

ÅRSRAPPORT FOR SDØE OG PETORO 2010

1 000 000 000 000

Petoro har siden etableringen av selskapet i 2001, kunnet sende en netto kontantstrøm på over 1000 milliarder norske kroner til staten.

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.



INNHOLD

—	
Om Petoro og SDØE	Side 4
Administrerende direktør	Side 6
Nøkkeltall	Side 8
Viktige hendelser	Side 10
—	
HMS	Side 14
—	
Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	Side 24
Styret i Petoro	Side 28
Ledelsen i Petoro	Side 30
Årsberetning 2010	Side 32
—	
Årsregnskap SDØE	Side 44
Årsregnskap Petoro AS	Side 66

KORT OM PETORO

PETOROS HOVEDMÅL

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

PETOROS VISJON:

En drivkraft på norsk sokkel

PETOROS HOVEDOPPGAVER

Ivaretagelse av statens deltakerandeler i interessentskapene.

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.

PETORO HAR FORVALTET SDØE-PORTEFØLJEN I 10 ÅR

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

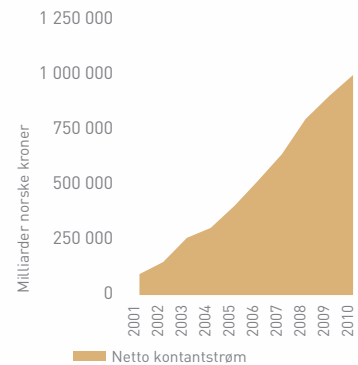
Petoro ble stiftet 9. mai 2001 som følge av delprivatiseringen av Statoil og basert på et mandat fra Stortinget om å forvalte SDØE på en forretningsmessig måte. Petoro har siden den gang forvaltet SDØE-porteføljen. Selskapet har sendt en netto kontantstrøm på over 1 000 milliarder kroner til staten. Denne pengestrømmen representerer en av tre hovedkilder til oppbyggingen av statens pensjonsfond utland, det såkalte oljefondet.

SAMMEN MED ANDRE SKAPER PETORO ØKTE VERDIER

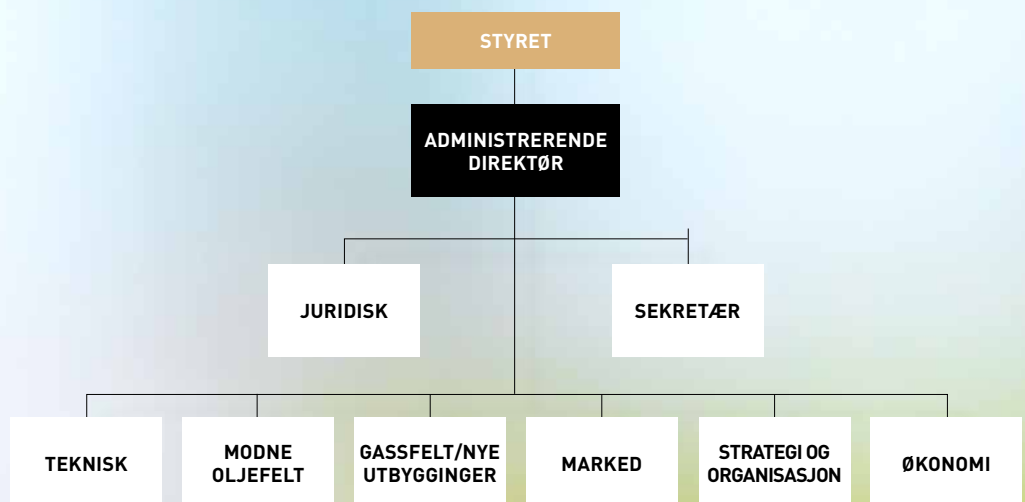
Petoro har sitt kontor i Stavanger og er i dag 70 ansatte med et bredt spekter av kompetanse og erfaring. Petoro har en forholdsvis liten organisasjon som preges av godt samarbeid, både internt og med andre selskaper, myndigheter og eksterne kompetansemiljøer. Kombinasjonen av mål om størst mulig økonomisk verdiskaping, en i internasjonal sammenheng meget stor portefølje og en begrenset organisasjon, gjør at Petoro må

arbeide på en spesiell måte for å kunne skape en "positiv forskjell". Samarbeid er avgjørende for at vi skal nå våre mål.

KONTANTSTRØM OVERFØRT TIL STATEN



Hovedarenaen for selskapets virke er de enkelte utvinningstillatelsene og prosjektene. Ved årsskiftet 2010/2011 var Petoro rettighets-haver til andeler i 146 utvinningstillatelser, hvorav 36 produserende felt. Statoil er operatør for over 80 prosent av SDØE-produksjonen. Som forvalter av Norges nest største lisensportefølje har Petoro en unik posisjon på sokkelen. Et betydelig bidrag fra Petoro vil være å se muligheter for økt verdiskaping gjennom samhandling mellom de andre eierne i utvinningstillatelsene.



BEHOV FOR OMSTILLING I MODNE FELT

Oljeproduksjonen på sokkelen er redusert med over en tredel siden toppen i 2001, og det ventes en ytterligere reduksjon. Gassproduksjonen har økt, men ikke nok til å kompensere for fallet i oljeproduksjonen. Sannsynligheten for å gjøre nye store funn er også redusert. I følge Oljedirektoratets tall er det mer ressurser igjen i de eksisterende feltene enn det er å finne ellers på norsk sokkel. Dette understreker betydningen av de eksisterende feltene for norsk sokkel. SDØE-porteføljen domineres av høye eierandeler i de store, modne feltene. Petoro har i 2010 revidert selskapets strategi.

Petoro's strategi:

- Realisere potensialet i og nær store modne felt
- Helhetlig og tidsriktig videreutvikling av gassverdikjeden
- Søke forretningsmuligheter i Vøring og Barentshavet Sør

Selskapet prioriterer å gjøre en innsats for å realisere potensialet i og nær modne felt. Denne innsatsen vil bli rettet mot å øke levetiden på prioriterte installasjoner gjennom teknologivalg, effektive dreneringsmetoder og ferdigstilling av flere brønner per år. Selskapet vil også arbeide for å prioritere utvalgte installasjoner til feltsentre og oppnå en tidsriktig innføring av funn.

Det som skjer i det globale markedet for naturgass fremover og forståelsen av dette, vil ha stor betydning for mulighetene for å realisere verdipotensialet i porteføljen. Aktiviteter knyttet til å understøtte verdien i eksisterende salgskontrakter, identifisere beste avsetning for ny gass og tilrettelegge for større fleksibilitet i gassverdikjeden vil bli mer omfattende og være viktige arbeidsområder for Petoro fremover.

Barentshavet Sør og Vøring fremstår som de viktigste umodne områdene i porteføljen. Petoros innsats vil være å bidra til fortsatt leteaktivitet og modning av ressurser gjennom prioritering av leterigger og samtidig legge til rette for at utviklingen i områdene ivaretar eierens interesser.

—

VIKTIGE MODNE

OLJEFELT: Gullfaks, Oseberg, Heidrun, Grane, Snorre, Norne, Draugen, Varg, Ekofisk, Tordis/Vigdis, Visund.

VIKTIGE GASSFELT:

Troll, Ormen Lange, Åsgard, Kvitebjørn, Snøhvit, Kristin, Gjøa, Vega.



DRIVKRAFT PÅ NORSK SOKKEL

Den 9. mai 2011 var det ti år – og en kontantstrøm til staten på over 1000 milliarder kroner – siden Petoro ble registrert som selskap. To uker før registreringen, 26. april 2001, satte Stortinget ned nye milepæler i Norges petroleumshistorie. Statoil ble delprivatisert og en ny paragraf i petroleumsløven gjorde det mulig for et nytt selskap å overta som forvalter av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) – statens direkte eide olje, gass og tilhørende anlegg. Det var den gangen den største porteføljen av olje og gass på norsk sokkel.



”Vi er midtveis i det norske oljeeventyret. Det er volummessig om lag like mye igjen å hente, som det vi alt har produsert. Men for å hente opp den gjenværende halvdel, må vi gjøre ting annerledes enn da vi produserte de første milliarder fatene”.

SDØE ble opprettet i 1985 ved et bredt oljepolitisk kompromiss fremforhandlet mellom Willoch-regjeringen og Arbeiderpartiet. Forut for beslutningen pågikk en heftig diskusjon om Statoils dominerende posisjon i norsk økonomi og samfunnsliv, og om selskapets evne til å håndtere en enorm pengestrøm på vegne av staten. Debatten om ”gjøkunge” og ”vingeklipping” endte med at Statoils eierandeler i petroleumsvirksomheten ble delt mellom Statoil selv og SDØE. Myndighetene valgte deretter å be Statoil om å forvalte SDØE på statens vegne.

I de 16 årene som gikk fra SDØE ble opprettet til Petoro overtok som forvalter i 2001, endret norsk petroleumsvirksomhet seg på vesentlige punkter:

- Totalproduksjonen tredoblet seg – til ca 4,3 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag.
- Råoljeproduksjonen alene var på topp i 2001 med 3,1 millioner fat per dag.
- Norge ble en energimessig stormakt i Europa etter storstilte kommersielle avtaler. Disse ga grunnlag for enorme gassleveranser gjennom det som etter hvert er blitt verdens mest omfattende rørledningsnett til havs.
- Inntektene til den norske stat gikk først kraftig ned fra 1985 på grunn av oljeprisfallet i 1986 og var gjennomsnittlig i overkant av 50 milliarder 2010-kroner gjennom 1980- og 1990-tallet – med noen tidlige år ned mot 0 og senere år like over 100 milliarder.
- De tre norske oljeselskapene Statoil, Hydro og Saga fikk operatørposisjoner som tidligere var forbeholdt de store internasjonale selskapene og Statoil og Hydro ble selv IOC-er gjennom betydelig satsing på leting og produksjon i fire verdensdeler.

- Norske leverandørbedrifter rykket opp i den internasjonale elitedivisjonen gjennom store oppdrag hjemme og ute, dristige internasjonale oppkjøp og en enestående teknologiutvikling.

I de ti årene som er gått siden Petoro ble opprettet, har norsk petroleumsvirksomhet passert nye milepæler:

- Totalproduksjonen toppet seg i 2004, med 4,55 millioner fat o.e. per dag og var i 2010 ca 4 millioner fat o.e. per dag.
- Oljeproduksjonen har etter toppåret 2001 falt 42 prosent, til gjennomsnittlig 1,8 millioner fat per dag i 2010.
- Gassproduksjonen har i samme periode doblet seg, fra 0,9 til 1,8 millioner fat o.e. per dag.
- Statens inntekter omtrent firedoblet seg ved overgangen til det nye milleniumet – til ca 200 milliarder i 2000 (2010-kroner) og nådde en foreløpig topp på 416 milliarder i 2008.
- Statoil og Hydro delte først Saga seg i mellom og fusjonerte deretter til ett norsk oljeselskap som nå er operatør for rundt 80 prosent av norsk produksjon og har betydelige internasjonale posisjoner.
- Norge nærmer seg å ha produsert halvparten av de antatte totale utvinnbare reservene på norsk sokkel.
- Antall operatører og rettighetshavere på norsk sokkel gikk opp fra 29 til 51.

Vi har som petroleumsnasjon etter alt å dømme passert middagshøyden. Spørsmålet er om vi velger å se på norsk sokkel som halvtom, eller halvfull. Debatten om omstilling til "Norge etter oljen" tyder på at mange begynner å anse seg ferdig med petroleumsvirksomheten og søker andre muligheter.

Det er ikke feil å søke nye bein å stå på for et land der petroleum utgjør 22 prosent av brutto nasjonalprodukt, 27 prosent av statens inntekter, 26 prosent av samlede investeringer og 47 prosent av nasjonens eksport. Men for meg fremstår det akkurat nå som viktigere og mer tidskritisk å drøfte hva som skal til for å kunne opprettholde og videreutvikle petroleumsvirksomheten i mange ti-år til. For med de rette grepene kan den fortsatt bringe store inntekter til landet, være et lokomotiv for industri- og teknologiutvikling, og representere attraktive yrkesvalg for våre gode unge hoder.

Vi er midtveis i det norske oljeeventyret. Det er volummessig om lag like mye igjen å hente, som det vi alt har produsert. Men for å hente opp den gjenværende halvdel, må vi gjøre ting annerledes enn da vi produserte de første milliarder fatene.

Vi må møte nesten urimelige utfordringer. Et eksempel er å bore 2-3 ganger flere produksjonsbrønner per år i en tid da hver brønn koster 2-3 ganger mer enn for få år siden og gir langt færre fat enn før. For å møte en slik utfordring er det ikke nok bare å øke effektiviteten av de store gamle boreanleggene våre. Vi må ta kvantesprang, tenke nytt og spenstig – og også bygge nytt og spenstig.

Vi trenger offensive selskaper, motiverte og engasjerte medarbeidere og dynamiske ledere som setter retning. Vi trenger et ramme- og regelverk som gir de rette insentivene og fremsynte politikere som makter å ta beslutninger i spenningsfeltet mellom vekst og vern.

Akkurat nå står vi foran viktige beslutninger om fremtiden til landets viktigste næringsvei.

Hvor gode disse beslutningene blir, vil også være avgjørende for hvilken omstilling vi skal konsentrere oss om nå: Den for å gjøre oss klar til tiden etter oljen, eller den som gir oss motivasjon til å videreutvikle og satse langsiktig på petroleumsvirksomheten.

Jeg håper og tror beslutningene blir slik at det er den riktige omstillingen vi kan ta fatt på.

—



KJELL PEDERSEN
Administrerende direktør, Petoro AS

NØKKELTALL 2010

Årsresultatet for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i 2010 var 105,4 milliarder kroner sammenlignet med 100,7 milliarder kroner i 2009. Totale driftsinntekter i 2010 var 159,3 milliarder kroner, mot 154,2 milliarder kroner året før. Kontantstrømmen overføres til staten og var 103,6 milliarder kroner i 2010 mot 97,0 i 2009. Samlet daglig produksjon på 1,080 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) var noe høyere enn produksjonen for 2009 på 1,074 millioner fat o.e.

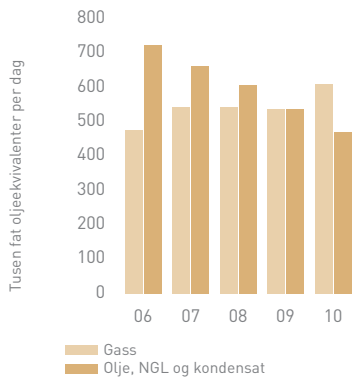
FINANSIELLE DATA (i millioner kroner)

	2010	2009	2008	2007	2006
Driftsinntekter	159 270	154 186	214 585	167 724	174 979
Driftsresultat	107 225	103 964	157 843	114 493	129 833
Årets resultat	105 379	100 662	159 906	112 641	128 467
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	123 210	120 050	175 548	132 203	146 616
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	18 443	23 592	19 948	19 871	19 887
Netto kontantstrøm	103 572	96 992	155 420	112 281	126 213

OPERASJONELLE DATA

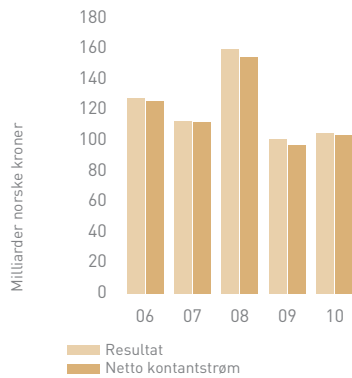
	2010	2009	2008	2007	2006
Produksjon – olje, NGL og kondensat (tusen fat/dag)	470	537	607	661	723
Produksjon – tørrgass (millioner Sm ³ /dag)	97	85	86	86	75
Olje-, NGL, kondensat og tørrgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	1 080	1 074	1 148	1 202	1 198
Gjenværende reserver (millioner fat o.e.)	6 538	6 786	7 354	7 736	8 080
Reserveerstatningsgrad (treårig gjennomsnitt i prosent)	1	-3	18	28	26
Reservetilgang (millioner fat o.e.)	187	-176	36	105	97
Oljepris (USD/fat)	79,38	60,53	97,99	71,44	64,50
Oljepris (NOK/fat)	482	380	528	418	412
Gasspris (NOK/Sm ³)	1,76	1,95	2,40	1,63	1,92

PRODUKSJON



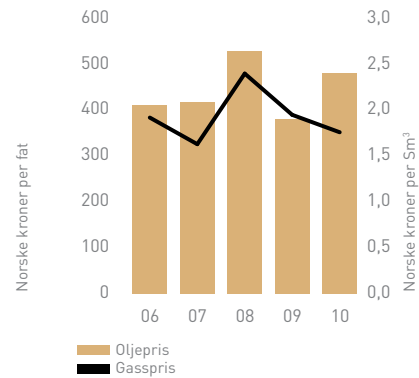
Totalproduksjonen fra SDØE-porteføljen var i 2010 marginalt høyere enn i 2009. Væskeproduksjonen (olje, NGL og kondensat) viste en nedgang på 12 prosent sammenlignet med 2009 mens gassproduksjonen økte med 14 prosent. Gassproduksjonen var, målt i oljeekvivalenter, i 2010 for første året høyere enn væskeproduksjonen.

RESULTAT/KONTANTSTRØM



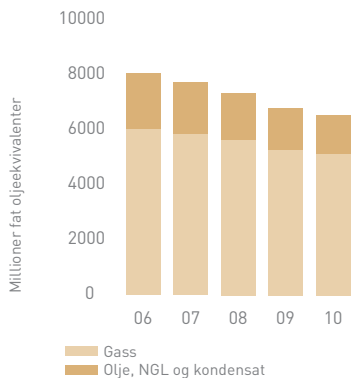
Årsresultatet for 2010 på 105 milliarder kroner var fem prosent høyere enn året før som følge av økt oljepris og høyere gassalg. Lavere salg av olje reduserer resultatet noe. Årets samlede olje- og gassalg per dag var 1,159 millioner fat o.e., en marginal økning fra året før. Kontantstrømmen, som i sin helhet overføres til staten, var 104 milliarder kroner i 2010, en økning på over 6 milliarder sammenlignet med året før.

OLJE- OG GASSPRIS



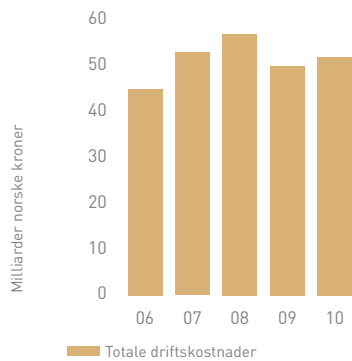
Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE-porteføljen var 482 kroner per fat, mot 380 kroner per fat året før. Oljeprisen i US dollar var 79,38 per fat, 31 prosent høyere enn for 2009. Gjennomsnittlig gasspris for 2010 var 1,76 kroner per Sm³ mot 1,95 kroner per Sm³ i 2009.

GJENVÆRENDE RESERVER



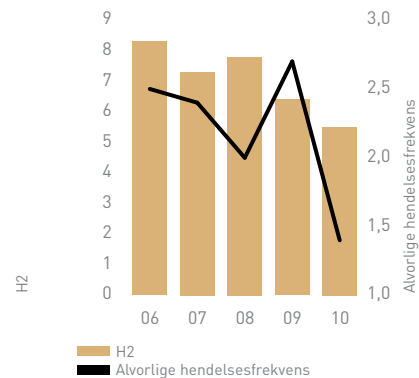
Ved utgangen av 2010 bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 6,5 milliarder fat o.e. Dette er 246 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2009. Produksjonen fra 2009 reduserer gjenværende ressurser med omlag 400 millioner fat o.e. noe motvirket av nye volum fra prosjekter som Valemon som i 2010 ble besluttet utbygget.

KOSTNADER



Totale driftskostnader var i 2010 52,0 milliarder kroner, fire prosent høyere enn i 2009. Økningen kom som følge av økte kostnader til kjøp av gass på grunn av økt etterspørsel og høyere volum. Kostnader til drift av felt, rørledninger og landanlegg var fire prosent høyere enn fjoråret som følge av prisstigning. Årets leteaktivitet var noe lavere enn i 2009.

SIKKERHET



Petoros hovedparameter for oppfølging av HMS-utvikling i SDØE-porteføljen er uttrykt i alvorlig hendelsesfrekvens (AHF) som måler antall alvorlige hendelser per million arbeidstimer. Årets resultat for alvorlige hendelser på 1,4 er en betydelig forbedring fra 2009 og det beste i Petoros historie. Antallet personskader per millioner arbeidstimer (H2) ble forbedret fra 6,4 i 2009 til 5,2 i 2010.

VIKTIGE HENDELSER I 2010

MARKEDSUTVIKLING

Energimarkedene har i 2010 vært preget av en stabil utvikling i verdensøkonomien. Eterspørselen etter olje og gass har økt i takt med gjeninnhenting av den globale økonomien etter finanskrisen. Den globale veksten på over 4 prosent er drevet av høy vekst i Kina og India. Oljeprisen lå på et stabilt nivå rundt 80 dollar per fat de tre første kvartalene og økte ytterligere i siste kvartal 2010. Spotprisene for gass steg gjennom året og styrket seg relativt sett i forhold til oljeprisen.

Implementering av EUs nye energistrategi frem mot 2020 vil, sammen med EUs arbeid med et veikart for overgang til en lavkarbonøkonomi frem mot 2050, gi viktige føringer for fremtidig energietterspørsel og rollen til ulike energikilder. Konklusjoner fra dette arbeidet forventes i 2011.

VALEMON

Valemon er et middels stort funn lokalisert mellom Gullfaks og Kvitebjørn, og plan for utvikling og drift (PUD) av feltet ble levert i 2010. Petoro har viet spesiell oppmerksomhet mot tidsriktig innfasing av funnet med oppstart i 2014. I tillegg har Petoro arbeidet for at lisensen skulle velge et optimalt utbyggingskonsept for reservene i Valemon, inkludert mulighet for å knytte til seg omkringliggende ressurser. Den valgte eksportløsningen går via Heimdal og vil forlenge aktiviteten på Heimdal vesentlig og gi positive ringvirkninger for mindre funn i Heimdals nærrområde.

OPPDATERT SELSKAPSSTRATEGI FOR SELSKAPET

Selskapets strategi ble revidert i 2010. Den reviderte strategien er tredelt med tema av stor forretningsmessig verdi der Petoros påvirkningskraft er størst.

- 1) Petoro vil øke innsatsen for å realisere verdipotensialet i og nær store modne felt fordi oljeproduksjonen domineres av få, store felt i moden fase.
- 2) Gassens betydning for SDØE-produksjonen i kombinasjon med et

krevende gassmarked har medført at Petoro setter fokus på realisering av verdiskapingspotensialet for gass gjennom en helhetlig og tidsriktig videreutvikling av gassverdikjeden.

- 3) Barentshavet Sør og Vøring fremstår som de viktigste umodne områdene i SDØE-porteføljen med hensyn til ressurspotensial og modenhet og Petoro vil arbeide for å søke forretningsmuligheter i disse områdene.

SNØHVIT TOG II

Et samlet Snøhvit partnerskap besluttet ved utgangen av 2010 å utrede muligheten for et nytt prosessstog på Melkøya, tog 2, med planer om konseptvalg i 2012.

Økt prosesseringskapasitet på Melkøya vil kunne fremskynde Snøhvits egen produksjon, gi rom for gassevakuering fra nærliggende funn og stimulere til økt leting i området. Petoro har vært en pådriver i Snøhvit partnerskapet for at tog 2 utredes videre.

ÅSGARD UNDERVANSKOMPRESJON

Tiltak for trykkøkning på Åsgard er nødvendig for å sikre gassproduksjonen fra Midgard-delen av feltet i tillegg til Mikkel. Petoro har over lengre tid vært en aktiv pådriver i interessentskapet på Åsgard for modningen av en undervannskompresjonsløsning. Utgangspunktet var en tradisjonell plattform-løsning. En undervannsløsning representerer en betydelig grad av teknologitvilling, men er økonomisk attraktiv og vil ha ringvirkninger for felt utover Åsgard. Partnerskapet besluttet høsten 2010 å gå videre med undervannsløsningen og investeringsbeslutningen er planlagt i 2011.



FRA ÅSGARD

GODE HMS RESULTAT – BETYDELIGE BRØNNUTFORDRINGER

Resultatene innen helse, miljø og sikkerhet for anlegg i porteføljen har vist klar forbedring i 2010. Det har ikke vært noen dødsulykker, samtidig som antall alvorlige hendelser og frekvensen for personskader er gått ned.

Det har imidlertid vært hendelser som har hatt potensial til storulykke i seg. Spesielt gjelder det en hendelse ved boring av en brønn på Gullfaksfeltet der barrierer ble brutt eller svekket. Denne hendelsen har hatt stor oppmerksomhet i Petoro og har påvirket hvordan selskapet i fremtiden vil følge opp kritiske brønnoperasjoner.

BORING OG BRØNN

Petoro har i 2010 gjennomført eget arbeid for å få boret flere brønner på modne felt innenfor feltenes levetid. På SDØE sine viktigste felt i moden fase har borekapasiteten falt de siste årene og det er nødvendig med tiltak for å øke borekapasiteten slik at alle økonomiske boremaal bores innenfor levetiden til infrastrukturen. Lave volum på boremaal krever billigere brønner. Spørsmålet er om brønndesign kan forenkles og om det finnes nye lønnsomme konsept som øker borekapasiteten.

Brønnhodeplattformer er en velkjent utbyggingsløsning, men er ikke brukt på norsk sokkel ved havdyp på 350 meter. Brønnhodeplattform kan være et viktig tiltak ved store gjenværende reserver og mange potensielle brønner. Dette kan utløse nye muligheter for lønnsomhet i små boremaal og komplekse brønner i tillegg til at brønnintervensjoner blir billigere. De største feltene som Snorre, Heidrun og Gullfaks har begrenset mulighet til å øke borekapasiteten betydelig og det ble derfor besluttet å utrede konseptet om bruk av brønnhodeplattform, i første omgang på Snorre. Studien viser at det er fullt mulig å benytte en slik plattform og spørsmålet er om dette gir bedre lønnsomhet enn alternative konsept på Snorre. Petoro sine estimerer indikerer at bygging av brønnhodeplattformer i nærheten av eksisterende plattformer gir positiv nåverdi. Hovedgrunnen til dette er en betydelig produksjonsakselerasjon.

—
Oljeprisen lå på et stabilt nivå rundt 80 dollar per fat de tre første kvartalene og økte ytterligere i siste kvartal 2010.
—

—
Resultatene innen helse, miljø og sikkerhet for anlegg i porteføljen har vist klar forbedring i 2010.
—

PETORO ØNSKER Å SPILLE EN AKTIV ROLLE, OGSÅ PÅ MILJØOMRÅDET

ÅRSRAPPORT OM HELSE, MILJØ, SIKKERHET & KVALITET

—
Sikkerhet
Miljø

Side 14
Side 16

SIKKERHET I 2010 – BEDRE RESULTATER

Resultatene innen helse, miljø og sikkerhet for anlegg i SDØE-porteføljen har vist klar forbedring i 2010. Det er ikke registrert noen alvorlige ulykker, samtidig som antall alvorlige hendelser og frekvensen for personskader er gått ned. Det har imidlertid vært hendelser som har hatt potensial til storulykke i seg. Spesielt gjelder det en hendelse ved boring av en brønn på Gullfaksfeltet der en rekke barrierer ble brutt eller svekket.

Denne hendelsen har hatt spesielt stor oppmerksomhet i Petoro og har påvirket hvordan selskapet i fremtiden vil følge opp kritiske brønnoperasjoner. Hendelsen var også foranledning til at Statoil høsten 2010 gjennomførte en studie som førte til at 20 brønner ble midlertidig nedstengt for å sikre at alle brønnene i feltet møter krav om to barrierer mot ukontrollert lekkasje. Som en følge av dette ble i tillegg 30 brønner nedstengt for å sikre balansert trykkforhold i reservoaret.

Petoros hovedparameter for oppfølging av HMS-utvikling i SDØE-porteføljen er uttrykt i alvorlig hendelsesfrekvens (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 personskadefrekvens (H2). I 2010 har det vært registrert en betydelig forbedring i antallet alvorlige hendelser, samt forbedring i frekvensen for personskader. Det er fremdeles fallende gjenstander og hendelser i forbindelse med kran- og løfteoperasjoner som dominerer denne statistikken.

Antallet alvorlige hendelser per millioner arbeidstimer (AHF) ble 1,4 for 2010 sammenlignet med 2,7 i 2009. Dette representerer til sammen 46 hendelser som er registrert som alvorlige.

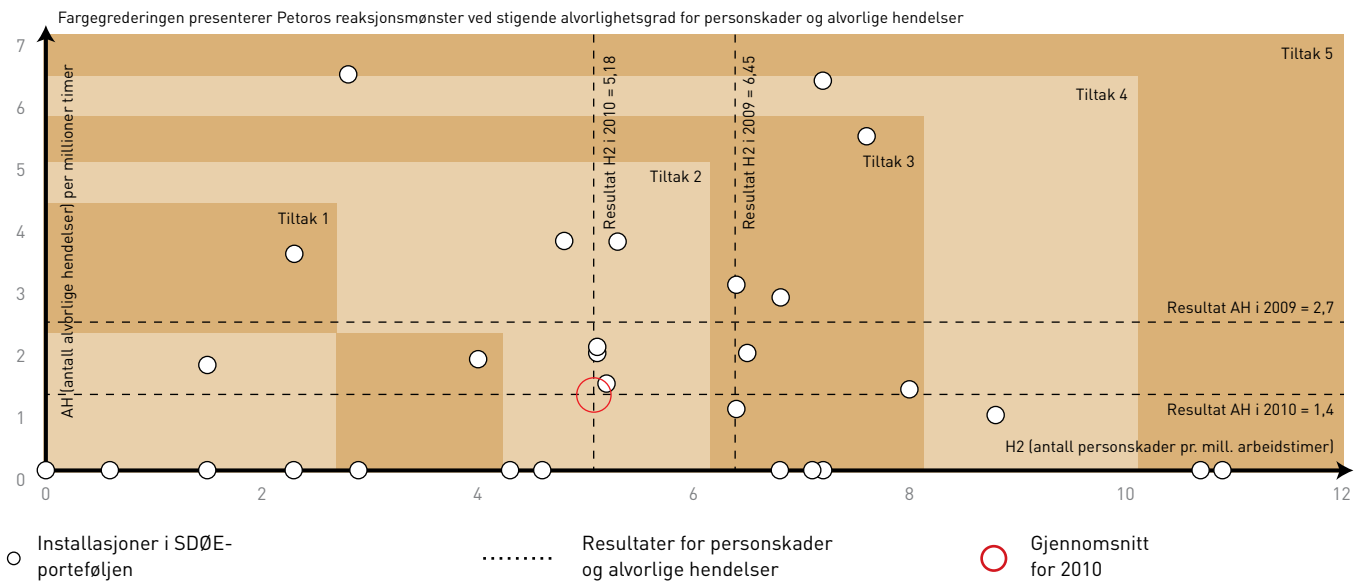
Petoro deltok på flere ledelsesinspeksjoner innenfor helse, miljø og sikkerhet på utvalgte felt og installasjoner i 2010. Selskapet arbeider inn mot operatørene og industrien for øvrig for å oppnå reduksjon i antall personskader og alvorlige hendelser med langvarige virkninger.

I 2008 gjennomførte Petroleumstilsynet (Ptil) tilsyn av Petoro med hensyn til ledelsens og styrets oppmerksomhet om forebygging av risiko for 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. Også i 2010 ble det gjennomført tilsyn av Petoro knyttet til styring av storulykkerisiko i et virksomhetsstyringsperspektiv. Rapport fra dette tilsynet var ikke mottatt per årsskiftet. Det har ikke vært registrert store utslipp av olje fra felt i porteføljen i 2010.

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 der HMS er et sentralt tema. Petoros HMS-leder er i tillegg pådriver 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 2010 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

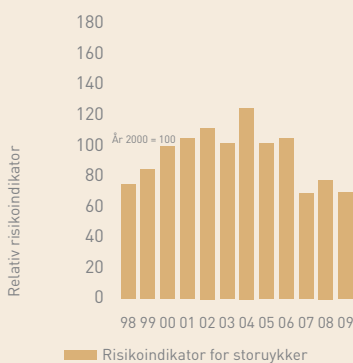


Tiltak 1: Utfordre i lisensene ■ Vurdere møte på felt/områdenivå. **Tiltak 2:** Møte på felt/områdenivå ■ Vurdere operatørtiltak og gjennomføring ■ Vurdere egen analyse

Tiltak 3: Gjennomføre egen analyse ■ Ringe 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 risikoinndikator for storulykke viser en nedadgående trend siden 2002.

Det ble registrert 12 hydrokarbonlekkasjer større enn 0,1 kilo gass per sekund i 2010. Også her er statistikken nedadgående målt fra 2002, men noe bak industriens langsiktige mål.

På samme måte som storulykkeindikatoren har alvorlige personskader hatt en positiv utvikling de senere år. I 2010 var skadefrekvensen 0,17 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.

YTRE MILJØ

Utslipp av karbondioksid og svoveldioksid fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) viste i 2010 en økning mens utslipp av nitrogenoksider og flyktige hydrokarboner til luft ble redusert. Utslipp til sjø av olje i produsert vann ble redusert i forhold til fjoråret som følge av lavere oljekonsentrasjon samt en nedgang i utslippene. Et større akuttutslipp av olje fra Draugen førte til at de totale utslippene av olje økte i 2010. Det var i 2010 en reduksjon i utslipp av kjemikalier med lite eller ingen skadevirkning på miljøet.

Utslipp fra petroleumsproduksjonen i SDØE blir påvirket av en nedadgående oljeproduksjon og økende gassproduksjon. Total produksjon målt i oljeequivalenter er gått ned med om lag to prosent fra 2009 til 2010. Selve porteføljen har endret seg lite gjennom 2010 med unntak av to nye felt som er kommet i produksjon, Gjøa og Vega. Det er eierandelene ved utgangen av 2010 som er grunnlaget for utslippsberegningene. Ved utgangen av 2010 besto SDØEs portefølje av 146 utvinningstillatelser, 36 felt i produksjon og 14 interessentskap i rørledninger, terminaler og landanlegg.

YTRE MILJØ

Utvikling i utslippene relatert til SDØEs portefølje presenteres i denne rapport både som absolutte årlige utslipp, og som utslipp per produsert enhet. Det siste gir et mer representativt bilde av den historiske

utviklingen, i motsetning til absolutte utslippstall alene.

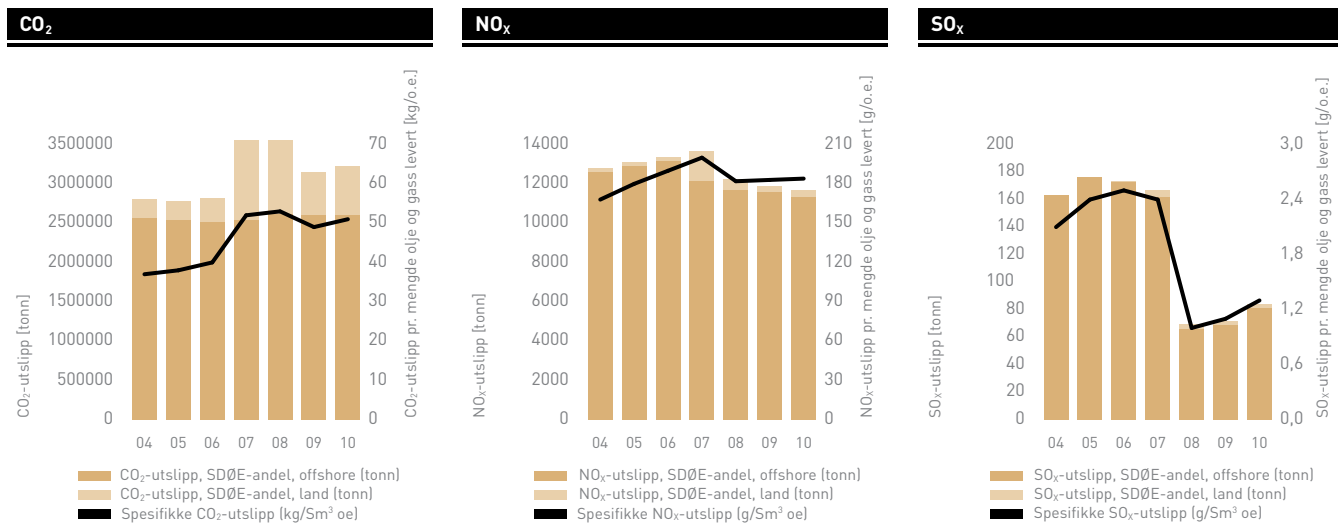
Grafer og figurer som presenteres er basert på operatørens rapportering til Oljeindustriens Landsforening (OLF) og Klima- og forurensningsdirektoratet (KLIF) for 2010. Alle utslippstallene er relatert til SDØEs portefølje av eierandeler, og beregnes ut fra installasjonenes totale utslipp. Kun utslipp som omfattes av rapporteringskravene i Opplysningspliktforskriften er inkludert.

Rapporterte utslipp allokteres ikke etter eierskap i produksjonen, men knyttes til utslippspunkt. Det vil si at utslipp knyttet til nedstrømsprosessering av SDØEs olje- og gassproduksjon, på innretninger SDØE ikke har eierandeler, ikke er inkludert i dette utslippsregnskapet. Tilsvarende vil prosessering av

Klimagasser: Klimagasser er en samlebetegnelse på de seks gassene som omfattes av Kyoto-protokollen: karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), lystgass (N₂O) og de tre fluorholdige gasstypene 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 oppvarmingspotensiale enn CO₂, og utslipp av disse gassene omregnes derfor til CO₂-ekvivalenter i et klimaregnskap.

CO₂-avgift og kvotehandel: CO₂-avgift og klimavotet er de sentrale virkemidlene for å redusere utslipp av CO₂ i Norge. CO₂-avgiften var per 1. januar 2010 på 0,46 kr/l olje og 0,46 kr/Sm³ gass. Kvoter er betegnelsen på fritt omsettelige tillatelser til utslipp av klimagasser. Én kvote tilsvarer utslipp av ett tonn karbondioksid (CO₂). Prisen på en klimakvote blir avgjort av markedet og bestemmes av tilbud og etterspørsel.



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

Figur 2 SDØE sine NO_x-utslipp, samt utslipp per produsert enhet olje og gass.

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

all olje og gass på innretninger SDØE har eierandeler i inkluderes i utslippsregnskapet, uavhengig av om SDØE har eierandeler i oppstrømsfeltene.

ØKNING I CO₂-UTSLIPP

CO₂-utslippene i 2010 var i overkant av 3,1 millioner tonn – om lag en økning på to prosent i forhold til 2009. Utslippene offshore var på samme nivå som 2009. Hovedårsaken til økning i CO₂-utslipp fra land var økt produksjon på Melkøya, som prosesserte om lag 50 prosent mer gass i 2010 enn året før. Dette ga en økning i utslipp av CO₂ på nærmere 30 prosent fra Melkøya.

Som i 2009 sto Åsgard og Troll hver for seg for tolv prosent av SDØEs CO₂-utslipp i 2010 og Oseberg stod for ti prosent. Åsgard hadde en liten reduksjon i forhold til 2009, mens Troll

og Oseberg hadde marginale økninger.

FORTSATT REDUKSJON I NO_x-UTSLIPP

Utslipp av NO_x fra SDØE-porteføljen ble i 2010 redusert med 200 tonn i forhold til 2010 til 11 600 tonn. Reduksjonen i NO_x-utslippene kommer fra virksomhet offshore, mens NO_x-utslippene på land hadde en liten økning som følge av den økte produksjonen på Melkøya.

Norges mål i henhold til Gøteborgprotokollen er å redusere nasjonens totale NO_x-utslipp til 156 000 i 2010. I 2009 var de totale utslippene 181 000 tonn, hvorav olje- og gassnæringen stod for 28 prosent. Dette er 16 prosent over målet, men fem prosent ned siden 2008.

En del av tiltakene bak denne reduksjonen ble finansiert av Næringslivets NO_x-fond, som store deler av olje- og gassvirksomheten er tilknyttet. Siden oppstarten av NO_x-fondet i

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

Gøteborgprotokollen: Under Gøteborgprotokollen, som trådte i kraft i 2005, vurderes ulike gasser som fører til forsurening, overgjødning og dannelse av bakkenær ozon. Protokollen omhandler svoveldioksid (SO₂), nitrogenoksider (NO_x), ammoniakk (NH₃) og flyktige organiske forbindelser (nmVOC).

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 bakkenær ozon. Utslippene kan gi skadelige effekter på økosystemer og vegetasjon. I tillegg gir de helseskader for mennesker.

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 kostnads-effektiv måte.

2008 og til og med første kvartal i 2010 har DNV verifisert en reduksjon i NO_x -utslipp på 6 221 tonn som følge av NO_x -fondet.

ØKNING I SO_x -UTSLIPP

Etter en kraftig reduksjon fra 2007 til 2008, har SDØEs andel av SO_x -utslipp økt gradvis de to siste årene. Store bidrag til økningen i 2010 er utslipp av SO_x fra brønntesting på Gjølga og Vega. Mens CO_2 -utslippene fra disse to feltene sto for rundt en prosent i 2010, var utslippene av SO_x nærmere 15 prosent.

Norges mål i henhold til Gøteborgprotokollen er 22 000 tonn i 2010. Norge har siden 2006 ligget under denne forpliktelsen, og i 2009 ble det sluppet ut 15 700 tonn. I 2009 stod olje- og gassvirksomheten for omtrent tre prosent av de nasjonale SO_x -utslippene. De totale SO_x -utslippene fra norsk sokkel økte noe fra 2009 til 2010.

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

REDUKSJON I UTSLIPP FRA OLJELASTING

De totale utslippene av flyktige organiske forbindelser, unntatt metan (nmVOC), fra felt SDØE har eierandeler i ble redusert med ni prosent til om lag 10 000 tonn i 2010.

Kilder til utslipp av nmVOC er uforbrente hydrokarboner og diffuse prosessutslipp, samt utslipp fra lagring og lasting av olje. Utslipp fra lasting av olje offshore står for 50 prosent av SDØEs totale utslipp av nmVOC.

SDØEs andeler av nmVOC fra lasting av olje offshore ble redusert med nesten 20 prosent til 4 700 i 2010. Utslppsreduksjonen reflekterer en tilsvarende reduksjon i oljelastingen. SDØEs andel av utslipp av nmVOC fra lasting fra Draugen ble redusert med 820 tonn i 2010. Dette utgjør en stor del av SDØEs samlede utslppsreduksjon. Draugens utslipp av nmVOC ble redusert med nærmere 50 prosent i 2010. En kombinasjon av lavere

produksjon og høyere regularitet av nmVOC gjenvinning fra lasting var årsaken til denne reduksjonen. Feltene Norne, Heidrun og Åsgard hadde også betydelige reduksjoner i utslipp av nmVOC fra lasting i 2010. Reduksjonen i utslipp fra samtlige felt samsvarte med tilsvarende nedgang i produksjonen.

I henhold til Gøteborgprotokollen har Norge forpliktet seg til å redusere utslippene av nmVOC til 195 000 tonn i 2010. Utslippene var i 2009 på 141 000 tonn, godt under forpliktelsen. Olje- og gassvirksomheten stod for om lag en tredjedel av de totale utslippene.

UTSLIPP AV PRODUSERT VANN NED

SDØEs andel av utslipp av produsert vann var i 2010 på 33 millioner kubikkmeter. Dette er en nedgang på to prosent fra 2009.

Feltene Draugen, Norne, Gullfaks og Troll stod for 75 prosent av utslippene av produsert vann fra felter der SDØE har eierandeler.

Vannkuttet er betegnelsen for andelen vann i den samlede væskeproduksjonen. Vann utgjør nå 64 prosent av væskeproduksjonen som er en økning på fem prosent i forhold til fjoråret. Siden 2003 har vannkuttet økt med 50 prosent, og det er forventet at vanninnholdet vil fortsette å øke i årene fremover.

Feltene Draugen, Norne, Gullfaks og Troll hadde alle et vannkutt på over 74 prosent, noe som er med på å forklare de store utslippene av produsert vann fra disse feltene.

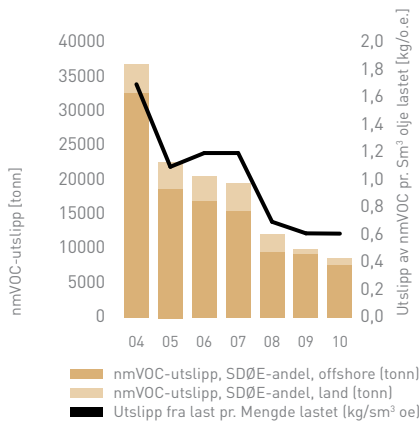
Troll er en av de største utslippkildene til lavradioaktivt avfall i Nordsjøen, og mengdene er uendret fra 2009 til 2010. Radioaktive forbindelser som forekommer naturlig i reservoaret følger produksjonsstrømmen og slippes ut med produsertvannet. Operatøren jobber med å finne en løsning på å redusere dette utslippet.

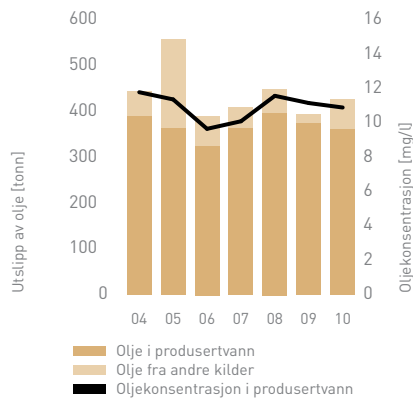
SO_x : SO_x er en samlebetegnelse på Svoveloksider (SO , SO_2 og SO_3). Av disse er det Svoveldioksid (SO_2) som det blir dannet mest av ved forbrenning, ettersom SO og SO_3 dannes i påfølgende kjemiske prosesser. Det settes derfor ofte likhetstegn ved utslipp av SO_x og

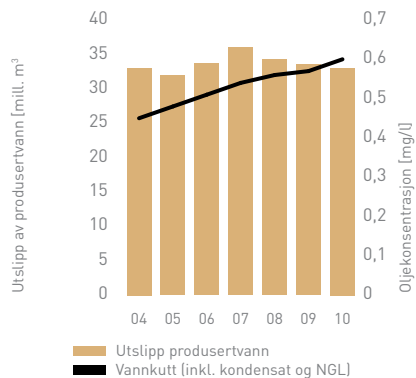
SO_2 . SO_x dannes ved forbrenning av stoffer som inneholder svovel, i hovedsak olje og kull, samt ved en rekke industriprosesser.

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.

nmVOC

Figur 4 SDØE sine nmVOC-utslipp, samt utslipp fra lastning av olje per enhet olje lastet.

UTSLIPP PRODUSERT I VANN

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

UTSLIPP OLJE

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

ÅTTE PROSENT ØKNING I UTSLIPP AV OLJE

En reduksjon i gjennomsnittlig oljekonsentrasjon i produsert vann til 10,9 milligram per liter for felter SDØE har eierinteresser i, samt reduksjon i utslipp av produsert vann, førte til lavere utslipp av olje med produsert vann. Utslipp av olje fra produsert vann var på 360 tonn i 2010 – en nedgang fra 375 tonn i 2009. Et større akuttutslipp av 82 000 liter råolje fra Draugen førte imidlertid til en total økning i oljeutslipp i 2010.

Utslipp av olje skjer hovedsakelig gjennom utslipp av produsert vann, og denne utslippskilden stod for over 80 prosent av utslippene i 2010. Andre kilder til utslipp av olje er olje i drenasjevann, fortregningsvann og vann fra jetting (en metode blant annet benyttet for vasking av separatorer), samt akutte oljeutslipp. Av disse andre kildene sto akuttutslippene for 55 prosent i 2010. Utslipp fra

jetting utgjorde 30 prosent av utslippene fra andre kilder; en tredobling fra 2009.

I 2010 var det ett felt som SDØE har eierandeler i som hadde en oljekonsentrasjon over myndighetskravet på 30 milligram olje per liter produsert vann sluppet ut til sjø. Dette var Oseberg Sør. Men siden Oseberg Sør reinjiserte over 99 prosent av det produserte vannet i 2010, hadde dette ingen innflytelse på utslippene av olje til sjø.

Feltene Gullfaks, Troll, Draugen og Veslefrikk var de største bidragsyterne og sto for til sammen 75 prosent av utslippene av olje. For Gullfaks og Troll er det hovedsakelig de store vannmengdene som forårsaker utslippene. Begge disse feltene hadde oljekonsentrasjoner på under 10 mg/l. Veslefrikk hadde en oljekonsentrasjon på nærmere 20 mg/l.

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.

Industrisamarbeidet: Operatører for felt med bøyelasting på norsk kontinentalsokkel etablerte i 2002 et industrisamarbeid for å

samordne innfasing av teknologi, og oppfylle utslippskrav fra norske myndigheter på en formålstjenlig og kostnadseffektiv måte.

STABILE UTSLIPP AV FARLIGE KJEMIKALIER

Norsk oljeindustri er best i klassen på miljøvennlig kjemikaliebruk, og målsettingen 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. Selv om offshorenæringen nærmer seg null miljøskadelige utslipp til sjø, er det fortsatt et viktig mål å redusere disse utslippene ytterligere der det er mulig.

Kjemikalier er fortsatt nødvendige på norsk sokkel av tekniske og sikkerhetsmessige årsaker, men de brukes på miljøets premisser. Boreoperasjoner er den del av

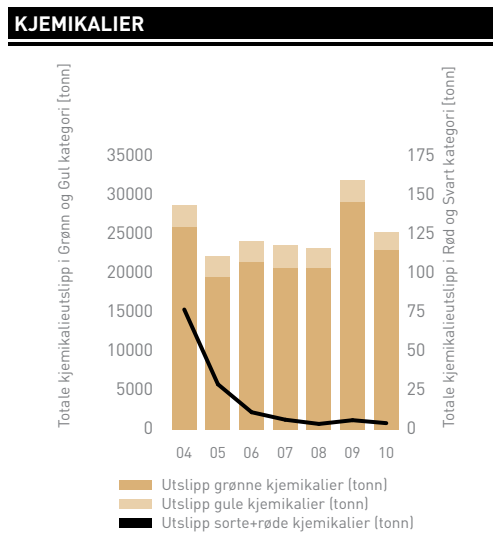
aktiviteten som krever mest bruk av kjemikalier. I SDØEs portefølje utgjorde kjemikalieforbruket ved boreoperasjoner om lag 80 prosent av totalforbruket.

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 på sokkelen er nå i all hovedsak i gul og grønn kategori. Kjemikalieutslipp i denne kategorien har holdt seg stabilt siden 2005 med årlige utslipp i underkant av 25 000 tonn. I 2009 var det imidlertid en økning i disse utslippene som følge av økt bore- og brønnaktivitet på Heidrun, Ormen Lange og Gjøa. I 2010 var det normal aktivitet igjen.

Utslipp av svarte kjemikalier hadde en liten økning i 2010 fra 2009 til 280 kg. Over 90 prosent av utslippene i SDØE-porteføljen kom fra Troll. Syv felt som SDØE har eierandeler i slapp ut svarte kjemikalier i 2010. Dette er en nedgang fra åtte i 2009.

Utslipp av svarte kjemikalier kommer generelt fra eldre installasjoner som har hydraulikk-systemer uten retur for hydraulikkvæskene. 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 over de neste årene etter hvert som nyere og mer miljøvennlige hydraulikkvæsker blir utviklet.

Utslipp av røde kjemikalier ble redusert fra 6 til 4 tonn. 25 felter i SDØE sin portefølje slapp ut røde kjemikalier i 2010. Som i 2009 er det Varg som står for brorparten av utslippene. Varg stod for nærmere 70 prosent av utslippene av røde kjemikalier i 2010.



Figur 7 SDØEs andel av kjemikalieutslipp per år. Svarte og røde kjemikalier som fortsatt benyttes på norsk sokkel er i all hovedsak gjengefett, korrosjonsinhibitorer, avleiringshemmere, emulsjonsbrytere og sementkjemikalier.

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, Oslo-Paris-konvensjonen). Metoden kvantifiserer hydrokarboner

med kokepunkt tilsvarende hydrokarbonfraksjonen 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 fom. 2007 med resultater tom. 2006. ISO 9377-2 (Mod)-metoden

gir teoretisk et noe høyere resultat for konsentrasjonen 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 mot tidligere 40 mg/l.

MILJØEVALUERING AV KJEMIKALIER, INNDELING I HENHOLD TIL SFTs KATEGORIER

Operatørselskapene vurderer kjemikalier ut fra deres miljøegenskaper. Som en generell kjøperegel 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

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). 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 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.

OSPAR-konvensjonen: Formålet med Oslo-Paris-konvensjonen (OSPAR) er å beskytte det marine miljøet mot forurensning. Konvensjon om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige 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.



PETOROS LEDELSE OG STYRE

ÅRSBERETNING 2010

—	
Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	Side 24
Styret i Petoro	Side 28
Ledelsen i Petoro	Side 30
Årsberetning 2010	Side 32

REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLLEDELSE

Petoro forvalter store verdier på vegne av den norske staten. Statens portefølje (SDØE-porteføljen) representerer en tredel av Norges olje- og gassreserver. Totalproduksjonen forventes å ligge på et nivå rundt 1 million fat oljeekvivalenter per dag frem til 2015. Dette ansvaret stiller strenge krav til integritet og 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 porteføljen 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) innenfor det som er relevant for selskapets virksomhet og rammene som selskapets organisasjonsform og eierskap setter. Styringssystemet er tilpasset Petoros egenart og tilfredsstiller kravene til virksomhetsstyring fastsatt i "Reglement for økonomistyring i staten". Det inkluderer oppfølging av tværgående hensyn slik det fremgår i St. meld. nr. 13 (2006–2007) «Et aktivt og langsiktig eierskap» og ivaretar Petoros ansvar og plikter som rettighetshaver, og i forhold til helse, miljø og sikkerhet på norsk sokkel.

Petoro har et verdigrunnlag med forretnings-etiske retningslinjer som beskriver prinsipper som er styrende for selskapets forretningsdrift og ansattes adferd. Selskapets verdigrunnlag og etikk er forankret i de forretnings-etiske retningslinjene som ble oppdatert i 2010 med selskapets nye verdier.

SELSKAPETS VERDIER ER:

- **Handlekraftig**
Vi griper muligheter til verdiskaping, vi etablerer egne posisjoner, tar initiativ og avklarer forventninger, og vi leverer.

- **Ansvarlig**
Vi er aktive når det gjelder helse, miljø og sikkerhet, vi bryr oss, og vi utfører våre oppgaver solid, profesjonelt og med høy integritet.
- **Inkluderende**
Vi verdsetter andres kompetanse og erfaring og gjør hverandre gode. Vi er åpne og søkende og samhandler internt og eksternt for å skape resultater.
- **Spenstig**
Vi tenker nytt, er endringsvillige for å oppnå resultater. Vi tør å prøve og lærer av feil. Vi utfordrer etablerte sannheter.

Formålet med verdiene er at selskapet og dets ansatte skal ha et felles grunnlag for holdninger og handling i Petoro.

DE ETISKE RETNINGSLINJENE INKLUDERER

- 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
- null toleranse 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 selskapets standardavtaler med 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. Det er i tillegg utarbeidet instruks for behandling av innsideinformasjon i Petoro.

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 petroleumsvirksomhet på norsk kontinental-sokkel og virksomhet i tilknytning til dette.

SELSKAPET HAR TRE 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 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 petroleumsløven 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. I tillegg er selskapets vedtekter, visjon, verdier og forretningssetiske retningslinjer, herunder prinsipp for samfunnsansvar, førende for virksomheten i Petoro.

Selskapets visjon er å være en drivkraft på norsk sokkel.

Selskapet har i 2010 revidert strategien for virksomheten. Den nye strategien har fokus på verdipotensialet i porteføljen der Petoros påvirkningskraft er størst. Strategien er tredelt og er spesielt vektet mot en aktiv rolle innenfor modne felt, både grunnet verdien i porteføljen og til dels begrenset oppmerksomhet fra andre lisenspartnere i disse feltene. Temaene er:

- Realisere potensialet i og nær store modne felt.
- Helhetlig og tidsriktig videreutvikling av gassverdikjeden.
- Søke forretningsmuligheter i Vøring og Barentshavet sør.

Petoros organisering ble endret tidlig i 2011. Bakgrunn for endringene er å orientere organisasjonen sterkere rundt den nye strategien og verdiene, og oppnå mer styrke og handlekraft i utøvelsen av Petoros rolle som en aktiv partner.

Petoro er rettighetshaver – med samme rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere – for andeler i 146 utvinningstillatelser samt 14 eierposisjoner i interessentskap og selskap for rørledninger og terminaler. SDØE er deltaker i 36 produserende felt, der de 10 største feltene utgjør om lag 80 prosent av porteføljens verdi. Petoro er en aktiv partner som gjennom helhetsvurderinger og målrettet innsats, arbeider mot områder og oppgaver der selskapet med utgangspunkt i porteføljen – og i samspill med øvrige aktører på norsk sokkel – best kan bidra til verdiskaping. Petoro er opptatt av god virksomhetsstyring i interessentskapene 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 avsetningsinstruks vedtatt av Statoils generalforsamling.

All informasjon Petoro mottar under overvåkingen av Statoils avsetning og i arbeidet med budsjett og regnskap som gjelder avsetningen av statens petroleum, er underlagt taushetsplikt. Selskapets etiske retningslinjer understreker at mottakere av slik konfidensiell informasjon kun skal benytte informasjonen til det den er bestemt for, og skal ikke handle i Statoil ASAs verdipapirer så lenge slike opplysninger ikke er alminnelig kjent.

Selskapet har i tillegg 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. Petoro rapporterer også årlige pengestrømmer fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel til staten i tråd med EITI¹-forskriften som trådte i kraft 1. juli 2009.

Petoro har en aksjekapital på 10 millioner kroner. 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 eiere og er selskapets generalforsamling og øverste myndighet. Ordinær generalforsamling avholdes innen utgangen av juni hvert år. Den behandler saker som 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 2010 ble det avholdt 11 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. Dette inneholder finansielle/operasjonelle, organisatoriske og relasjonelle aspekter. Målstyringsmodellen omfatter både kortsiktige og langsiktige mål, kvantitative så vel som kvalitative og er 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. Det er 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.

SAMFUNNSANSVAR – MILJØ

Som del av selskapets samfunnsansvar, og i tillegg til de plikter som påhviler selskapet, skal virksomheten utøves på en måte som minimaliserer negativ påvirkning av det ytre miljø. Dette er inkludert i selskapets forretningssetiske retningslinjer og er nærmere beskrevet over.

RISIKOSTYRING OG INTERN KONTROLL

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. De viktigste operasjonelle risikoene følges opp i styringskomiteene i prioriterte felt/interessentskap. 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 integrert i Petoros

¹ EITI: Extractive Industries Transparency Initiative

forretningsprosesser. Selskapet arbeider med risikostyring for å håndtere de forhold som vil kunne p virkke selskapets evne til å nå fastsatte mål og gjennomføre valgte strategier, samt de forhold som kan p virkke selskapets evne til å avlegge korrekt regnskap. Risikostyring er et viktig redskap for å redusere usikkerheten i selskapets strategi- og m lstyringsprosess og skape forst ndelse av risikobilde på tvers av virksomheten.

Selskapets internkontrollmilj  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
- P lidelig regnskapsrapportering
- Overholdelse av gjeldende lover og regler

Selskapets internrevisjon ivaretas av et eksternt revisjonsfirma som gjennomfører revisjon av internkontrollsystemene i henhold til instruks og årlig 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 LEÐENDE ANSATTE

Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til styret. Styret fastsetter godtgjørelsen til administrerende direktør. Administrerende direktør fastsetter godtgjørelse til 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 2010 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 f r god

informasjon om selskapets forretningsvirksomhet.

Informasjon offentligg res via selskapets nettside, via pressemeldinger og kvartals- og hel rsrapportering av selskapets resultater. Selskapets  rsrapport 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 engasjert Deloitte som eksternt revisjonsselskap som internrevisor for SDØE. Internrevisor utfører finansiell revisjon av porteføljens regnskap og avgir revisjonsuttalelser i henhold til norske revisjonsstandarder og kontantprinsippet. Revisjonsoppdraget omfatter finansiell revisjon av SDØE og funksjon som Petoro AS internrevisor. Internrevisor ivaretar også funksjonen for mottak av varslere.

Erga Revisjon as er valgt av generalforsamlingen som eksternt revisor for Petoro AS.

STYRET I PETORO



STYRET I PETORO. Foran fra venstre: Hilde Myrberg [1], Gunnar Berge [2], Per A. Schøyen [3], Mari Thjømmøe [4], Nils-Henrik M. von der Fehr [5], Erik Aarrestad [6], Line Geheb [7]

[1] HILDE MYRBERG [1957]**Nestleder****Tid for valg/gjenvalg:** 2006/2011**Yrkessituasjon:** Konserndirektør, Orkla**Øvrige styreverv:** Styreleder Orkla Asia Holding AS, styremedlem Salvesen & Thams AS, 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.**[2] 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.**[3] PER A. SCHØYEN [1947]****Styremedlem****Tid for valg/gjenvalg:** 2007/2011**Yrkessituasjon:** 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.**[4] MARI THJØMØE [1962]****Styremedlem****Tid for valg/gjenvalg:** 2007/2011**Øvrige styreverv:** SinOceanic Shipping ASA, Bank2 ASA, Seilspport Maritimt forlag AS, Argentum Fondsinvesteringer AS og Xantippe Invest AS.**Utdanning:** Siviløkonom 1987 (Handelshøyskolen BI)/ Autorisert finansanalytiker 1992 (Norges Handelshøyskole)**Karriere:** Selvstendig næringsdrivende,

Finansdirektør/fungerende konsernsjef i Norwegian Property ASA (2009–2010), konserndirektør i KLP (2005–2008), direktør i Statoil ASA (2000–2005), Norsk Hydro ASA (1988–2000), styreverv i Oslo Børs VPS Holding, Oslo Børs, Oslo Clearing, Norgani Hotels AS, KLP Eiendom, KLP Skadeforsikring, stiftelsen Aksje Norge og Norsk Investor Relations forening.

[5] NILS-HENRIK M. VON DER FEHR [1960]**Styremedlem****Tid for valg/gjenvalg:** 2005/2011**Yrkessituasjon:** Professor i samfunnsøkonomi, Universitetet i Oslo**Utdanning:** Samfunnsøkonom**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.**[6] ERIK AARRESTAD [1962]****Styremedlem – ansattes representant****Tid for valg/gjenvalg:** 2010/2012**Yrkessituasjon:** Senior rådgiver, Strategi og organisasjon, Petoro AS**Utdanning:** Sosialøkonom, Universitetet i Oslo**Karriere:** Bred erfaring fra Oljedirektoratet, Statoil og Petoro.**[7] LINE GEHEB [1963]****Styremedlem – ansattes representant****Tid for valg/gjenvalg:** 2010/2012**Yrkessituasjon:** Seniorrådgiver, Markedsavdelingen, Petoro AS**Utdanning:** Sivilingeniør fra NTNU**Karriere:** Fra 1987 til 2008 ansatt i en rekke forskjellige stillinger i Shell-gruppen i Norge og Nederland innen oljeraffinering (teknologi, drift, HMS), E&P (teknisk og kommersiell lisensoppfølging), samt markedsføring av naturgass. Ansatt i Petoro i 2008 som seniorrådgiver i Markedsavdelingen. Flere styreverv, bl.a i REC ASA i perioden 2006–2009.

LEDELSEN I PETORO



LEDELSEN I PETORO 2010/2011. Foran fra venstre: Kjell Pedersen [1], Olav Boye Sivertsen [2], Tor Rasmus Skjærpe [3], Jan Rosnes [4], Roy Ruså [5], Marion Svihus [6], Grethe Kristin Moen [7] og Laurits Haga [8].

[1] 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.

[2] OLAV BOYE SIVERTSEN [1951]**Juridisk direktør**

Utdanning: Jurist

Karriere: Jurist fra Universitetet i Oslo, har tidligere hatt stillinger som advokat i ExxonMobil, leder av juridisk avdeling i Mobil i Norge og fra offentlig forvaltning; Olje- og energidepartementet, Kommunaldepartementet og Oljedirektoratet. Har også internasjonal erfaring fra Mobils virksomhet i USA.

[3] TOR RASMUS SKJÆRPE [1950]**Direktør strategi og organisasjon**

Utdanning: Sivilingeniør fra NTH.

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

[4] JAN ROSNES [1965]**Direktør gassfelt/nye utbygginger**

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.

[5] ROY RUSÅ [1956]**Direktør teknologi**

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.

[6] 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.

[7] GRETHE KRISTIN MOEN [1960]**Direktør modne oljefelt**

Utdanning: Sivilingeniør kjemiteknikk fra NTNU

Karriere: Har lang erfaring fra norsk og internasjonal olje- og gassvirksomhet. Har hatt en rekke lederstillinger innenfor produksjon, teknologi og kommersielt i Statoil og sist i Shell - senest som leder for Shells oppstrømsvirksomhet i Norge og for helse, miljø og sikkerhet i Europa.

[8] 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.

ÅRSBERETNING 2010

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 av porteføljen.

Årsresultatet i 2010¹ var 105,4 milliarder kroner sammenlignet med 100,7 milliarder kroner i 2009. Totale driftsinntekter i 2010 var 159,3 milliarder kroner, mot 154,2 milliarder kroner året før. Dette resulterte i en kontantstrøm til staten på 103,6 milliarder kroner i 2010 mot 97,0 i 2009. Total produksjon var 1,080 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag, noe høyere enn produksjonen for 2009 på 1,074 millioner fat o.e.

RESULTAT, INNTEKTER, KOSTNADER OG RESERVER

Hovedårsaken til den fem prosent forbedringen i resultatet i 2010 sammenlignet med året før, er høyere oljepriser, mens lavere oljeproduksjon motvirket den positive effekten noe. Årets samlede olje- og gassalg per dag var 1,159 millioner fat o.e. mot 1,147 millioner fat o.e. i 2009². Ytterligere modning av porteføljen medførte et fall i oljeproduksjonen på 12 prosent sammenlignet med 2009. Gassproduksjonen i 2010 var 15 prosent høyere enn fjoråret.

Resultat før finansposter var 107,2 milliarder kroner. Netto finanskostnader var på 1,8 milliarder kroner og består hovedsakelig av kalkulerede rentekostnader på fremtidige fjerningsforpliktelse for SDØE.

Inntekter fra salg av tørrgass utgjorde 68,0 milliarder kroner i 2010, mot 70,3 milliarder kroner i 2009. Det ble solgt totalt 15 prosent mer gass enn året før, til sammen 39,5 milliarder standard kubikkmeter (Sm³) inkludert salg av tredjeparts gass. Dette tilsvarer 681 000 fat o.e. per dag³. Gassinntektene fra Troll alene utgjorde 40 prosent av de samlede gassinntektene. Gjennomsnittlig gasspris var 1,76 kroner per Sm³, 10 prosent lavere enn i 2009.

Årets samlede inntekter fra olje og våtgass (NGL) var 81,0 milliarder kroner, mot

73,7 milliarder året før. Salgvolumet var totalt 175 millioner fat, som er 479 000 fat per dag. Nedgangen i produksjon av oljeprodukter er noe større enn forventet og skyldes lavere produksjonen fra de modne oljefeltene. Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE-porteføljen var 482 kroner per fat, mot 380 kroner året før. Gjennomsnittlig oljepris regnet i US dollar var 79,38 per fat, 27 prosent høyere enn tilsvarende pris i 2009.

Øvrige inntekter, som i hovedsak er tariffinntekter fra Gassled, var i 2010 10,3 milliarder kroner og på samme nivå som året før.

Totale investeringer i 2010 var 19,5 milliarder kroner, mot 22,2 milliarder kroner i 2009. De største investeringene i 2010 var knyttet til Trollfeltet der høy boreaktivitet var den viktigste faktoren. Årsakene til redusert investeringsaktivitet totalt sett, er ferdigstilling av Gjøa/Vega forsterket av få nye igangsatte prosjekter i 2010.

Kostnader for drift av felt, rørledninger og landanlegg var 15,9 milliarder kroner, som er fire prosent høyere enn året før. Kostnader til drift av felt og anlegg utgjør om lag 70 prosent av kostnadene og dekker hele økningen på vel 0,5 milliarder kroner.

Kostnader knyttet til leteaktiviteter var 2,0 milliarder kroner, hvorav 0,8 milliarder kroner er balanseført som mulige og bekreftede funn og 1,2 milliarder kroner utgiftsført som tørre brønner. De tilsvarende kostnadene var 2,2 milliarder kroner i 2009, hvorav 1,1 milliarder kroner ble utgiftsført. I 2010 ble det ferdigstilt 12 letebrønner, sammenlignet med 23 i 2009. Det ble påvist hydrokarboner i 8 brønner og om lag 30 millioner fat o.e. Dette er en betydelig reduksjon fra året før, som endte på over 100 millioner fat nye o.e.

¹ Alle tall er etter regnskapsprinsippet

² Salg av egenprodusert olje, NGL og gass i 2010 var 1,088 millioner fat o.e. per dag mot 1,091 millioner fat o.e. i 2009

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)

Ved utgangen av 2010 bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 6 539 millioner fat o.e. Dette er 246 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2009. Petoro rapporterer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem med utgangspunkt i ressursklassene 1 – 3.

SDØE ble tilført 204 millioner fat o.e. i nye reserver i 2010. De største bidragene kom fra beslutningen om å bygge ut Valemonfunnet samt beslutning om lavtryksproduksjon på Kvitebjørn. Samtidig ble reservene på enkelte felt nedjustert, noe som førte til en netto reserveøkning på 187 millioner fat o.e. Dette inkluderer ikke korreksjoner av tidligere reserveanslag på 40 millioner fat o.e. som var resultat av avstemming mot offisielle produksjonstall fra Oljedirektoratet.

Netto reserveerstatningsgrad for 2010 ble dermed 37 prosent, mot minus 45 prosent for 2009. Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år har vært én prosent. Tilsvarende for perioden 2007 – 2009 var minus tre prosent.

BOKFØRTE EIENDELER OG EGENKAPITAL

Bokførte eiendeler var 207,4 milliarder kroner per 31. desember 2010. Eiendelene består i hovedsak av driftsmidler tilhørende feltinstallasjoner, rør og landanlegg samt kortsiktige kundefordringer.

Egenkapitalen var ved årets slutt 146,5 milliarder kroner. Langsiktig gjeld var 47,0 milliarder kroner, hvorav 45,2 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 13,9 milliarder kroner ved utløpet av 2010.

Ved utgangen av 2010 var Petoro rettighets- haver for statens andeler i 146 utvinnings- tillatelser 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.

STRATEGI FOR PETORO

Selskapet har i 2010 revidert strategien for virksomheten. Styret har i dette arbeidet konsentrert oppmerksomheten om verdi-

potensialet i SDØE-porteføljen og der Petoros påvirkingskraft er størst.

Den besluttede strategien er tredelt:

1. Realisere potensialet i og nær store modne felt
2. Helhetlig og tidsriktig videreutvikling av gassverdikjeden
3. Søke forretningsmuligheter i Vøring og Barentshavet sør

Strategien er spesielt rettet mot en aktiv rolle innenfor modne felt, både på grunn av deres verdi i porteføljen og som følge av tildels begrenset oppmerksomhet fra andre lisenspartnere i disse feltene.

Petoros innsats for å realisere potensialet i og nær store felt, vil bli rettet mot å øke utvinningen fra og forlenge levetiden på prioriterte installasjoner gjennom teknologivalg, effektive dreneringsmetoder og ferdigstilling av flere produksjonsbrønner per år. Selskapet vil også arbeide for å prioritere utvalgte installasjoner til feltentre og oppnå en tidsriktig innfasing av funn.

Utviklingen i det globale markedet for naturgass fremover og forståelsen av dette, vil ha stor betydning for mulighetene til å realisere verdipotensialet i porteføljen. Aktiviteter knyttet til å understøtte verdien i eksisterende kontraktsporetefølje, identifisere beste fremtidig avsetning og tilrettelegge for større fleksibilitet i gassverdikjeden, vil bli mer omfattende og være viktige arbeidsområder for Petoro fremover.

Barentshavet Sør og Vøring fremstår som de viktigste umodne områdene i porteføljen. Petoros innsats vil være å bidra til fortsatt leteaktivitet og modning av ressurser gjennom prioritering av leterigger, samtidig som det legges til rette for at utviklingen i områdene ivaretar eierens interesser.

For å gi kraft til den nye strategien, har selskapet endret organisasjonen med effekt fra februar 2011. Styret legger til grunn at dette vil danne et godt utgangspunkt for å realisere strategien og ivareta selskapsverdiene på en god måte.

PETOROS BIDRAG TIL MERVERDI

Petoro bidrar til å sikre verdier og å skape merverdi for SDØE. Resultater av selskapets arbeid vises innen et stort spekter av aktiviteter, eksempelvis analyser som påvirker viktige

beslutninger om investeringer innen feltet der Petoro er rettighetshaver.

Det foretas en årlig vurdering av resultatene av Petoros arbeid. I 2010 var innsending av plan for utbygging og drift av Valemonfeltet et av de viktigste prosjektene for Petoro. Selskapet bidro med sin kompetanse til å få frem den mest optimale økonomiske utviklingen av feltet.

VIRKSOMHETSOMRÅDENE I SDØE- PORTEFØLJEN

Ivaretagelsen av porteføljen var i 2010 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 forretningsområde.

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

Den totale produksjonen fra området var på 423 000 fat o.e. per dag, som er en økning på 14 prosent i forhold til 2009. Trollfeltet har bidratt betydelig både til væske- og gassproduksjonen fra området. Feltene GjØa og Vega kom som planlagt i produksjon mot slutten av året, og vil være en viktig bidragsyter volummessig i årene fremover.

Reserveøkningen for området var høy i 2010 og tilsvarte 117 millioner fat o.e. De største bidragene var knyttet til beslutning om utbygging av Valemonfeltet og lavtrykksproduksjon på Kvitebjørn.

Områdets kostnader til drift av felt og anlegg var 2,3 milliarder kroner i 2010, noe som er en liten økning i forhold til 2009. Økningen relaterer seg hovedsakelig til drift og vedlikehold på Trollfeltet, samt oppstart av GjØa i november 2010.

Investeringene i Trollområdet var 7,1 milliarder kroner i 2010. Dette er en betydelig reduksjon i forhold til 2009, noe som primært skyldes ferdigstillelse av GjØafeltet.

Petoro er opptatt av å sørge for optimal verdiskaping fra Trollfeltet gjennom å sikre god balanse mellom utviklingen av olje- og gassreservene. Dette er i tråd med harmoniseringsarbeidet som lenge har pågått i partnerskapet, der man ønsker å fastlegge en langsiktig plan for å øke oljeutvinningen fra

feltet, samt å tilrettelegge for maksimal verdiskaping fra gassen.

I tillegg til utbygging og ferdigstillelse av Valemon er tidsriktige beslutninger av funn på Visund og utbyggingsprosjekter i den sørlige Nordsjøen viktige for den langsiktige verdiskapingen for forretningsområdet.

Det ble boret to letebrønner i området i 2010, som begge viste seg å ikke være kommersielt drivverdige. Men selv om funn ikke er drivverdige eller brønnen er helt tørr kan det likevel kunne komme frem verdifull kunnskap om geologien i område.

Forretningsområdet Tampen/Oseberg omfatter 22 felt i produksjon og domineres av fire store felt: Gullfaks, Snorre, Oseberg og Grane.

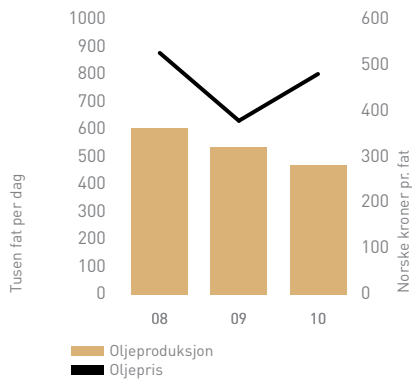
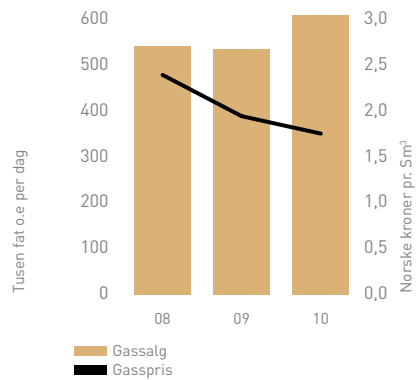
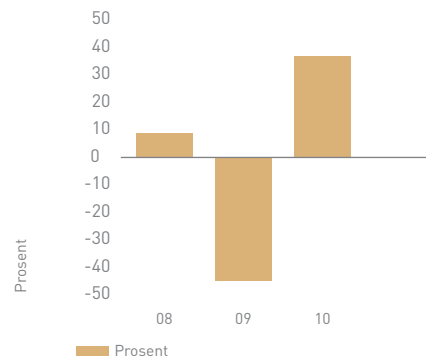
I 2010 var produksjonen fra området 254 000 fat o.e. per dag og ni prosent lavere enn året før. Av dette utgjorde væskeproduksjonen 78 prosent. De viktigste gassprodusentene var Gullfaks og Oseberg, og nivået på gassuttaket ble styrt av verdipotensialet i reinjeksjon av gass for økt oljeutvinning.

Områdets kostnader til drift av felt og anlegg var 6,1 milliarder kroner i 2010. Det er en oppgang på 0,8 mrd i forhold til 2009, noe som skyldes økte kostnader til brønnvedlikehold og kjøp av injeksjonsgass for Grane.

Investeringene i 2010 var 5,6 milliarder kroner og på 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 seks prosent av investeringene. Det var store forsinkelser i boring av nye brønner på Gullfaks grunnet operasjonelle problemer med flyteriggen. I tillegg ble alle boreoperasjoner på Gullfaks stoppet fra november 2010 etter den alvorlige hendelsen på en av brønnen på Gullfaks C. Mot slutten av året ble flere injeksjonsbrønner og produsenter også stengt ned grunnet injeksjonsproblemer. De ulike hendelsene på feltet siste år krever – som omtalt senere – også spesiell oppmerksomhet fra Petoros side i tiden framover.

Reserveøkningen for området i 2010 var god og tilsvarte 61 millioner fat o.e. som knytter seg i hovedsak til tiltak for økt oljeutvinning på Gullfaks.

Flere av de modne feltene i området har

OLJEPRODUKSJON/-PRIS

GASSALG/-PRIS

RESERVEERSTATNINGSGRAD


utfordringer med avtagende produksjon og økte kostnader per fat. Det er fortsatt store gjenværende reserver i de eksisterende feltene, og det arbeides med å få frem tiltak som for det første kan sikre utvinning av antatte reserver og i neste omgang øke utvinningsgraden, redusere kostnadene og sikre forlenget levetid på aldrende installasjoner. Tidsriktig innfasing av nye funn til den eksisterende infrastrukturen er viktig. Petoro har i 2010 prioritert arbeid på prosjektene Snorre 2040, med optimal langsiktig løsning og reservoarforståelse og videreutvikling av Gullfaks. Målsettingen for prosjektene er å sikre en optimal utvikling av de gjenværende reservene. På Oseberg er to riggoppgraderinger i gjennomføringsfasen. Det pågår arbeid med modning av flere funn, deriblant Hild, Vigdis Nord Øst og Katla.

Til tross for at Tampen/Oseberg er et modent område, er leteaktivitetene betydelig, særlig i nærheten av eksisterende felt. Til sammen syv lete- og avgrensingsbrønner ble ferdigstilt i 2010. Dette resulterte i fire funn, hvorav to funn planlegges utbygd. Tre avgrensingsbrønner ble boret i 2010, hvor to bekreftet volumene i Grevling-funnet. En testbrønn på Hildfeltet er ferdigstilt i 2010 og har gitt positive resultater.

Forretningsområdet Norskehavet/Barentshavet omfatter ni produserende felt på Hattenbanken, ett felt i Barentshavet samt 28 funn, hvorav 18 er under evaluering. Leteaktiviteten foregår både på dypt vann og i infrastrukturnære områder av Norskehavet, samt deler av Barentshavet.

Produksjon i 2010 kom i hovedsak fra feltene Åsgard, Ormen Lange, Heidrun, Draugen, Norne, Kristin og Snøhvit. I 2010 var produksjonen fra området 403 000 fat o.e. per dag, en reduksjon på om lag fem prosent sammenlignet med 2009. Den generelt synkende produksjonsutviklingen i 2010 ble delvis motvirket av første år med platåproduksjon for Ormen Lange.

Reservetilveksten i området for 2010 var 10 millioner fat o.e.

Områdets kostnader for drift av felt og anlegg var 5,1 milliarder kroner, på samme nivå som i 2009. Investeringene for området var totalt 5,1 milliarder kroner. Dette var lavere enn i 2009 og skyldes utsatte eller forsinkede prosjekter og boreaktivitet.

Den fallende produksjonstrenden på Heidrun har fortsatt i 2010. Petoro har sammen med ekstern konsulent igangsatt et prosjekt for å vurdere dreneringsstrategien på Heidrunfeltet.

Til tross for at det er gjennomført betydelige modifikasjoner på Melkøya av Snøhvits LNG-anlegg, oppstod det i desember nye problemer med kjøleanlegget med påfølgende stans.

Lavtrykkskompresjon for Kristin med tilknytning av Tyrihans ble gjennomført med Petoro som forhandlingsleder på Kristin.

Det ble ferdigstilt tre lete- og avgrensingsbrønner i området i 2010, hvorav to i Norskehavet og en i Barentshavet Sør. De to brønnene

i Norskehavet resulterte i funn, mens brønnen på Lunde-/Alke-prospektet i utvinnings-tillatelse 489 var tørr. Funnet på Fossekall-prospektet i utvinnings-tillatelse 128 var det mest positive og vil bli vurdert utbygget med oppkobling til Nornefeltet.

Petoro er største deltaker i interessentskapet Gassled som omfatter infrastruktur og terminaler for gass på eller i tilknytning til norsk sokkel. Den daglige driften ivaretas av Gassco. I 2010 var SDØEs inntekter fra Gassled 11,0 milliarder kroner, og investeringene og driftskostnadene var henholdsvis 1,5 og 2,0 milliarder kroner. Deltakerne i Gassled er opptatt av regularitet og anleggenes integritet for å sikre stabile gassleveranser til gass-kundene på det europeiske kontinentet og i Storbritannia.

Regulariteten ved Gassleds eksportpunkter til markedene var i 2010 på 98,78 prosent mot 99,60 prosent året før. Gassled har stor oppmerksomhet knyttet til driftskostnadsnivået, og Petoro er en pådriver for å oppnå lavere kostnader til ordinær drift. Et nytt forbedringsprogram er definert for perioden 2010–2014 med målsetting om ytterligere kostnadsreduksjoner. Programmet vil omfatte alle deler av transportsystemet med større vekt på risiko og regularitet.

Petoro deltar aktivt i planlegging av nye prosjekter for å påvirke valg av tekniske løsninger frem mot konseptvalg. En prioritert oppgave i 2010 var å sikre god gjennomføring av vedtatt modifikasjons- og oppgraderingsprosjekt på Kårstø-anleggene.

AVSETNING AV PRODUKTENE

All olje og NGL fra 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 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.

Energimarkedene har vært preget av en mer stabil utvikling i verdensøkonomien i forhold til situasjonen i 2009. Brent oljepris har styrket seg fra et nivå på 76,5 US dollar per fat i begynnelsen av året til nivå på 88 US dollar

per fat ved slutten av året. Dette resulterte i en gjennomsnittspris på 79 US dollar per fat. Endringene i oljepris i norske kroner ble noe høyere ettersom dollarkursen styrket seg gjennom året fra 5,78 kroner per US til 6,22 kroner per US.

En del av gassvolumet som selges i Europa, prissettes basert på markedets løpende gassprisnoteringer. Disse prisene reflekterer balansen mellom tilbud og etterspørsel. Etter fallende priser i første kvartal ble denne balansen styrket i løpet av 2010, og prisene økte til et nivå på 2,10 kroner per Sm³ i Storbritannia.

Årets gjennomsnittlige gasspris for porteføljen ble 1,76 kroner per Sm³ mot 1,95 kroner per Sm³ i 2009. Omlag 90 prosent av SDØEs gassproduksjon var ved inngangen av året solgt på langsiktige kontrakter, mens resten avsettes i det kortsiktige gassmarkedet. Gassprisene i de langsiktige kontraktene beregnes i hovedsak ut fra prisen på oljeprodukter og noteringer i gassmarkedet.

Utviklingen i oljepriser og fortsatt stor tilgang på gass i markedet det siste året har bidratt til å opprettholde en vesentlig differanse mellom de oljeindekserte kontraktsprisene og spotpriser for gass. Denne situasjonen har medført press på prisnivået i de langsiktige kontraktene.

Petoro vil arbeide for å sikre maksimal verdiskaping i gassporteføljen, herunder realisering av verdipotensialet i de langsiktige kontraktene. 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 leveransene.

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

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)

Resultatene innen helse, miljø og sikkerhet for anlegg i porteføljen har vist klar forbedring i 2010. Antall alvorlige hendelser per millioner arbeidstimer (AHF) ble 1,4 for 2010, sammenlignet med 2,7 i 2009. Dette er en svært positiv utvikling og er den laveste registrerte frekvensen i selskapets historie. Resultatet representerer til sammen 46 hendelser som er registrert som alvorlige, eller gjennomsnittlig

1,5 hendelse per installasjon inkludert i statistikken. Det har ikke vært noen dødsulykker i 2010, men det har vært hendelser som har hatt potensiale til storulykke. Spesielt gjelder det en hendelse ved boring av en brønn på Gullfaksfeltet, der barrierer ble brutt eller svekket. Denne hendelsen har fått stor oppmerksomhet i Petoro og har påvirket hvordan selskapet i fremtiden vil følge opp kritiske brønnoperasjoner. Hendelsen var også foranledning til at Statoil, høsten 2010, gjennomførte en studie som førte til at 20 injeksjons- og produksjonsbrønner ble midlertidig nedstengt av integritetsårsaker. Som en følge av dette ble i tillegg 30 produksjonsbrønner nedstengt for å sikre balansert trykkforhold i reservoaret.

Det har også registrert forbedring i frekvensen for personskade i 2010. Det er fremdeles fallende gjenstander og hendelser i forbindelse med kran- og løfteoperasjoner som dominerer statistikken.

Petoro deltok på ledelsesinspeksjoner for helse, miljø og sikkerhet på utvalgte felt og installasjoner i 2010. Selskapet innretter arbeider mot operatørene og industrien for øvrig for å oppnå reduksjon i antall personskader og alvorlige hendelser med langvarige virkninger.

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte i 2010 tilsyn av Petoro med utgangspunkt i styring av storulykkerisiko i et virksomhetsstyringsperspektiv. Rapport fra dette tilsynet var ikke mottatt ved årsskiftet.

Det har ikke vært registrert store utslipp av olje fra felt i porteføljen i 2010.

ATTRAKTIVT ARBEIDSMILJØ OG SPENNENDE OPPGAVER

Den enkelte ansatte i Petoro er avgjørende for selskapets leveranse og suksess, og styret legger vekt på at selskapet tilbyr 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 for å nå selskapets mål og den enkeltes mål og trivsel.

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 2010 var det 69 ansatte i Petoro, en økning på fire sammenlignet med utgangen av 2009. Det forventes ingen vesentlig økning av antall ansatte i 2011.

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 2010.

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. Selskapet reviderte i 2010 sin kompetansestrategi som bygger på kompetansebehov i lys av den nye selskapsstrategien.

SYKEFRAVÆR

Sykefraværet i 2010 var 3,76 prosent, en økning på nesten to prosent fra 2009. Økning i sykefraværet er forårsaket av høyere langtidsfravær. Sykefraværet på landsbasis var til sammenligning 7,6 prosent for 2009. Petoro har avtale om inkluderende arbeidsliv (IA), og legger vekt på tett oppfølging og dialog, samt tilrettelegger for at sykefraværet skal bli kortest mulig.

ETISKE RETNINGSLINJER

Hvert år er det en gjennomgang av etiske retningslinjer med alle ansatte i selskapet. Alle medarbeiderne har i 2010 signert selskapets etiske retningslinjer som omfatter forhold som taushetsplikt, mulige interessekonflikter og spørsmål knyttet til mottak av gaver og tjenester. Som et viktig tiltak mot korrupsjon, har de ansatte i sitt arbeid for selskapet ikke anledning til å ta imot godtgjørelse fra andre. Informasjonssystemer og data er sikret mot uautorisert tilgang.

Petoro har gjennom sin HMS-erklæring et felles mål om et godt psykisk og fysisk arbeidsmiljø for alle ansatte. Det aksepteres ikke handlinger og holdninger som er i konflikt med denne målsettingen. Styret oppfordrer selskapets ansatte til å ta opp etiske problemstillinger og melde fra dersom det oppdages brudd på reglene. Internrevisjonen er en uavhengig varslingskanal med rett og plikt til å rapportere videre til styret. Det er ikke registrert noen varslingsaker i 2010.

LIKESTILLING

Selskapets kvinneandel i 2010 var 33 prosent mot 35 prosent i 2009. Andel kvinner i selskapets styre og ledelse var henholdsvis 42 og 22 prosent, og på samme nivå som året før. Petoro legger vekt på likestilling mellom kjønnene når det gjelder mulighetene for faglig og personlig utvikling, lønn og avansement. Selskapet legger til rette for fleksibel tilpasning av arbeidstiden. Ved fastsettelse av lønn og 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.

MANGFOLD

Petoro har i 2010 ansatt medarbeidere med ulik kulturell og etnisk bakgrunn. Selskapet tilbyr språklig tilrettelegging ved nyrekruttering og det er gitt norskopplæring i 2010 ved tiltredelse.

Det er god fysisk tilgjengelighet i Petoros kontorer.

SAMFUNNSANSVAR/ YTRE MILJØ

Petoro har i 2010 arbeidet med elektrifisering av anlegg ved kraft fra land. Selskapet har fulgt opp dette temaet i prosjektene Åsgard kompresjon og Valemon, i tillegg til gjennom arbeidet som pågår på Snøhvit for å redusere CO₂ utslipp fra dagens LNG anlegg og et potensielt nytt LNG anlegg.

Petoro rapporterer i sin eksterne årsrapport utslipp til luft og vann fra porteføljen i et eget kapittel om ytre miljø basert på tall som innhentes fra operatørene. I redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse fremgår Petoros verdier og en nærmere beskrivelse av styringssystemet inkludert forretningssetiske retningslinjer, som også omhandler Petoros samfunnsansvar.

FORSKNING OG UTVIKLING

Det anslås at oljeselskapene bruker om lag 2,7 milliarder kroner hvert år på forskning og utvikling og leverandørindustrien om lag en milliard kroner. Gjennom sin deltakelse i utvinningstillatelsene bidrar Petoro til forskning og utvikling (FoU) gjennom å dekke sin andel av FoU-kostnadene i henhold til deltakerandel i utvinningstillatelsene, der midlene disponeres av de respektive operatørene. Dette utgjør over 500 millioner kroner årlig eller gjennomsnittlig 30 prosent av FoU-kostnader i de utvinningstillatelsene der Petoro er rettighetshaver.

I tillegg til ovennevnte FoU-innsats, er mye teknologit utvikling og -kvalifisering gjort direkte gjennom prosjekter og i daglig drift. Kostnadene er belastet som en del av utbyggingsprosjektene, for eksempel gjennom utbygging eller boring av brønner. Erfaringsmessig er kvalifisering og bruk av ny teknologi en stor utfordring for oljeindustrien, også på norsk sektor.

Petoro har gjennom flere år arbeidet for raskere anvendelse av teknologimuligheter. I 2010 har innsatsen vært spesielt knyttet til eget faglig arbeid og aktiv innsats for å få til beslutningen om pilotprosjekt for avansert vanninjeksjon på Heidrun.

Petoro har i 2010 også bidratt til valg av havbunnskompresjon på Åsgard, som det første feltet som tar i bruk slik teknologi. Dette er et resultat av fem års målrettet teknologit utvikling i interessentskapene på Åsgard og Ormen Lange.

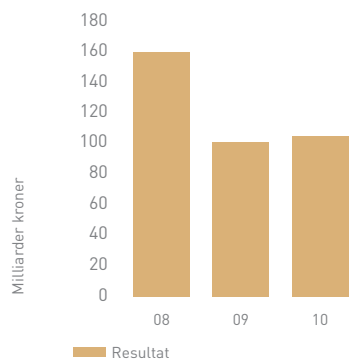
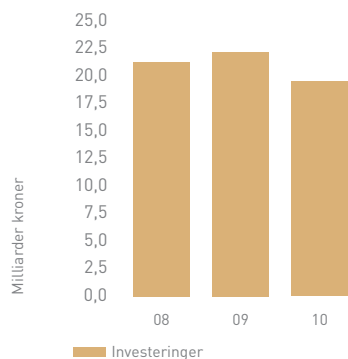
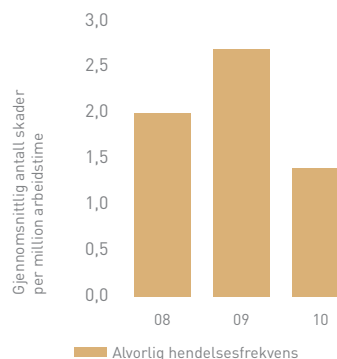
EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

Styret legger vekt på god eierstyring og selskapsledelse for å sikre at statens portefølje forvaltes på en måte som maksimerer den økonomiske verdiskapingen i et langsiktig perspektiv. Dette inkluderer oppfølging av tverrgående hensyn som bl.a. etikk, miljø og HMS slik det fremgår i St. meld. nr. 13 (2006-2007) «Et aktivt og langsiktig eierskap». Styringssystemet legger til grunn "Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse" innenfor det som er relevant for selskapets virksomhet og rammene som selskapets organisasjonsform og eierskap setter. Styringssystemet er videreutviklet i 2010 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 visjon og verdigrunnlag ble revidert i 2010 sammen med selskapets strategi. Verdigrunnlag og etikk er forankret i selskapets forretningssetiske retningslinjer.

STYRETS ARBEID

Styret har avholdt 11 møter i 2010. Det er etablert en møte- og arbeidsplan for styrets arbeid med vekt på behandling av strategi, mål, budsjetter og kvartalsresultater. Styret er kontinuerlig opptatt av total verdiskaping

RESULTAT

INVESTERINGER

ALVORLIG HENDELSESFREKVENS


av den samlede porteføljen, at staten får sin rettmessige andel og ikke belastes større del av kostnadene enn det som er berettiget. Som et sentralt virkemiddel i resultatoppfølgingen, benytter styret måling mot etablerte mål (balansert målstyring). Styret behandler store investeringsbeslutninger innenfor porteføljen, og følger opp og behandler den forretningsmessige virksomheten, inkludert overvåking av Statoils oppgaver under avsetningsinstruksen. I tillegg følger styret selskapets totale risikobilde. Styret sikrer at det er etablert kontrollsystemer, og at virksomheten drives i samsvar med selskapets verdigrunnlag og forretningssetiske retningslinjer. Instruksene gitt av styret for eget og administrerende direktørs arbeid inkluderer ivaretagelse av samfunnsansvar tilpasset selskapets oppgaver og mandat. Styret har valgt å organisere det forberedende arbeidet knyttet til kompensasjonsordninger i et underutvalg. Habilitet er et fast punkt på dagsorden i styremøtene, og eventuell inhabilitet medfører styremedlems fratreden i den aktuelle sak. Styret foretar en årlig vurdering av eget arbeid og benyttet i 2010 en ekstern person til å fasilitere denne egevalueringen.

Det enkelte styremedlem og styret som kollegium søker på ulike vis å styrke sin kompetanse. Dette skjer ved deltakelse på kurs og 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 styremedlemmer, samt styremedlemmer valgt av de ansatte i 2010, Line Geheb og Erik Aarrestad.

RISIKOSTYRING OG INTERNKONTROLL

Styret har i 2010 vurdert risikobildet med basis i den nye strategien. Det er identifisert kompensierende tiltak for de største risikoene. Petoro har mulighet for å påvirke gjennom tiltak innenfor de rammene selskapet disponerer. Det største reservemodningspotensialet for statens porteføljen er i de store, modne feltene der Statoil er den dominerende operatøren. De viktigste risikoene for Petoro fremover er knyttet til utvikling og utvinning fra de store, modne feltene, brønnintegritet og teknisk integritet knyttet til aldrende installasjoner på felt og i infrastruktur.

Operasjonelle risikoer håndteres i hovedsak inn mot det enkelte virksomhetsområdet på feltnivå og innenfor interessentskapene. Den største risikoen innenfor avsetningsområdet er risikoen for svakt gassmarked med volatile og lave priser. Statoil har identifisert kompensierende tiltak innenfor avsetningsinstruksen som følges opp som en del av Petoros overvåking av statens avsetning. Finansielle instrumenter som er benyttet for å sikre fremtidig gassalg, er relatert til terminkontrakter og salg for fremtidig levering og håndteres av Statoil gjennom avsetningsinstruksen.

Prinsipper for risikostyringen i Petoro bygger på et internasjonalt anerkjent rammeverk for internkontroll (COSO/ERM) og det interne miljøet i selskapet.

FREMTIDSUTSIKTER

Norsk sokkel er i betydelig endring og fremtiden for SDØE- porteføljen er avhengig av utviklingen av de modne oljefeltene og gassforretningen samt tilgang på nye leteområder. De senere års funn har vært små, og fortsatt drift av de store feltene er en forutsetning for lønnsom utvikling av mange små funn.

Økte reserver og ny teknologi har forlenget levetiden til flere store, modne felt. Men oljeproduksjonen faller raskere enn tidligere forventet. Samtidig har produksjonskostnadene økt betydelig. Det bores nå så få produksjonsbrønner at det kan bli vanskelig å realisere planlagt utvinning før feltene må stenges ned. Betydelig innsats er nødvendig fra selskaper så vel som fra myndighetene, for å oppnå nødvendig omstilling på modne felt. Styret understreker viktigheten av at Petoro arbeider med å sikre at operatørene og andre partnere prioriterer reservene, samt arbeid på og investeringer i de modne feltene på norsk sokkel.

Statoil er den dominerende aktøren 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 sokkelen og for SDØE.

Press på marginene synliggjør behovet for omstilling for å møte en utvikling 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 være en drivkraft på norsk sokkel og spille en viktig rolle i prosessen med å finne gode løsninger for disse utfordringene innenfor selskapets ressursramme fastlagt av eier.

Petoro har høye ambisjoner for sin rolle som partner og ivaretager av SDØE-porteføljen på norsk sokkel. Selskapet skal bidra til økt verdiskaping og prioriterer å arbeide med de områder der verdipotensialet og selskapets påvirkningskraft er størst. Dette oppnår Petoro gjennom målrettet bruk av tildelte midler til selvstendige studier og vurderinger, og til å støtte og utfordre operatørene. I forretningsmessige saker må Petoro ivareta statens

interesser i konkurranse med andre selskapers prioriteringer. Gjennom en målrettet oppbygging av egen kompetanse og kapasitet samt god prioritering fyller Petoro denne rollen. Styret mener at endret organisasjonsstruktur vil bidra til større oppmerksomhet inn mot den nye strategien og gi handlekraft for organisasjonen.

Styret er opptatt av miljøutfordringene på norsk sokkel og hva disse utfordringene vil bety for utviklingen av porteføljen. Det er stor usikkerhet knyttet til hvilke klimapolitiske virkemidler som vil bli tatt i bruk overfor sektoren og hvilke konsekvenser dette vil få for SDØE-porteføljen.

Styret forventer stabil, høy oljepris i 2011. Økt etterspørsel etter olje som følge av bedring i verdensøkonomien, er hovedårsaken til den forventede styrkingen. I tillegg bidrar usikkerhet knyttet til den politiske utviklingen i flere av landene i Nord-Afrika og Midt-Østen til å styrke oljeprisen. Det forventes ingen økning i produksjonen fra SDØEs portefølje de kommende år, men en ytterligere vridning fra olje til gass.

Strukturelle endringer i gassmarkedene har ført til reduksjon i prisnivået for gass i forhold til olje. Styret forventer likevel en gradvis styrking av markedsbalansen for gass i Europa de nærmeste årene. Det er imidlertid knyttet betydelig usikkerhet til denne utviklingen. Et viktig usikkerhetsmoment er utviklingen i verdensøkonomien. I tillegg fører pågående diskusjoner innenfor EU på det energi- og klimapolitiske området til økt usikkerhet når det gjelder gassens rolle i fremtidens energibilde.

PETORO AS – AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRFORHOLD

Selskapets aksjekapital var 10 millioner kroner per 31. desember 2010, fordelt på 10 tusen aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energi-departementet, er eiere av selskapets aksjer. Petoros forretningskontor er i Stavanger.

PETORO AS – ÅRSRESULTAT OG DISPONERINGER

Petoros forvaltning av porteføljen er underlagt regelverket for økonomiforvaltning i staten. Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra porteføljen holdes atskilt fra driften av selskapet. Kontantstrømmen 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 forpliktelsene selskapet pådrar seg ved kontrakt eller på annen måte. Bevilgning fra staten i 2010 var 260 millioner kroner, mot 252 millioner året før. Bevilgede midler inkluderer merverdiavgift, slik at disponibelt beløp var 208,0 millioner kroner i 2010 og 201,6 millioner for 2009. Regnskapsførte inntekter, inkludert finansinntekter for 2010, var 216,6 millioner kroner, mot 208,1 millioner for 2009.

Årets driftskostnader var 216,5 millioner kroner, mot 207,2 millioner i 2009. 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 del av selskapets driftskostnader. Selskapets lønnskostnader er på nivå med fjoråret. Kostnader relatert til ikt-tjenester og regnskapstjenester er mindre i 2010 sammenlignet med 2009.

Dette er et resultat av færre ikt-prosjekter og effektivisering av regnskapstjenester. Selskapet har gjennomført dybdestudier på prioriterte felt, og til dette arbeidet er det kjøpt eksterne tjenester, noe som vises igjen i økte kostnader knyttet til tekniske studier og spisskompetanse. Styret har i 2010 hatt oppmerksomhet rettet mot selskapets totale ressursituasjon og prioriterte satsingsområder og har foretatt en forsiktig styrking av egne ressurser innenfor kritiske fagdisipliner. Videre ressursbruk rettet mot modne felt og kritiske aktiviteter vil prioriteres, men begrenses innenfor tilgjengelige disponible midler.

Årsresultatet viser et underskudd på 0,4 millioner kroner etter netto finansinntekter. Styret foreslår at underskuddet dekkes av annen egenkapital. Selskapet har god egenkapital og er lite eksponert for finansiell risiko. Selskapets frie egenkapital per 31. desember 2010 var 24,1 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, 18. februar 2011



Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per Arvid Schøyen
Styremedlem



Mari Thjømøe
Styremedlem



Erik Aarrestad
Styremedlem,
valgt av ansatte



Line Geheb
Styremedlem,
valgt av ansatte



Kjell Pedersen
Administrerende
direktør



TALLENE FOR 2010

ÅRSREGNSKAP SDØE OG PETORO AS

—
SDØE
Petoro AS

Side 44
Side 66

INNHold

Regnskap SDØE

- 45 SDØE Bevilgningsregnskap i kontantstørrelser
- 46 SDØE Kapitalregnskap i kontantstørrelser
- 47 SDØE Resultatregnskap
- 48 SDØE Balanse per 31. desember
- 49 SDØE Kontantstrømoppstilling

Noter SDØE

- 52 Note 1 Overdragelse og endring av eierandeler
- 53 Note 2 Spesifikasjon av anleggsmidler
- 53 Note 3 Spesifikasjon av driftsinntekter per område
- 54 Note 4 Spesifikasjon av driftsinntekter per produkt
- 54 Note 5 Spesifikasjon av andre driftskostnader per område
- 54 Note 6 Renter
- 54 Note 7 Netto finansposter
- 54 Note 8 Statens petroleumsforsikring
- 55 Note 9 Nærstående parter
- 55 Note 10 Kundefordringer
- 55 Note 11 Investeringer i tilknyttet selskap
- 56 Note 12 Nedstengning/fjerning
- 56 Note 13 Annen langsiktig gjeld
- 56 Note 14 Annen kortsiktig gjeld
- 56 Note 15 Finansielle instrumenter og risikostyring
- 57 Note 16 Leieavtaler/kontraktsforpliktelser
- 58 Note 17 Andre forpliktelser
- 58 Note 18 Vesentlige estimater
- 58 Note 19 Egenkapital
- 59 Note 20 Revisor
- 59 Note 21 Forventede gjenværende olje- og gassreserver
- 60 Note 22 Statens deltakerandeler

Revisor

- 65 Revisors beretning

Regnskap Petoro AS

- 66 Petoro AS Resultatregnskap
- 67 Petoro AS Balanse
- 68 Petoro AS Kontantstrømoppstilling

Noter Petoro AS

- 69 Note 1 Tilskudd og andre inntekter
- 69 Note 2 Utsatt inntekt
- 70 Note 3 Lønnskostnad, antall ansatte, godtgjørelser mm
- 70 Note 4 Vårige driftsmidler
- 71 Note 5 Finansposter
- 71 Note 6 Andre fordringer
- 71 Note 7 Bankinnskudd
- 71 Note 8 Aksjekapital og aksjonærinformasjon
- 71 Note 9 Egenkapital
- 72 Note 10 Pensjonskostnader, - midler og - forpliktelser
- 72 Note 11 Annen kortsiktig gjeld
- 72 Note 12 Godtgjørelse til revisor
- 73 Note 13 Forretningsføreravtaler
- 73 Note 14 Leieavtaler
- 73 Note 15 Vesentlige avtaler
- 73 Note 16 Nærstående parter

Revisor

- 74 Revisors beretning

SDØE BEVILGNINGSREGNSKAP I KONTANTSTØRRELSER

Alle tall i hele kroner	2010
Investeringer	18 470 068 654,60
Totale utgifter	18 470 068 654,60
Driftsinntekter	-156 745 936 050,58
Driftsutgifter	32 477 387 917,19
Lete- og feltutviklingsutgifter	1 764 538 192,92
Avskrivninger	15 719 890 320,81
Renter	6,526,390,746,60
Driftsresultat	-100 257 728 873,06
Avskrivninger	-15 719 890 320,81
Overføring fra Statens petroleumsforsikringsfond	-737 848 759,20
Renter fast kapital	-6 527 677 002,00
Renter mellomregnskapet	1 286 255,40
Totale inntekter	-123 241 858 699,67
Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE)	-104 771 790 045,07

SDØE KAPITALREGNSKAP I KONTANTSTØRRELSER

Alle tall i hele kroner	NOK	NOK	NOK
Mellomregning staten 31.12.2010			680 224 333,24
Realinvestering før nedskrivning		153 772 124 729,96	
Nedskrivning		146 996 639,83	
Konto for realinvestering		153 919 121 369,79	153 919 121 369,9
Sum			154 599 345 703,03
Mellomregning staten 1.1.2010		519 915 771,65	
Totale utgifter	18 470 068 654,60		
Totale inntekter	-123 241 858 699,67		
Kontantstrøm	-104 771 790 045,07	-104 771 790 045,07	
Netto overført staten		103 571 649 940,18	
Mellomregning staten 31.12.2010		-680 224 333,24	-680 224 333,24
Fast kapital 1.1.2010		-151 021 946 396,17	
Årets investering		-18 470 068 654,60	
Årets avskrivning		15 719 890 320,81	
Nedskrivning		-146 996 639,83	
Fast kapital 31.12.2010		-153 919 121 369,79	-153 919 121 369,79
Sum			-154 599 345 703,03

Stavanger, 18. februar 2011



Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per Arvid Schøyen
Styremedlem



Mari Thjømøe
Styremedlem



Erik Aarrestad
Styremedlem, valgt av ansatte



Line Geheb
Styremedlem, valgt av ansatte



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

SDØE RESULTATREGNSKAP

Alle tall i millioner kroner	Note	2010	2009	2008
DRIFTSINNETEKTER				
Driftsinntekter	3, 4, 8, 9, 11	159 270	154 186	214 585
Sum driftsinntekter		159 270	154 186	214 585
DRIFTSKOSTNADER				
Letekostnader		1 192	1 084	1 536
Avskrivninger og nedskrivninger	2	18 056	18 970	17 915
Andre driftskostnader	5, 8, 9, 10	32 797	30 167	37 292
Sum driftskostnader		52 045	50 222	56 742
Driftsresultat		107 225	103 964	157 843
FINANSPOSTER				
Finansinntekter		6 003	4 642	9 851
Finanskostnader	12	7 849	7 944	7 788
Netto finansposter	7	-1 846	-3 302	2 063
Årsresultat	19	105 379	100 662	159 906

SDØE BALANSE PER 31. DESEMBER

Alle tall i millioner kroner	Note	2010	2009	2008
Immaterielle eiendeler	2	800	742	1 404
Varige driftsmidler	1, 2, 18, 22	179 953	172 304	168 666
Finansielle anleggsmidler	2, 11	1 382	908	4
Anleggsmidler		182 136	173 954	170 075
Lager		2 074	1 270	951
Kundefordringer	9, 10	23 102	16 700	29 207
Bankinnskudd		81	127	154
Omløpsmidler		25 257	18 097	30 311
Sum eiendeler		207 392	192 051	200 385
Egenkapital per 1.1		144 649	141 781	136 998
Betalt fra/(til) Staten i året		-103 572	-96 992	-155 420
Årets resultat		105 379	100 662	159 906
Egenkapitaljustering*		0	-802	297
Egenkapital	19	146 456	144 649	141 781
Langsiktige fjerningsforpliktelser	12, 18	45 186	37 313	36 576
Annen langsiktig gjeld	13	1 827	1 724	1 858
Langsiktig gjeld		47 012	39 037	38 434
Leverandørgjeld		1 920	1 493	2 790
Annen kortsiktig gjeld	9, 14, 15	12 003	6 872	17 381
Kortsiktig gjeld		13 924	8 364	20 170
Sum egenkapital og gjeld		207 392	192 051	200 385

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

Stavanger, 18. februar 2011


Gunnar Berge
Styreleder


Hilde Myrberg
Nestleder


Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem


Per Arvid Schøyen
Styremedlem


Mari Thjømøe
Styremedlem


Erik Aarrestad
Styremedlem, valgt av ansatte


Line Geheb
Styremedlem, valgt av ansatte


Kjell Pedersen
Administrerende direktør

SDØE KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i millioner kroner	2010	2009	2008
KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER			
Innbetalinger fra driften	157 311	156 123	217 350
Utbetalinger fra driften	-34 060	-36 074	-41 800
Netto rentebetalinger	41	1	-2
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	123 210	120 050	175 548
KONTANTSTRØM INVESTERINGSAKTIVITETER			
Investeringer	-18 443	-23 592	-19 948
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-18 443	-23 592	-19 948
KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Endring arbeidskapital i lisensene	-1 740	20	987
Endring over/under call i lisensene	498	487	-1 164
Netto overført til staten	-103 572	-96 992	-155 420
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	-104 814	-96 485	-155 596
Økning beholdning bankkonto DA-selskap	-46	-27	-4

SDØE NOTER (REGNSKAPSLOVEN)

GENERELT

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 kontinentalsokkel (SDØE) og virksomhet i tilknytning til dette. Selskapets overordnede mål er å skape størst mulig økonomiske verdier fra porteføljen.

Petoro var per 31. desember 2010 rettighetshaver for statens andeler i 146 utvinningstillatelser og 14 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også interessene i Mongstad Terminal DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norsea Gas AS og Norpipe Oil AS. Selskapet har rettigheter og plikter som andre rettighetshavere, og ivaretar statens direkte økonomiske interesser på norsk sokkel på et forretningsmessig grunnlag. Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra utvinningstillatelser og interessentskap holdes atskilt fra driften av selskapet. Kontantstrømmer fra porteføljen overføres til statens egne konti i Norges Bank. Selskapet avlegger særskilt årsregnskap for SDØE med oversikt over de 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 normalt 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 Norsea 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) blir 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.

Funksjonell valuta er norske kroner.

Prinsipper for inntektsføring

Selskapet inntektsfører produksjon av olje, NGL og gass basert på salgsmetoden. Salgsmetoden innebærer at salget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kunden.

Inntekter fra eierandeler i transport og prosesseringsanlegg blir inntektsført når tjenesten er levert.

Gassbytte- og gasslåneavtaler hvor oppgjør skjer i form av tilbakelevering av volum periodiseres som en hovedregel etter salgsmetoden. 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 antatt nåverdi av fremtidig salgpris.

Kjøp av tredjepartsgass for videresalg bruttoføres som driftskostnader. Tilhørende inntekt inngår i driftsinntekter.

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.

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 letetekostnader, driftskostnader og utbyggingskostnader i interessentskapet.

Undersøkelles- og utbyggingskostnader

Petoro bruker "successful efforts" metoden for å regnskapsføre undersøkelles- 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 der det ikke er tilstrekkelig fremdrift kostnadsføres.

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

Varige driftsmidler

Varige driftsmidler og investeringer regnskapsføres til historisk anskaffelseskost med fradrag for planmessige avskrivninger. Anlegg under utførelse vurderes til anskaffelseskost.

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

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

Ordinære avskrivninger på olje- og gassproduserende anlegg beregnes for hvert enkelt felt og feltdedikert transport-system etter produksjonsenhetmetoden. 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 2010 utgjør denne reservejusteringen 70,5 prosent av forventede gjenværende

oljereserver, mens tilsvarende for gassfelt utgjør 80,0 prosent. Reserveanslagene revideres årlig og eventuelle endringer påvirker kun fremtidige avskrivningskostnader.

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

Andre eiendeler avskrives lineært over økonomisk levetid.

Immaterielle eiendeler

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

Nedskrivning

Ved hver regnskapsavleggelse testes varige driftsmidler og immaterielle eiendeler for nedskrivning dersom det er indikasjoner på verdifall. Olje- og gassfelt eller -installasjoner anses normalt som separate vurderingsenheter for nedskrivning. Dersom gjenvinnbart beløp er lavere enn bokført verdi, og verdifallet ikke forventes å være forbigående er det foretatt nedskrivning til gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er normalt selskapets estimerte bruksverdi, beregnet ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. Fremtidige forventede kontantstrømmer neddiskonteres ved bruk av diskonteringsrente basert på selskapets kalkulatoriske kapitalkostnad (WACC).

Dersom vurderingen tilsier at eiendelens verdi er forringet, blir eiendelen nedskrevet til gjenvinnbart beløp, som er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket salgskostnader og eiendelens bruksverdi.

Nedskrivning reverseres dersom vilkåret for nedskrivning ikke lengre er til stede.

Vedlikeholdskostnader

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

Nedstengings- og fjerningskostnader

I henhold til konsesjonsvilkårene kan myndighetene pålegge rettighetshaverne å fjerne anleggene til havs ved driftsperiodens utløp. Estimert virkelig verdi av forpliktelser til nedstenging og fjerning 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 nedstenging og 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.

Endring av forpliktelse som skyldes tidsverdi, effekten av at fjerningstidspunkt er kommet et år nærmere i tid, regnskapsføres som en finanskostnad.

Lagerbeholdninger

Lager av reservedeler og driftsmateriell vurderes til det laveste av kostpris, etter FIFO prinsippet, og netto salgsverdi. 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 operatørens 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. Balansført 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 i Norge. SDØE er registrert i merverdiavgiftsmanntallet i Norge. SDØEs salg av virksomhetens olje- og gassprodukter finner i all hovedsak sted utenfor merverdiavgiftslovens geografiske virkeområde (sokkel og eksport). SDØE fakturerer dette salget avgiftsfritt til kjøper. Samtidig har SDØE fradrag for eventuell inngående merverdiavgift på fakturerte kostnader som er relevante for virksomheten.

Finansielle instrumenter

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

Finansielle instrumenter verdsettes til markedsverdi på balansedagen. Urealiserte tap knyttet til finansielle instrumenter kostnadsføres. Urealiserte gevinster blir inntektsført når alle følgende kriterier oppfylles; instrumentet er klassifisert som omløpsmiddel; inngår i en handelsportefølje med henblikk på videresalg; omsettes på børs, autorisert markedsplass 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. Eliminering foretas der det er juridiske rettigheter til motregning av urealiserte tap og vinning eller der det er betalt og balansført depositum/marginer som samsvarer med

derivatens markedsverdi. Finansielle instrumenter som ikke er omløpsmiddel følger vurderingsreglene for anleggsmidler.

Betingede forpliktelser

Sannsynlige og kvantifiserbare tap kostnadsføres.

NOTE 1

OVERDRAGELSE OG ENDRING AV EIERANDELER

I 2010 ble det tildelt 11 utvinningstillatelser med SDØE deltakelse. Deltakerandeler i disse utvinningstillatelser ble formelt tildelt av Olje- og energidepartementet i forbindelse med Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2009 (TFO 2009), 19. januar 2010.

I 2010 har følgende utvinningstillatelser blitt tilbakelevert:

- Utvinningstillatelse PL 448 B ble tilbakelevert med virkning fra 15. september 2010.
- Utvinningstillatelse PL 461 ble tilbakelevert med virkning fra 01. mars 2010.
- Utvinningstillatelse PL 487 S ble tilbakelevert med virkning fra 01. mars 2010.

Fra og med 1. juni 2010 er Gjøa gassrør innlemmet i Gassled. I forbindelse med dette ble SDØEs eierandel i Gassled endret fra 38,459 % til 38,435 %.

I 2010 inngikk Petoro avtale om kjøp av andeler i utvinningstillatelse 158 fra A/S Norske Shell og Chevron. Transaksjonene er, sammen med avtalen inngått i 2009 med Statoil om overdragelse av andel i samme utvinningstillatelse, godkjent av myndighetene. Petoro innehar per 1.1.2011 en andel på 47,88 % i utvinningstillatelse 158 i Norskehavet som omfatter en del av Hasselmus-funnet. Petoro har i 2010 solgt en 30 % andel i utvinningstillatelsene 043 CS og 043 DS til Total E&P Norge. Disse tillatelsene ble fradelt fra henholdsvis 043 og 043 BS i 2010. Utvinningstillatelsene omfatter den norske delen av feltet Islay.

NOTE 2 SPESIFIKASJON AV ANLEGGSMIDLER

Alle tall i millioner kroner	Historisk anskaffelseskost per 1.1.2010	Akkumulert avskrivning 1.1.2010	Tilgang 2010	Nedskrivning 2010	Avgang* 2010	Overføringer 2010	Avskrivning 2010	Bokført per 31.12.2010
Felt under utvikling	8 315	0	3 045	0	0	-10 966	0	394
Felt i drift	341 220	-212 491	21 134	-9	0	11 135	-16 567	144 421
Rørledninger og landanlegg	57 876	-25 458	1 333	0	0	0	-1 706	32 045
Balanseførte leteteknisknader	2 842	0	888	0	-468	-169	0	3 092
Sum varige driftsmidler	410 253	-237 950	26 399	-9	-468	0	-18 273	179 953
Immaterielle eiendeler	762	-20	90	0	0	0	-32	800
Finansielle anleggsmidler	908	0	291	183	0	0	0	1 382
Sum anleggsmidler (NGAAP)	411 923	-237 969	26 781	174	-468	0	-18 305	182 136
Omregning til kontante størrelser	-44 039	21 107	-8 311	-27	468	0	2 586	-28 216
Sum anleggsmidler kontantprinsippet	367 884	-216 862	18 470	147	0	0	-15 720	153 920

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

Årets nedskrivning av felt i drift er en nedskrivning av utvinningslisensen Jotun som er basert på en beregnet negativ nåverdi som følge av økte fjerningskostnader og forventet redusert produksjon.

Anleggsmidlene på Snøhvit inkluderer balanseføring av 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 800 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 25 år. I tillegg er et mindre beløp på Åsgard Transport inkludert.

Finansielle anleggsmidler på 1 382 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 som fra og med 2009 er 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).
- Aksjepost i Norsea Gas AS med bokført verdi på 3,98 millioner kroner og en aksjepost i Norpipe Oil AS.

NOTE 3 SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER PER OMRÅDE

Alle tall i millioner kroner	2010	2009	2008
Troll	52 970	47 101	64 574
Tampen/Oseberg	40 638	37 348	60 892
Norskehavet og Barentshavet	50 067	53 193	66 047
Gassled og annen infrastruktur	12 528	13 378	11 310
Netto overskuddsavtaler	876	770	2 222
Øvrige inntekter	6 566	6 975	13 774
Eliminering interne tariffinntekter	-4 375	-4 579	-4 235
Sum driftsinntekter	159 270	154 186	214 585

NOTE 4 | SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER PER PRODUKT

Alle tall i millioner kroner	2010	2009	2008
Råolje, NGL og kondensat	81 019	73 676	112 753
Gass	67 964	70 284	89 999
Transport- og prosesseringsinntekter	8 989	9 557	8 962
Andre inntekter	422	-102	648
Netto overskuddsavtaler	876	770	2 222
Sum driftsinntekter	159 270	154 186	214 585

All olje, NGL og kondensat fra SDØE selges til Statoil og all gass avsettes av Statoil for SDØEs regning og risiko. Gassen blir i all hovedsak solgt til kunder i Europa og de to største kundene kjøper til sammen i overkant av 30 prosent av årlige volumer på langtidskontrakter.

NOTE 5 | SPESIFIKASJON AV ANDRE DRIFTSKOSTNADER PER OMRÅDE

Alle tall i millioner kroner	2010	2009	2008
Troll	8 185	7 257	7 933
Tampen/Oseberg	8 621	7 948	9 396
Norskehavet og Barentshavet	10 361	11 202	9 987
Gassled og annen infrastruktur	2 274	2 678	1 664
Øvrige driftsutgifter	7 731	5 662	12 547
Eliminering interne tariffkostnader	-4 375	-4 579	-4 235
Sum driftskostnader	32 797	30 167	37 292

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 2010 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 2010 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	2010	2009	2008
Renteinntekter	4	20	28
Andre finansinntekter	101	42	64
Valutagevinst	5 898	4 580	9 758
Valutatap	-6 123	-6 430	-6 298
Rentekostnader	-151	-99	-240
Renter på fjerningsforpliktelse	-1 575	-1 414	-1 250
Netto finansposter	-1 846	-3 302	2 063

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.

Statens petroleumsforsikringsfond er avviklet med virkning fra 1.1.2011. Staten vil fremdeles være selvassurandør for SDØE-porteføljen og utbetalinger til tredjepart i skadesaker knyttet til statens økonomiske ansvar som selvassurandør for SDØE vil bli dekket innenfor SDØEs øvrige virksomhet.

NOTE 9 NÆRSTÅENDE PARTER

Staten ved Olje- og energidepartementet eier 67 prosent av 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 81,0 milliarder kroner (tilsvarende 175 millioner fat o.e.) i 2010 mot 73,7 milliarder kroner (202 millioner fat o.e.) i 2009.

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 2010 solgte staten tørrgass direkte til Statoil som kjøper til en verdi av 363 millioner kroner mot 271 millioner i 2009. Staten har dekket sin relative andel av Statoils kostnader forbundet med transport, lagring og prosessering av tørrgass, for kjøp av tørrgass for videresalg samt gassalgsadministrasjon som i sum beløper seg til 18 milliarder kroner i 2010 mot 16 milliarder i 2009. Kostnader forbundet med virksomheten i USA kommer i tillegg. Mellomværende med Statoil var 10,2 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.

Selskapet 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 markedsføringsselskap for avsetning av gass i det amerikanske markedet. SDØE deltar i SNG under avsetningsinstruksen i aktiviteter knyttet til avsetning av statens LNG fra Snøhvit. Nedskrivning foretatt i 2009 på bakgrunn av indikasjoner om lavere priser på gass og lavere utnyttelse av terminalen er reversert i 2010. Ny nedskrivningstest er foretatt i 4. kvartal med basis i ny informasjon som konkluderer med at det ikke lenger er grunnlag for nedskrivning.

I tillegg til SNG er aksjeposter i Norse Gas AS og Norpipe Oil AS inkludert i tabellen på neste side.

Alle tall i millioner kroner	2010	2009
IB finansielle anleggsmidler (justert andel)	908	1003
Inntektsført årets resultat før nedskrivning	291	88
Nedskrivning	183	-183
UB Finansielle anleggsmidler	1382	908

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. Fjernings-tidspunkt 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 forpliktelser utover lengste forfall på statsobligasjoner benyttes ekstrapolert rente avledet fra utenlandske renter.

Estimatet for fjerningskostnader er oppjustert med 5,3 milliarder kroner som følge av endring i framtidige estimerte kostnader fra operatør og endring av tidspunkt for nedstenging. Økningen skyldes i hovedsak økte estimater for plugging og nedstengning av brønner. Fjerningsestimatene inkluderer driftskostnader for rigger og andre fartøy som er nødvendige for komplekse fjerningsoperasjoner. Lavere diskonteringsrente gir en økning i forpliktelsen på 360 millioner kroner.

Alle tall i millioner kroner	2010	2009	2008
Forpliktelse per 1.1	37 313	36 554	27 465
Nye forpliktelser	775	95	0
Faktisk fjerning	-107	-150	-492
Endrede estimat	5 269	1 804	4 594
Endrede diskonteringsrenter	360	-2 403	3 737
Rentekostnad	1 575	1 414	1 250
Forpliktelse per 31.12	45 186	37 313	36 554

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 1 384 millioner kroner. Av dette kommer 133 millioner kroner til utbetaling i 2011 og 460 millioner skal betales de påfølgende fire år. Restbeløpet på 791 millioner kroner skal betales etter år 2015.

Annen langsiktig gjeld er på 443 millioner kroner, av dette forfaller til betaling etter 5 år fra balansedagen 226 millioner kroner.

NOTE 14 ANNEN KORTSIKTIG GJELD

Annen kortsiktig gjeld som forfaller i løpet av 2011 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

Det benyttes kun i begrenset grad avledede finansielle instrumenter (derivater) for å styre risiko i SDØE-porteføljen. Dette skyldes hovedsakelig at SDØE er eid av Den norske stat og derfor 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. Markedsverdi av de finansielle instrumentene var 365 millioner kroner i eiendeler og 2 509 millioner kroner i forpliktelser per 31. desember 2010. Tilsvarende tall ved utgangen av 2009 var 2 189 millioner kroner i eiendeler og 696 millioner kroner i forpliktelser. Tallene inkluderer markedsverdi av ikke børsnoterte instrumenter. Videre er langsiktige kontrakter med derivater til sluttbrukerkunder på kontinentet som inneholder urealisert tap inkludert i tallene over. Urealisert tap for trading porteføljen er betydelig høyere enn urealisert gevinst.

Prisrisiko

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

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 2010 er i stor grad knyttet til én måneds utestående inntekt.

Renterisiko

SDØE er eksponert mot renterisiko primært gjennom finansielle leasingkontrakter. Selskapet har en økonomisk forpliktelse sammen med Statoil tilknyttet leasingkontrakter for LNG skip under avsetningsinstruksen. SDØE har ingen annen rentebærende gjeld som er eksponert for endringer i rentenivået.

Kredittrisiko

SDØEs omsetning skjer mot et begrenset antall motparter hvorav all olje, NGL og kondensat selges til Statoil. Under avsetningsinstruksen kjøpes finansielle instrumenter for SDØEs virksomhet av 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
2011	5 959	1 531
2012	4 137	1 386
2013	3 900	1 262
2014	2 548	1 234
2015	1 575	1 210
Deretter	4 432	9 312

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.

Andre forpliktelser

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 15 brønner med en forventet kostnad for SDØE på 1,1 milliard kroner, hvorav 482 millioner kroner forventes å påløpe i 2011.

Selskapet har også inngått kontraktmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til 1,7 milliarder kroner for 2011 og 5,5 milliarder kroner for senere perioder, totalt 7,2 milliarder kroner. Totalt for 2011 er SDØE gjennom godkjente budsjetter og arbeidsprogram forpliktet til kommende års drift- og investeringskostnader på samme nivå som for 2010. De nevnte forpliktelser for 2011 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 porteføljen for 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.

Utgifter til boring av letebrønner balanseføres midlertidig i påvente av vurdering av om det er gjort funn av olje- eller gassreserver. Vurderinger knyttet til hvorvidt disse kostnadene skal forbli balanseførte eller nedskrives i perioden vil påvirke periodens resultat.

I SDØE-porteføljen er det gjort betydelige investeringer i varige driftsmidler. Ved hver regnskapsavleggelse testes disse for nedskrivning dersom det er indikasjoner på verdifall. Vurderinger av hvorvidt en eiendel må nedskrives bygger i stor grad på skjønnsmessige vurderinger og forutsetninger om fremtiden.

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	2010	2009	2008
Egenkapital per 1.1	144 649	141 781	136 998
Årets resultat	105 379	100 662	159 906
Kontantoverføring til staten	-103 572	-96 992	-155 420
Poster ført direkte mot egenkapitalen		-684	
Omregningsdifferanser		-118	297
Egenkapital per 31.12	146 456	144 649	141 781

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 i 2009 gjelder avvikling av Etanor DA ved overføring til Gassled.

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 GJENVÆRENDE OLJE- OG GASSRESERVER

Olje* mill fat, Gass mrd Sm ³	2010		2009		2008	
	olje	gass	olje	gass	olje	gass
Forventede reserver per 1.1	1 511	839	1 703	898	1 886	930
Korreksjoner av tidligere år**	-2	-6				
Endring av anslag	-4	3	-83	-34	-26	-0,4
Utvidelser og funn	16	8			1	0,3
Forbedret utvinning	48	9	87	5	64	-0,4
Kjøp av reserver						
Salg av reserver						
Produksjon	-172	-35	-196	-31	-222	-31
Forventede reserver per 31.12	1 397	817	1 511	839	1 703	898

* Olje inkluderer NGL og kondensat

** Korreksjon pga avstemming mot offisielle produksjonstall fra Oljedirektoratet

Det er i 2010 foretatt en avstemming mot offisielle produksjonstall fra Oljedirektoratet. Dette har resultert i at reserveanslag fra tidligere år er korrigert ned med 40 millioner fat o.e.

SDØE ble tilført 204 millioner fat o.e. i nye reserver i 2010. De største bidragene kom fra beslutningen om å bygge ut Valemon-funnet samt beslutning om lavtrykkproduksjon på Kvitebjørn. Samtidig skjedde det nedjusteringer på enkelte felt som førte til en netto reserveøkning på 187 millioner fat o.e. Dette inkluderer ikke korreksjoner av tidligere reserveanslag på 40 millioner fat o.e.

Ved utgangen av 2010 bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 6 539 millioner fat o.e. Dette er 246 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2009. Petoro rapporterer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem med utgangspunkt i ressursklassene 1 – 3.

Netto reserveerstatningsgrad for 2010 ble dermed 37 prosent, mot minus 45 prosent for 2009. Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år har vært én prosent. Tilsvarende for perioden 2007 – 2009 var minus tre prosent.

NOTE 22

STATENS DELTAKERANDELER

Utvinningstillatelse	Per 31.12.2010 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2009 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	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
093 B	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
102	30,0000	30,0000
102 C	30,0000	30,0000

Utvinningstillatelse	Per 31.12.2010 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2009 Deltakerandel (%)
103 B	30,0000	30,0000
104	33,6000	33,6000
107	7,5000	7,5000
107 B	7,5000	7,5000
107 C	7,5000	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
158	35,4400	-
169	30,0000	30,0000
169 B1	37,5000	37,5000
169 B2	30,0000	30,0000
169 C	30,0000	30,0000
169 D	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	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
263C	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
283	20,0000	20,0000
309	33,6000	33,6000
318	20,0000	20,0000
318 B	20,0000	20,0000
318 C	20,0000	20,0000
327	20,0000	20,0000
327 B	20,0000	20,0000

Utvinningstillatelse	Per 31.12.2010 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2009 Deltakerandel (%)
328	20,0000	20,0000
331	20,0000	20,0000
331 C	20,0000	-
348	7,5000	7,5000
374 S	20,0000	20,0000
393	20,0000	20,0000
393 B	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	20,0000
423 BS	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
461	-	20,0000
473	19,9500	19,9500
479	14,9500	14,9500
482	20,0000	20,0000
487S	-	20,0000
488	30,0000	30,0000
489	20,0000	20,0000
502	33,3333	33,3333
504	3,0000	3,0000
504 BS	3,0000	-
506 S	20,0000	20,0000
511	20,0000	20,0000
516	24,5455	24,5455
522	20,0000	20,0000
527	20,0000	20,0000
532	20,0000	20,0000
536	20,0000	20,0000
537	20,0000	20,0000
538	20,0000	20,0000
545	20,0000	-
552	30,0000	-
558	20,0000	-
560	24,5455	-
562	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 31.12.2010 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2009 Deltakerandel (%)	Gjenværende produksjonsperiode	Konsesjonsperiode
Brage Unit	14,2567	14,2567	2025	2015
Gimle Unit	24,1863	24,1863	2030	2023
Grane Unit	28,9425	28,9425	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	2031	2012
Huldra Unit	31,9553	31,9553	2013	2015
Jotun Unit	3,0000	3,0000	2025	2015
Njord Unit	7,5000	7,5000	2021	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	2037	2031
Ringhorne Øst Unit	7,8000	7,8000	2025	2030
Snorre Unit	30,0000	30,0000	2039	2015
Snøhvit Unit	30,0000	30,0000	2035	2035
Statfjord Øst Unit	30,0000	30,0000	2020	2024
Sygna Unit	30,0000	30,0000	2020	2024
Tor Unit	3,6874	3,6874	2049	2028
Troll Unit	56,0000	56,0000	2058	2030
Visund Unit	30,0000	30,0000	2030	2023
Åsgard Unit	35,6900	35,6900	2029	2027
Felt				
Draugen	47,8800	47,8800	2031	2024
Ekofisk	5,0000	5,0000	2049	2028
Eldfisk	5,0000	5,0000	2049	2028
Embla	5,0000	5,0000	2028	2028
Gjøa	30,0000	30,0000	2027	2028
Gullfaks	30,0000	30,0000	2037	2016
Gullfaks Sør	30,0000	30,0000	2034	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	2014	2025
Statfjord Nord	30,0000	30,0000	2020	2026
Tordis	30,0000	30,0000	2024	2024
Tune	40,0000	40,0000	2013	2032
Urd	24,5455	24,5455	2021	2026
Varg	30,0000	30,0000	2020	2021
Vega	40,0000	40,0000	2022	2035
Vestefrikk	37,0000	37,0000	2020	2015
Vigdis	30,0000	30,0000	2020	2024
Yttergryta	19,9500	19,9500	2013	2027

RØRLEDNINGER OG LANDANLEGG

Oljerør	Per. 31.12.2010 Deltakerandel (%)	Per 31.12.2009 Deltakerandel (%)	Konsesjonsperiode
Frostpipe	30,0000	30,0000	-
Oseberg Transport System (OTS)	48,3838	48,3838	2014
Troll Oljerør I + II	55,7681	55,7681	2023
Grane oljerør	42,0631	42,0631	2030
Kvitebjørn Oljerør	30,0000	30,0000	2020
Norpipe Oil AS (Eierandel)	5,0000	5,0000	2028
Olje – Landanlegg			
Mongstad Terminal DA	35,0000	35,0000	-
Gassrør			
Gassled*	38,4350	38,4590	2028
Haltenpipe	57,8125	57,8125	2020
Mongstad Gassrør	56,0000	56,0000	2030
Gass – Landanlegg			
Dunkerque Terminal DA	24,9828	24,9984	2028
Zeepipe Terminal J.V.	18,8332	18,8449	2028
Vestprosess DA	41,0000	41,0000	-
Kollsnes (gassbehandlingsanlegg, drift)	38,4350	38,4590	-
Norsea Gas AS (Eierandel)	40,0060	40,0060	2028
Ormen Lange Eiendom DA	36,4750	36,4750	2035

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

* Deltakerandel i Gassled inkludert Norseas Gas AS er 39,522 prosent. Fra 1.6.2010 ble Gjøa Gas Pipeline inkludert i Gassled



Vår saksbehandler
Stig Allan Snähre, 21 54 08 81
Vår dato Vår referanse
17.02.2011 2.3 2010/02267 - 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 2010 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 Arild Hanekamhaug
avdelingsdirektør

PETORO AS RESULTATREGNSKAP

Alle tall i tusen kroner	NOTER	2010	2009	2008
Fakturert tilskudd	1	208 000	201 600	193 600
Annen inntekt	1	2 902	3 201	3 806
Endring utsatt inntektsføring	2	2 713	57	-1 367
Sum driftsinntekter		213 615	204 857	196 039
Lønnskostnad	3,10	108 136	108 395	92 712
Avskrivninger og nedskrivninger	4	4 864	4 513	3 812
Forretningsførerhonorar	13,16	2 666	2 744	2 435
Regnskapshonorar	15	15 830	19 077	16 702
Kontorhold	14	8 976	8 613	8 439
IKT-kostnader	15	15 851	14 202	18 064
Annen driftskostnad	12,15,16	60 146	49 610	53 639
Sum driftskostnader		216 470	207 154	195 802
Driftsresultat		-2 855	-2 297	237
Finansinntekt	5	3 030	3 194	6 035
Finanskostnad	5	-541	-223	-877
Netto finansresultat		2 490	2 971	5 158
ÅRSRESULTAT		-365	674	5 395
OVERFØRINGER				
Overført annen egenkapital		-365	674	5 395
Sum overføringer		-365	674	5 395

PETORO AS BALANSE

Alle tall i tusen kroner	NOTER	2010	2009	2008
EIENDELER				
Anleggsmidler				
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l	4	6 219	8 932	8 989
Sum varige driftsmidler		6 219	8 932	8 989
Sum anleggsmidler		6 219	8 932	8 989
Omløpsmidler				
Kundefordringer		1 448	0	1 068
Andre fordringer	6	9 430	8 387	10 183
Bankinnskudd	7	125 510	119 735	96 295
Sum omløpsmidler		136 388	128 121	107 546
SUM EIENDELER		142 607	137 053	116 535
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	28 384	28 750	28 076
Sum egenkapital		38 384	38 750	38 076
Gjeld				
Avsetning for forpliktelseser				
Pensjonsforpliktelseser	10	61 424	55 756	31 725
Utsatt inntektsføring offentlig tilskudd	2	6 219	8 932	8 989
Sum avsetning for forpliktelseser		67 644	64 688	40 714
Kortsiktig gjeld				
Leverandørgjeld		13 364	10 904	11 492
Skyldige offentlige avgifter		7 159	6 339	5 741
Annen kortsiktig gjeld	11	16 057	16 373	20 512
Sum kortsiktig gjeld		36 580	33 616	37 745
Sum gjeld		104 223	98 304	78 459
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		142 607	137 053	116 535

Stavanger, 18. februar 2011



Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder




Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



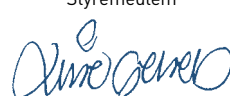
Per Arvid Schøyen
Styremedlem




Mari Thjømøe
Styremedlem



Erik Aarrestad
Styremedlem, valgt av ansatte



Line Geheb
Styremedlem, valgt av ansatte



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

PETORO AS KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i tusen kroner	2010	2009	2008
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN			
Tilført fra årets virksomhet *)	4 499	5 187	9 207
+/- Endring i kundefordringer	-1 448	1 068	439
+/- Endring i leverandørgjeld	2 460	-588	-1 731
+/- Endring tidsavgrensede poster	2 417	22 229	8 165
Netto likviditetsendring fra virksomheten	7 928	27 896	16 081
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER			
- Investert i varige driftsmidler	-2 152	-4 456	-5 179
Netto likviditetsendring fra investeringer	-2 152	-4 456	-5 179
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING			
+ Innbetaling av egenkapital	0	0	0
Netto likviditetsendring fra finansiering	0	0	0
Netto endring i likvider gjennom året	5 776	23 440	10 903
+ Likviditetsbeholdning per 1.1.	119 735	96 295	85 393
Likviditetsbeholdning per 31.12.	125 510	119 735	96 295
*) Dette tallet fremkommer slik:			
Årets overskudd(-underskudd)	-365	674	5 395
+ Avskrivninger og nedskrivninger	4 864	4 513	3 812
Tilført fra årets virksomhet	4 499	5 187	9 207

PETORO AS NOTER

REGNSKAPSPRINSIPPER

Beskrivelse av selskapets virksomhet

Petoro AS ble stiftet av Den Norske Stat ved Olje- og energidepartementet, 9.mai 2001. Selskapets formål er, 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 AS har ansvaret for å påse at Statoil utfører sine oppgaver i samsvar med vedtatt avsetningsinstruks.

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

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 2010 mottatt driftstilskudd fra den norske stat på totalt 208,0 millioner kroner eksklusiv merverdiavgift. Årets resultat etter finansposter viser et underskudd på totalt 0,4 millioner kroner. 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 2,2 millioner kroner i 2010, samt avskrivninger og nedskrivninger av årets og tidligere års investeringer, totalt 4,9 millioner kroner.

NOTE 3 LØNNSKOSTNAD, ANTALL ANSATTE, GODTGJØRELSE MM

Lønnskostnad (Alle tall i tusen kroner)	2010	2009	2008
Lønn	73 151	68 293	63 803
Folketrygdavgift	10 616	10 745	8 555
Pensjonskostnader (se note 10)	20 870	26 312	17 478
Andre ytelser	3 500	3 045	2 876
Sum	108 136	108 395	92 712
Antall ansatte per 31.12	69	65	61
Antall ansatte med signert arbeidsavtale, ikke tiltrådt per 31.12	0	1	2
Gjennomsnittlig antall årsverk sysselsatt	67	63	58

Ytelse til ledende personer (Alle tall i NOK tusen)	Lønn	Kostnadsført Pensjon	Annen Godtgjørelse
Daglig leder	3 309	2 641	117
Ledergruppen for øvrig (åtte personer)	11 969	4 717	1 005

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

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 2010 til styreleder utgjør 335 tusen kroner og for de øvrige styremedlemmer samlet 1 125 tusen kroner.

NOTE 4 VARIGE DRIFTSMIDLER

Alle tall i tusen kroner	Fast inventar	Driftsløsøre	IKT	Sum
Anskaffelseskost 1.1.10	4 021	8 628	24 546	37 196
Tilgang driftsmidler	-	197	1 955	2 152
Avgang driftsmidler	-	-	-	-
Anskaffelseskost 31.12.10	4 021	8 825	26 501	39 347
Akk. avskrivninger 1.1.10	2 055	7 050	19 158	28 264
Tilbakeført akk. Avskrivning	-	-	-	-
Årets av- og nedskrivninger	418	972	3 475	4 864
Akk. avskrivninger 31.12.10	2 473	8 022	22 633	33 128
Bokført verdi 31.12.10	1 548	803	3 868	6 219
Økonomisk levetid	Til leiekontrakt går ut i 2014	3/5 år	3 år	
Avskrivningsplan	Lineær	Lineær	Lineær	
Leie operasjonell leasing	0	184	0	

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

NOTE 5 FINANSPOSTER

Finansposter (Alle tall i tusen kroner)	2010	2009	2008
Finansinntekter			
Renteinntekter	2843	2 908	5 846
Valutagevinst	188	286	190
Annen finansinntekt			
Finanskostnader			
Rentekostnader	297	10	492
Valutatap	244	213	384
Annen finanskostnad			1
Netto Finansresultat	2490	2 971	5 158

NOTE 6 ANDRE FORDRINGER

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

NOTE 7 BANKINNSKUDD

Av bankinnskudd på totalt 125,5 millioner kroner utgjør bundne skattetrekksmidler og pensjonsmidler 69,4 millioner kroner.

NOTE 8 AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRINFORMASJON

Aksjekapitalen i selskapet pr 31.12.10 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

Alle tall i tusen kroner	Aksjekapital	Annen EK	Sum
Egenkapital 1.1.10	10 000	28 750	38 750
Årets endring i egenkapital:			
Årets resultat		-365	-365
Egenkapital 31.12.10	10 000	28 384	38 384

NOTE 10 PENSJONSKOSTNADER, - MIDLER OG - FORPLIKTELSER

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)	2010	2009	2008
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	16 217	19 645	14 427
Rentekostnad av pensjonsforpliktelsen	5 796	5 334	4 349
Avkastning på pensjonsmidler	-3 524	-3 618	-3 474
Resultatført estimatavvik	-198	1 700	142
Arbeidsgiveravgift	2 579	3 252	2 034
Netto pensjonskostnad	20 870	26 312	17 478

Balanseført pensjonsforpliktelse	2010	2009	2008
Beregnet pensjonsforpliktelse 31.12	142 648	101 864	122 500
Pensjonsmidler til markedsverdi	-67 940	-55 161	-56 652
Netto pensjonsforpliktelse før arbeidsgiveravgift	74 708	46 703	65 849
Ikke resultatført estimatavvik	-20 875	2 163	-38 044
Arbeidsgiveravgift	7 591	6 890	3 920
Balanseført pensjonsforpliktelse	61 424	55 756	31 725

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

	2010	2009	2008
Diskonteringsrente	4,6 %	5,4 %	4,3 %
Forventet avkastning på fondsmidler	5,4 %	5,7 %	6,3 %
Forventet lønnsregulering	4,0 %	4,5 %	4,5 %
Forventet pensjonsøkning	1,3 %	1,4 %	2,0 %
Forventet G-regulering	3,75 %	4,5 %	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 kostnader, skyldig lønn og feriepenger.

NOTE 12 GODTGJØRELSE TIL REVISOR

Selskapets valgte revisor er Erga Revisjon AS. Kostnadsført honorar for ordinær revisjon av selskapets finansregnskap utgjorde 0,3 millioner kroner i 2010.

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 intern-revisjon. Deloitte AS har fakturert 1,5 millioner kroner for dette arbeidet i 2010. Deloitte AS 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 69 ansatte, prioriterer Petoro AS 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 AS inngått forretningsføreravtaler med ulike lisenspartnere. I disse avtalene delegeres den daglige administrative oppfølgingen av utvalgte utvinningstillatelser i porteføljen. Petoro AS har likevel det formelle ansvaret herunder ansvaret for den løpende økonomistyringen for andelen i utvinningstillatelsen. Hoveddelen av forretningsføreravtaler er inngått med Statoil ASA.

NOTE 14 LEIEAVTALER

Selskapet inngikk kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS høsten 2003. Gjenstående varighet av leiekontrakten er fem år, med opsjon på ytterligere to perioder hver på fem år. Årets kostnader utgjør 9,0 millioner kroner, hvilket inkluderer alle drifts- og felleskostnader.

NOTE 15 VESENTLIGE AVTALER

Petoro AS 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 5 år. ErgoGroup er underleverandør av IKT-tjenester. Kostnadsført regnskapshonorar til UPAX i 2010 utgjorde 14,5 millioner kroner. Øvrige kjøpte tjenester fra leverandøren utgjorde 1,8 millioner kroner.

NOTE 16 NÆRSTÅENDE PARTER

Statoil ASA og Petoro AS har felles eier ved Olje- og energidepartementet og er således nærstående parter. Petoro AS har i 2010 kjøpt tjenester knyttet til forretningsføreravtaler, kostnadsdeling ved revisjon av lisensregnskap, forsikringstjenester for Statens Petroleumsforsikringsfond, samt andre mindre tjenester. Det er i 2010 kostnadsført 3,3 millioner kroner knyttet til kjøp av tjenester fra Statoil ASA. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Det er fakturert 5,4 millioner kroner som er solgte tjenester til Statoil ASA etter armlengdes prinsipp basert på timeforbruk til internt og eksternt personell.





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

REVISORS BERETNING

Uttalelse om årsregnskapet

Vi har revidert årsregnskapet for Petoro AS, som består av balanse per 31. desember 2010, resultatregnskap som viser et underskudd på kr 365 000 og kontantstrømoppstilling, for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

Styret og administrerende direktørs ansvar for årsregnskapet

Styret og administrerende direktør er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet og for at det gir et rettviseende bilde i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge, og for slik intern kontroll som styret og administrerende direktør finner nødvendig for å muliggjøre utarbeidelsen av et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Revisors oppgaver og plikter

Vår oppgave er å gi uttrykk for en mening om dette årsregnskapet på bakgrunn av vår revisjon. Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder International Standards on Auditing. Revisjonsstandardene krever at vi etterlever etiske krav og planlegger og gjennomfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon.

En revisjon innebærer utførelse av handlinger for å innhente revisjonsbevis for beløpene og opplysningene i årsregnskapet. De valgte handlingene avhenger av revisors skjønn, herunder vurderingen av risikoene for at årsregnskapet inneholder vesentlig feilinformasjon, enten det skyldes misligheter eller feil. Ved en slik risikovurdering tar revisor hensyn til den interne kontrollen som er relevant for selskapets utarbeidelse av et årsregnskap som gir et rettviseende bilde. Formålet er å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets interne kontroll. En revisjon omfatter også en vurdering av om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige og om regnskapsestimatene utarbeidet av ledelsen er rimelige, samt en vurdering av den samlede presentasjonen av årsregnskapet.

Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

Konklusjon

Etter vår mening er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av den finansielle stillingen til Petoro AS per 31. desember 2010 og av resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med regnskapslovens regler og god regnskapsskikk i Norge.

Uttalelse om øvrige forhold

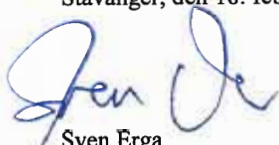
Konklusjon om årsberetningen

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av tap er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Konklusjon om registrering og dokumentasjon

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, og kontrollhandlinger vi har funnet nødvendig i henhold til internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000 «Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller begrenset revisjon av historisk finansiell informasjon», mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringskikk i Norge.

Stavanger, den 18. februar 2011

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Sven Erga', written over a light blue horizontal line.

Sven Erga
Statsautorisert revisor

PETOROS FINANSKALENDER 2010

9. mai: 1. kvartalsrapport
2. august: 2. kvartalsrapport
28. oktober: 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 og Oddfrid Bråstein
Produksjon: Melvær&Lien Idé-entreprenør
Trykk: Kai Hansen Trykkeri
Foto: Anne Lise Norheim. Side 10 og 11: Statoil v/Harald Pettersen og Øyvind Hagen.

