lisensene	20	987	377
Endring over/under call i lisensene	487	-1 164	-342
Netto overført til staten	-96 992	-155 420	-112 281
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	-96 485	-155 596	-112 246
Økning beholdning bankkonto DA-selskap	-27	-4	86

SDØE NOTER (regnskapsloven)

GENERELT

Petoros formål er, på vegne av staten, å ha ansvaret for å ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel (SDØE) og virksomhet i tilknytning til dette. Selskapets overordnede mål er å skape størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen.

Petoro var per 31. desember 2009 rettighetshaver på vegne av SDØE for andeler i 137 utvinningstillatelser og 14 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også interessene i Mongstad Terminal DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norseas 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 eierandeler 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.

Hovedforskjellen mellom resultat etter regnskapsloven og resultat etter kontantprinsippet er at i kontantprinsippet er investeringenes kontantbetaling inkludert og avskrivninger ekskludert. I tillegg justeres det for tidsavgrensning av inntekter og kostnader til kontante størrelser med tilsvarende justering av fordringer og gjeld i balansen. Realisert valutatap/-gevinst relatert til driftsutgifter og -inntekter blir i kontantprinsippet klassifisert som driftsutgifter og driftsinntekter. Regnskap i henhold til regnskapsloven viser realisert valutatap/-gevinst som finanskostnader/-inntekter, og disse postene inngår da ikke i driftsresultatet.

REGNSKAPSPRINSIPPER

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. Det samme gjelder ideelle andeler i olje- og gassvirksomhet inklusive rørledningstransport, som ikke er organisert som selskap.

For aksjer i Norseas Gas AS og Norpipe Oil AS blir utbytte ført som finanspost. 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.

SDØEs deltakelse i Statoil Natural Gas LLC (SNG) ble tidligere år vurdert som en felles kontrollert virksomhet og bokført etter

bruttometoden. Med virkning fra 1.1.2009 er denne aktiviteten vurdert som en investering i tilknyttet selskap og bokført etter egenkapitalmetoden. Det vil si at SDØEs andel av egenkapitalen inngår i balansen under finansielle anleggsmidler og at resultatandel er ført som driftsinntekter i resultatregnskapet.

Inntektsføringsprinsipper

All olje, NGL og kondensat fra SDØE selges til Statoil og all gass avsettes av Statoil for SDØEs regning og risiko. SDØE inntektfører 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 gasslånnavtaler hvor oppgjør skjer i form av tilbakelevering av volum periodiseres som en hovedregel etter salgsmetoden. Salgsmetoden innebærer at salget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene. Samtidig avsettes det for tilhørende produksjonskostnader dersom SDØE har lånt/byttet til seg gass. Ved utlån fra SDØE aktiveres det laveste av produksjonskostnad og antatt nåverdi av fremtidig salgpris som forskuddsbetalt kostnad på utlånstidspunktet. Videre blir SDØEs andel av lokasjonsbytter knyttet til kjøp eller salg av tredjeparts gass nettoført som driftsinntekter, SDØEs andel av tidsbytter (timeswaps) er bruttoført.

Forpliktelse som oppstår på grunn av for mye løftet råolje i forhold til SDØEs andel av produksjonsfelleskap, vurderes til produksjonskostnad, mens tilgodehavende fra de øvrige partnerne i produksjonsfelleskapene vurderes til laveste verdi av produksjonskostnad og virkelig verdi.

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.

Utenlandsk valuta

Transaksjoner i utenlandsk valuta er bokført til transaksjonskurs. Pengeposter i utenlandsk valuta omregnes til kursen på balansedagen. Urealisert valutatap og realisert valutagevinst og -tap blir bokført som finansinntekter eller finanskostnader.

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 ett år er klassifisert som omløpsmidler. Ved klassifisering av kortsiktig og langsiktig gjeld er tilsvarende kriterier lagt til grunn.

Varige driftsmidler

Varige driftsmidler og investeringer regnskapsføres til historisk anskaffelseskost med fradrag for planmessige avskrivninger. Kostnader til større endringer og fornyelse som øker drifts-

midlenes levetid vesentlig aktiveres. Anlegg under utførelse vurderes til anskaffelseskost.

Driftsmidler som leies på betingelser som i det vesentlige overfører økonomisk risiko og kontroll til selskapet (finansiell leasing), balanseføres under varige driftsmidler og tilhørende leieforpliktelse medtas som forpliktelse under rentebærende langsiktig gjeld til nåverdi av leiebetalingene. Driftsmiddelet avskrives planmessig og forpliktelsen reduseres med innbetalt leie etter fradrag for beregnet rentekostnad.

Ved hver regnskapsavleggelse tas det stilling til om det er indikasjoner på verdifall. Dersom gjenvinnbart beløp er lavere enn bokført verdi, og verdifallet ikke forventes å være forbigående er det foretatt nedskrivning til gjenvinnbart beløp.

SDØE opptar ikke gjeld og pådrar seg ikke rentekostnader knyttet til finansiering av utbyggingsprosjekter.

Avskrivninger

Ordinære avskrivninger av 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 ved å ta utgangspunkt i forventede gjenværende reserver per felt som justeres ned med en faktor beregnet som forholdet mellom Oljedirektoratets sum av lave reserver i produksjon, og sum av basisreserver i produksjon. Dette gjøres for både olje- og gassreserver. For 2009 utgjør denne reservejusteringen 71,7 prosent av forventede gjenværende oljereserver, mens tilsvarende for gassfelt utgjør 82,4 prosent. Reserveanslagene revideres årlig og eventuelle endringer påvirker kun fremtidige avskrivningskostnader.

Ordinære avskrivninger av landanlegg og transportsystemer samt stigerørplattformen som benyttes av flere felt, blir beregnet lineært over gjeldende lisensperiode per 31. desember.

Andre eiendeler avskrives lineært over økonomisk levetid.

Undersøkelles- og utbyggingskostnader

Petoro bruker "successful efforts"-metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utforskningskostnader i olje- og gassvirksomheten for SDØE. Metoden innebærer at utgifter til geologiske og geofysiske undersøkelser kostnadsføres. Utgifter knyttet til boring av letebrønner blir imidlertid balanseført i påvente av evaluering. Slike utgifter blir kostnadsført dersom evalueringen viser at funnet ikke er økonomisk drivverdig. Det kan ta lang tid fra brønnen er boret til endelig beslutning om utbygging foreligger. Balanseførte letebrønner vurderes derfor kvartalsvis med hensyn til om det er tilstrekkelig fremdrift i prosjektene slik at kravene til balanseføring fortsatt er til stede. Tørre brønner eller brønner i utvinningstillatelser der det ikke er tilstrekkelig fremdrift, kostnadsføres.

Utgifter knyttet til utbygging, herunder brønner, plattformer og utstyr, balanseføres. Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende.

Vedlikeholdskostnader

Utgifter knyttet til reparasjoner og vedlikehold kostnadsføres løpende. Utgifter til større utskiftninger og fornyelser som øker driftsmidlenes levetid vesentlig, balanseføres.

Forskning og utvikling

Forsknings- og utviklingskostnader kostnadsføres løpende. I tillegg til utgifter til direkte forskning og utvikling i det enkelte interessentskap belaster også operatøren interessentskapet for utgifter til generell forskning og utvikling etter størrelsen på letekostnader, driftskostnader og utbyggingskostnader i interessentskapet. Nytteverdi for norsk sokkel av generell forskning og utvikling skal dokumenteres av operatør.

Nedstengings- og fjerningskostnader

I henhold til konsesjonsvilkårene kan myndighetene pålegge rettighetshaverne å fjerne anleggene til havs ved driftsperiodens utløp. Estimert virkelig verdi av forpliktelse til fjerning og opprydding regnskapsføres i perioden kravet oppstår, normalt når brønner er boret og installasjoner er bygget og klar for bruk. Forpliktelsen balanseføres som en del av anskaffelseskost for brønner og installasjoner og avskrives sammen med disse. Endring i estimat for fjerning avsettes og balanseføres tilsvarende og avskrives over gjenværende levetid. Diskonteringsrenten som benyttes ved beregning av virkelig verdi av fjerningsforpliktelsen er basert på rente på norske statsobligasjoner med samme forfall som fjerningsforpliktelsen.

Immaterielle eiendeler

Immaterielle eiendeler balanseføres til virkelig verdi på anskaffelsestidspunktet. Immaterielle eiendeler avskrives over antatt kontraktsperiode eller økonomisk levetid.

Lagerbeholdninger

Lager av reservedeler og driftsmateriell vurderes til det laveste av kostpris, etter FIFO-prinsippet, og netto salgsværdi. Reservedeler av mindre verdi til bruk i forbindelse med drift av olje- eller gassfelt kostnadsføres ved anskaffelsen. Reservedeler av større verdi lagerføres ved innkjøp og omposteres når de blir benyttet i driften. Petoro tar utgangspunkt i operatørenes vurderinger av hva som skal balanseføres og hva som skal kostnadsføres av slikt materiell.

Kundefordringer

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

Bankinnskudd

Bankinnskudd inkluderer kontanter, bankinnskudd og andre betalingsmidler med forfallsdato som er kortere enn tre måneder fra anskaffelse. Kontantstrømmer fra olje- og gassalg overføres staten på daglig basis. Balanseført bankinnskudd inkluderer således SDØEs andel av bankinnskudd i selskaper med delt ansvar som SDØE har en eierandel i.

Kortsiktig gjeld

Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende beløp.

Skatter og avgifter

SDØE er fritatt for 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 balanse-dagen. Urealiserte tap knyttet til finansielle instrumenter kostnadsføres. Urealiserte gevinster blir inntektsført når alle følgende kriterier oppfylles; instrumentet er klassifisert som omløpsmiddel; inngår i en handelsportefølje med henblikk på videresalg; omsettes på børs, autorisert markeds plass eller tilsvarende regulert marked i utlandet; og har god eierspredning og likviditet. Porteføljevurdering er lagt til grunn der dette ut fra de finansielle instrumentenes natur anses som mest fornuftig og porteføljen er balansert i mengde og tid. Finansielle instrumenter som ikke er omløpsmiddel følger vurderingsreglene for anleggsmidler.

Betingede forpliktelser

Sannsynlige og kvantifiserbare tap kostnadsføres.

NOTE 1**TILSKUDD OG ANDRE INNTEKTER**

I 2009 ble det tildelt 19 (inkludert fradelte områder) utvinnings-tillatelser med SDØE deltakelse. Deltakerandeler i ni utvinnings-tillatelser ble formelt tildelt av Olje- og energidepartementet i forbindelse med Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2008 (TFO 2008), 23. januar 2009. Deltakerandeler i syv utvinningstillatelser ble formelt tildelt av Olje- og energi-departementet i forbindelse med 20. konsesjonsrunde på norsk sokkel, 30. april 2009. I tillegg ble områder fradelte i produksjonslisens 038, 102 og 169 i løpet av 2009.

I 2009 har følgende utvinningstillatelser blitt tilbakelevert:

- utvinningstillatelse 281 ble tilbakelevert med virkning fra 14. juni 2009
- utvinningstillatelse 315 ble tilbakelevert med virkning fra 20. august 2009
- utvinningstillatelse 329 ble tilbakelevert med virkning fra 18. juni 2009

Den 17. desember 2008 inngikk Petoro avtale om innlemmelse av Norne gasstransportsystem og Kvitebjørn gasstransport i Gassled og overføring av rettigheter til fremtidige inntekter fra Etanor DA til Gassled med virkning fra 1. januar 2009. Den 12. desember 2008 mottok Petoro konklusjon fra ekspertvurdering i forbindelse med redeterminering av Grane unit. Resultatet medførte en reduksjon i SDØEs eierandel i Grane unit til 28,9425 prosent med virkning fra 1. januar 2009. I desember 2009 inngikk Petoro avtale om kjøp av en andel på 30 prosent i utvinningstillatelse 158 i Norskehavet som omfatter en del av Hasselmus-funnet. Avtalen avventer for tiden endelig myndighetsgodkjennelse. Det har ikke vært gjennomført transaksjoner i 2009 som er relatert til pro et contra oppgjør.

NOTE 2**SPESIFIKASJON AV ANLEGGSMIDLER**

Alle tall i millioner kroner	Historisk anskaffelseskost per 1.1.2009	Akkumulert avskrivning 1.1.2009	Tilgang 2009	Nedskrivning 2009	Avgang* 2009	Overføringer 2009	Avskrivning 2009	Bokført per 31.12.2009
Felt under utvikling	4 694	0	3 601	0	0	0	0	8 295
Felt i drift	324 130	-195 416	17 122	0	-36	23	-17 075	128 748
Rørledninger og landanlegg	57 065	-23 471	649	0	0	0	-1 825	32 418
Balanseførte letetekostnader	1 664	0	1 794	0	-593	-23	0	2 842
Andre anleggsmidler	163	-162	0	0	0	0	0	0
Sum varige driftsmidler	387 716	-219 050	23 165	0	-628	0	-18 900	172 303
Immaterielle eiendeler	1 520	-116	79	0	-725	0	-16	742
Finansielle anleggsmidler	4	0	1 087	-183	0	0	0	908
Sum anleggsmidler (NGAAP)	389 240	-219 166	24 331	-183	-1 353	0	-18 915	173 954
Omregning til kontante størrelser	-44 654	17 460	-734	-5	1 353	0	3 647	-22 932
Sum anleggsmidler kontantprinsippet	344 587	-201 706	23 597	-188	0	0	-15 268	151 022

*Når netto tilgang og endringforpliktelse er negativ er denne vist som avgang

Inkludert i anleggsmidler for Snøhvit-feltet er balanseført en langsiktig finansiell leieavtale for tre skip som benyttes til å frakte LNG fra Snøhvit-feltet. Skipene blir avskrevet over 20 år som er leieperioden.

Immaterielle eiendeler på 742 millioner kroner inkluderer hovedsakelig rettigheter i gasslageret i Aldbrough. Anlegget ble satt i kommersiell drift i 2009. Dette gir en samlet kapasitet for SDØE og Statoil på 140 millioner Sm³ hvorav SDØEs andel utgjør 48,3 prosent. Investert beløp avskrives lineært over anslått økonomisk levetid 20 år.

Finansielle anleggsmidler på 908 millioner kroner inkluderer:

- 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 er fra og med 2009 reklassifisert som en finansiell eiendel. Endringer i SNGs aktiviteter gjør at virksomheten nå vurderes som en investering i tilknyttet selskap og bokføres etter egenkapitalmetoden (se for øvrig Note 11).
- Maskiner og teknisk utstyr på Statpipe og Åsgard Transport. Dette avskrives over fem år. Videre eier SDØE en aksjepost i Norseas Gas AS med bokført verdi på 3,98 millioner kroner og en aksjepost i Norpipe Oil AS.

NOTE 3 SPESIFIKASJON AV DRIFTSINTEKTER PER KJERNEOMRÅDE

Alle tall i millioner kroner	2009	2008	2007
Troll	47 101	64 574	54 154
Tampen/Oseberg	37 348	60 892	53 238
Norskehavet og Barentshavet	53 193	66 047	47 943
Gassled og annen infrastruktur	13 378	11 310	10 740
Netto overskuddsavtaler	770	2 222	1 718
Øvrige inntekter	6 975	13 774	4 377
Eliminering interne tariffinntekter	-4 579	-4 235	-4 447
Sum driftsinntekter	154 186	214 585	167 724

NOTE 4 SPESIFIKASJON AV DRIFTSINTEKTER PER PRODUKT

Alle tall i millioner kroner	2009	2008	2007
Råolje og NGL*	73 676	112 753	98 486
Gass	70 284	89 999	57 827
Transport- og prosesseringsinntekter	9 557	8 962	8 890
Andre inntekter	-102	648	803
Netto overskuddsavtaler	770	2 222	1 718
Sum driftsinntekter	154 186	214 585	167 724

* Inkluderer kondensat

I henhold til avsetningsinstruksen blir all olje og NGL solgt til Statoil. Gassen blir i all hovedsak solgt til kunder i Europa.

NOTE 5 SPESIFIKASJON AV ANDRE DRIFTSKOSTNADER

Alle tall i millioner kroner	2009	2008	2007
Troll	7 257	7 933	8 486
Tampen/Oseberg	7 948	9 396	9 318
Norskehavet og Barentshavet	11 202	9 987	8 106
Gassled og annen infrastruktur	2 678	1 664	3 527
Øvrige driftsutgifter	5 662	12 547	9 674
Eliminering interne tariffkostnader	-4 579	-4 235	-4 447
Sum driftskostnader	30 167	37 292	34 664

Øvrige driftsutgifter består hovedsakelig av utgifter til kjøp av gass for videresalg.

NOTE 6 RENTER

Renter av statens faste kapital er inkludert i regnskapet etter kontantprinsippet. Rentebeløpene er beregnet i samsvar med St.prp. nr. 1 Tillegg nr. 7 (1993-94) og punkt 5.6 i tildelingsbrev for 2009 gitt til Petoro AS fra Olje- og energidepartementet.

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.

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 2009 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 millioner kroner	2009	2008	2007
Renteinntekter	20	28	28
Andre finansinntekter	42	64	66
Valutagevinst	4 580	9 758	4 222
Valutatap	-6 430	-6 298	-5 052
Rentekostnader	-99	-240	-23
Renter på fjerningsforpliktelse	-1 414	-1 250	-1 094
Netto finansposter	-3 302	2 063	-1 852

NOTE 8 STATENS PETROLEUMSFORSIKRING

SDØE har fått overføringer fra Statens petroleumsforsikringsfond som 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.

NOTE 9 NÆRSTÅENDE PARTER

Staten ved Olje- og energidepartementet eier 67 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 73,7 milliarder kroner (tilsvarende 202 millioner fat o.e.) i 2009 mot 112,8 milliarder kroner (222 millioner fat o.e.) i 2008.

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 2009 solgte staten tørrgass direkte til Statoil som kjøper til en verdi av 271 millioner kroner mot 373 millioner i 2008. 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 milliarder kroner i 2009 mot 17 milliarder i 2008. Kostnader forbundet med virksomheten i USA kommer i tillegg. Mellomværende med Statoil var 9,5 milliarder kroner i SDØEs favør omregnet til kurs på balansedagen.

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.

NOTE 10 KUNDEFORDRINGER

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.

NOTE 11 INVESTERINGER I TILKNYTTET SELSKAP

SDØEs deltakelse i Statoil Natural Gas LLC (SNG) i USA er med virkning fra 1.1.2009 vurdert som investering i tilknyttet selskap som bokføres etter egenkapitalmetoden. Investeringen ble ved anskaffelsestidspunkt i 2003 ført som en investering i immaterielle eiendeler til opprinnelig anskaffelseskost 798 millioner kroner. Aktiviteten er tidligere år vurdert som en felles kontrollert virksomhet og bokført etter bruttometoden.

SNG har sitt forretningskontor i Stamford, USA og eies formelt med 56,5 prosent av Statoil Norsk LNG AS som reflekterer SDØEs eierinteresser under avsetningsinstruksen. Resterende 43,5 prosent eies av Statoil North America Inc. Som en følge av fusjonen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet i 2007 blir resultatet fordelt etter en skjevfordelingsmodell med 48,4 prosent til SDØE.

Statoil konsoliderer sitt eierskap i SNG med øvrige aktiviteter i USA og benytter SNG som markedsføringselskap for avsetning av gass i det amerikanske markedet. SDØE deltar i SNG under avsetningsinstruksen i aktiviteter knyttet til avsetning av statens LNG fra Snøhvit.

Alle tall i millione kroner	2009
IB finansielle anleggsmidler (justert andel)	999
Inntektsført årets resultat før nedskrivning	88
Nedskrivning	-183
UB Finansielle anleggsmidler	904

NOTE 12 NEDSTENGNING/FJERNING

Forpliktelsen omfatter fremtidig nedstengning og fjerning av olje- og gassinstallasjoner. 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.

Operatørens estimater blir lagt til grunn ved beregning av forpliktelsen. Det vil være knyttet stor usikkerhet til flere faktorer i fjerningsestimatet, inkludert forutsetninger for fjerning og estimeringsmetode, teknologi og fjerningstidspunkt. Fjerningstidspunkt antas i hovedsak å inntreffe ett til to år etter produksjonsslutt, se note 21.

Rentekostnad på forpliktelsen klassifiseres som en finanskostnad i resultatregnskapet. Diskonteringsrenten er basert på rente på norske statsobligasjoner med samme forfall som fjerningsforpliktelsen. For forpliktelse utover lengste forfall på statsobligasjoner benyttes ekstrapolert rente avledet fra utenlandske renter.

Estimatet for fjerningskostnader er oppjustert med 1,8 milliarder kroner som følge av endring i framtidige estimerte kostnader fra operatør og endring av tidspunkt for nedstenging. Fjerningsestimatene inkluderer driftskostnader for rigger og andre fartøy som er nødvendige for komplekse fjerningsoperasjoner. Høyere diskonteringsrente gir en reduksjon i forpliktelsen på 2,4 milliarder kroner.

Alle tall i millioner kroner	2009	2008	2007
Forpliktelse per 1. januar	36 554	27 465	29 202
Nye forpliktelser	95	0	883
Faktisk fjerning	-150	-492	-81
Endrede estimat	1 804	4 594	-2 653
Endrede diskonteringsrenter	-2 403	3 737	-981
Rentekostnad	1 414	1 250	1 094
Forpliktelse per 31. desember	37 313	36 554	27 465

NOTE 13 **ANNEN LANGSIKTIG GJELD**

Annen langsiktig gjeld består av:

- gjeld i forbindelse finansiell leasing av tre LNG-skip levert i 2006
- gjeld i forbindelse med endelig oppgjør av kommersielle arrangement ved overgang til selskapsbasert gassalg

I 2006 ble det inngått tre finansielle leasingkontrakter ved leveringen av tre skip for transport av LNG fra Snøhvit. Avtalene har en varighet på 20 år, med opsjon på ytterligere 2 x 5 år. Fremtidige neddiskonterte minimumsbetalinger for finansiell leasing utgjør totalt 1 031 millioner kroner. Av dette kommer 131 millioner kroner til utbetaling i 2010 og 502 millioner skal betales de påfølgende fire år. Restbeløpet på 608 millioner kroner skal betales etter år 2014.

Annen langsiktig gjeld som forfaller til betaling etter fem år fra balansedagen utgjør 300 millioner kroner.

NOTE 14 **ANNEN KORTSIKTIG GJELD**

Annen kortsiktig gjeld som forfaller i løpet av 2009 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 det 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, NGL og kondensat 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 de finansielle instrumentene var 2 189 millioner kroner i eiendeler og 696 millioner kroner i forpliktelser per 31. desember 2009. Tilsvarende tall ved utgangen av 2008 var 2 698 millioner kroner i eiendeler og 2 155 millioner kroner i forpliktelser. Tallene inkluderer markedsverdi av ikke børsnoterte instrumenter. Ved beregning av urealisert tap/gevinst for 2009 er det foretatt en porteføljevurdering for tradingvirksomheten i Storbritannia. Langsiktige kontrakter med derivater til industrikunder på kontinentet knyttet til Norsk Hydro Energie inneholder urealisert gevinst som er inkludert i tallene over. Urealisert gevinst for trading porteføljen er betydelig høyere enn urealisert tap og samlet er således porteføljen bokført til null.

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 resultatsvingninger forårsaket av endringer i råvarepriser.

Valutarisiko

Den aller vesentligste del av selskapets inntekter fra salg av olje og gass faktureres i US dollar, euro eller britiske 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. SDØE gjennomfører ikke valutasikring på fremtidig salg av petroleum, og SDØEs eksponering i balansen per 31. desember 2009 er i stor grad knyttet til én måneds utestående inntekt.

Renterisiko

SDØE er eksponert mot renterisiko primært gjennom finansielle leasing-kontrakter. SDØE har ingen annen rentebærende gjeld som er eksponert for endringer i rentenivået.

Kredittrisiko

SDØEs omsetning skjer mot et begrenset antall motparter hvor all olje og NGL selges til Statoil. Under avsetningsinstruksen kjøpes finansielle instrumenter for SDØEs virksomhet med motparter som vurderes å ha høy kredittverdighet. 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/KONTRAKTSFORPLIKTELSE

Alle tall i millioner kroner	Leieavtaler	Transportkapasitet og øvrige forpliktelser
2010	5 852	1 047
2011	3 686	1 062
2012	1 569	1 025
2013	609	867
2014	253	822
Deretter	130	7 824

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.

Transportkapasitet og øvrige forpliktelser er knyttet til gassalgsaktiviteten og består hovedsakelig av transport- og lagerforpliktelser i Storbritannia og på kontinentet, samt terminalkapasitetsforpliktelser 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.

I forbindelse med tildeling av utvinningstillatelser for leting og produksjon av petroleum kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er selskapet forpliktet til å delta i 17 brønner med en forventet kostnad for SDØE på 1,1 milliard kroner, hvorav 531 millioner kroner forventes å påløpe i 2010.

Selskapet har også inngått kontraktmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til 1,4 milliarder kroner for 2010 og 0,6 milliarder kroner for senere perioder, totalt 2 milliarder kroner. Totalt for 2010 er SDØE gjennom godkjente budsjetter og arbeidsprogram forpliktet til kommende års drifts- og investeringskostnader på samme nivå som for 2009. De nevnte forpliktelser for 2010 er inkludert i denne totalen.

I forbindelse med avsetningen av SDØEs olje og gass har Statoil utstedt garantier til leverandører og eiere av transportnett, og i tilknytning til virksomheten i USA, Storbritannia og på kontinentet. Garantier i forbindelse med tradingvirksomhet er stilt som sikkerhet for manglende finansielt oppgjør.

SDØE og Statoil leverer gass til kundene under felles gassalgsavtaler. SDØEs gassreserver vil bli trukket på i henhold til SDØEs andel av produksjonen fra de felt som til enhver tid blir valgt til å levere gassen.

NOTE 17 ANDRE FORPLIKTELSE

SDØE kan bli påvirket av mulige rettssaker og tvister som deltaker i utvinningstillatelser, felt, rørledninger og landanlegg, og gjennom felles salg av gass sammen med Statoil. SDØE er involvert i pågående tvister knyttet til forhold i interessentskap hvor Petoro er rettighetshaver. Det er foretatt avsetning i regnskapet for forhold hvor det anses å være en sannsynlighetsovervekt for et negativt utfall for SDØE-porteføljen.

NOTE 18 VESENTLIGE ESTIMATER

SDØE-regnskap avlegges i henhold til norsk regnskapslov og god regnskapsskikk som innebærer at ledelsen gjør vurderinger og utviser skjønn innenfor en rekke områder. Endringer i de underliggende forutsetninger vil kunne ha stor effekt på regnskapet. I forhold til SDØE-porteføljen er det antatt at vurderinger med hensyn til reserver, fjerning av installasjoner, undersøkelseskostnader og finansielle instrumenter vil kunne ha størst betydning.

Utvinnbare reserver inkluderer volum av råolje, NGL (inkludert kondensat) og tørrgass som rapportert i ressursklasse 1-3 i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem. Kun reserver hvor rettighetshavernes plan for utbygging og drift (PUD) er godkjent i styringskomiteen og innsendt til myndighetene medregnes i porteføljens forventede reserver. Som grunnlag for avskrivninger legges en andel av feltets gjenværende reserver i produksjon til grunn (ressursklasse 1). Årlig beregnes det en andel for porteføljens henholdsvis olje og gass som skal representere forholdet mellom lave reserver og basisreserver. Denne felles andelen benyttes for å kalkulere avskrivningsgrunnlaget for hvert felt. De nedjusterte basisreservene som danner grunnlag for avskrivningskostnadene har stor betydning for resultatet og justeringer i reservegrunnlaget kan medføre store endringer på SDØEs resultat.

Det vises for øvrig til beskrivelse av selskapets regnskapsprinsipper, note 12 og note 15, som beskriver selskapets behandling av undersøkelseskostnader, usikkerhet med hensyn til fjerning, og finansielle instrumenter.

NOTE 19 EGENKAPITAL

Alle tall i millioner kroner	2009	2008	2007
Egenkapital per 1.1.	141 781	136 998	136 748
Årets resultat	100 662	159 906	112 641
Kontantoverføring til staten	-96 992	-155 420	-112 281
Poster ført direkte mot egenkapitalen	-684		
Omregningsdifferanser	-118	297	-110
Egenkapital per 31.12.	144 649	141 781	136 998

Egenkapital per 1.1. inkluderer kapitalinnskudd på 9,1 milliarder kroner som ble betalt til Statoil 1. januar 1985 for deltakerandeler SDØE overtok av Statoil. Forøvrig inngår akkumulert resultat redusert for netto kontantoverføringer til staten.

Poster ført direkte mot egenkapitalen gjelder avvikling av Etanor DA ved overføring til Gassled. Overføringen ble besluttet i selskapsmøte 24. november 2009.

NOTE 20 REVISOR

Riksrevisjonen er ekstern revisor for SDØE i henhold til Lov om Riksrevisjonen av 7. mai 2004. Riksrevisjonen utsteder et avsluttende revisjonsbrev vedrørende SDØE regnskap og budsjett som blir offentlig etter at Statsregnskapet er avlagt og når Riksrevisjonens årlige rapport, Dokument nr. 1, legges frem for Stortinget.

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

Honoraret til Deloitte er belastet regnskapet til Petoro AS.

NOTE 21 FORVENTEDE OLJE- OG GASSRESERVER

Olje* mill fat, gass mrd Sm ³	2009		2008		2007	
	olje	gass	olje	gass	olje	gass
Forventede reserver per 1.1	1 703	898	1 886	930	2 047	958
Korreksjoner av tidligere år**					-1	-1
Endring av anslag	-83	-34	-26	-0,4	-26	0
Utvidelser og funn			1	0,3	4	0
Forbedret utvinning	87	5	64	-0,4	104	3
Kjøp av reserver						
Salg av reserver						
Produksjon	-196	-31	-222	-31	-241	-31
Forventede reserver per 31.12	1 511	839	1 703	898	1 886	930

* Olje inkluderer NGL og kondensat

** Vegas reserver i 2006 var feilaktig rapportert, og ble korrigert i 2007

SDØE ble tilført 119 millioner fat o.e. i nye reserver i 2009. De viktigste bidragene til økning i utvinnbare reserver er forbedret utvinning på Gullfaks Sør, Oseberg, Troll, Oseberg Sør og Snorre. Samtidig ble det gjort flere endringer av anslag inklusiv nedjusteringer av reservene for produserende felt, tilsvarende en nedgang på 296 millioner fat o.e. Dette resulterte i en netto reservenedgang på 176 millioner fat o.e. De største nedskrivningene av reservene var på Ormen Lange og Heidrun.

Ved utgangen av 2009 bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 6 785 millioner fat o.e. Dette er 568 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2008. Petoro rapporterer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem med utgangspunkt i ressursklassene 1 - 3.

Netto reserveerstatningsgrad for 2009 ble minus 45 prosent, mot pluss 9 prosent for 2008. Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år har vært minus 3 prosent. Tilsvarende for perioden 2006 - 2008 var pluss 18 prosent.

NOTE 22

STATENS DELTAKERANDELER

Utvinningstillatelse	Per 31.12.2009 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2008 Deltakerandel (%)
018	5.0000	5.0000
018 B	5.0000	5.0000
018 C	5.0000	5.0000
028 C	30.0000	30.0000
034	40.0000	40.0000
036 BS	20.0000	20.0000
037	30.0000	30.0000
037 B	30.0000	30.0000
037 E	30.0000	30.0000
038	30.0000	30.0000
038 C	30.0000	30.0000
038 D	30.0000	-
040	30.0000	30.0000
043	30.0000	30.0000
043 BS	30.0000	30.0000
050	30.0000	30.0000
050 B	30.0000	30.0000
050 C	30.0000	30.0000
050 D	30.0000	30.0000
050 DS	30.0000	30.0000
051	31.4000	31.4000
052	37.0000	37.0000
052 B	37.0000	37.0000
052 C	37.0000	37.0000
053	33.6000	33.6000
053 B	25.4000	25.4000
054	40.8000	40.8000
055	13.4000	13.4000
055 B	13.4000	13.4000
055 C	33.6000	33.6000
057	30.0000	30.0000
062	19.9500	19.9500
064	30.0000	30.0000
074	19.9500	19.9500
074 B	19.9500	19.9500
077	30.0000	30.0000
078	30.0000	30.0000
079	33.6000	33.6000
085	62.9187	62.9187
085 B	62.9187	62.9187
085 C	56.0000	56.0000
089	30.0000	30.0000
093	47.8800	47.8800
094	14.9500	14.9500
094 B	35.6900	35.6900
095	59.0000	59.0000
097	30.0000	30.0000
099	30.0000	30.0000
100	30.0000	30.0000

Utvinningsstillatelse	Per 31.12.2009 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2008 Deltakerandel (%)
102	30.0000	30.0000
102 C	30.0000	-
103 B	30.0000	30.0000
104	33.6000	33.6000
107	7.5000	7.5000
107 B	7.5000	-
107 C	7.5000	-
110	30.0000	30.0000
110 B	30.0000	30.0000
110 C	30.0000	30.0000
120	16.9355	16.9355
120 B	16.9355	16.9355
124	27.0900	27.0900
128	24.5455	24.5455
128 B	54.0000	54.0000
132	7.5000	7.5000
134	13.5500	13.5500
152	30.0000	30.0000
153	30.0000	30.0000
153 B	30.0000	30.0000
169	30.0000	30.0000
169 B1	37.5000	37.5000
169 B2	30.0000	30.0000
169 C	30.0000	-
171 B	33.6000	33.6000
176	47.8800	47.8800
185	13.4000	13.4000
190	40.0000	40.0000
193	30.0000	30.0000
193 B	30.0000	-
195	35.0000	35.0000
195 B	35.0000	35.0000
199	27.0000	27.0000
208	30.0000	30.0000
209	35.0000	35.0000
237	35.6900	35.6900
248	40.0000	40.0000
248 B	40.0000	40.0000
250	45.0000	45.0000
255	30.0000	30.0000
256	20.0000	20.0000
263 C	19.9500	19.9500
264	30.0000	30.0000
265	30.0000	30.0000
275	5.0000	5.0000
277	30.0000	30.0000
277 B	30.0000	30.0000
281	-	20.0000
283	20.0000	20.0000

Utvinningstillatelse	Per 31.12.2009 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2008 Deltakerandel (%)
309	33.6000	33.6000
315	-	30.0000
318	20.0000	20.0000
318 B	20.0000	20.0000
318 C	20.0000	-
327	20.0000	20.0000
327 B	20.0000	20.0000
328	20.0000	20.0000
329	-	20.0000
331	20.0000	20.0000
345	-	30.0000
348	7.5000	7.5000
374 S	20.0000	20.0000
393	20.0000	20.0000
394	15.0000	15.0000
395	20.0000	20.0000
396	20.0000	20.0000
400	20.0000	20.0000
402	20.0000	20.0000
402 B	20.0000	-
423 S	20.0000	20.0000
438	20.0000	20.0000
439	20.0000	20.0000
448	30.0000	30.0000
448 B	30.0000	30.0000
461	20.0000	20.0000
473	19.9500	19.9500
479	14.9500	14.9500
482	20.0000	20.0000
487 S	20.0000	20.0000
488	30.0000	30.0000
489	20.0000	20,0000
502	33.3333	-
504	3.0000	-
506 S	20.0000	-
511	20.0000	-
516	24.5455	-
522	20.0000	-
527	20.0000	-
532	20.0000	-
536	20.0000	-
537	20.0000	-
538	20.0000	-
Utvinningstillatelser med netto overskuddsavtaler*		
027		
028		
029		
033		

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

Samordnede felt	Per 31.12.2009 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2008 Deltakerandel (%)	Gjenværende produksjonsperiode	Lisensperiode
Brage Unit	14.2567	14.2567	2025	2015
Gimle Unit	24.1863	24.1863	2030	2023
Grane Unit	28.9425	30.0000	2030	2030
Haltenbanken Vest Unit (Kristin)	19.5770	19.5770	2029	2027
Heidrun Unit	58.1644	58.1644	2036	2024
Hild Unit	30.0000	30.0000	2024	2012
Huldra Unit	31.9553	31.9553	2012	2015
Jotun Unit	3.0000	3.0000	2015	2015
Njord Unit	7.5000	7.5000	2022	2021
Norne Unit	54.0000	54.0000	2021	2026
Ormen Lange Unit	36.4750	36.4750	2027	2040
Oseberg Area Unit	33.6000	33.6000	2052	2031
Ringhorne Øst Unit	7.8000	7.8000	2020	2030
Snorre Unit	30.0000	30.0000	2030	2015
Snøhvit Unit	30.0000	30.0000	2038	2035
Statfjord Øst Unit	30.0000	30.0000	2020	2024
Sygna Unit	30.0000	30.0000	2020	2024
Tor Unit	3.6874	3.6874	2029	2028
Troll Unit	56.0000	56.0000	2057	2030
Visund Unit	30.0000	30.0000	2039	2023
Åsgard Unit	35.6900	35.6900	2031	2027
Felt				
Draugen	47.8800	47.8800	2029	2024
Ekofisk	5.0000	5.0000	2029	2028
Eldfisk	5.0000	5.0000	2027	2028
Embla	5.0000	5.0000	2020	2028
Gjøa	30.0000	30.0000	2028	2028
Gullfaks	30.0000	30.0000	2030	2016
Gullfaks Sør	30.0000	30.0000	2030	2016
Heimdal	20.0000	20.0000	2013	2021
Kvitebjørn	30.0000	30.0000	2045	2031
Rev	30.0000	30.0000	2017	2021
Skirne	30.0000	30.0000	2013	2025
Statfjord Nord	30.0000	30.0000	2020	2026
Tordis	30.0000	30.0000	2019	2024
Tune	40.0000	40.0000	2013	2032
Urd	24.5455	24.5455	2023	2026
Varg	30.0000	30.0000	2020	2021
Vega	40.0000	40.0000	2022	2035
Veslefrikk	37.0000	37.0000	2020	2015
Vigdis	30.0000	30.0000	2020	2024
Yttergryta	19.9500	19.9500	2013	2027
Nedstengte felt				
Albuskjell				
Cod				
Edda				
Frøy Unit				
Vest Ekofisk				
Øst Frigg				

RØRLEDNINGER OG LANDANLEGG

	Per 31.12.2009	Per 31.12.2008	Konsesjonsperiode
Oljerør	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)	
Frostpipe	30.0000	30.0000	
Oseberg Transportsystem (OTS)	48.3838	48.3838	2028
Troll Oljerør I og II	55.7681	55.7681	-
Grane Oljerør	42.0631	43.6000	-
Kvitebjørn Oljerør	30.0000	30.0000	-
Norpipe Oil AS (Eierandel)	5.0000	5.0000	-
Olje – Landanlegg			
Mongstad Terminal DA	35.0000	35.0000	-
Gassrør			
Gassled**	38.4590	37.8920	2028
Haltenpipe	57.8125	57.8125	2020
Mongstad Gassrør	56.0000	-	2030
Gass – Landanlegg			
Dunkerque Terminal DA	24.9984	24.6298	-
Zeepipe Terminal J.V.	18.8449	18.5671	-
Etanor DA***	-	62.7000	-
Vestprosess DA	41.0000	41.0000	-
Kollsnes (gassbehandlingsanlegg, drift)	38.4590	37.8920	2028
Snøhvit LNG anlegg	30.0000	30.0000	-
Norsea Gas AS (Eierandel)	40.0060	40.0060	-

I tillegg har SDØE immaterielle eiendeler vedrørende lagringskapasitet i gasslager UK og finansiell eiendel i tilknyttet selskap i USA (SNG).

** Deltakerandel i Gassled inkludert Norsesea Gas er 39,55 %

*** Fra 1.1.2009 er Norne gasstransport, Kvitebjørn gassrør og Etanor DA inkludert i Gassled



Vår saksbehandler	Stig Allan Snähre, 21 54 08 81
Vår dato	Vår referanse
18.02.2010	A2 2.3 2009/02052 - 2
	Arkivkode
	680 OED
Deres dato	Deres referanse

Statens direkte økonomiske engasjement i
petroleumsvirksomheten
v/ Petoro AS
Postboks 300 Sentrum
4002 STAVANGER

Revisjon av regnskapet for 2009 for Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten

I henhold til lov av 7. mai 2004 nr. 21 om Riksrevisjonen er Riksrevisjonen revisor for Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten.

Ved avslutningen av den årlige revisjonen utsteder Riksrevisjonen et avsluttende revisjonsbrev (beretning) som oppsummerer konklusjonen fra revisjonsarbeidet. Revisjonsarbeidet blir først offentlig når Riksrevisjonen har rapportert om resultatet av revisjonen til Stortinget, jf. lov om Riksrevisjonen § 18.

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

Etter fullmakt

Hans Conrad Hansen
ekspedisjonssjef

Tom Hanekamhaug
avdelingsdirektør

Kopi: Olje- og energidepartementet

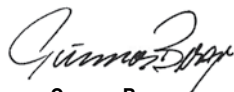
PETORO AS RESULTATREGNSKAP

Alle tall i tusen kroner	Noter	2009	2008	2007
Fakturert tilskudd	1	201 600	193 600	177 600
Annen inntekt	1	3 201	3 806	987
Endring utsatt inntektsføring	2	57	-1 367	181
Sum driftsinntekter		204 857	196 039	178 769
Lønnskostnad	3,10	108 395	92 712	82 171
Avskrivninger og nedskrivninger	4	4 513	3 812	3 632
Forretningsførerhonorar	13,16	2 744	2 435	2 817
Regnskapshonorar	15	19 077	16 702	14 113
Kontorhold	14	8 613	8 439	8 110
IKT-kostnader	15	14 202	18 064	12 629
Annen driftskostnad	12,15,16	49 610	53 639	62 066
Sum driftskostnader		207 154	195 802	185 537
Driftsresultat		-2 297	237	-6 768
Finansinntekt	5	3 194	6 035	6 953
Finanskostnad	5	-223	-877	-422
Netto finansresultat		2 971	5 158	6 531
ÅRSRESULTAT		674	5 395	-237
OVERFØRINGER				
Overført annen egenkapital		674	5 395	-237
Sum overføringer		674	5 395	-237

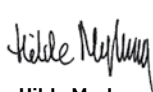
PETORO AS BALANSE

Alle tall i tusen kroner	Noter	2009	2008	2007
EIENDELER				
Anleggsmidler				
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l.	4	8 932	8 989	7 622
Sum varige driftsmidler		8 932	8 989	7 622
Sum anleggsmidler		8 932	8 989	7 622
Omløpsmidler				
Kundefordringer		0	1 068	1 507
Andre fordringer	6	8 387	10 183	4 102
Bankinnskudd	7	119 735	96 295	85 393
Sum omløpsmidler		128 121	107 546	91 002
SUM EIENDELER		137 053	116 535	98 624
EGENKAPITAL OG GJELD				
Egenkapital				
Innskutt egenkapital				
Selskapskapital (10 000 aksjer à NOK 1 000)	8	10 000	10 000	10 000
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital	9	28 750	28 076	22 681
Sum egenkapital		38 750	38 076	32 681
Gjeld				
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser	10	55 756	31 725	24 653
Utsatt inntektsføring offentlig tilskudd	2	8 932	8 989	7 622
Sum avsetning for forpliktelser		64 688	40 714	32 275
Kortsiktig gjeld				
Leverandørgjeld	16	10 904	11 492	13 223
Skyldige offentlige avgifter		6 339	5 741	8 095
Annen kortsiktig gjeld	11	16 373	20 512	12 350
Sum kortsiktig gjeld		33 616	37 745	33 668
Sum gjeld		98 304	78 459	65 943
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		137 053	116 535	98 624

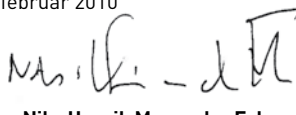
Stavanger, 19. februar 2010



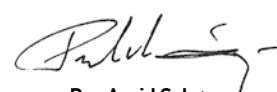
Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



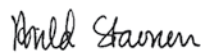
Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per Arvid Schøyen
Styremedlem



Mari Thjømøe
Styremedlem



Arild Stavnem
Ansattes representant



Kristin Johnsen
Ansattes representant



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

PETORO AS KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i tusen kroner	2009	2008	2007
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN			
Tilført fra årets virksomhet *	5 187	9 207	3 394
+/- Endring kundefordringer	1 068	439	-1 473
+/- Endring i leverandørgjeld	-588	-1 731	2 797
+/- Endring tidsavgrensede poster	22 229	8 165	10 845
Netto likviditetsendring fra virksomheten	27 896	16 081	15 563
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER			
Investert i varige driftsmidler	-4 456	-5 179	-3 450
Netto likviditetsendring fra investeringer	-4 456	-5 179	-3 450
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING			
+ Innbetaling av egenkapital	0	0	0
Netto likviditetsendring fra finansiering	0	0	0
Netto endring i likvider gjennom året	23 440	10 903	12 113
+ Likviditetsbeholdning per 1.1.	96 295	85 393	73 280
Likviditetsbeholdning per 31.12	119 735	96 295	85 393
* Dette tallet fremkommer slik:			
Årets overskudd/underskudd	674	5 395	-237
+ Avskrivninger og nedskrivninger	4 513	3 812	3 632
Tilført fra årets virksomhet	5 187	9 207	3 394

PETORO AS NOTER

REGNSKAPSPRINSIPPER

Beskrivelse av selskapets virksomhet

Petoro AS ble stiftet av Den Norske Stat ved Olje- og energi-departementet, 9. mai 2001. Selskapets formål er, på vegne av staten å ha ansvaret for å ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel (SDØE) og virksomhet i tilknytning til dette.

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

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

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

Fordringer

Kundefordringer og andre fordringer er oppført til pålydende.

Bankinnskudd

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

Pensjoner

Selskapets pensjonsordning for ansatte er ytelsesbasert. Den balanseførte forpliktelsen knyttet til ytelsesplanen er nåverdien av de definerte ytelsene på balansedatoen minus virkelig verdi av pensjonsmidlene, justert for ikke resultatført estimatavvik. Pensjonsforpliktelsen beregnes årlig av en uavhengig aktuar ved bruk av en lineær opptjeningsmetode og forventet sluttlønn. Pensjonsordningens midler verdsettes til antatt markedsverdi. Bokført netto forpliktelse er inkludert arbeidsgiveravgift.

Periodens netto pensjonskostnad er inkludert i lønnskostnader og består av periodens pensjonsopptjening, rentekostnad på

den beregnede pensjonsforpliktelsen, forventet avkastning av pensjonsmidlene, resultatført virkning av endringer i estimater og periodisert arbeidsgiveravgift.

Estimatavvik som skyldes ny informasjon eller endringer i de aktuarmessige forutsetningene utover det største av 10 prosent av verdien av pensjonsmidlene eller 10 prosent av pensjonsforpliktelsene, blir ført i resultatregnskapet over en periode som tilsvarer arbeidstakernes forventede gjennomsnittlige resterende ansettelsesperiode.

Kortsiktig gjeld

Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende.

Skatter

Selskapet er fritatt for skatteplikt etter Skatteloven § 2-30.

Driftsinntekter

Selskapet mottar bevilgninger fra staten for tjenester ytet for Olje- og energidepartementet i samsvar med selskapets formål. Dette driftstilskuddet bevilges årlig av Stortinget. Driftstilskuddet er presentert som driftsinntekt i regnskapet. Tilskudd som går med til å dekke årets investeringer periodiseres som utsatt inntektsføring, og føres opp som gjeld i balansen.

Det periodiserte tilskuddet inntektsføres i takt med avskrivningene for investeringene og spesifiseres som inntektsført utsatt inntekt i resultatregnskapet.

Valuta

Transaksjoner i utenlandsk valuta er ført etter kurs på transaksjonstidspunktet. Fordringer og gjeld i valuta er oppført til kursen på balansedagen.

Kontantstrømoppstilling

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

NOTE 1

TILSKUDD OG ANDRE INNTEKTER

Selskapet har i 2009 mottatt driftstilskudd fra den norske stat på totalt 201,6 millioner kroner eksklusiv merverdiavgift. Årets resultat etter finansposter viser et overskudd på totalt 0,7 millioner kroner som foreslås ført til annen egenkapital. Annen inntekt er hovedsakelig knyttet til fakturering av tjenester levert til operatør av interessentskap og andre interessepartnere.

NOTE 2

UTSATT INNTEKT

Endring utsatt inntektsføring består av utsatt inntekt knyttet til investeringer foretatt i løpet av året, totalt 4,5 millioner kroner i 2009, samt avskrivninger og nedskrivninger av årets og tidligere års investeringer, totalt 4,5 millioner kroner.

NOTE 3 LØNNSKOSTNAD, ANTALL ANSATTE, GODTGJØRELSE MM

Lønnskostnad (Alle tall i tusen kroner)	2009	2008	2007
Lønn	68 293	63 803	56 691
Folketrygdavgift	10 745	8 555	7 767
Pensjonskostnader (se note 9)	26 312	17 478	15 482
Andre ytelser	3 045	2 876	2 231
Sum	108 395	92 712	82 171
Antall ansatte per 31.12.	65	61	56
Antall ansatte med signert arbeidsavtale, ikke tiltrådt per 31.12.	1	2	5
Gjennomsnittlig antall årsverk sysselsatt	63	58	54

Ytelser til ledende personer (Alle tall i NOK tusen)	Lønn	Kostnadsført pensjon	Annen godtgjørelse
Daglig leder	3 155	2 641	267
Ledergruppen for øvrig (åtte personer)	12 541	4 717	977

Administrerende direktørs pensjonsalder er 62 år. Han kan velge å fratre med full pensjon ved fylte 60 år, men skal i så fall stå til disposisjon for selskapet til fylte 62 år med inntil 25 prosent av full arbeidstid.

I tillegg har to personer i ledergruppen anledning til å fratre med full pensjon ved fylte 62 år. Fire øvrige personer i ledergruppen kan velge å fratre ved fylte 65 år med avkorting. Kostnadsført pensjonsforpliktelse representerer årets beregnede kostnad for den samlede pensjonsforpliktelse for administrerende direktør og ledergruppen for øvrig.

Styrehonorar

Utbetalt styrehonorar i 2009 til styreleder utgjør 311 000 kroner og for de øvrige styremedlemmer samlet 1 010 000 kroner.

NOTE 4 VARIGE DRIFTSMIDLER

Alle tall i tusen kroner	Fast inventar	Driftsløsøre	IKT	Sum
Anskaffelseskost 01.01.09	3 998	8 496	20 246	32 740
Tilgang driftsmidler	24	132	4 300	4 456
Avgang driftsmidler				-
Anskaffelseskost 31.12.09	4 022	8 628	24 546	37 196
Akk. avskrivninger 01.01.09	1 640	6 063	16 048	23 751
Tilbakeført akk. avskrivning				-
Årets av- og nedskrivninger	416	988	3 110	4 513
Akk. avskrivninger 31.12.09	2 056	7 051	19 158	28 264
Bokført verdi 31.12.09	1 966	1 577	5 388	8 932
Økonomisk levetid	Til leiekontrakt går ut i 2014	3/5 år	3 år	
Avskrivningsplan	Lineær	Lineær	Lineær	

Operasjonelle leasingkontrakter inkluderer leie av biler, kontorinventar og kontormaskiner. Initiale leieperioder er mellom 3 og 5 år.

NOTE 5 FINANSPOSTER

Finansposter (Alle tall i tusen kroner)	2009	2008	2007
Finansinntekter			
Renteinntekter	2 908	5 846	3 802
Valutagevinst agio	286	190	87
Annen finansinntekt	-	-	3 065
Finanskostnader			
Rentekostnader	10	492	367
Valutatap disagio	213	384	55
Annen finanskostnad	0	1	0
Netto finansresultat	2 971	5 158	6 531

NOTE 6 ANDRE FORDRINGER

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

NOTE 7 BANKINNSKUDD

Av bankinnskudd på totalt 119,7 millioner kroner utgjør bundne skattetrekksmidler og pensjonsmidler 55,9 millioner kroner.

NOTE 8 AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRINFORMASJON

Aksjekapitalen i selskapet per 31.12.09 består av 10 000 aksjer à NOK 1 000. Alle aksjene eies av den norske stat ved Olje- og energidepartementet, og alle aksjene har samme rettigheter.

NOTE 9 EGENKAPITAL

(Tall i tusen kroner)	Aksjekapital	Annen EK	Sum
Egenkapital 01.01.09	10 000	28 076	38 076
Årets endring i egenkapital:			
Årets resultat	0	674	674
EGENKAPITAL 31.12.09	10 000	28 750	38 750

NOTE 10 PENSJONSKOSTNADER, - MIDLER OG - FORPLIKTELSE

Selskapet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenestepensjon. Selskapets pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

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

Netto pensjonskostnad (Alle tall i tusen kroner)	2009	2008	2007
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	19 645	14 427	13 427
Rentekostnad av pensjonsforpliktelsen	5 334	4 349	4 728
Avkastning på pensjonsmidler	-3 618	-3 474	-4 671
Resultatført estimatavvik	1 700	142	85
Arbeidsgiveravgift	3 252	2 034	1 913
NETTO PENSJONSKOSTNAD	26 312	17 478	15 482

Balanseført pensjonsforpliktelse	2009	2008	2007
Beregnet pensjonsforpliktelser 31. 12.	101 864	122 500	83 818
Pensjonsmidler til markedsverdi	-55 161	-56 652	-53 510
Netto pensjonsforpliktelser før arbeidsgiveravgift	46 703	65 849	30 308
Ikke resultatført estimatavvik	2 163	-38 044	-9 928
Arbeidsgiveravgift	6 890	3 920	4 273
Balanseført pensjonsforpliktelse	55 756	31 725	24 653

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

	2009	2008	2007
Diskonteringsrente	5,4 %	4,3 %	5,0 %
Forventet avkastning på fondsmidler	5,7 %	6,3 %	6,0 %
Forventet lønnsregulering	4,5 %	4,5 %	4,0 %
Forventet pensjonsøkning	1,4 %	2,0 %	1,6 %
Forventet G-regulering	4,25 %	4,25 %	4,25 %

De aktuariemessige forutsetningene er basert på vanlige benyttede forutsetninger innen forsikring når det gjelder demografiske forhold.

NOTE 11 **ANNEN KORTSIKTIG GJELD**

Annen kortsiktig gjeld består i all hovedsak av avsetninger for påløpte, ikke fakturerte kostnader og feriepenger.

NOTE 12 **GODTGJØRELSE TIL REVISOR**

Selskapets valgte revisor er Erga Revisjon as. Kostnadsført honorar for ordinær revisjon av selskapets finansregnskap utgjorde 0,2 millioner kroner i 2009.

Riksrevisjonen er i henhold til Lov om Riksrevisjonen av 7. mai 2004 ekstern revisor for SDØE-porteføljen. I tillegg er Deloitte AS engasjert for å gjøre finansiell revisjon av SDØE-regnskapet som et ledd i selskapets internrevisjon. Deloitte har fakturert 1,3 millioner kroner for dette arbeidet i 2009. Deloitte har også levert andre tjenester inkludert partnerrevisjoner for 2,2 millioner kroner.

NOTE 13 **FORRETNINGSFØRERAVTALER**

For å sikre en effektiv ressursutnyttelse med en organisasjon på 65 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 Petroleum AS, Talisman Energy Norge AS, Total E&P Norge AS, Norwegian Energy Company ASA, E.ON Ruhrgas Norge AS, Det norske oljeselskap ASA og BG Norge AS. I disse avtalene delegeres den daglige administrative oppfølgingen av utvalgte utvinningstillatelser i porteføljen. Petoro har likevel det formelle ansvaret herunder ansvaret for den løpende økonomistyringen for andelen i utvinningstillatelsen.

NOTE 14 **LEIEAVTALER**

Selskapet inngikk kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS høsten 2003. Gjenstående varighet av leiekontrakt er seks år, med opsjon på ytterligere to perioder hver på fem år. Årets kostnader utgjør 8,6 millioner kroner, hvilket inkluderer alle drifts- og felleskostnader.

NOTE 15 **VESENTLIGE AVTALER**

Petoro har inngått en avtale med Upstream Accounting Excellence (UPAX) om levering av regnskapstjenester og tilhørende IKT-tjenester knyttet til regnskapsføringen av SDØE. Avtalen ble inngått i 2008, med leveranse fra 1. mars 2009 og har en varighet på fem år. ErgoGroup er underleverandør av IKT-tjenester. Kostnadsført regnskapshonorar, inkludert overføringsprosjekt, til UPAX i 2009 utgjorde 15,5 millioner kroner. Øvrige kjøpte tjenester fra leverandøren utgjorde 0,3 millioner kroner.

NOTE 16 **NÆRSTÅENDE PARTER**

Statoil ASA og Petoro AS har felles eier ved Olje- og energidepartementet og er således nærstående parter. Petoro har i 2009 kjøpt tjenester knyttet til forretningsføreravtaler, kostnadsdeling ved revisjon av lisensregnskap, forsikringstjenester for Statens Petroleumsforsikringsfond, samt andre mindre tjenester. Det er i 2009 kostnadsført 3,1 millioner kroner knyttet til kjøp av tjenester fra Statoil ASA. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Per 31.12.2009 var det ingen leverandørgjeld mot Statoil ASA. Det er fakturert 5,9 millioner kroner som er solgte tjenester til Statoil ASA etter armlengdes prinsipp basert på timeforbruk til internt og eksternt personell. Det er ikke noe mellomværende per 31.12.2009.




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 2009

Vi har revidert årsregnskapet for PETORO AS for regnskapsåret 2009, som viser et overskudd på kr 674 000. 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 regnskapsestimer, 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 2009 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 19. februar 2010.

Erga Revisjon as



Sven Erga
Statsautorisert revisor

PETOROS FINANSKALENDER 2010

6. mai:	1. kvartalsrapport
30. juli:	2. kvartalsrapport
4. november:	3. kvartalsrapport

ADRESSER

Petoro AS

Øvre Strandgate 124
Postboks 300, Sentrum
4002 Stavanger

Telefon: 51 50 20 00

E-post: post@petoro.no

Hjemmeside: www.petoro.no

Foretaksregisteret: Org.nr. NO 983 382 355

REDAKSJON/PRODUKSJON

Redaksjon: Marion Svihus, Oddfrid Bråstein, Wenche Skorge, Sveinung Stetten

Rådgiving, design og grafiske illustrasjoner: Melvær&Lien Idé-entreprenør

Trykk: Kai Hansen Trykkeri

Bilder: Omslag: Anne Lise Norheim, s. 2-6: Anne Lise Norheim, s. 10-11 Terje S. Knutsen, Statoil, s. 12-14: Anne Lise Norheim, s. 16: Øyvind Hagen, Statoil, s. 18: Kjetil Alsvik, s. 19: Tom Haga, s. 20-31 Anne Lise Norheim, s. 32: Statoil, s. 33 Anne Lise Norheim, s. 34 (øverst): Statoil, (nederst): SWAY, s. 35-37: Anne Lise Norheim, s. 39-45: Anne Lise Norheim, s. 58-61: Anne Lise Norheim, s. 74-75: Anne Lise Norheim, s. 107: Anne Lise Norheim, bakside (småbilder i frise): Statoil.

**NORGESGLASSENE PÅ DENNE SIDEN ER FRA
HOLMEEGENES GÅRD I STAVANGER**

Holmeegenes var et gartneri som drev med både blomster og grønnsaker. Eierne lagde også mye hermetisert mat. I 2007 overtok Stavanger Museum innboet fra Holmeegenes. Da ble store mengder Norgesglass funnet – blant annet flere fra 1910- og 1920-tallet med innholdet intakt.



PETORO AS, Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger. Telefon 51 50 20 00. Telefaks 51 50 20 01. post@petoro.no www.petoro.no

