

ÅRSRAPPORT  
FOR SDØE OG  
PETORO

08

# INNHold

- 01 | | Om Petoro og SDØE
- 02 | | Administrerende direktør:  
40 dollar kan styrke næringen
- 04 | | Nøkkeltall
- 06 | | Viktige hendelser

## REKORD/USIKKERHET

- 10 | | Kortsiktige grep – langsiktige investeringer
- 12 | | Å gjøre en forskjell

## SAMARBEIDE/UTFORDRE

- 16 | | Styrkede relasjoner
- 20 | | Ser muligheter i Barentshavet

## SKAPE/LÆRE

- 24 | | Nye utfordringer på norsk sokkel – lær av andre
- 26 | | Globalisering av gassmarkedet

## VIL/KAN

- 30 | | Kompetansebygger og lagspiller
- 32 | | Sikkerhet i 2008 – gode resultater
- 34 | | Reduserte utslipp til luft – økte utslipp  
av olje i produsert vann
- 40 | | Økt miljøsatsing

## SDØE/PETORO

- 42 | | Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse
- 46 | | Presentasjon av ledelsen
- 48 | | Presentasjon av styret
- 50 | | Styrets årsberetning
- 62 | | Regnskap, noter, revisor



## FRA PETROLEUM TIL GULL

|| Både navnet «Petoro» og logo-symbolet gjenspeiler selskapets mål: å gjøre om statens petroleum til finansielle verdier eller «oro», som er spansk for gull. Sagt på en annen måte: Petoro skal maksimere den økonomiske verdien av Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) på norsk sokkel.

Det statlige aksjeselskapet Petoro AS ble etablert 9. mai i 2001 for å forvalte SDØE-porteføljen. Etableringen var en direkte følge av privatiseringen av Statoil i april samme år, og som gjorde at Statoil ikke lenger kunne forvalte SDØE.

SDØE ble etablert i 1985 gjennom et oljepolitisk kompromiss mellom Willoch-regjeringen og Arbeiderpartiet. Staten tok da direkte eierskap til om lag halvparten av det som den gangen var Statoils andeler av olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel.

Petoro forvalter denne porteføljen i kraft av å være rettighets-haver i utvinningstillatelser og andre interessentskap knyttet til petroleumsvirksomheten.

## TRE-DELT STRATEGI

|| Petoro følger en tredelt strategi for å nå målet om å maksimere verdiskapingen fra SDØE:

Som *områdeutvikler* vil Petoro skape verdier også ut over enkeltlisenser ved å se på muligheter for synergieffekter og samordningsgevinster. Selskapet vil følge dette opp gjennom sitt arbeid i og mellom de enkelte lisensene og interessentskapene for rørledninger og landanlegg.

Strategien *reservemodning* er å utvikle påviste ressurser i funn og felt frem til en investeringsbeslutning. Som del av denne strategien har selskapet satt seg som ambisjon å øke SDØE-reservene med to milliarder fat oljeekvivalenter (olje og gass) i perioden 2007–2015. Denne ambisjonen er retningsgivende for Petoros prioriteringer og opptreden i lisensene.

Også *tidlig anvender av teknologi* er en strategi som i stor grad sikter mot å få ut mer olje og gass. Avanserte metoder for økt utvinning, havbunnsprosessering, effektive brønner og mer effektiv drift/integrerte operasjoner er viktige satsings-områder.

## VISJON

- | | Den beste partner

## VERDIER

- | | Sikkerhet for mennesker og miljø
- | | Djervhet/nytenking
- | | Forretningsorientert
- | | Integritet
- | | Samhandling

## HOVEDMÅL

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

## HOVEDOPPGAVER

- | | Ivaretagelse av statens deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike.
- | | Overvåking av StatoilHydros avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med avsetningsinstruks.
- | | Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler.

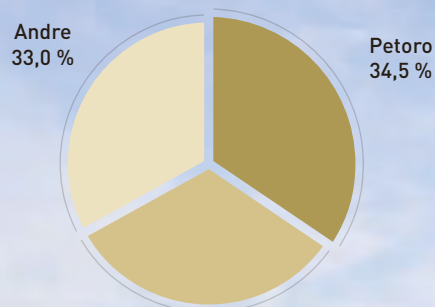
# PETORO FORVALTER STATENS OLJE- OG GASSRESERVER

| | Staten eier om lag en tredel av drivverdige norske olje- og gassreserver, gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Dette utgjør den største porteføljen av olje- og gassreserver på norsk sokkel. Det statlige aksjeselskapet Petoro forvalter denne porteføljen i kraft av å være rettighetshaver til utvinningstillatelser (såkalte lisenser) på sokkelen og tilhørende prosess- og transportanlegg til havs og på land. Petoro forvalter eierandelene på en forretningsmessig måte med mål om maksimering av den økonomiske verdien for eieren.

Virksomheten genererte i 2008 en kontantstrøm til staten på rekordhøye 155 milliarder kroner. Petoro har over flere år kunnet sende en nettokontantstrøm i størrelsesorden hundre milliarder kroner eller mer til staten. Denne pengestrømmen representerer en av tre hovedkilder til oppbyggingen av Statens pensjonsfond utland, det såkalte oljefondet. Siden oppstarten av selskapet i 2001 har Petoro bidratt med en kontantstrøm på 800 milliarder i løpende kroner.

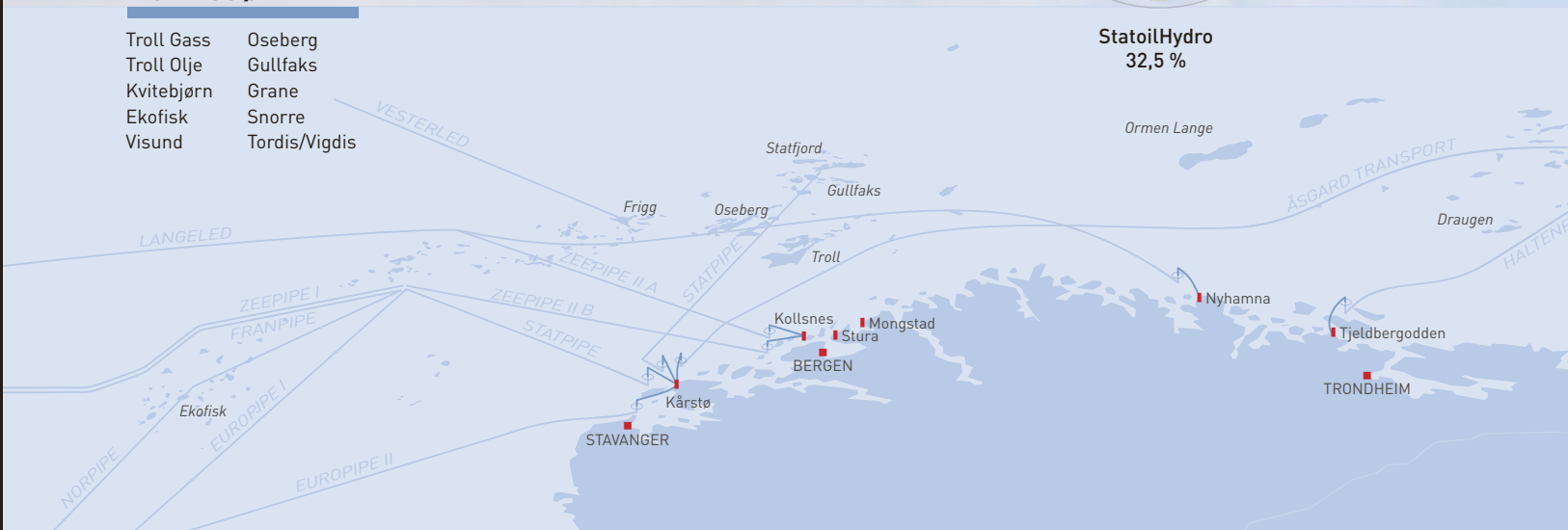
Ved årsskiftet 2008/2009 var Petoro rettighetshaver til andeler i 122 utvinningstillatelser, hvorav 40 produserende felt.

Petoro holder til i Stavanger og har for tiden en organisasjon med drøye 60 ansatte. Selskapets hovedoppgaver er å ivareta statens deltakerandeler i interessentskap – inkludert utvinningstillatelsene, overvåke avsetning av petroleum som er produsert fra SDØE og å ha ansvaret for økonomistyringen, inkludert føring av regnskap for SDØE.



## Viktige felt NORDSJØEN

Troll Gass	Oseberg
Troll Olje	Gullfaks
Kvitebjørn	Grane
Ekofisk	Snorre
Visund	Tordis/Vigdis



# HØY AKTIVITET I BARENTSHAVET

|| Når det gjelder nye områder, har Petoro i 2008 utviklet fire scenarier eller fremtidsbilder for Barentshavet Sør – et område som er åpent for leting og som er på størrelse med den norske delen av Nordsjøen.

Selskapet vil på bakgrunn av scenariene søke samarbeid med andre aktører for å sikre tilstrekkelig lete- og utviklingsaktivitet i Barentshavet Sør. I første omgang er siktemålet å framskaffe tilstrekkelige reserver til et nytt prosessstog ved Snøhvitfeltets LNG-anlegg på Melkøya. Men Petoro mener det er viktig også for utviklingen av nordområdene som olje- og gassprovinns at momentet i virksomheten i Barentshavet Sør opprettholdes.

## PETORO MÅ GJØRE MER SELVSTENDIG ARBEID

|| Som følge av StatoilHydro-fusjonen forsvant et av to uavhengige og kompetente norske operatørmiljøer. Det mangfoldet av erfaring, kompetanse og teknologi som i de første 20-30 årene av virksomheten på norsk sokkel representerte et kreativt så vel som et kvalitetskontrollerende miljø, er svekket i mange lisenser. Petoro må i en slik situasjon gjøre mer selvstendig teknisk og kommersielt arbeid for å ivareta statens olje og gass på en tilfredsstillende måte.

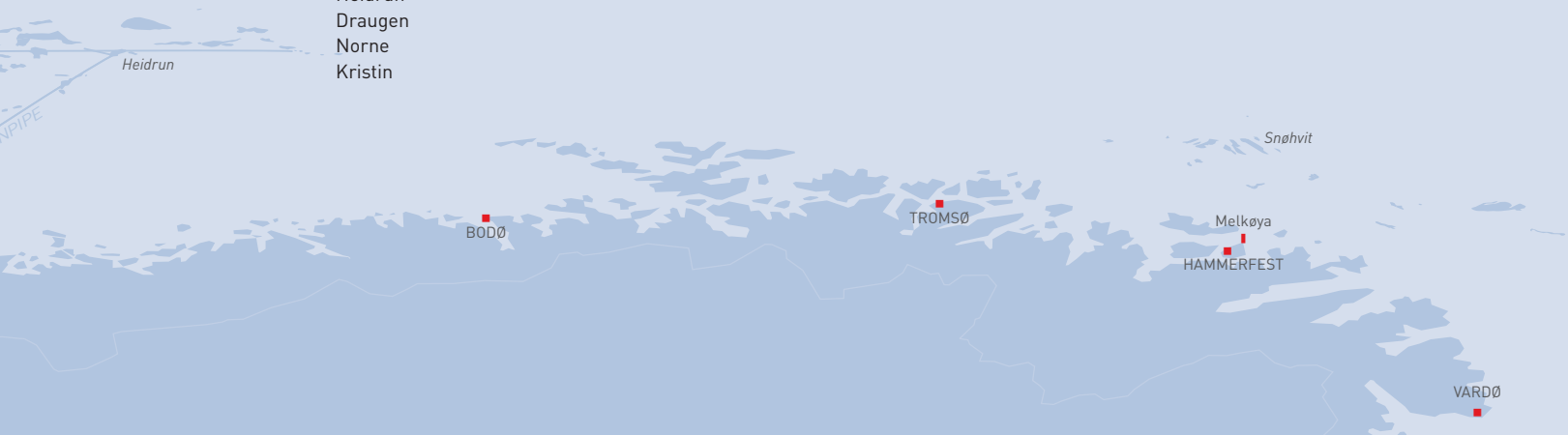
Selskapet har allerede dreiet organisasjonens ressurser inn mot områdene undergrunnsarbeid og kommersielle forhandlinger. Men ved å satse på mer arbeid på noen felt, vil selskapet rekke over færre felt enn før fusjonen og må derfor la noen verdiskapingsmuligheter ligge. Petoro arbeider derfor for å styrke selskapet slik at det kan opprettholde en profesjonell og effektiv forvaltning av en større del av statens direkte eierandeler.

### Viktige felt **NORSKEHAVET**

Åsgard  
Ormen Lange  
Heidrun  
Draugen  
Norne  
Kristin

### Viktige felt **BARENTSHAVET**

Snøhvit



# 40 DOLLAR

## KAN STYRKE NÆRINGEN

**Den største forskjellen på rekordresultatet for Statens direkte økonomiske engasjement i 2008 i forhold til foregående år, er at fjorårsrekorden – fantastiske 155 milliarder kroner til staten – har utsikt til å bli stående en stund. Oljeprisen falt fra 140 på forsommeren til 40 ved årsskiftet – og falt sammen med starten på en global økonomisk nedtur. Det kan ta tid for oljeprisen å komme tilbake til fjorårets gjennomsnitt nær 100 dollar per fat.**

Etter sol kommer regn og bak hver en sky skinner solen. Det er i de stabile periodene vi bør forberede oss på væromslag og skiftninger: Bruke regnværet til å planlegge for god utnyttelse av en godværsdag. Evnen til å gjøre de riktige tingene i overgangsfasene gjør at noen vinner, andre forsvinner. Slik sett er 2009 og 2010 mulighetenes år.

Sjelden har overgangen vært så brå som den oljenæringen er inne i nå. Verdien av et fat olje ble redusert med 700 kroner fra i fjor sommer til årsskiftet. Gang det med to millioner fat per dag – og legg til verdien av omtrent like mye gass – så blir det et bortfall av inntekter som merkes av et land, et folk og et næringsliv som er blitt svært avhengig av petroleumsvirksomheten.

Jeg tror likevel det er sol også bak skyen som henger over oss nå. 40 dollar er ikke nødvendigvis den riktige oljeprisen på sikt. Til det kan det synes for kostbart å hente de nye olje- og gassreservene som verden vil trenge i overskuelig fremtid – fra dypt under saltlag utenfor Brasil, fra Arktis eller fra ukonvensjonelle hydrokarbonkilder. På samme måte som de seriøse oljeselskapene aldri lot 140 dollar diktere sine langsiktige forretninger, synes de heller ikke å basere seg på det øyeblikksbildet vi har nå.

Prisfall begrenser kontantstrømmen på kort sikt. Det kommer til å bli merket av mange i petroleumsfamilien. Men etter flere feite år er det kanskje ikke så ille å måtte slanke seg litt. Samtidig gjelder det å være tro mot den langsiktige stra-

tegien for verdiskaping. Det lønner seg ikke å sultefore familien hvis den allerede har kommet seg på tredemøllen.

Hvis vi klarer å justere innsatsfaktorene slik at vi kan leve med 40–50 dollar på norsk sokkel, vil gevinstene være store: Vi vil overleve denne perioden uten for store sår, vi kan beholde og videreutvikle kritiske ressurser og kompetanse, og vi kan forsette å modne frem petroleumsreserver. Dersom vi ikke gjør dette, vil vi etter den vanskelige perioden oppleve mangel på petroleum. Det vil igjen føre til en bratt prisoppgang, noe verken produsenter eller forbrukere er tjent med.

Vi i Petoro har identifisert en rekke større og mindre investeringsmuligheter over de neste ti årene, i lisenser hvor selskapet deltar. De ligger i prosjekter og aktiviteter som enda ikke er besluttet, men som til sammen kan dreie seg om investeringer på nærmere 400 milliarder kroner.

Vi har sett nærmere på et tjuetall av disse nye investeringsmulighetene. Mange er lønnsomme selv i et prisleie ned mot 40–50 dollar og lavere. Andre vil i dag kreve oljepriser på over 60 dollar for å være lønnsomme. Men at et prosjekt krever 60 dollar med de kostnadene, den teknologien og de driftsmåtene som gjelder i dag, betyr ikke at det for alltid vil være slik. Petroleumsnæringen er dynamisk, ikke bare på prissiden.

En relevant og god «inne-aktivitet» for næringen i gråværet vi står foran, kan derfor være å bearbeide



«Jeg har stor tro på den effektiviteten og kreativiteten som vil oppstå i kjølvannet av et neddempet offshoremarked. Det å tenke annerledes kommer til å bli en dyd av nødvendighet.»

KJELL FEDERSEN Administrerende direktør

slike muligheter som ligger i lisensene, både for å modne dem frem og for å tilpasse dem til et prisnivå som vi antagelig må leve med en stund.

Å endre teknologi, driftsmåter og kostnader kan ta noe lengre tid enn det tok for prisene å falle. Og prosessen vil ikke være smertefri. Men jeg har stor tro på den effektiviteten og kreativiteten som vil oppstå i kjølvannet av et neddempet offshoremarked. Det å tenke annerledes kommer til å bli en dyd av nødvendighet.

Ansvar for at de nye investeringsmulighetene blir tatt tak i, ligger primært hos oss som er rettighetshavere til lisensene på norsk sokkel, og spesielt hos operatørene. Oljeselskapene kan likevel ikke gjøre dette alene. Vi trenger bidrag og støtte fra – men må kanskje også utøve et visst press på – leverandører av teknologi, varer og

tjenester. I klartekst: Rigrater og andre kostnader må ned, effektiviteten som vi vanligvis mister i oppgangstider må bringes tilbake.

Oljeselskaper og leverandører har alltid hatt relasjoner preget både av tett samarbeid og interessekonflikter. Like fullt er oppdragsgiver og kontraktør knyttet sammen i et skjebnefellesskap som i dagens situasjon vil bidra til at petroleumsnæringen som sådan finner gode løsninger.

Petoro forvalter Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), og dermed ca en tredel av olje- og gassreservene på norsk sokkel. Vi vil så langt vår kapasitet, kompetanse og samarbeidsevner rekke, bidra til å forbedre næringen slik at den kan fortsette å levere energien som verden etterspør, også når uværsskyene blåser bort.

# NØKKELTALL

Årsresultatet for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i 2008 var 159,9 milliarder kroner sammenlignet med 112,6 milliarder kroner i 2007. Totale driftsinntekter i 2008 var 214,6 milliarder kroner, mot 167,7 milliarder kroner året før. Kontantstrømmen overføres til staten og var 155,4 milliarder kroner i 2008, mot 112,3 milliarder kroner i 2007. Samlet daglig produksjon på 1,148 millioner fat oljeekvivalenter (o.e) var en reduksjon i forhold til fjoråret.

## FINANSIELLE DATA (i millioner kroner)

	2008	2007	2006	2005	2004
Driftsinntekter	214 585	167 724	174 979	152 683	120 807
Driftsresultat	157 843	114 493	129 833	113 069	83 653
Årets resultat	159 906	112 641	128 467	113 172	82 343
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	175 548	132 203	146 616	122 181	98 820
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	19 948	19 871	19 887	19 661	16 492
Netto kontantstrøm	155 420	112 281	126 213	99 175	81 401

## OPERASJONELLE DATA

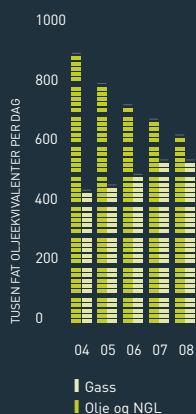
	2008	2007	2006	2005	2004
Produksjon – olje og NGL (tusen fat/dag)	607	661	723	788	886
Produksjon – tørrgass (Sm <sup>3</sup> /dag)	86	86	75	72	70
Olje-, NGL og tørrgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	1 148	1 202	1 198	1 244	1 324
Gjenværende reserver (millioner fat o.e.)	7 352	7 736	8 080	8 420	8 770
Reserveerstatningsgrad* (treårig gjennomsnitt i prosent)	18	28	26	95	88
Reservetilgang* (millioner fat o.e.)	36	105	97	177	88
Oljepris (USD/fat)	97,99	71,44	64,50	53,03	37,57
Oljepris (NOK/fat)	528	418	412	344	254
Gasspris (NOK/Sm <sup>3</sup> )	2,40	1,63	1,92	1,47	1,07

\* Ikke inkludert kjøp og salg av reserver knyttet til nedsalgene i 2001 og 2002



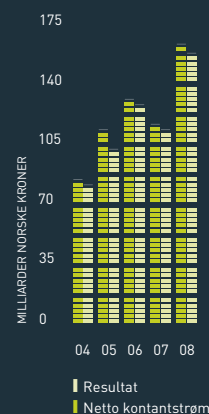
### Produksjon

I 2008 var totalproduksjonen fra SDØE-porteføljen fire prosent lavere enn for 2007. Reduksjonen kom fra væskeproduksjon (olje, NGL og kondensat) som viste en nedgang på åtte prosent sammenlignet med 2007. Gassproduksjonen holdt seg på samme nivå som for 2007 og 2008 var det første året med høyere gass- enn ren råolje-produksjon, målt i oljeekvivalenter.



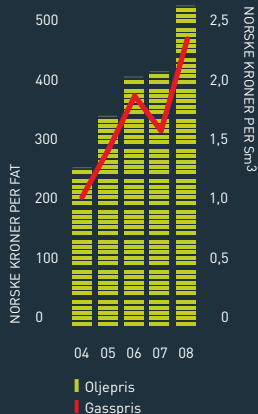
### Resultat og kontantstrøm

Årsresultatet for 2008 på 159,9 milliarder kroner var hele 47,3 milliarder eller 42 prosent høyere enn året før. Dette historisk gode resultatet kommer som følge av høye priser på olje og gass. Årets samlede olje- og gassalg var 1,199 millioner fat o.e. per dag mot 1,251 millioner fat o.e. i 2007. Kontantstrømmen, som i sin helhet overføres til staten, var 155,4 milliarder kroner i 2008, en økning på 43,1 milliarder sammenlignet med året før.



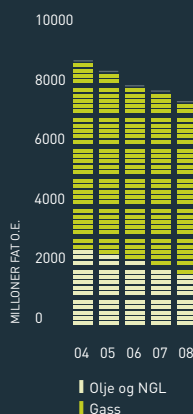
### Olje- og gasspris

Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE-porteføljen var 528 kroner per fat, mot 418 kroner per fat året før. Oljeprisen for porteføljen i US dollar var 98,0 per fat, 37 prosent høyere enn for 2007. Etter en historisk oljepris på rundt 140 US dollar falt den med over 70 prosent mot slutten av året. Gjennomsnittlig gasspris for 2008 var 2,40 kroner per Sm<sup>3</sup> mot 1,63 kroner per Sm<sup>3</sup> i 2007.



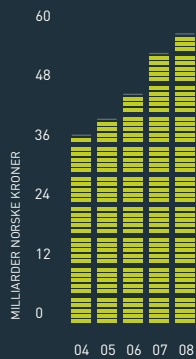
### Gjenværende reserver

Ved utgangen av året var porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver på 7,4 milliarder fat o.e. Dette er 386 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2007. Netto reservetilgang for 2008 ble 36 millioner fat o.e. med en reserveerstatningsgrad på ni prosent, mot 24 prosent for 2007. De viktigste bidragene til økte reserver er forbedret utvinning på Gullfaks, Draugen og Oseberg. Tilveksten er holdt tilbake som følge av nedskrivning av reserver og forsinket prosjektfremdrift.



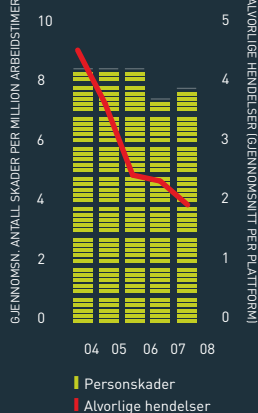
### Kostnader

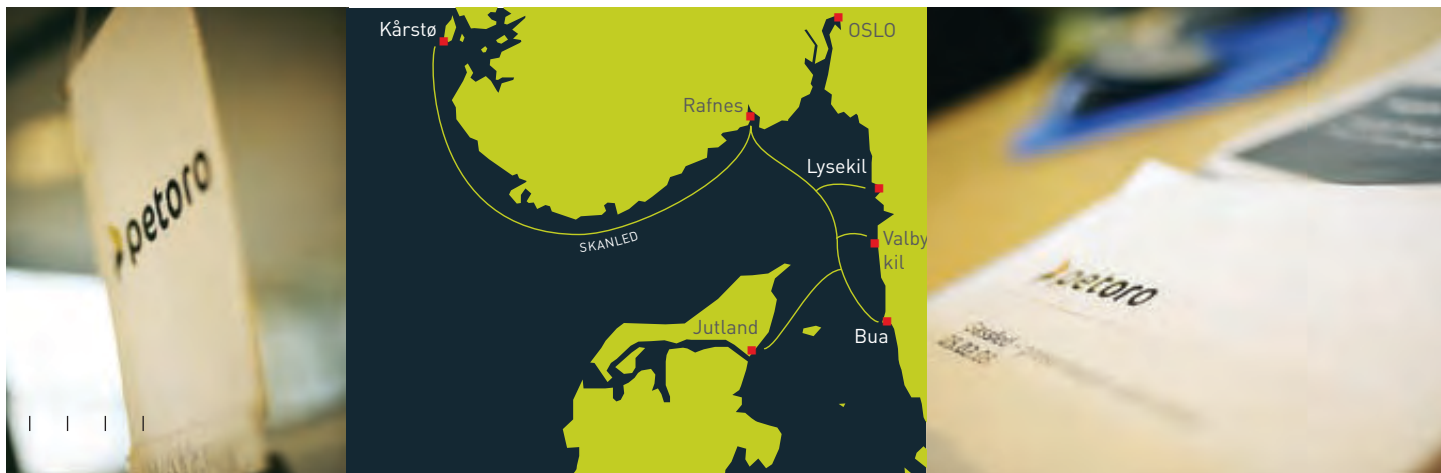
Totale driftskostnader var i 2008 34 prosent høyere enn for 2007 som følge av økte kostnader til kjøp av gass. Disse økte kostnadene er et resultat av økte priser og gjenspeiles også som økte inntekter. Kostnader til drift av felt, rørledninger og landanlegg var på samme nivå som for fjoråret. Årets leteaktivitet var betydelig høyere med 26 ferdigstilte brønner mot 15 brønner i 2007. Letekostnadene for 2008 var om lag det dobbelte sammenlignet med året før.



### Sikkerhet

2008 viste en ytterligere forbedring vedrørende «alvorlige hendelser» i forhold til året før og det var ingen dødsulykker i SDØE-porteføljens virksomhet i løpet av året. Antallet personskader per millioner arbeidstimer (H2) ble 7,8 i 2008 og viste dessverre ingen forbedring fra året før som endte på 7,3.





## VIKTIGE HENDELSER

### LØNNSOMME RESER- VER PÅ GULLFAKS

Etter fusjonen mellom de to store norske selskapene har Petoro blant annet styrket sin undergrunnskompetanse og –kapasitet for å kunne gjøre mer selvstendig teknisk arbeid. Et eksempel er fra Gullfaksfeltet, hvor Petoro nå er eneste partner til StatoilHydro. Her gjorde Petoro i 2008 eget arbeid med reservoar og brønner som viste at det å forlenge haleproduksjonen fra eksisterende brønner sikret reserver og var meget lønnsomt.

### PETORO DELTAR I UTREDNING AV SKANLED

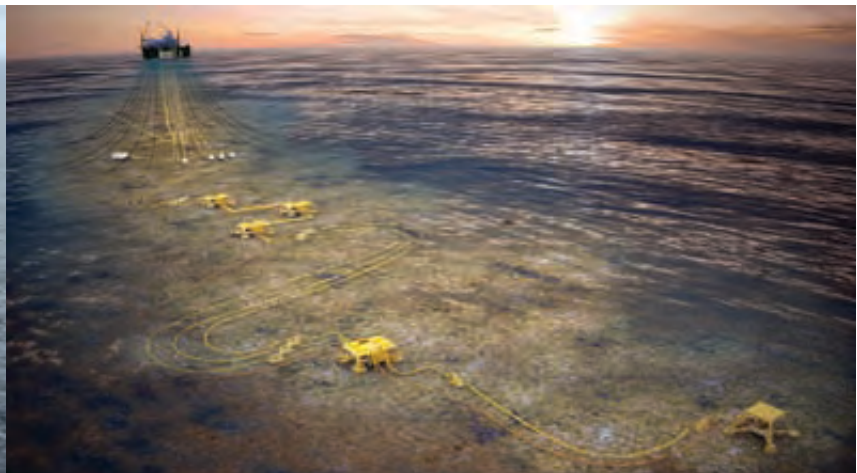
Petoro inngikk i første kvartal 2009 avtale med tre energiselskaper på Østlandet om å overta i alt 25 prosent av andelene i Skanled etter at staten åpnet for SDØE-eierskap. På samme måte som i tilsvarende pre-interessentskap for rørledninger til eksport av norsk gass, deltar Petoro dermed i utredningsfasen for Skanled. Før endelig beslutning om investering i prosjektet må det skje ytterligere modning av inntektspotensialet og avklaring av grunnlaget for avtaler om salg/kjøp av gass. Skanled dreier seg om ny rørledning for mulig gasstransport til Grenlandsområdet, Sverige, Danmark og Polen.

### 12 NYE LISENS- ANDELER, MEN SMÅ FUNN I 2008

Resultatet av konsesjonstildeling i 2008 var at Petoro fikk ansvar for 12 nye andeler i utvinningstillatelser. På letesiden var det høy aktivitet i 2008, med nær dobling av antall brønner sammenlignet med foregående år. Petoro var med på 26 letebrønner som førte til 16 tekniske funn i året som gikk. En rekke av funnene er imidlertid små og det gjenstår en del arbeid før en kan konkludere om disse er drivverdige.

### LAVERE KOSTNADER FOR PARTNERNE

Forhandlinger mellom StatoilHydro og seks av selskapets partnere på norsk sokkel førte til at partnernes andel av restruktureringskostnadene etter fusjonen ble betydelig redusert. Petoro dekker nesten halvparten av partnernes andel av kostnadene og selskapet spilte en ledende rolle i forhandlingene. Løsningen fikk tilslutning fra øvrige partnere i StatoilHydroopererte lisenser. Partnerne er ifølge samarbeidsavtalen som gjelder for olje- og gassfelt forpliktet til å ta sin del av restruktureringskostnader, forutsatt at gevinst kan sannsynliggjøres. Striden sto om dokumentasjon og hvor stor gevinsten ville være i forhold til kostnadene.



## NY AVTALE SNORRE-STATFJORD

|| Petoro ledet forhandlingene på vegne av Snorre-lisensen for å sikre videre prosessering og lagring etter at gjeldende avtale med Statfjord A går ut i 2011. Forhandlingene, som ble sluttført i tredje kvartal, førte til ett års forlengelse av avtalen med reduserte tariffer for Snorres bruk av Statfjord A. Dette har gitt betydelig økt nåverdi for SDØEs andel i Snorre. Etter fusjonen mellom Statoil og Hydro har Petoro oftere måttet ta på seg ledende roller i forbindelse med kommersielle forhandlinger.

## SNØHVIT I BEDRING

|| Etter betydelige oppstartsproblemer og nedstenginger på Snøhvitfeltet, har feltet i siste del av 2008 og begynnelse av 2009 hatt en snittproduksjon på om lag 85 prosent av den planlagte kapasiteten. I korte perioder har anleggets planlagte kapasitet vært fullt utnyttet. Forbedringer som er utført på LNG-nedkjølingsanlegget på Melkøya ser dermed ut til å ha gitt resultater. Håpet er at man gjennom ytterligere forbedringer i løpet av 2009 skal unngå store investeringer i nytt utstyr. Gass fra Snøhvitfeltet blir i anlegget på Melkøya kjølt ned og eksportert som flytende naturgass (LNG) til flere markeder i verden. Petoro er nest største rettighetshaver på Snøhvit (30 prosent).

## INVESTERINGSSTRID PÅ LUTELANDET

|| En avtale som sommeren 2008 ble inngått mellom StatoilHydro og Sogn og Fjordane fylkeskommune og godkjent av partnerne i Gjøa-lisensen, vakte politisk strid. Avtalen dreier seg bl.a. om infrastrukturinvesteringer på Lutelandet som motytelse for at interessenter i Sogn og Fjordane trakk en anke angående strømforsyning fra Mongstad til Gjøafeltet. Petoro og de øvrige partnerne i Gjøa-lisensen aksepterte avtalen på bakgrunn av en forretningsmessig vurdering av risiko for utsettelse og betydelig kostnadsøkning for feltet. Opposisjonspolitikere og andre har uttalt at infrastrukturinvesteringene er utenfor Petoros mandat. Petoro mener beslutningen er gjort innenfor mandatet til Gjøa-lisensen og derfor også innenfor Petoros mandat.

## PETORO-SCENARIOER FOR BARENTSHAVET

|| I løpet av 2008 har Petoro etablert fire scenarier, eller fremtidsbilder, for Barentshavet Sør som grunnlag for selskapets videre arbeid med dette området. Basert på scenarioene har Petoro arbeidet for økt samhandling med andre selskaper for å opprettholde høy aktivitet i området. Dette er både for å sikre tilleggsressurser til et prosessstog nummer to for Snøhvit-anlegget på Melkøya og for å få til en positiv forretningsmessig utvikling av det nordligste området av norsk sokkel.

# REKORD

BESTE REGNSKAP FOR SDØE  
NOEN GANG: 155 MRD. KRONER  
HØYESTE OLJEPRIS NOEN  
GANG: 140 DOLLAR PER FAT.

# USIKKERHET

PRISFALL PÅ 100 DOLLAR – TIL  
40 DOLLAR PER FAT. 2009 BLIR  
NOE PÅVIRKET. MEN STØRRE  
USIKKERHET FOR PÅFØLGENDE ÅR.

# KORTSIKTIGE GREP – LANGSIKTIGE INVESTERINGER

**Kontrastenes år 2008 ga rekordhøyt SDØE-resultat og samtidig oljeprisfall fra 140 til 40 dollar per fat. Petoro er støttende til at næringen tar nødvendige grep på kort sikt, men vil også være pådriver for å modne fram nye felt. Selskapet ser investeringsmuligheter nær 400 milliarder kroner i lisenser med SDØE-andel neste ti år. Mange tåler 40–50 dollar oljepris, og fundamentale forhold tilsier høyere priser på sikt.**



**MARION SVIHUS**  
DIREKTØR ØKONOMI

Økonomidirektør Marion Svihus i Petoro er bekymret for at kortsiktig overreaksjon fra oljeselskapene fører til dempet investeringsaktivitet. Det kan i neste omgang bety at selskapene ikke vil være i stand til å møte fremtidig økt etterspørsel etter olje og gass. «Skulle det skje, risikerer vi en ny kraftig prisoppgang. Vi er ikke tjente med slike store svingninger.»

Svihus er likevel støttende til de kortsiktige grepene flere selskaper har bebudet. «Petoro har lenge vært bekymret for virkningen det høye aktivitetsnivået og et opphetet leverandørmarked har hatt på kostnadene. Mye av utviklingen fra i fjor høst er en sunn korreksjon som kan gjøre det lønnsomt å investere i flere fremtidige prosjekter enn det som ville vært tilfelle uten en slik tilpasning.»

Økonomidirektøren er likevel opptatt av at leverandørindustrien fortsatt har vilkår som gjør at den kan utvikle seg videre. «Leverandørene må også redusere kostnadene og øke sin effektivitet. Men for at oljeselskapene skal kunne nå sine mål, er de helt avhengig av en kompetent leverandørindustri med tilstrekkelig kapasitet til å påta seg kritiske oppgaver som ligger foran oss.»

## USIKKERHET 2010–11

Hun understreker at oljeselskapenes forpliktelse i form av vedtatte planer og budsjetter tilsier et fortsatt høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel i 2009, selv om prioriteringene blir strengere, kostnadene lavere og effektiviteten høyere. Men usik-

kerheten blir større når hun ser inn i de neste par årene. «Hvis oljeprisen fortsatt er lav når selskapene skal beslutte lisensenes 2010-budsjetter til høsten, kan dette gi negative utslag.»

Selv om oljebransjen kjennetegnes ved sin langsiktige tenking, så vil den aktuelle markedssituasjonen påvirke selskapenes likviditetssituasjon, sier Svihus. «Etter eventuelle svake kvartalsresultater er det grunn til å frykte at viljen – og hos noen også evnen – til tung langsiktig satsing på norsk sokkel blir redusert. I en slik situasjon er det desto viktigere for Petoro å være pådriver for at lønnsomme prosjekter blir videreført på en tidsriktig måte.»

En samlet oversikt over innrapportering fra operatører på norsk sokkel i fjor, viser et hundretall store og små mulige investeringsprosjekter og -aktiviteter som sannsynligvis er lønnsomme, men som det enda ikke foreligger godkjente planer for.

## 380 MILLIARDER NESTE TI ÅR

Investeringsmuligheter i lisenser der det er SDØE-andel summerer seg til 380 milliarder kroner i investeringer de neste ti årene. Petoro vil selv kunne stå for 100 milliarder av disse. Investeringene dreier seg om brønner, nye innretninger og modifikasjoner. 80 prosent av aktivitetene/prosjektene er i eksisterende felt.

En gjennomgang Petoro har hatt av et tjuetall av disse investeringsmulighetene viser at mange er

robuste, og genererer positiv nåverdi med oljepriser i området 40–50 dollar per fat. «Flere av prosjektene som per i dag krever høyere priser, kan gjennom videre bearbeiding, effektivisering og kostnadsreduksjon tåle lavere oljepriser,» sier Marion Svihus.

På letesiden var det høy aktivitet i 2008, med nær dobling av antall brønner sammenlignet med foregående år. Petoro var med på 26 letebrønner som førte til 16 tekniske funn i året som gikk. En rekke av funnene er imidlertid små og det gjenstår en del arbeid før en kan konkludere om disse er drivverdige eller ei. Reservemodning er et viktig strategisk område for Petoro. Men i 2008 ble det bare identifisert 36 millioner fat o.e. netto tilleggsserverer til SDØE-porteføljen. Til sammenligning ble det produsert 420 millioner fat o.e. i 2008.

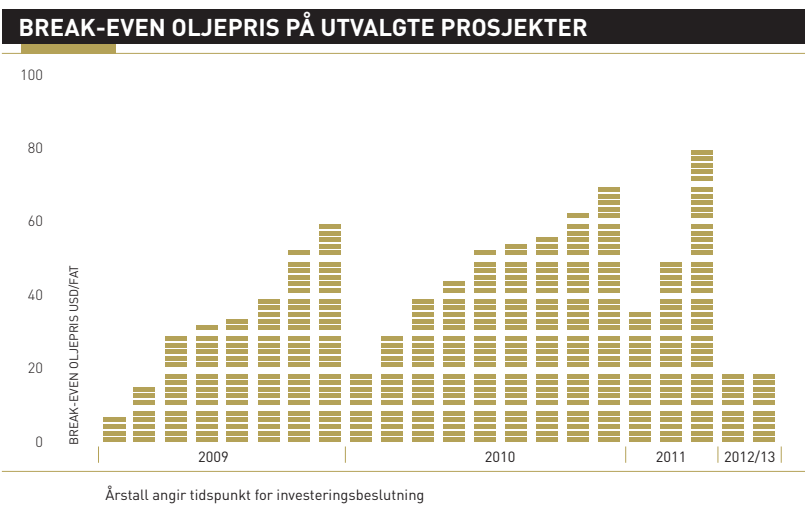
«Det er svært viktig at vi opprettholder leteaktiviteten. I tider med strammere økonomi, er det en tendens til at vi bare ser på sparte kroner i dag, og da står letekostnader laglig til for hogg. Spesielt er umodne områder med høy risiko utsatt for kutt. De ligger utenfor infrastruktur, og eventuelle funn vil oftest ha høyere utbyggingskostnader enn funn i modne områder. Men leteaktivitetene er framtiden til industrien, og Petoro vil arbeide for at letingen i størst mulig grad videreføres i henhold til gjeldende planer.»

**MER SELVSTENDIG ARBEID**

Svihus sier StatoilHydro-fusjonen stiller Petoro overfor nye utfordringer. Tidligere kunne selskapet alliere seg vekselvis med den ene eller andre av de to norske operatørmiljøene og dermed få tilgang til solid, uavhengig og konkurrerende kompetanse i arbeid med problemstillinger i lisensene. Nå er disse to blitt til ett dominerende operatørmiljø, samtidig som de store internasjonale selskapene i stor grad prioriterer sin tekniske og kommersielle kompetanse til egenopererte felt.

«Dette gjør at Petoro må utføre mer selvstendig teknisk og kommersielt arbeid som grunnlag for vurderinger og beslutninger i lisensene. Med de ressursene vi har i dag, betyr dette at vi må begrense antall felt vi kan gjøre denne typen arbeid på. Det medfører at vi må la muligheter for verdiskaping på andre felt gå fra oss. For en organisasjon som nettopp er gitt i oppgave å maksimere statens verdier er dette lite tilfredsstillende. Vi håper at også vår eier vil se at staten selv er tjent med en reell styrking av Petoro,» sier Svihus.

Også den kommersielle virksomheten er blitt viktigere for Petoro som følge av fusjonen. «Tid-



Figuren viser balanseprisen til 22 av de prosjektene som Petoro har sett nærmere på. Flere av de tidligere prosjektene er lønnsomme med oljepriser vi har sett i første kvartal av 2009.

ligere kunne Statoil og Hydro sette seg på ulike sider av bordet og lede eller bidra positivt til mange forhandlinger. Nå sitter det fusjonerte selskapet ofte på begge sider av bordet og andre må lede forhandlingene,» forklarer Svihus. Kombinasjonen av at de store internasjonale selskapene konsentrerer seg om egen-opererte felt og at de mange nykommerne er for små til å lede store forhandlinger, gjør at Petoro oftere blir utpekt som kandidat til jobben som forhandlingsleder.

Svihus sier det er viktig for organisasjonen å sette seg mål og rapportere resultater på en måte som kan sammenlignes med bransjen for øvrig. I selskapets balanserte skårekort finner man i tillegg til finansielle mål også mål for reservetilgang, produksjon, produksjonskostnader, prioriterte aktiviteter og strategiske prosjekter, relasjoner samt læring og fornyelse. «Resultat i 2008 skyldes selvsagt i hovedsak de høye olje- og gassprisene. Men vi har også hatt høy grad av måloppnåelse fra forhold vi selv kan påvirke.»

Petoro er ikke operatør. Måloppnåelse skjer i samspill med og ved å utfordre operatøren og de øvrige partnerne. Svihus mener det er desto viktigere å sette seg høye, men realistiske forretningsmessige mål. «Det holder oss på tå hev i forhold til å gripe forretningsmuligheter og gjør samtidig at vi er en forutsigbar samarbeidspartner. Jeg mener dessuten at slike mål bidrar til å skape entusiasme og energi i organisasjonen.»

I de videre artiklene kan du lese mer om virksomheten i Petoros ulike forretningsområder.

# Å GJØRE EN FORSKJELL

**Petoro er ikke som andre selskaper. Det er rettighetshaver til en tredel av olje- og gassreservene på norsk sokkel, men har bare litt over 60 ansatte og er ikke operatør – verken for felt, rør eller landanlegg. Spørsmålet er hvordan kan Petoro sikre innflytelse med dette utgangspunktet?**



**JAN ROSNES**  
DIREKTØR FOR PROSJEKTER  
OG STRATEGI

«Vi har som mål å maksimere verdiskapingen fra statens egen olje og gass (SDØE),» fastslår direktør for prosjekter og strategi, Jan Rosnes. «Statens portefølje er stor, og den har bredde og kvalitet. Vi kan for tiden ikke forfølge strategiske mål via porteføljetilpasning eller spesielle markedsoperasjoner. Derfor må vi spørre oss selv: Hvordan kan vi øke utvinningen og lønnsomhetsgraden i den porteføljen vi har? Hvordan kan vi effektivisere?»

Rosnes sier at mange av de strategiske virkemidlene som de andre oljeselskapene bruker, har ikke Petoro. «Derfor må vi velge vår strategi med omhu. Vi ønsker å gjøre en positiv forskjell.»

For å gjøre en forskjell må man ha påvirkningskraft. Det oppnår Petoro blant annet gjennom sin posisjon som rettighetshaver til den største porteføljen av olje- og gassreserver på norsk sokkel.

Men Jan Rosnes understreker at eierandeler ikke er nok, blant annet på grunn av begrensninger i stemmemakt. Påvirkningsevnen avhenger derfor av overbevisningskraften. Den bygger på kompetanse. Formelen for påvirkningskraft er med andre ord eierposisjon pluss kompetanse.

«Det er ikke slik at man kan komme inn i beslutningsfasen i en lisens og avgjøre saker bare via stemmemakt. Når vi arbeider med forretnings- og prosjektutvikling må vi gjøre grunnlagsarbeidet riktig helt i startfasen. Vi må identifisere verdiskapningsmulighetene slik at vi sikrer at flere gode alternativer er med i vurderingen. Da legger vi premiss, og det gir reell påvirkningskraft.»

På basis av grundige analyser av egen posisjon, har Petoro blinket ut tre hovedområder som har strategisk prioritet:

- Områdeutvikling
- Reservemodning
- Tidlig anvendelse av ny teknologi

En liten organisasjon og en bred portefølje gjør det forholdsvis enkelt å sette sammen tverrfaglige team. Dette gir gode muligheter for å utvikle helhetlige analyser og planer.

«Petoro er til stede i de fleste store lisenser og landanlegg. Det kan gjøre det lettere for oss å se helheten. Dermed kan vi bidra til de beste total-løsningene med utgangspunkt i hele verdikjeden. Gode og helhetlige vurderinger er ikke bare basert på det bildet den enkelte aktør ser i dag, men også på framtidige behov,» sier Rosnes.

Et stort feltutviklingsprosjekt representerer store grunnlagsinvesteringer. Det er derfor viktig å legge til rette for løsninger som gir den beste lønnsomheten totalt sett og for alle aktører samlet. Både i Tampen-området og i Åsgard-området har Petoro bidratt til å sikre gode og langsiktige områdeløsninger.

Undergrunnsteknologi er kanskje oljebransjens viktigste kunnskapsdisiplin. Betydningen av å påvise hydrokarboner og maksimere utvinningen er helt avgjørende.

«Det vil være penger å hente i effektivisering, men de virkelig store verdiene ligger i økte reserver. Petoro konsentrerer innsatsen rundt to faser: Når hydrokarbonene er påvist i form av



nye funn og fram til beslutning for utbyggingsløsning, og dernest i prosjekter knyttet til økt utvinning.»

Jan Rosnes påpeker at det i Petoros portefølje er langt over hundre prosjekter og aktiviteter for økt utvinning som som forventes å være lønnsomme med dagens prisforutsetninger. «Disse gir investeringsmuligheter i størrelsesorden 380 milliarder kroner over de neste ti årene, men de har dessverre ikke hatt god nok framdrift. Vi vil i 2009 vurdere om vi må styrke vår innsats på dette området. Økt utvinning går rett inn i Petoros strategi «reservemodning» og er et område hvor vi gjerne vil gjøre en forskjell.»

Også strategien «tidlig anvendelse av ny teknologi» er viktig for å kunne modne fram tilleggsreserver. Rosnes mener de klassiske metodene for økt utvinning ikke lenger kan gjøre jobben alene. Dessuten, understreker han, er ikke økt utvinning lenger kun aktuelt for olje. Aktørene på sokkelen må derfor også utvikle tiltak og prosjekter for å få mer ut av gassreservoarene.

«Samtidig må vi satse videre for å utvikle nye metoder for å øke oljeutvinningen. Til nå har vi i hovedsak brukt vann- og gassinjeksjon til dette formålet. Injeksjon av CO<sub>2</sub> er tidligere blitt vurdert. I tillegg ser vi lovende muligheter i økt bruk av kjemikalier i vanninjeksjon.

Petoro forsker ikke selv, men med sin store portefølje bidrar selskapet årlig med store summer til operatørens forskningsprosjekter. Teknologitviking og tidlig anvendelse av ny teknologi er en sentral del av grunnlaget for oljevirkens suksess i Norge,» understreker Rosnes.

Når strategidirektøren ser i glasskula for norsk sokkel, ser han flotte bilder.

«Jeg ser en sokkel med store muligheter, og som aktørene fortsetter i å investere i. Jeg ser et godt samspill med den store aktøren StatoilHydro, de internasjonale selskapene og Petoro, der alle samarbeider – men også utfordrer hverandre – for å realisere verdier på en sikker og miljømessig bærekraftig måte. Jeg ser en attraktiv bransje med spennende arbeidsoppgaver som tiltrekker seg unge talenter. Slik tror jeg det vil være helt fram mot 2050.»



**01** | Reservemodning er en viktig del av arbeidet med å få mest mulig ut av de store modne feltene på norsk sokkel, slik som Trollfeltet.

**02** | Områdeutvikling vil bli viktig for å få til lønnsom utvikling i Barents-havet – blant annet for å sikre tilstrekkelige tilleggsmengder gass til Snøhvit-anlegget.

**03** | Teknologitviking for nordlige områder kan blant annet dreie seg om å håndtere ising. Andre viktige områder for anvendelse av ny teknologi er avanserte injeksjonsmetoder, boring og brønn og havbunnsprosessering.



# SAMARBEIDE

PETORO SKAL HA DE BESTE  
RELASJONER TIL STATOILHYDRO  
FOR Å SAMARBEIDE OM HØYEST  
MULIG VERDISKAPING OG BEST  
MULIG UTVIKLING.

# UTFORDRE

**PETORO SKAL SAMARBEIDE MED  
DE STORE INTERNASJONALE  
SELSKAPENE FOR Å SIKRE  
MANGFOLD I LISENSENE – OG FOR  
Å UTFORDRE OPERATØREN.**

# STYRKEDE RELASJONER

«Et av vår absolutt viktigste mål i 2008 var å få etablert sterke og gode relasjoner til det fusjonerte StatoilHydro. Selskapet opererer om lag nitti prosent av Petoros portefølje, og et konstruktivt samarbeid er helt avgjørende for at vi skal lykkes. Samtidig har det vært viktig for oss å utvikle gode relasjoner med andre store oljeselskaper for å sikre et mangfold av kompetanse, teknologi og finansiell soliditet i lisensene – og for å kunne utfordre StatoilHydro når det trengs.»



**TOR RASMUS SKJÆRPE**  
DIREKTØR LISENSOPPFØLGING

Direktør for lisensavdelingen i Petoro, Tor Rasmus Skjærpe peker på at visjonen til Petoro er å være den beste partner. Det forutsetter blant annet høy kompetanse, åpenhet og forutsigbarhet. «Vi må stille spørsmålene: Hvordan kan vi støtte? Hvordan kan vi utfordre? Hvordan kan vi innrette oss slik at vi sikrer at StatoilHydro og de andre operatørene får suksess? Operatørenes suksess er Petoros suksess.»

#### DAVID MOT GOLIAT?

Den store operatøren StatoilHydro har en slagkraftig organisasjon og meget kompetente mennesker. Petoro har per i dag 63 ansatte og et budsjett på 250 millioner kroner. På spørsmål om dette er David mot Goliat, svarer Skjærpe:

«Vi må prioritere og sikre solid kompetanse. Det har vi gjort, og det har gitt resultater. Vi har fått gjennomslag for vårt syn i en rekke saker,» sier Skjærpe.

Nettopp fordi Petoro er et lite selskap, med begrensede ressurser, må medarbeiderne tenke bevisst og strategisk. I 2008 var følgende områder blant de høyest prioriterte:

- Reforhandling av prosesseringsavtale for Snorrefeltet
- Gullfaks 2030
- Fordeling av restruktureringskostnadene i tilknytning til StatoilHydro-fusjonen

Petoro hadde hovedansvaret for reforhandlingene av Snorre-avtalen med Statfjord-lisensen. Målet var å redusere kostnadene. Prosjektet pågikk i trekvart år, og involverte en lang rekke mennesker på tvers av flere fagfelt, internt og eksternt.

«Vi samarbeidet svært godt både eksternt og internt, og vi fikk gode tilbakemeldinger fra partnerne. Målet om betydelig kostnadsreduksjon ble nådd,» sier lisensdirektøren.

#### PETORO STYRKER FAGMILJØET

Gullfaks 2030 er navnet på strategiplanen for videreutvikling av Gullfaksfeltet, der Petoro er StatoilHydros eneste partner. Gullfaks er et modent felt, men som fortsatt har betydelige reserver å produsere. Målsettingen for begge partnerne er naturligvis lønnsom produksjon lengst mulig.

For tiden vurderer operatøren å installere nye boreanlegg på de tre plattformene på feltet, en investering som i så fall vil bli på mellom to og fire milliarder for hver av plattformene. Forut for denne beslutningen er det helt avgjørende å ha sikrest mulig informasjon om reservegrunnlaget og reservoaret.

«Våre spesialister i Petoro utfordret StatoilHydro til et dypdykk i denne problemstillingen. Vi jobbet tett og godt sammen, og vi har påvirket operatøren på en måte som vi håper og tror er positiv

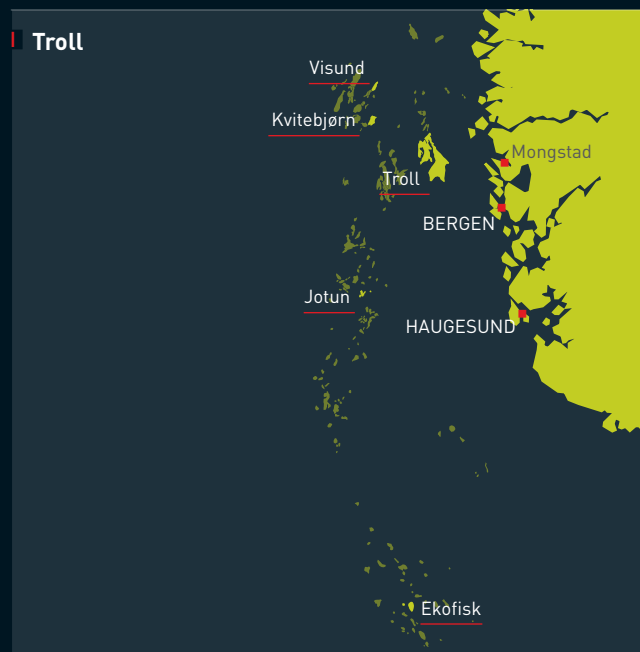


«Petoro har ansvar for å støtte og utfordre. For å gjøre den jobben godt, må vi også spille på lag med andre selskaper som har teknologisk og operasjonell styrke.»

TOR RASMUS SKJÆRPE Direktør lisensoppfølging

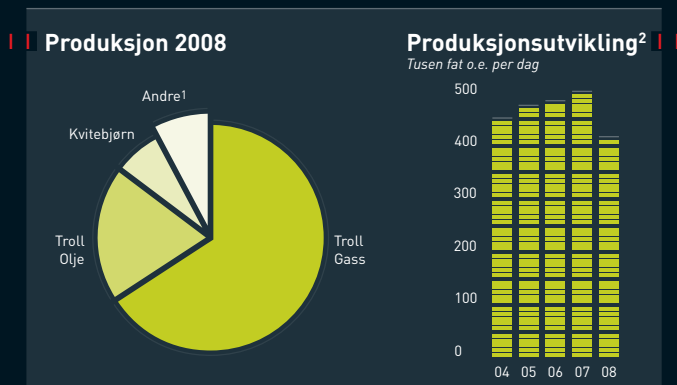


Petoros oppfølging av statens lisensandeler er delt opp på en måte som dels følger geografiske områder og dels er bestemt av hvordan ulike felt er koplet sammen i infrastrukturen. Hvert område følges opp av et område-team, med en egen områdeleder. Kartet viser viktige felt i Troll-området. I tillegg kommer Ekofisk feltet som også ligger under dette teamet.



I Gass- og oljereservene på Troll utgjør mer enn en tredel av SDØE-porteføljens verdi og forventes å være i produksjon til etter 2050. I juni 2008 ble det levert planer for nye Troll-prosjekter som inkluderer gassinjeksjon på Troll B i tillegg til flere prosjekt som skal tilrettelegge for langsiktig gassproduksjon både på Troll A og på Kollsnes. Flere tiltak for økt oljeutvinning utredes i lisensen, noe som kan gi grunnlag for investeringer og økte reserver. Økte investeringer i området, fra 4,6 milliarder kroner i 2007 til 7,6 mrd. i 2008, skyldes primært utbyggingen av Gjøa og Vega. Gjøa-plattformen er planlagt ferdigstilt i 2010 og produksjonen fra funnene utgjør viktige bidrag til produksjonen fra området.

Nøkkeltall		2008	2007	2006	2005	2004
Tusen mill. kroner	Netto kontantstrøm	25,406	19,957	24,815	22,455	17,651
	Investering	7,644	4,603	2,597	2,733	3,051



<sup>1</sup> Andre felt inkluderer Ekofisk, Visund og Jotun

<sup>2</sup> 17 prosent produksjonsnedgang skyldes bl.a. at produksjonen fra Kvitebjørn og Visund var dels redusert, dels nedstengt i 2008 pga skadene på Kvitebjørn gassrør.

for begge selskapene. Vi har nå et mer robust beslutningsgrunnlag. Denne saken er et godt eksempel på at vi kan utfordre, og lykkes med det. Etter fusjonen er dette enda viktigere enn før fordi vi har mistet det mangfoldet to store, uavhengige og konkurrerende norske operatører representerte.»

Både Gullfaks- og Snorre-prosjektene reflekterer områder hvor Petoro har besluttet å styrke den faglige og ledelsesmessige innsatsen.

«For at Petoro skal kunne spille rollen som god partner på rett måte, må vi utfordre. Men for å kunne være i stand til det, må vi sikre at selskapet har den nødvendige kompetansen samt evne til å prioritere. Derfor har vi valgt å prioritere mer ressurser innenfor undergrunnsteknologi og innenfor området kommersielle forhandlinger.»

Petoro og StatoilHydro har i 2008 samarbeidet mye nærmere om teknologistrategi enn tilfellet har vært i tidligere år. Dette har vært en nyttig øvelse, med læring og nye innsikter på begge sider av bordet.

«Vi må ha noe å gi, hvis folk skal snakke med oss. Det handler om kunnskap og innsikt. Derfor må vi ha den beste kompetansen. Kompetanse er viktig for alle selskaper, men for oss er det helt avgjørende. Petoro opererer ikke rigger og annen infrastruktur. Menneskene er selskapet.»

#### UTFORDRET FUSJONSKOSTNADER

Petoro hadde sammen med ExxonMobil ansvaret for å lede arbeidet knyttet til diskusjonen om fordeling av restrukturingskostnader i kjølvannet av fusjonen mellom Statoil og Hydro. Dette var en krevende prosess, der mange store aktører hadde forskjellig utgangspunkt. Men prosessen kom i mål, og med tilsynelatende godt fornøyde aktører.

Den nye situasjonen med en stor og dominerende operatør, har ført Petoro nærmere de andre store aktørene på sokkelen, som ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips og Eni for å nevne noen. Også på dette området har Petoro skjerpet oppmerksomheten. Som partner skal selskapet være proaktivt og oppsøkende. Året 2008 representerer i så måte en milepæl. Relasjonene er blitt tettere.

«Situasjonen på sokkelen krever at alle sentrale aktører gjør sin innflytelse gjeldende. Petoro har ansvar for å støtte og utfordre. For å gjøre den jobben godt, må vi også spille på lag med andre selskaper som har teknologisk og operasjonell

styrke. Derfor er gode relasjoner og konstruktivt samarbeid så viktig. Selv om vi er et lite selskap, har også vi våre sterke sider. Petoro kan, når vi prioriterer, påta oss krevende fagjobber. Dessuten samarbeider vi effektivt på tvers, og har enkle beslutningsprosesser i vår organisasjon. Det bidrar til å gjøre oss attraktive å samarbeide med.»

På spørsmål om det er vanskelig å utfordre og samtidig blir oppfattet som en god partner, sier Skjærpe:

«Det er en balansegang her. Det er viktig at våre partnere vet når Petoro er uenig og hvorfor. Gode relasjoner bygger på god kommunikasjon. Det innebærer at uenighet oppdages tidlig. Dermed blir det anledning til å gripe fatt i problemet og gjøre noe med det, før posisjonene har låst seg og det er gått prestisje i sakene. Vi må evne å skille sak og person. Vi skal være profesjonelle og forutsigbare, og det skal våre partnere vite,» sier Tor Rasmus Skjærpe.

**HMS: OFTERE FØRST PÅ BALLEN**

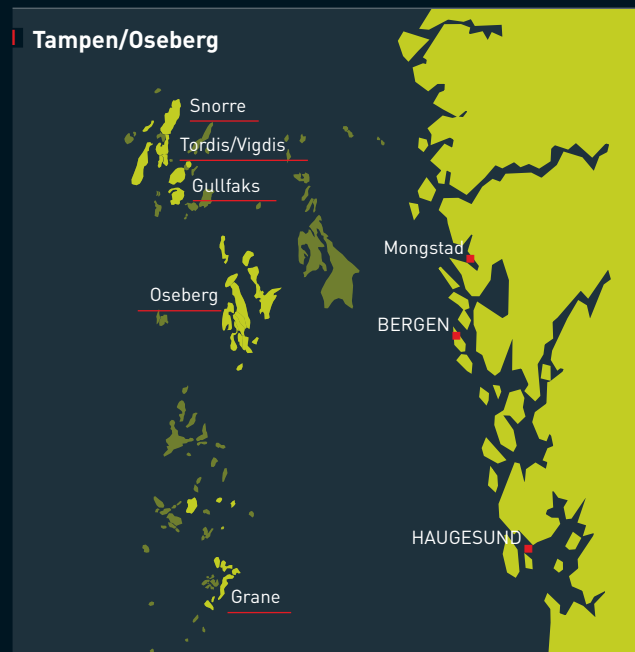
Innenfor helse, miljø og sikkerhet (HMS) var 2008 for SDØE-porteføljen slik at alvorlige hendelser viste en nedgang, mens personskadefrekvensen gikk noe opp. Skjærpe er opptatt av alvorlige hendelser på norsk sokkel, også der SDØE ikke har eierandeler. Han viser blant annet til hendelsen på Statfjordfeltet, der olje og gass kom inn i et av betongbena og skapte fare for eksplosjon. «Dette er ikke godt nok!» konstaterer han.

«Vi må spørre oss hvordan Petoro kan bidra til forbedring. Svaret er at vi må være mer proaktive, ta flere fremtidsrettede initiativ og være mindre opptatt av kjølvannet. Det innebærer mer aktivitet i lisensene og på ledelsesnivå. Vi kan særlig bidra i planleggingsfasen av prosjekter, slik at vi sikrer en god HMS-strategi. Når driften er i gang, har vi som partner mindre innflytelse.»

Et annet område som vil få økt oppmerksomhet er den tekniske tilstanden på de stadig flere aldrende feltinstallasjonene. «Vi vil kreve mer innsikt på dette området, og vi vil påvirke til at de beste løsninger velges.»

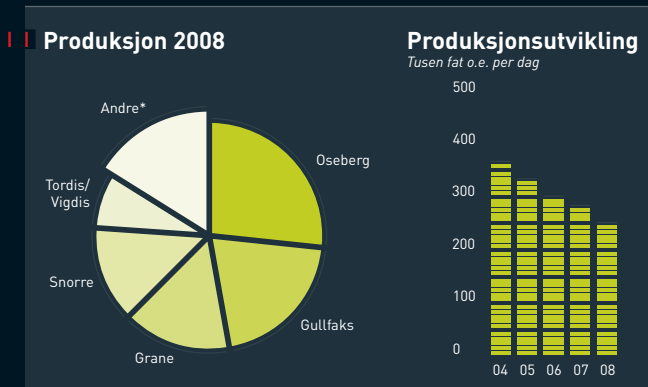
Petoro har nylig utvidet miljøgruppen. Hittil har selskapet hatt fokus på utslipp til vann, men ser nå behovet for å øke oppmerksomheten på utslipp til luft. Miljøgruppen skal i 2009 komme med forslag til tiltak som sikrer økt kompetanse i organisasjonen samt innspill til en mer langsiktig miljøstrategi. «Viktigheten av miljøet for vår virksomhet har blitt betydelig forsterket i det siste,» fastslår Skjærpe.

Petoros oppfølging av statens lisensandeler er delt opp på en måte som dels følger geografiske områder og dels er bestemt av hvordan ulike felt er koplet sammen i infrastrukturen. Hvert område følges opp av et område-team, med en egen områdeleder. Kartet viser viktige felt i Tampen/Oseberg-området.



Tampen/Oseberg har mange felt i sen produksjonsfase. Store gjenværende reserver og ressurser gir likevel grunnlag for forventninger om lang levetid. Omfattende og aldrende installasjoner med økende modifikasjons- og vedlikeholdsbehov medfører høyt kostnads- og investerings-nivå. Investeringsnivået var i 2008 på 5,2 milliarder kroner. Boring, utbygging av Oseberg Delta og Rev, modifikasjons-prosjekt på Snorre samt utbygging og tilrettelegging for lavtrykksproduksjon representerte de største investeringene. Av 11 letebrønner ble det gjort funn i seks og flere vil bli knyttet opp mot eksisterende infrastruktur.

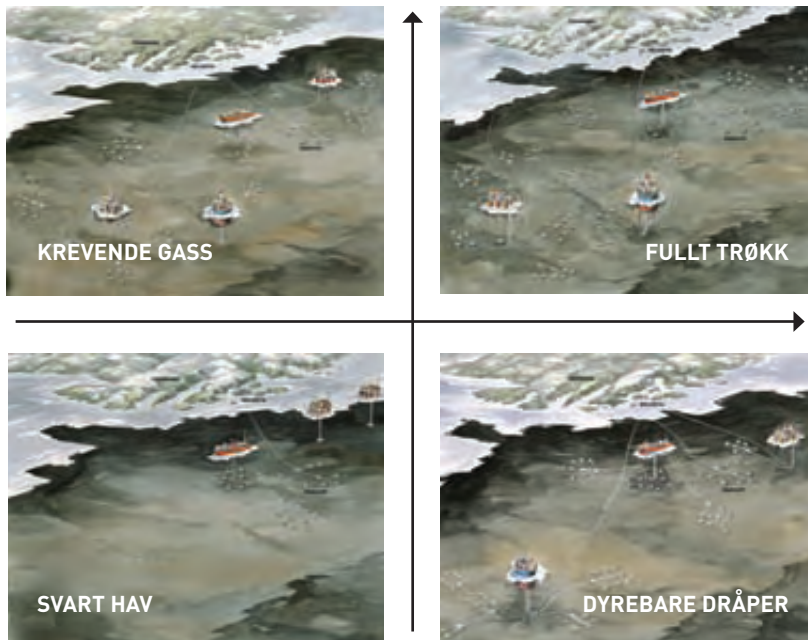
Nøkkeltall	2008	2007	2006	2005	2004
Tusen mill. kroner					
Netto kontantstrøm	52,276	40,854	44,766	38,081	31,099
Investering	5,172	5,345	4,832	4,112	3,296



\*Andre felt inkluderer Tune, Huldra, Skirne, Brage, Veslefrikk, Statfjord Satellitter, Varg, Ringhorn Øst, Gimle og Heimdal

# SER MULIGHETER I BARENTSHAVET

Petoro har gjennom de siste konsesjonsrundene fått en bred portefølje av lisenser i Barentshavet. Inntil nylig var selskapets hovedfokus i nord å bidra til å sikre en vellykket ferdigstilling av Snøhvit-prosjektet. Men nå er selskapet klar for neste steg.



I fire fremtidbilder for utviklingen av Barentshavet har Petoro beskrevet et spenn i reserver fra én milliard fat oljeekvivalenter i scenarioriet «Svart hav», til åtte milliarder fat oljeekvivalenter i scenarioriet «Fullt trøkk». De to ytterpunktene representerer avklarte situasjoner: «Fullt trøkk» innbefatter en offensiv tildelingspolitikk, høye priser og store funn og vil dermed tiltrekke seg stor interesse fra kapitalsterke aktører med høy kompetanse og gode teknologiløsninger. Motsatt vil «Svart hav» med et strengt globalt klimaregime, lave priser og få funn gi laber aktivitet. Petoro ser sin største utfordring i det å bidra til en god utvikling med de to kombinasjonene lave gasspriser/store funn og høye oljepriser/små funn. Les mer om scenarioriet på [www.petoro.no](http://www.petoro.no) (Klikk publikasjoner, «Petoro perspektiv»).

rom for utviklingen av området,» sier Jan Rosnes som har ledet arbeidet med scenarioriet.

«Vår oppgave er å optimalisere utviklingen i Barentshavet Sør, og i en usikker situasjon må vi skape grunnlag for beslutninger. I dette bildet er scenarioriet nyttige redskaper,» sier han.

Scenarioriet er basert på Oljedirektoratets ressursanslag og Petoros egne vurderinger. Utfallsrommet for utvinnbare ressurser spenner fra én til åtte milliarder fat oljeekvivalenter – eller i størrelsesordenen fra ett til åtte Snøhvitfelt. Barentshavet Sør er på 235 000 kvadratkilometer. Det vil si på størrelse med den norske delen av Nordsjøen.

«Arktis vil bli viktigere for petroleumsnæringen. Veien til Barentshavet Nord – og kanskje til omstridt område mot Russland – går via en god utvikling av Barentshavet Sør. Norge og norske selskaper har store muligheter, men trenger tidlig prosjekter for å skaffe konkurransefortrinn i form av kompetanse og infrastruktur,» sier Rosnes.

Det åpne Barentshavet Sør er et av flere mulige strategiske springbrett, men området er krevende og det tar tid å komme videre. 2008 var et år med flere gassfunn, men som synes å være små og befinner seg i vanskelige reservoarer.

«Vi har arbeidet grundig med å videreutvikle strategien for Barentshavet. Usikkerheten knyttet til forhold som geologi, kostnader og olje- og gasspriser, gjør leting i området risikofyllt. Petoro har brukt scenarioriet for å illustrere ulike utfalls-

Rosnes viser til at geologien er annerledes enn i Nordsjøen. Reservoarene er komplekse, reservoartrykket er «lavt» og ressursene er mer spredt. «Det er avgjørende at området utvikles etter en samordnet, langsiktig strategi. Det er ikke sik-



Petoros oppfølging av statens lisensandeler er delt opp på en måte som dels følger geografiske områder og dels er bestemt av hvordan ulike felt er knøpt sammen i infrastrukturen. Hvert område følges opp av et område-team, med en egen områdeleder. Kartet viser viktige felt i området Norskehavet/Barentshavet.

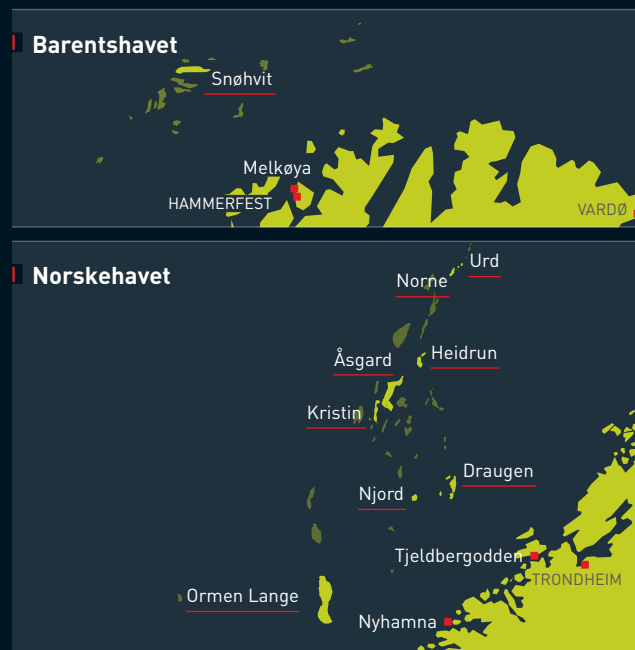
kert vi vil gjøre ett enkeltfunn som er stort nok til å forsvare feltutbygging og utvikling av infrastruktur. I Barentshavet er vi i enda større grad enn ellers nødt for å tenke helhetlig områdeutvikling,» understreker Rosnes.

Han peker på at det neste viktige steget er å få økt/doblet prosesseringskapasiteten på Melkøya. Uten dette vil mindre gassfunn fra en lisens i 20. runde trolig ikke kunne komme i produksjon før i 2045–2050. Med et nytt LNG-tog kan dette framskyndes til 2030–2035. «Vi har et tidsvindu der vi kan inkludere akselerasjonsgevinster for Snøhvit-volumer. Dette tidsvinduet lukkes i løpet av en fem-årsperiode og det er derfor tidskrittisk å komme videre,» sier Rosnes og påpeker at aktiviteten i årene 2009–11 vil være lite kapitalkrevende.

Beslutning om et nytt anlegg på Melkøya krever at det påvises minst 15 milliarder kubikkmeter gass i tillegg til fase 1 på Snøhvit. Rigger «Polar Pioneer» bør derfor brukes til leting og/eller avgrensning i Hammerfestbassenget i 2009/10, mener Rosnes og legger til at de planlagte brønnene «Krykkje» og «Alke» er gode kandidater.

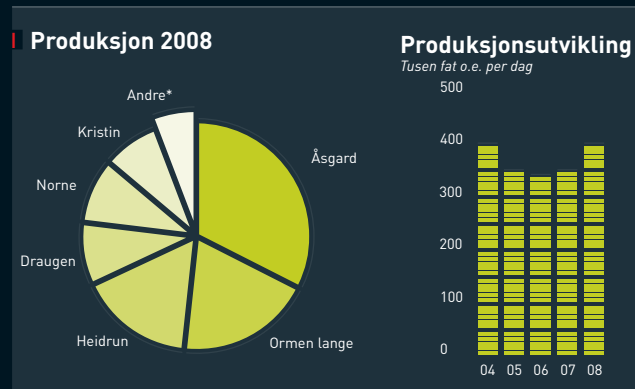
For å komme videre i det større nordområdet er det nødvendig med et «løft» for å avklare potensialet i Barentshavet Sør. Gitt at tildelingene fra 20. runde er tilstrekkelig, bør det vurderes å doble leteinnsatsen i perioden 2011–2014. Alle-rede høsten 2009 bør det vurderes å sikre riggkapasitet, mener han.

«Aktivitetene i Barentshavet i dag er på et moderat nivå, og dette virker riktig og robust dersom de mer pessimistiske scenarioene legges til grunn. Men dersom mer positive scenarioer inntreffer, trenger vi større innsats for å gripe mulighetene og maksimere lønnsomheten. Det er derfor nødvendig med økt aktivitet for å avklare ressursgrunnet, slik at vi kan sikre tidlig realisering av verdiene og løfte infrastruk-tur som styrker området konkurranseevne,» sier strategidirektør Jan Rosnes.



Modne felt står for hoveddelen av produksjonen i Norskehavet. Ormen Lange og Snøhvit bidro i 2008 til økt produksjon, og vil ta en stigende andel av totalproduksjonen. Ferdigstillelse av de to feltene ga betydelig reduksjon av områdeinvesteringene til 5,8 milliarder. Reservetilveksten kom i hovedsak fra felt i drift, men var noe lavere enn i 2007. Kristin-reservene ble nedjustert. Av 12 ferdigstilte letebrønner ga åtte funn – fem på grunt vann i Norskehavet og tre i Barentshavet. Høy aktivitet i Barentshavet er viktig for å sikre reserver til nytt prosessstog på LNG-anlegget til Snøhvit. Utvikling av nye felt i Norskehavet er avhengig av tilgang til prosesserings- og transportkapasitet. Nye interessante gassfunn må vurderes i et områdeperspektiv for å maksimere verdiskapingen.

Nøkkeltall	2008	2007	2006	2005	2004
Tusen mill. kroner					
Netto kontantstrøm	44,822	34,102	37,974	30,233	24,381
Investering	5,801	8,284	12,260	10,641	8,424



\*Andre felt inkluderer Snøhvit, Njord og Urd

# SKAPE

**NORSK SOKKEL HAR VÆRT ET  
VERDENSLEDENDE LABORATORIUM  
FOR OFFSHORETEKNOLOGI. NYE  
UTFORDRINGER KREVER NYE  
LØSNINGER.**

# LÆRE

DET SKJER MYE SPENNENDE  
PÅ NORSK SOKKEL – MEN OGSÅ  
I ANDRE DELER AV VERDEN.  
NORSK INDUSTRI KAN BLI  
FLINKERE TIL Å LÆRE AV  
ANDRE.

# NYE UTFORDRINGER PÅ NORSK SOKKEL

# LÆR AV ANDRE

«Vi har nye utfordringer på norsk sokkel, og det kreves ny teknologi for å møte disse. Selv om vi er verdensledende på flere områder, som for eksempel innen undervannsteknologi og boring, nytter det ikke å hvile på laurbærene. Nå skjer det mye spennende også andre steder. Vi må bli flinkere til å lære av andre industrier og andre geografiske områder.»



**ROY RUSÅ**  
DIREKTØR TEKNOLOGI OG IKT

Teknologidirektør Roy Ruså i Petoro nevner som eksempler utviklingen i it-sektoren utenfor olje- og gassindustrien, tiltak for økt utvinning i Saudi Arabia og utbyggingsvirksomheten på dypt vann utenfor Brasil.

Petoro peker på følgende teknologiområder som særlig viktige for å modne nye reserver og for å øke utvinningen i de produserende feltene:

- Avanserte injeksjonsmetoder
- Boring og brønn
- Integreerte operasjoner
- Havbunnsprosessering

## DE GAMLE GIR MEST

80 prosent av Petoros produksjon kommer fra de store feltene som har vært i drift en stund. I 2025 vil omtrent to tredjedeler av produksjonen komme gjennom disse anleggene, selv om totalproduksjonen vil være betydelig lavere. Med andre ord: De gamle arbeidshestene er og forblir av avgjørende betydning for inntektsstrømmen fra sokkelen.

«I de siste årene har vi sett en økende tendens til nedskrivning av de utvinnbare reservene. Skal vi snu dette og få disse ressursene tilbake som lønnsomme reserver krever det både investeringer og kompetent personell.»

Økt utvinning gjennom avanserte injeksjonsmetoder er et tiltak for å øke reservene. En ny metode som Petoro har tro på, er injeksjon av vann med lavt saltinnhold, såkalt lavsalinitets vanninjeksjon. Metoden testes nå både på Snorre og Heidrun-feltet. Lavsalinitetsvann endrer fuk-

tegenskapene i formasjonen, og man ser at dette kan øke utvinningen.

«Vi i Petoro er optimistiske, og håper vi kan gå fort fram. Vi mener det er potensial for opp mot ti prosent ekstra utvinning med denne metoden,» sier Roy Ruså.

## NANOPARTIKLER FOR ØKT UTVINNING

Petoro utforsker også muligheten for å bruke nanoteknologi for å øke utvinningen. Dette dreier seg om ørsmå partikler, som kan betegnes som programmerte kjemikalier fordi de er gitt egenskaper som endres når omgivelsene endres. Slike partikler kan følge injeksjonsvannet gjennom rør, brønner og trange kanaler i formasjonen. Ved en gitt temperatur sveller disse partiklene opp og stenger vannkanalen. Dette tvinger det injiserte vannet til å gå nye veier og demed vaske med seg ny olje.

På bore- og brønnsiden arbeider operatørene med å øke effektiviteten i operasjonene. Dette er nødvendig. Petoro ønsker imidlertid å utfordre brønnløsningene. Her bør det være rom for nytenking.

«Hvorfor er det nesten bare partnerskapet på Troll som skal nyttiggjøre seg grenbrønner? Dette er en brønnløsning som drenerer reservoarene godt og bør vurderes nærmere også for andre felt,» sier Ruså.

Han mener at også utviklingen innen trådløs dataoverføring og instrumentering bør vurderes

nærmere med tanke på å øke dreneringen fra hver brønn.

**FLEKSIBLE LØSNINGER**

Fleksible utbyggingsløsninger er også nye ideer som kan bidra til å skape flere lønnsomme reserver. På de gamle feltene planlegges det nå ombygging av boreanleggene. Petoro ønsker at man i større grad skal vurdere modulære boreanlegg. Dette øker fleksibiliteten. Ved ombygginger av de eksisterende anleggene vil modulære boreanlegg kunne brukes i modifikasjonsperioden og derved bidra til at det kan bores en større del av tiden.

Mer effektiv drift gjennom integrerte operasjoner mellom hav og land er et område som Petoro tidlig så potensialet i. Selskapet har arbeidet aktivt for å bidra til raskere implementering av de nye arbeidsmetodene som dette gir. Nå er de grunnleggende prinsippene og løsningene i ferd med å bli tatt i bruk, men Petoro ser konturene av ytterligere endringer og forbedringer.

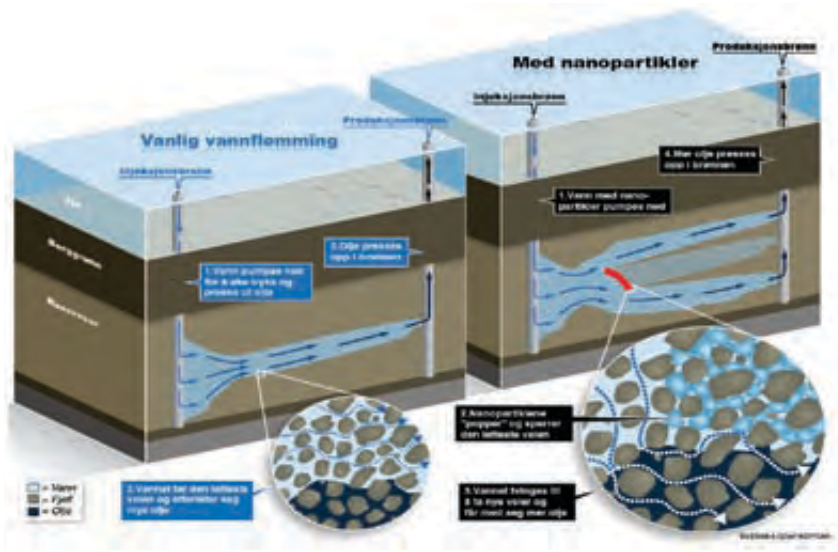
«Raskere dataprosessering åpner muligheten for å bruke den tiltagende datastrømmen på ganske andre måter enn i dag. Den raske datastrømmen kan brukes til å modellere mer komplekse anlegg enn i dag. Den kan også brukes til å koble reservoarmodellen, prosessmodellen og rørstrømningsmodellen – eller til å lage mye større modeller enn i dag. Et eksempel på dette er muligheten til å foreta reservoarsimulering rett på geologimodellen. Vi ser også mulighetene for at reservoarsimulering kan bli et tilnærmet sanntids-verktøy,» understreker Ruså.

**PETOROS BIDRAG VIL MERKES**

Etter fusjonen mellom Statoil og Hydro, er Petoros rolle på norsk sokkel blitt enda mer sentral. Samtidig er Petoro et lite selskap som selv ikke er operatør. Innsatsområdene må velges med omhu. Målet er å være en konstruktiv utfordrer på områder der selskapet selv har kompetanse og posisjon.

«Vi kan spille størst rolle i forhold til konseptvalg, langtidsplaner og beslutninger knyttet opp til det årlige arbeidsprogrammet. Prioritering er viktig, og selv om vi er små, vil Petoros bidrag merkes i de prosjektene vi velger å gjøre eget arbeid. Vi får gode tilbakemeldinger,» sier Roy Ruså.

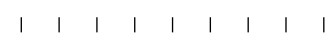
En av bekymringene hans er at mangfoldet og innovasjonskraften på norsk sokkel kan bli svekket som følge av at det er én dominerende operatør. «StatoilHydro er blitt mer strukturert. Det positive er at sannsynligheten for å lykkes har økt for de prosjektene som passerer nåløyet.



Figuren er en prinsippskisse som viser at ved vanlig vannfømming av et reservoar tar vannet letteste veien mot produksjonsbrønnen og etterlater seg en god del olje som vannet ikke får kontakt med. Ved bruk av nanopartikler som «popper» til mange ganger størrelsen, stenges denne letteste veien og vannet tvinges ut i andre deler av reservoaret, noe som øker oljeutvinningen.

Men jeg vil advare mot å stille krav om å lykkes med alt, hver gang. Da kan innovasjonen bli redusert.»

Det er de store prosjektene som har drevet frem utviklingen på norsk sokkel. Næringen har vært god til å ta teknologi i bruk. Fremtiden er endret ved at det blir færre slike store prosjekt. Samtidig er behovet for ny teknologi minst like stort som før, både for å sikre størst mulig produksjon på modne felt og for å utvikle nye reserver. «Dette stiller krav til operatør og partnerskap. Vi må fortsette å være djerne. Vi må bli enda mer effektive og raske med hensyn til å ta i bruk teknologi som er prøvet ut, og vi må bli flinkere til å ta i bruk løsninger som er utviklet andre steder og i andre industrier,» oppsummerer Roy Ruså.



# GLOBALISERING

## AV GASSMARKEDET

**Om det norske oljeeventyret er stort, er gasseventyret nesten enda mer imponerende. Det er større målt i gjenværende reserver, i markedsandeler og varighet. Framfor alt hylles gassen som miljøets hvite ridder. Gass har betydelig lavere CO<sub>2</sub>-utslipp enn all annen fossil energi.**



**LAURITS HAGA**  
DIREKTØR MARKED OG AVSETNING

Norge er i ferd med å overta posisjonen som verdens nest største eksportør av gass, etter Russland. Petoro er ved siden av StatoilHydro den største gassaktøren på norsk sokkel. Samlet utgjør årlige norske leveranser en energimengde tilsvarende åtte ganger den norske årsproduksjonen av elektrisitet. Norsk gass dekker om lag 16 prosent av forbruket i Europa.

I all hovedsak er gassen solgt på avtaler som strekker seg over mange år, gjerne flere tiår. Langsiktighet og stabilitet har vært nøkkelford i gassindustrien. Dette har bidratt til å skape tette relasjoner mellom selskapene og en gjensidig avhengighet mellom kjøper og selger.

«Gassvirksomheten er i endring. Fra gammelt av var de store gass-selskapene på kontinentet regionale monopoler som hadde i oppdrag å utvikle infrastruktur og sikre langsiktige gassleveranser. Dette er radikalt endret. De-regulering og liberalisering har endret markedsstrukturen og en har sett sammenslåing av gass- og elektrisitetsselskaper. Disse selskapene er nå børsnoterte og har tøffe eiere som jakter høyest mulig avkastning. Denne utviklingen har ført til et forretningsmessig mer utfordrende klima for gassaktørene,» sier direktør for marked og avsetning i Petoro, Laurits Haga.

De langsiktige kontraktene reforhandles med jevne mellomrom. I 2008 var de største avtalene gjenstand for reforhandling. Dette har vært et omfattende og krevende arbeid. Enorme verdier og tilhørende risiko skal fordeles. Volum og langsiktighet fører til at også desimalene er av avgjørende betydning.

«Målet har vært å modernisere disse kontraktene

siden mange av dem ble inngått for 20 år siden. En hovedutfordring har vært å tilpasse kontraktene til dagens virkelighet. Våre egne kunder presses både av markedet og eierne, samtidig som nye forretningsmuligheter åpner seg.»

Til tross for et mer krevende forretningsklima, har 2008 gitt rekordresultater for både olje- og gassindustrien. Energiprisene har vært historisk høye.

Tett oppfølging og «hands-on» er likevel nødvendig for å sikre at målet om maksimal verdiskaping nås. Brorparten av gassen er solgt på langsiktige kontrakter hvor gassprisen hovedsakelig er knyttet opp mot utviklingen i oljepris. I tillegg selges en del av gassproduksjonen med spotprising. Det vil si at prisen baseres på noteringene i det kortsiktige markedet. Denne prisen er igjen basert på tilbud og etterspørsel. Små endringer i den kortsiktige markedsbalansen kan gi store endringer i prisen, understreker Laurits Haga.

I den senere tid har gassimportørene i stigende grad rettet oppmerksomheten mot politisk risiko i ulike land og regioner, særlig etter uregelmessighetene rundt transport av russisk gass gjennom Ukraina. I Europa er markedsaktørene svært opptatt av diversifisering og forsyningsikkerhet. Jo flere leverandører, jo tryggere forsyning.

«Også i USA har markedet forandret seg betydelig bare i løpet av få år. Forsyningssituasjonen er annerledes enn det man forutså den gang Snøhvit ble bygget ut og det ble inngått salgskontrakter i det amerikanske markedet. Aktørene har satsset sterkt på såkalt ukonvensjonell gass, som blant annet omfatter gass produsert fra skifer. Dette har medført høyere amerikansk produksjon og mindre behov for import enn forventet. Denne

situasjonen medfører at det i 2008 har vært mer lønnsomme markeder for Snøhvitgassen enn det amerikanske.»

Dette illustrerer hvordan gassmarkedet globaliseres. En økende del av gassetterspørselen globalt dekkes ved LNG (flytende naturgass), og det er bygget en rekke nye importterminaler for LNG i Europa. Selv om Norge produserer mer gass enn noensinne, er Norges markedsandel forventet å synke framover grunnet en økende gassetterspørsel.

Haga sier det er mange utfordringer og muligheter for gassen. Ett forhold er den geopolitiske situasjonen og økende fokus på forsyningssikkerhet. Et annet er miljøutfordringene, som kan skape press mot fossil energi. Det gjelder også gass, selv om den er den reneeste av de fossile kildene.

Det forventes over tid økende etterspørsel etter olje og gass, selv om også andre energikilder vil bli tatt i bruk i stigende grad. «Vi bør for eksempel være forberedt på en renessanse for atomkraft. For å skape forutsigbarhet selges store deler av gassporteføljen på langsiktige kontrakter hvor vi er opptatt av å sikre best mulige betingelser. Videre er vi opptatt av å kunne håndtere prisusikkerhet og ha robuste strategier for å avsette tilgjengelig gass til høyest mulig pris i det kortsiktige markedet,» fastslår Laurits Haga.

Forholdet mellom StatoilHydro og Petoro innenfor området marked og avsetning er basert på den såkalte avsetningsinstruksjonen som er utarbeidet av norske myndigheter. Dette er et arrangement som regulerer rollefordelingen mellom de to selskapene. Det er StatoilHydro som markedsfører statens gass, olje og andre petroleumsprodukter. Petoros rolle er å påse at det skapes størst mulige verdier fra den samlede porteføljen og at kostnader og inntekter fordeles rettmessig mellom StatoilHydro og staten. Dette gjøres ved å støtte og utfordre StatoilHydro.

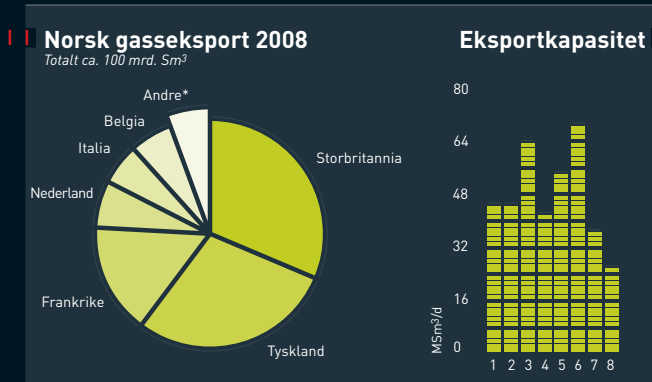
«Vi har jevnlig møter med ledelsen i StatoilHydro, og et godt og tett samarbeid basert på våre respektive roller. Vi vurderer strategier og planer, diskuterer markedsutviklingen og løser praktiske problemer. I tillegg har Petoro en spesiell rolle i forhold til å sikre rett prising i de tilfeller StatoilHydro også er gasskjøper.

StatoilHydro og Petoro er sammen i verdikjeden så langt en velger å delta, og vi deler både kostnader og risiko. Dette krever samarbeid og enighet om sentrale veivalg. Selskapene er sammen om å utvikle en global butikk. Petoros oppgave er å sikre høyest mulig verdiskaping,» sier Laurits Haga.

Overvåking av StatoilHydros avsetning av statens olje og gass er en av Petoros hovedoppgaver. En egen avdeling for marked og avsetning ivaretar denne oppgaven, og forvalter også statens eierandeler i rør og landanlegg som hører inn under transportinfrastrukturen. Kartet viser rørdenningsnettet på norsk sokkel, hvor Petoro forvalter den største eierandelen.



Statens gass, olje og andre petroleumsprodukter markedsføres av StatoilHydro, mens Petoro ser til at det skapes størst mulig verdier fra den samlede porteføljen og at kostnader og inntekter fordeles rettmessig mellom StatoilHydro og staten. Gassen er i hovedsak solgt på langsiktige kontrakter mens annen tilgjengelig gass selges i de kortsiktige markedene. Petoro er opptatt av å sikre verdiene i et utfordrende marked og å utnytte mulighetene for verdiskaping i hele gassverdikjeden, fra felt til marked. Petoro forvalter SDØE-andelen, som er den største, i Gassled interessentskapet som omfatter 7800 km rørdenninger, plattformer og terminaler for norsk gasseksport. Petoro er svært opptatt av regularitet og anleggenes integritet for å sikre stabile gassleveranser til kundene.



\*Tsjekkia, Spania og Polen  
 1 Norpipe (Tyskland) | 2 Europipe (Tyskland)  
 3 Europipe II (Tyskland) | 4 Zeepipe (Belgia)  
 5 Franpipe (Frankrike) | 6 Langeled (UK)  
 7 Vesterled (UK) | 8 Tampen Link (UK)

# VIL

**PETORO VIL VÆRE BESTE PARTNER.  
VIL MAKSIMERE STATENS VERDIER.  
VIL LÆRE. VIL DELE.**



# KAN

PETORO MÅ STYRKE SIN KOMPETANSE,  
SPILLE PÅ LAG MED ANDRE. BYGGE  
RELASJONER, ALLIANSER. PÅVIRKE.

# KOMPETANSEBYGGER OG LAGSPILLER

«Vi må være kreative og nysgjerrige. Vi må stimulere til innovasjon. Våre ansatte må kunne stille de gode spørsmålene. Vi må ha 'ja-og' samlinger, og vi må kunne bygge på hverandre,» fastslår direktør for Personal- og kompetanse, Sonja Samsonsen.



**SONJA SAMSONSEN**  
**DIREKTØR PERSONAL**  
**OG KOMPETANSE**

«Når Petoros ansatte går hjem tar de med seg våre viktigste aktiva,» sier hun, og utdyper: «Petoro opererer ikke plattformer eller anlegg, og selv om de største økonomiske verdiene ligger i oljen dypt nede under Nordsjøen, er min påstand at selskapets fremste aktiva ligger i kunnskapen til våre medarbeidere. Derfor er godt samspill og god utnyttelse av kompetansen en viktig forutsetning for å lykkes.»

Petoro skal som den beste partner bidra til å øke verdiskapingen på norsk sokkel ved å utfordre og støtte de store operatørene – og da særlig StatoilHydro som opererer 90 prosent av Petoros portefølje. Det kan selskapet bare gjøre gjennom å tilføre merverdi i form av kunnskap og innsikt.

«Vi søker først og fremst folk med ti-femten års erfaring. Bakgrunn fra de store operatørene er attraktivt for oss, fordi folk i denne gruppen som regel har fått bred eksponering mot ulike fagfelt og problemstillinger.

Petoro har få ansatte innen de enkelte disipliner i forhold til operatørselskapene. Dermed møter ofte Petoros representanter alene i sammenhenger der de andre selskapene stiller med flere representanter. Hver enkelt av våre medarbeidere bærer derfor med seg et stort ansvar på vegne av selskapet.»

Personal- og kompetansedirektøren ser både etter bredde- og spisskompetanse. Den ansatte skal helst kunne fungere godt innenfor flere fagområder. Samtidig har Petoro gjort noen strategiske valg med hensyn til prioriterte aktiviteter. Disse valgene medfører at undergrunnskom-

petanse og forhandlingskompetanse er særlig viktig for selskapet.

Petoro har etter StatoilHydro-fusjonen styrket sin egen undergrunnskompetanse ved å ansette folk med god utdanning og bred erfaring innen geologi, geofysikk og reservoarlag.

«Å velge den rette kandidaten i rekrutteringsprosessen er likevel bare begynnelsen. Når individene er på plass må vi jobbe videre med å sette kompetansen i system. Undergrunnsområdet er teknologisk svært avansert. Derfor må vi også sørge for å bygge gode team, og å legge til rette for at kunnskap blir delt og videreutviklet.»

Når store krevende prosjekter skal gjennomføres, bruker Petoro i tillegg til egen kompetanse også ekstern spisskompetanse og nettverk. «Vår evne til læring fra andre er viktig både for vår egen utvikling og fremtid, og for vårt omdømme.»

Også kommersiell kompetanse, blant annet fra forhandlinger, er blitt viktigere etter at aktørbildet på norsk sokkel er endret vesentlig de siste årene – både gjennom fusjonen og ved at en rekke små selskaper er blitt rettighetshavere i lisensene.

«Petoros rolle som utfordrer er blitt enda tydeligere. Vi må sørge for å synliggjøre alternativer og gi konstruktive innspill. Men skal vi oppnå resultater, må vi spille på lag med andre. Derfor vektlegger vi personlige egenskaper innenfor områder som relasjons- og alliansebygging, samt gode evner innen kommunikasjon og påvirkning,» sier Samsonsen.



| | Fra bedriftssamling våren 2009, med hovedtema organisasjonsutvikling.

«Vi må kontinuerlig stille spørsmål om hvor Petoro vil stå i årene som kommer. Vi må være bevisste i valg av arenaer og i utøvelsen av vår rolle. Vi må vite hvilken kompetanse vi har og hvor vi må styrke oss.»

Arbeidsmiljøet i Petoro er godt. Siste undersøkelse viser et sykefravær på to prosent. Eller en friskhetsgrad på 98 prosent, som personal- og kompetansedirektøren velger å uttrykke det. Det vitner om høy arbeidsglede og moral. En utskiftning av staben på sju prosent i 2008 kan man heller ikke klage på i en tid der det har vært ekstrem rift om de dyktigste fagfolkene.

«Vi vil gjerne unngå å miste verdifull kompetanse, for det er både krevende og dyrt å hente den inn igjen. Vårt mål er å være en attraktiv arbeidsgiver både i gode og mer turbulente tider. Målet må videre være å skape en robust, anerkjent og fremtidsrettet organisasjon hvor de ansatte velger å bli fordi de opplever en sunn balanse mellom organisatorisk og økonomisk stabilitet, og individuelt tilpassete og utfordrende oppgaver. Med en slik strategi basert på våre verdi-prinsipper ser jeg Petoros fremtid lyst i møte,» avslutter Sonja Samsonsen.



# SIKKERHET I 2008

## GODE RESULTATER

**Petoro har skiftet hovedparameter innen helse, miljø og sikkerhet fra personskadefrekvens til frekvens av alvorlige hendelser (AHF). I 2008 var det en forbedring vedrørende alvorlige hendelser i forhold til året før – fra 2,4 hendelser per millioner arbeidstimer til 2,0. Også antall gasslekasjer er redusert, mens antall fallende gjenstander fortsatt er på et for høyt nivå. Det beste er at det ikke har forekommet dødsfall på grunn av arbeidsulykker innen SDØE-porteføljen i 2008.**

Statistikken for 2008 viser at målet for reduksjon av personskadefrekvensen (antall personskader pr. million arbeidstimer, H2-verdi) ikke ble innfridd for SDØE-porteføljen. Resultatet endte på 7,8, mot en målsetting på 6,5. Dette er en forverring fra 2007 hvor H2 var 7,3.

Petoro har i 2008 deltatt på åtte inspeksjoner på felt og installasjoner som et ledd i å utøve påseplikten og partnerrollen som en synlig og krevende partner med fokus på sikkerhetsarbeidet.

Petroleumstilsynet (Ptil) har gjennomført tilsyn av Petoro med hensyn til ledelsens og styrets oppmerksomhet om forebygging av storulykke. Ptil har ikke identifisert behov for ytterligere tiltak fra selskapets side.

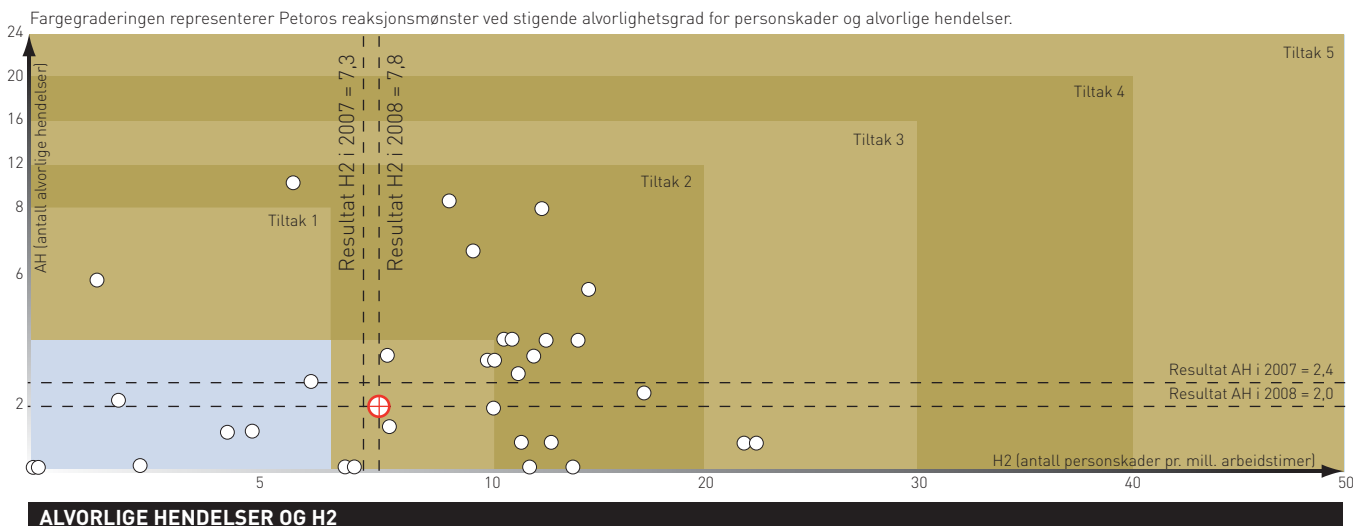
Petoro har også i 2008 registrert mange tilfeller av fallende gjenstander, som synes å være den dominerende årsaken til personskader og alvorlige forhold på norsk sokkel. Dette dreier seg hovedsakelig om uhell i forbindelse med arbeid i høyden og løfteoperasjoner. Forebygging av slike hendelser handler i stor grad om å utvikle de riktige holdningene blant ansatte, slik at de bidrar til å sikre seg selv og sine kollegaer, og tar vare på verktøy under arbeidet.

### JEVNT POSITIV TREND SIDEN 2000

I forhold til den store satsingen som har vært på bevisstgjøring og holdningskapende arbeid fra aktørens side, er resultatene for personskader skuffende. Men holdningskapende arbeid tar tid, og det er fortsatt en forventning om at dette arbeidet vil gi seg utslag i bedret sikkerhet. Tall

## PÅ TVERS AV OMRÅDER OG LISENSER

Helse og sikkerhet er et linjeansvar som følges opp i styringskomitéene i lisensene. For å spre erfaringer og dele kompetanse blant medarbeiderne i Petoro, er sikkerhet og helse tema for jevnlig møter på ledernivå og blant områdeteamene i selskapet. Selskapets ledelse gjennomfører også regelmessige bilaterale møter med de største operatørene hvor HMS er et sentralt tema. Petoros HMS-leder er i tillegg en pådriver og ressurs i arbeidet med å følge opp resultater og tiltak på tvers av lisensene. Statistikk fra de ulike installasjonene tydeliggjør gode og mindre gode resultater, og gjør det i neste ledd mulig å identifisere læringspunkter som kan overføres til andre installasjoner og lisenser. Resultatene gir også grunnlag for å beslutte oppfølging og tiltak fra Petoros side. I likhet med tidligere år, har selskapet i 2008 deltatt på 8 inspeksjoner på felt og installasjoner som et ledd i å utøve påseplikten og partnerrollen som en synlig og krevende partner med fokus på sikkerhetsarbeidet.



○ Installasjoner i SØE-porteføljen      - - - Resultater for personskader og alvorlige hendelser      ⊕ Gjennomsnitt for 2008

Kilde: Petroleumstilsynet/Risikonivåprosjektet 2007

- 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 ledelsenivå    Vurdere partnertilsyn. **Tiltak 4:** Gjennomføre møte på ledelsenivå    Initiere og gjennomføre partnertilsyn    Vurdere møte på selskapsnivå. **Tiltak 5:** Gjennomføre møte på selskapsnivå    Vurdere møte med Petroleumstilsynet

fra Petroleumstilsynet styrker denne optimismen: Etter økende skadefrekvenser sent på 1990-tallet, har antallet personskader og alvorlige skader vist en nedadgående utvikling siden 2000.

**UTVIKLINGEN PÅ NORSK SOKKEL**

Etter en økning fram til 2000 har frekvensen alvorlige skader vist en klar nedadgående tendens til og med 2007. Figuren viser skadefrekvensen på produksjonsinnretninger. Samme positive trend gjør seg gjeldende på flyttbare innretninger.

Risikoen for storulykker, vektet med hensyn til potensialet for tap av liv, viser et stabilt nivå, og fokus på alvorligere forhold er derfor et viktig element for bedret sikkerhet på sokkelen. Dette vises i figuren til høyre.

Statistikken er hentet fra det såkalte Risikonivåprosjektet som ledes av Petroleumstilsynet. Prosjektet har til formål å fremskaffe et realistisk bilde av risikoen og HMS-utfordringene i petroleumsvirksomheten for bedre å prioritere nødvendig innsats både i industrien og hos myndighetene.



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

# REDUSERTE UTSLIPP TIL LUFT

## – ØKTE UTSLIPP AV OLJE I PRODUSERT VANN

Utslipp av karbondioksid fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) var i 2008 på nivå med året før, mens utslipp av nitrogenoksider, svoveloksider og volatile hydrokarbonforbindelser viste til dels kraftig nedgang. Utslipp til sjø av olje i produsert vann var 10 prosent høyere enn i 2007, hovedsakelig som forventet følge av økt vannproduksjon i modne felt. Utslipp av miljøfarlige kjemikalier til sjø var i 2008 tilnærmet null for SDØE-porteføljen, mens utslipp av kjemikalier med liten eller ingen skadevirkning var på samme nivå som for de siste årene.

Utslipp fra petroleumsproduksjonen i SDØE blir påvirket av en nedadgående oljeproduksjon og økende gassproduksjon. Selve porteføljen har endret seg lite gjennom 2008, med unntak av nye utvinningstillatelser som ikke påvirker utslippstillatelsene for 2008. Ved utgangen av 2008 besto porteføljen som Petoro er rettighetshaver til av andeler i 122 utvinningstillatelser og 17 interentskap for rørledninger, terminaler og landanlegg. Av disse var 40 produserende felt.

Utvikling av utslippene relatert til SDØE-andeler presenteres i denne rapporten både som absolutte årlige utslipp, og som utslipp per produserte enhet. Det siste gir et representativt bilde av den historiske utviklingen, i motsetning til absolutte utslippstillatelsene.

Grafer og figurer er hentet fra operatørenes rapportering til Oljeindustriens Landsforening og SFT for 2008. Alle utslippstillatelsene er relatert til

SDØE-porteføljen og beregnes ut fra installasjonenes totale utslipp. Kun utslipp som omfattes av rapporteringskravene i opplysningspliktfor-skriften er inkludert.

Rapporterte utslipp allokeres ikke etter eierskap i produksjonen, men knyttes til utslippspunkt. Utslipp fra nedstrømsprosessering av oljen og gassen i anlegg som SDØE ikke har eierandeler i, er ikke inkludert i dette utslippsregnskapet. Tilsvarende er prosessering av all olje og gass i anlegg der SDØE har eierandeler inkludert i utslippsregnskapet, selv om SDØE ikke har eierandeler i oppstrømsfeltene som leverer oljen og gassen.

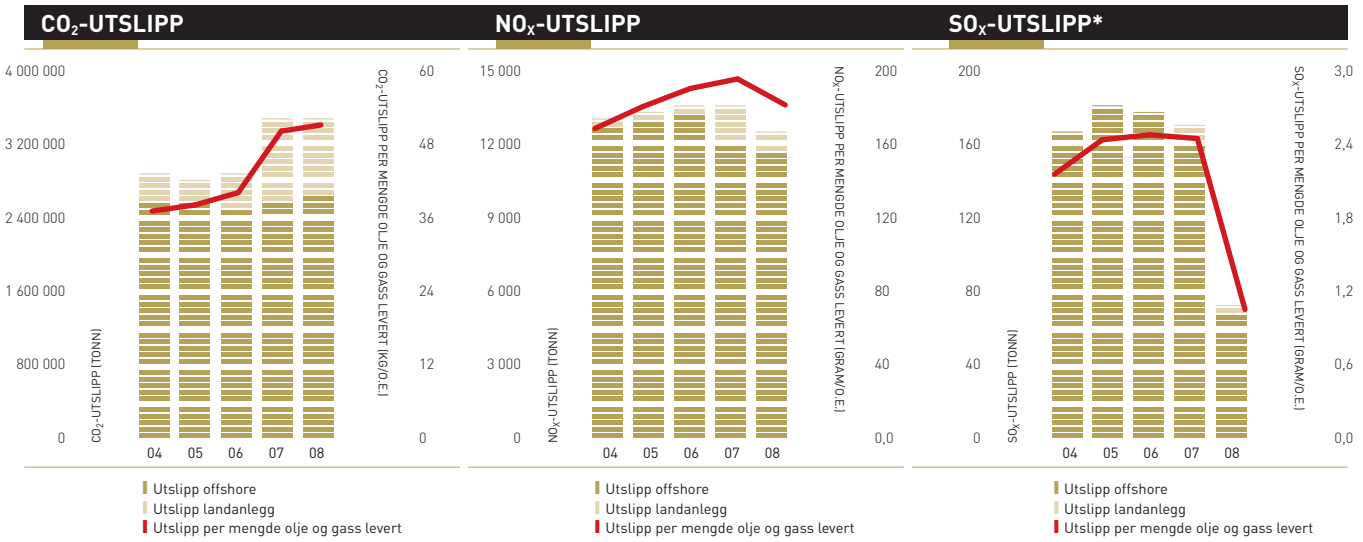
### STABILE CO<sub>2</sub>-UTSLIPP

CO<sub>2</sub>-utslippene i 2008 var 3,4 millioner tonn, som er på samme nivå som i 2007 – økningen er mindre enn én prosent. Økningen fra 2006 til 2008 som vises på figur 1, skyldtes tekniske problemer under oppstart og drift av Snøhvit-anlegget

**|| Klimagasser:** Klimagasser er en samlebetegnelse på de seks gassene som omfattes av Kyoto-protokollen: karbondioksid (CO<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>), lystgass (N<sub>2</sub>O) og de tre fluorholdige gasstypene HFK-er, PFK-er og svovelheksafluorid (SF<sub>6</sub>). Hovedtyngden av utslippene av klimagasser utgjøres av CO<sub>2</sub>, med ca 82 prosent målt i CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.

**|| CO<sub>2</sub>-ekvivalent:** CO<sub>2</sub>-ekvivalent er en enhet som beskriver den effekten en gitt mengde av en drivhusgass har på den globale oppvarmingen, omregnet til CO<sub>2</sub>-utslipp med tilsvarende effekt.

**|| CO<sub>2</sub>-avgift og kvotehandel:** CO<sub>2</sub>-avgift og klimavotetoven er de sentrale virkemidlene for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> i Norge. CO<sub>2</sub>-avgiften var per 1. januar 2008 på 0,45 kr/l olje og 0,45 kr/Sm<sup>3</sup> gass. Kvoter er betegnelsen på fritt omsettelige tillatelser til utslipp av klimagasser. Én kvote tilsvarer utslipp av ett tonn karbondioksid (CO<sub>2</sub>).



**Figur 1** | Årlige CO<sub>2</sub>-utslipp, samt utslipp pr. produsert enhet olje og gass fra SDØE.

**Figur 2** | SDØE sine NO<sub>x</sub>-utslipp, samt utslipp pr. produsert enhet olje og gass.

**Figur 3** | SDØE sine SO<sub>x</sub>-utslipp, samt utslipp pr. produserte enhet av olje og gass.

på Melkøya. Anlegget har fra slutten av 2008 og inn i første kvartal av 2009 vært i en mer stabil driftsfase. Melkøya og Troll Olje stod hver for 12 pst. av SDØEs CO<sub>2</sub>-utslipp i 2008. Åsgardfeltet stod for 11 pst. av utslippet.

Av total mengde norske klimagassutslipp på 55,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2007, stod landbasert industri for 27 pst., olje- og gassnæringen for 26 pst., og veitrafikken for 19 pst.

Kvotehandel innenfor EUs kvotehandelsystem startet opp i 2008. Til forskjell fra den første perioden 2005-2007, vil kvotesystemet fra 2008 omfatte CO<sub>2</sub>-utslipp fra all fossil brensel, også de utslippene som tidligere har vært belagt med CO<sub>2</sub>-avgift. CO<sub>2</sub>-avgiften for petroleumsinstallasjoner offshore vil bli redusert. Målet er at den samlede utslippskostnaden, med avgift og kjøp av kvoter, blir videreført på tilnærmet dagens nivå for offshore-næringen.

**NO<sub>x</sub>-UTSLIPP NED NI PROSENT**

SDØE-utslipp av NO<sub>x</sub> var 12 160 tonn i 2008, ned ni pst. fra året før. Hovedgrunnen er redusert fakling ved Snøhvit-anlegget på Melkøy. Det har også vært en reduksjon offshore av brenngassforbruk og tilhørende NO<sub>x</sub>-utslipp. Man må tilbake til 2003 for å finne et år med lavere NO<sub>x</sub>-utslipp fra SDØE (se figur 2). Også utslippene per produsert enhet ble redusert i 2008.

De nasjonale NO<sub>x</sub>-utslippene må reduseres for å overholde Norges forpliktelser ifølge Gøteborgprotokollen. Norske myndigheter innførte NO<sub>x</sub>-avgift på 15,85 kr per kg utslipp fra og med 2007. 14 næringslivs-organisasjoner, inkludert Oljeindustriens Landsforening, gikk sammen om et NO<sub>x</sub>-fond. Bedrifter kan betale inn til fondet istedenfor avgift til staten. Fondet skal sørge for en reduksjon i NO<sub>x</sub>-utslipp tilsvarende 30 000 tonn i løpet av 2010.

\*SO<sub>x</sub>-utslippene har gått ned med 58 prosent fra 2007 til 2008 for Petoro sine andeler. Tilsvarende tall for sokkelen som helhet er en nedgang i utslipp på 27 prosent. Spesielt gledelig er det at det spesifikke utslippet av SO<sub>x</sub> er mer enn halvert i forhold til tidligere år.

**NO<sub>x</sub>:** Nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) er avgasser som utskilles ved forbrenning av olje og gass. NO<sub>x</sub> fører til sur nedbør og økt konsentrasjon av bakkenært ozon. Utslippene kan gi skadelige effekter på økosystemer og vegetasjon. I tillegg gir de helseskader for mennesker.

**Gøteborgprotokollen:** Under Gøteborgprotokollen, som trådte i kraft i 2005, vurderes ulike gasser som fører til forsurening, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon. Protokollen omhandler svoveldioksid (SO<sub>2</sub>), nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>), ammoniakk (NH<sub>3</sub>) og flyktige organiske forbindelser (nmVOC). Norges forpliktelser i henhold til Gøteborgprotokollen er en reduksjon i utslipp

innen 2010 til 156 000 tonn for NO<sub>x</sub> og 23 000 tonn for NH<sub>3</sub>.

**Næringslivets NO<sub>x</sub> fond:** Oppstart i 2008. Fondet drives etter selvkostprinsippet. Alle midler som fondet mottar vil bli brukt til fondets formål: Redusere NO<sub>x</sub>-utslipp på en kostnadseffektiv måte.

De tre dominerende utslipps-kildene til NO<sub>x</sub> er innenriks sjøfart og fiske, olje- og gassvirksomhet, og veitrafikk. Olje- og gassindustrien bidro i 2007 med 28 pst. av de nasjonale NO<sub>x</sub>-utslippene. NO<sub>x</sub>-fondet har redusert NO<sub>x</sub>-utslipp med 2000 tonn i sitt første år. For å oppnå utslippsmålet i henhold til Gøteborgprotokollen, må Norge redusere NO<sub>x</sub>-utslippene ytterligere 17 pst. innen 2010. Nå som 90 pst. av alle avgiftspliktige bedrifter er tilknyttet NO<sub>x</sub>-fondet er det en god mulighet for at Norge klarer denne målsetningen.

### SO<sub>x</sub>-UTSLIPP NED 58 PROSENT

Utslipp av svoveloksider (SO<sub>x</sub>) fra SDØE-andelene var på 70,5 tonn i 2008, og gikk ned 58 pst. sammenlignet med året før. Hele sokkelen under ett hadde en nedgang på 27 pst. Viktigste grunnen til den store nedgangen er at StatoilHydro sammen med leverandør har kommet frem til mer nøyaktig måling av svovelinnholdet i diesel.

De totale utslippene av svoveldioksid har gått sterkt ned i Norge de siste 20 årene, fra 136 000 tonn i 1980 til under 20.000 tonn i 2007. Dette betyr at Norges forpliktelser ihht Gøteborgprotokollen om reduksjon i utslipp av SO<sub>2</sub> per 2010 er nådd to år på rad. Nedfall av sur nedbør i Norge, skapt av utslipp i utlandet har også sunket betraktelig siste 30 år. En oversikt over historiske SO<sub>x</sub>-utslipp finnes i figur 3.

Den største kilden til utslipp av svovel-oksider i Norge er prosesser og fyring i prosessindustrien, som bidro med omlag 68 pst. av Norges totalutslipp i 2005. Olje og gassutvinning stod for to pst. av SO<sub>x</sub>-utslippet i 2006.

### LASTEUTSLIPP NED 37 PROSENT

Utslippene av ikke-metanbaserte flyktige organiske forbindelser (nmVOC) var i 2008 på 11 200 tonn for SDØEs andeler, en nedgang på 37 pst. i forhold til 2007 (se figur 4). Slike flyktige organiske forbindelser oppstår særlig ved lasting og lagring av olje på norsk sokkel, og reduksjonen henger blant annet sammen med at lastet oljevolum fra SDØE-andelene er redusert med 10 pst. fra 2007 til 2008. Størst er reduksjonen fra

feltene Norne og Gullfaks, henholdsvis 88 og 42 pst., det vil si en reduksjon på mer enn 2000 tonn per felt.

I 2008 ble 90 prosent av totalt lastet volum på norsk sokkel, lastet over anlegg med teknologi for reduksjon av nmVOC. I 2007 var andelen 86 pst.

Norge nærmer seg målet i forhold til Gøteborgprotokollens krav om max. 195 000 tonn for 2010. Olje- og gassnæringen står for om lag 40 pst. av de nasjonale utslippene. Industrien har i en årrekke samarbeidet for at teknologi for reduserte utslipp fra bøyelasting av olje skal bli installert offshore. Dette har ført til reduserte utslipp fra olje- og gassindustrien hvert år siden 2001.

Statens forurensningstilsyn (SFT) har pålagt olje- og gassnæringen krav om at drifts-regulariteten for utslippsreducerende anlegg ved oljelasting skal være på 95 pst. per år. Dette kravet har vist seg vanskelig å oppnå, først og fremst på grunn av anleggenes kompleksitet og medfølgende nedetid. Industrien samarbeider for å få stabil drift ved slike anlegg i 2009.

### PRODUSERT VANN NED – ANDELEN OPP

For felt der SDØE har eierandeler, ble det faktiske volum utslipp av såkalt «produsert vann» (vann som følger petroleumsproduksjonen opp fra reservoaret) redusert med fem prosent fra 2007 til 2008. Derimot fortsatte andelen produsert vann i forhold til den totale væskeproduksjonen å vokse – slik den har gjort i mange år (figur 5).

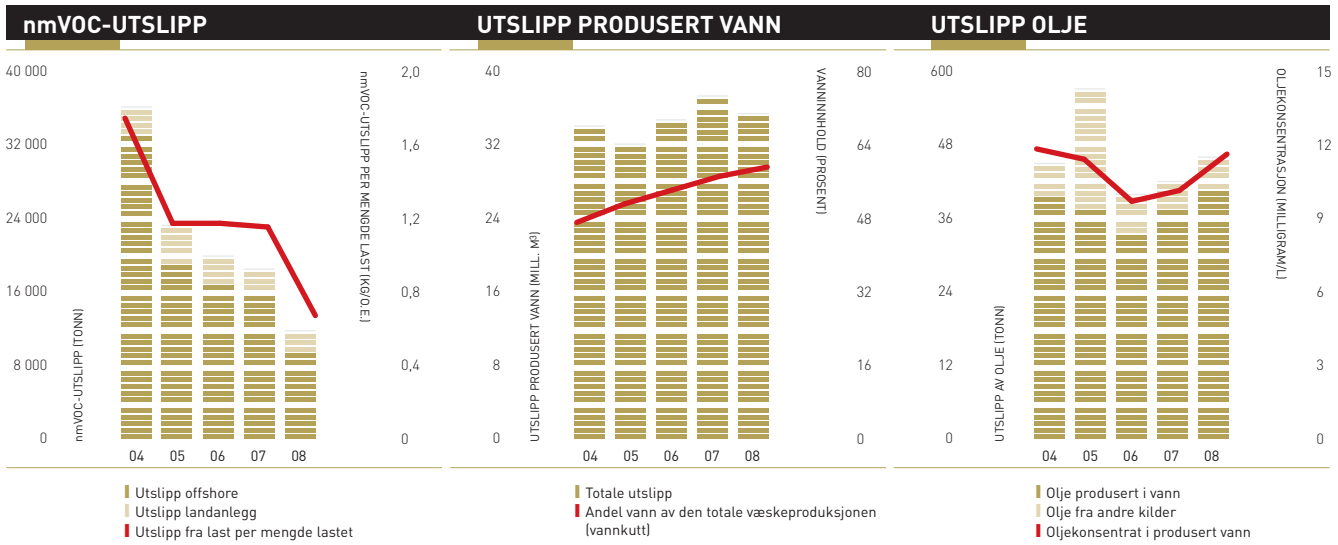
Forholdet mellom vann og den totale væskeproduksjonen vil typisk øke med feltenes alder. Vanninnholdet har økt jevnt fra ca 40 pst. i 2003 til ca 60 pst. i 2008. Det er sannsynlig at vanninnholdet fortsetter å øke i årene fremover. Nedgangen i utslipp av produsert vann i 2008 skyldes en liten nedgang i mengden produsert vann (én pst.) samt det faktum at mengden produsert vann som er blitt injisert tilbake i undergrunnen i stedet for å bli sluppet ut til sjø, økte med 14 pst. i 2008 sammenlignet med 2007.

**I I** SO<sub>x</sub>: SO<sub>x</sub> er en samlebetegnelse på Svoveloksider (SO, SO<sub>2</sub> og SO<sub>3</sub>). Av disse er det Svoveldioksid (SO<sub>2</sub>) som det blir dannet mest av ved forbrenning, ettersom SO og SO<sub>3</sub> dannes i påfølgende kjemiske prosesser. Det settes derfor ofte likhetstegn ved utslipp av SO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub>. SO<sub>x</sub> dannes ved forbrenning av stoffer som inneholder svovel, i hovedsak olje og kull, samt ved

en rekke industriprosesser. SO<sub>x</sub>-gasser fører til sur nedbør, noe som gir forsurening av vass-drag, og skader på bygninger og annen infrastruktur. Ved inhalering har gassen også negative effekter på menneskers luftveisystem.

SO<sub>2</sub>-utslipp er i likhet med NO<sub>x</sub>, ammoniakk og nmVOC omfattet av Gøteborgprotokollen. I 2010 skal årlige utslipp av SO<sub>2</sub> i Norge ikke overstige 22 000 tonn.





**Figur 4** | SDØE sine årlige nmVOC-utslipp, samt utslipp pr. Sm<sub>3</sub> olje lastet. **Figur 5** | SDØE sine utslipp av produsert vann, samt vannkutt. **Figur 6** | Totale utslipp av olje til sjø, samt oljekonsentrasjon i produsert vann.

De største bidragene til nedgangen i utslippene av produsert vann kommer fra feltene Gullfaks og Troll Olje. Disse feltene står også for de største volumene av produsert vann til sjø innenfor SDØEs eierandeler på sokkelen.

**OLJE I VANN OPP 10 PROSENT**

Hovedbidraget av oljeutslipp til sjø stammer fra gjenværende olje i det produserte vannet. For felt der SDØE har eierandeler, er det i 2008 en økning i utslipp av olje i produsert vann på 10 pst. Draugen og Veslefrikk er feltene som bidrar mest til økningen, mens Troll Olje og Gullfaks står for de største enkeltbidragene av olje til sjø i 2008, henholdsvis med 32 pst. og 16 pst. av utslippene i SDØEs portefølje.

Kurven for oljekonsentrasjonen vist i figur 6 viser en liten økning i oljemengde sluppet til sjø, i forhold til mengde produsertvann sluppet til sjø. Gjennomsnittlig oljekonsentrasjon for produsert vann fra SDØEs felt var i 2008 på 11,6 milligram per liter, noe som er en liten økning i

forhold til året før. Det er en utfordring å redusere oljeinnholdet i produsert vann ytterligere. Mye er allerede oppnådd gjennom økt satsing på renseteknologiene C-tour og Epcon.

Enkelte felt som Gullfaks og Troll Olje har en relativt lav oljekonsentrasjon, mens andre, som Heidrun, Grane, Oseberg Sør og Kristin sliter med å komme under myndighetskravet om en oljekonsentrasjon på max. 30 milligram per liter produsert vann sluppet til sjø. Noe av forklaringen på Heidrun, Grane og Oseberg Sør er at her blir produsert vann håndtert gjennom reinjeksjon. Over 90 prosent ble injisert i i fjor og målet er økt andel. Men i mellomtiden kan stans i injeksjonsanlegget føre til at renseanlegg med noe lavere kapasitet tas i bruk. Kristinfeltet baserer seg på rensing av produsert vann, men har hatt problemer med renseanlegget. Dette er under utbedring. Kristin har bare 13 pst. vanninnhold i produksjonen, så selv om konsentrasjonen til tider har vært noe høy, har det faktiske utslippet vært lavt.



**nmVOC:** nmVOC (non-methane Volatile Organic Compounds) er en samlebetegnelse på flyktige organiske forbindelser unntatt metan. Gassene dannes og slippes ut ved lagring og lasting av råolje. skader på helse, vegetasjon og materialer. nmVOC påvirker drivhuseffekten ved at det dannes CO<sub>2</sub> når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

**Industrisamarbeidet:** Operatører for felt med bøyelasting på norsk kontinentalsokkel etablerte i 2002 et industrisamarbeid for å samordne innføring av teknologi, og oppfylle utslippskrav fra Norske myndigheter på en formålstjenlig og kostnadseffektiv måte.

Når nmVOC reagerer med nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) under påvirkning av sollys dannes ozon. Høye nivåer av ozon nær bakken kan føre til

nmVOC-utslipp er i likhet med NO<sub>x</sub>, ammoniakk og SO<sub>2</sub> omfattet av Gøteborgprotokollen. I 2010 skal årlige utslipp av nmVOC i Norge ikke overstige 23 000 tonn.

Hovedkilden til andre utslipp enn fra produsert vann, er akutte utslipp av olje. Det slippes kun ut mindre mengder olje fra drenasjevann, fortrengningsvann, vann fra vasking av separatorer (jetting), og som nedfall fra brønntesting. Det var generelt relativt små akutte utslipp av olje i 2007 og 2008, men antall akutte utslipp har gått opp de siste årene når en ser på hele sokkelen. For felt der SDØE er deleier er derimot antall akutte utslipp stabile i årene 2006 til 2008. I 2008 var det 26 akutte utslipp på felt i SDØEs portefølje, mot 25 akutte utslipp i 2006 og 2007.

### FARLIGE KJEMIUTSLIPP NÆR NULL

Norsk oljeindustri er best i klassen på miljøvennlig kjemikaliebruk og det reflekteres også i utslipp fra SDØE-porteføljen. Men det skal fortsatt være fokus på null utslipp av miljøskadelige kjemikalier. Filosofien 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 pst. 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 det legges stor vekt på minst mulig negativ effekt på miljøet. Kjemikalier relatert til boreoperasjoner utgjør desidert mest av totalforbruket av kjemikalier med ca 80 pst. for SDØEs portefølje, og for hele sokkelen sett under ett.

Kjemikalier deles inn i kategoriene grønn, gul, rød og svart i henhold til myndighetenes regelverk. Røde og svarte kjemikalier kategoriseres der som miljøfarlige (se beskrivelse av kategorisering). Kjemikalier i bruk på sokkelen er nå i all hovedsak i gul og grønn kategori. Utslipp av grønne og gule kjemikalier har holdt seg stabilt siden 2005 – i underkant av 25 000 tonn per år for SDØE-felt. Utslipp av miljøskadelige kjemikalier er i praksis på nullnivå i felt der SDØE er medeier.

Svarte og røde kjemikalier som fortsatt benyttes på norsk sokkel er i all hovedsak gjengefett, korrosjonsinhibitorer, avleiringshemmere, emulsjonsbrytere og sementkjemikalier.

Figur 7 viser totalt utslipp av kjemikalier for SDØE sine felt. Stolpene viser utslipp av grønne og gule kjemikalier, mens linjefrafen viser summen av røde og svarte kjemikalier.

En nærmere titt på de meget små utslippene av miljøskadelige kjemikalier, viser at det i senere år har vært stor nedgang i utslippene av røde kjemikalier på felt hvor SDØE har eierinteresser (figur 8). I 2008 SDØE hadde 25 felt med utslipp av røde kjemikalier. Utslippene fra 2007 til 2008 viser en nedgang på 49 pst.

Det er noen få røde kjemikalier som er vanskelige å erstatte med mindre miljøfarlige kjemikalier. Disse er i bruk i mindre mengder på flere felt. Det er ventet en kraftig nedgang i antall felt som slipper ut røde kjemikalier de neste årene, etter hvert som det vil komme erstatningsprodukter også for de siste røde kjemikalierne som benyttes på norsk sokkel.

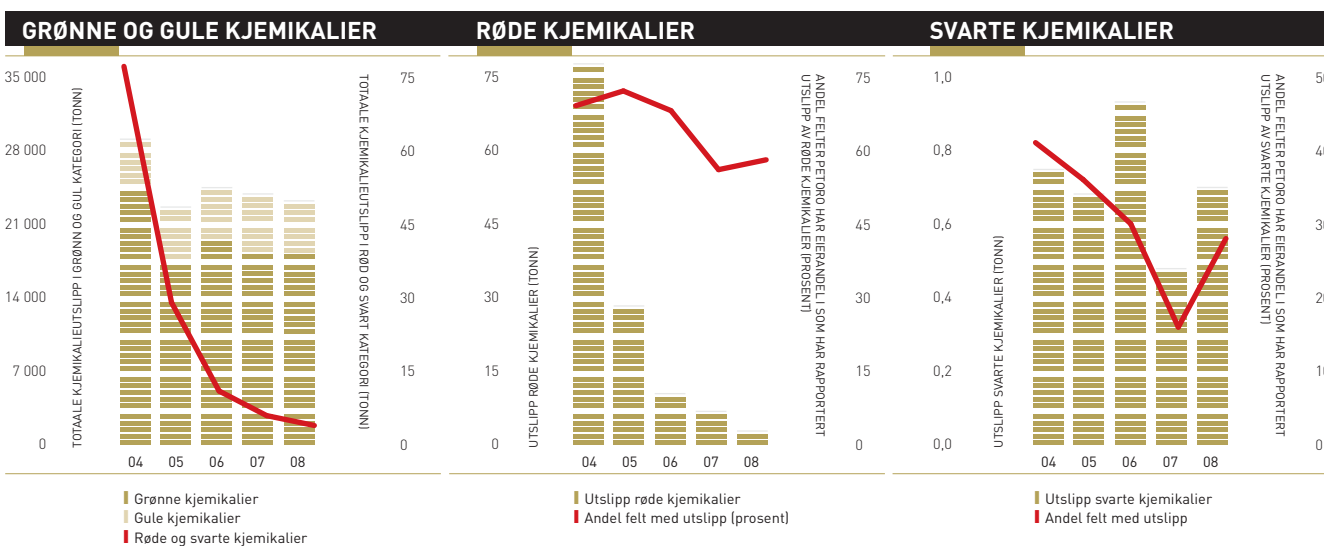
Når det gjelder svarte kjemikalier, hadde SDØE i 2008 utslipp fra 12 felt – med til sammen mindre enn 0,7 tonn. Økningen i bruk av svarte kjemikalier var riktignok hele 48 pst. fra 2007 til 2008 (figur 9), men da altså fra et svært lavt nivå. Utslippene i 2008 er for øvrig 24 pst. lavere enn for 2006, og på linje med utslippene i 2004 og 2005. 77 pst. av utslippene av svarte kjemikalier i SDØEs portefølje i 2008 kommer fra Ekofisk-området og Troll Olje.

Utslippene kommer generelt fra eldre installasjoner som har hydraulikkssystemer uten retur for hydraulikkvæsken. Disse produktene er allerede i stor grad erstattet av mer miljøvennlige kjemikalier, og det forventes en fortsatt gradvis reduksjon av utslippene over de neste årene, etter hvert som nyere og mer miljøvennlige hydraulikkvæsker tas i bruk.

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

kokepunkt tilsvarende hydrokarbonfraksjonen C10-40. 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.



**Figur 7** | SDØEs andel av kjemikalieutslipp per år i tonn. **Figur 8** | SDØEs andel av årlige utslipp av røde kjemikalier. **Figur 9** | SDØEs andel av årlige utslipp av svarte kjemikalier.

### MILJØEVALUERING AV KJEMIKALIER, INNDELING I HENHOLD TIL SFTs KATEGORIER

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

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

Kategorisering	Kategori
Vann	Grønn
Kjemikalier på PLONOR-listen	Grønn
Hormonforstyrrende stoffer	1 (Svart)
Stoff som er antatt å være eller er arvestoffskadelig eller reproduksjonsskadelig. Faremerket Rep1, Rep2 eller Mut1, Mut2	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

# ØKT MILJØSATSING

**Ytre miljø, spesielt klimautfordringene, har fått økt oppmerksomhet i samfunnet og det skjer mye på dette området som kan få stor betydning for norsk petroleumsindustri. De industrielle utfordringene kan også få stor betydning for Petoros forretningsvirksomhet.**

På denne bakgrunn utvidet Petoro høsten 2008 miljøgruppen. Gruppen skal i første omgang bidra til å øke selskapets kompetanse i klima- og miljøspørsmål og i neste omgang foreslå områder hvor Petoro skal sette inn sin miljøinnsats.

Gruppens leder er Britt Bjelland fra selskapets teknologiavdeling og den er for øvrig sammensatt av folk fra lisensavdelingen, økonomiavdelingen, markedsavdelingen og avdelingen for prosjekter og strategi.

Bjelland sier at gruppen vil bruke interne og eksterne krefter til å øke den generelle kompetansen om petroleumsvirksomhetens miljøutfordringer og skape økt oppmerksomhet og diskusjon omkring klimaspørsmål i selskapet. Aktiviteten er viktig for å forstå hvordan ytre miljø vil påvirke selskapets forretningsmessige problemstillinger. «Vi må forstå hvordan vi kan håndtere miljøutfordringene og samtidig møte våre mål for verdiskaping.»

Miljøgruppen har også diskutert mulige satsingsområder for Petoro. «Vi er et lite selskap med begrenset kapasitet og må innen miljø som på alle andre områder prioritere strengt. Vi vil i utgangspunktet søke å oppnå størst mulig verdi for Petoro og vi vil skjele til områder der vi kan bidra med noe ekstra, ofte områder som ikke allerede er godt ivaretatt av andre innen industrien,» sier hun.

Noen temaer gruppen vil utvikle videre med tanke hva Petoro bør satse på er:

- energieffektivisering, herunder samordnet kraftforsyning mellom ulike felt og installasjoner

- hvordan økt utvinningstiltak kan oppnås med forsvarlige miljøkonsekvenser
- hvordan miljøhensyn skal ivaretas i lisensenes langtidspaner

Det siste er man allerede i gang med på Gullfaksfeltet.

«Hovedhensikten med IOR-prosjekter er å få ut mest mulig olje og dermed å øke verdiskapingen. Samtidig er det slik at økt utvinning på eksisterende felt vil ofte være mer miljøeffektivt enn å få ut tilsvarende volum gjennom leting, utbygging og senere drift av et nytt felt,» sier Bjelland.

I tillegg vil det være ulike virkninger på miljøet alt etter hvordan prosjekter for økt utvinning blir gjennomført og hvilken effekt de har. Bruk av nanopartikler som «popper» opp og tvinger injeksjonsvann ut til nye deler av reservoarene har for eksempel den effekt at den øker oljeutvinninger uten tilsvarende økt bruk av energi.

I tillegg reduserer denne metoden mengden av produsert vann som kommer opp sammen med oljen. Dette fører igjen til reduserte utslipp til sjø – eller til redusert energimengde for å reinjisere produsert vann og dermed redusert utslipp til luft. Men samtidig kan det være utfordringer knyttet til bruk av kjemikalier ved en slik metode.

Bjelland sier at også olje- og gassindustrien må bidra til å nå nasjonens klimamål, og det har den allerede gjort gjennom en rekke miljøtiltak. Norsk olje- og gassproduksjon er for eksempel blant de aller beste i verden, målt etter utslipp



| | Deler av den utvidede miljøgruppen i arbeid, fra venstre Frank Huth, Arild Stavnem, Britt Bjelland og Knut Kvalheim.

av CO<sub>2</sub> per produsert petroleumsenhet. Samtidig ser hun betydelige utfordringer, særlig knyttet til modningen av norsk sokkel.

«Det kreves større tilførsel av energi for å produsere de siste fatene og kubikkmetrene enn de første. Videre er norsk sokkel i ferd med å dreie fra olje- til gassproduksjon – med påfølgende økt behov for kraft til kompresjon for eksport gjennom rørledninger. Dette fører til økt utslipp per produsert enhet. Samtidig er ytterligere tiltak mot klimagassutslipp kostbare. Det er derfor

viktig å se etter tiltak som gir mest mulig miljøeffekt for investeringene,» sier Bjelland.

Hun forventer at industrien er seg sitt ansvar bevisst på miljøområdet, som på andre områder av virksomheten. «Det gjør industrien best ved å sette seg konkrete mål og lage gode planer som gjennomføres effektivt. Deretter vurderes resultatene før man går på neste runde, enda bedre skodd enn før. Slik jeg kjenner denne industrien er det nettopp på denne måten den oppnår resultater,» sier hun.

# SDØE

**ØKONOMISTYRING OG  
REGNSKAP FOR SDØE ER EN  
AV PETOROS HOVEDOPPGAVER.  
REGNSKAPSTALL OG NOTER  
SIDE 63–83.**

# PETORO

**DRIFTEN AV SELSKAPET PETORO AS  
FINANSIERES VED BEVILGNING  
OVER STATSBUDDSJETTET.  
REGNSKAPSTALL OG NOTER  
SIDE 84-91.**

# REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLLEDELSE

**Petoro forvalter store verdier på vegne av den norske stat. Statens portefølje (SDØE-porteføljen) representerer en tredel av Norges olje- og gassreserver. Dette ansvaret stiller strenge krav til integritet og er avhengig av tillit hos eier og omgivelser.**

Petoro har som hovedmål å skape størst mulig økonomisk verdi fra statens portefølje på et forretningsmessig grunnlag. Styret legger vekt på god eierstyring og selskapsledelse for å sikre at statens portefølje forvaltes på en måte som maksimerer den økonomiske verdiskapingen.

Gjennom ivaretagelse av prinsipper for god virksomhetsstyring legger Petoro grunnlaget for tillit til selskapet fra eier, ansatte, oljeindustrien og andre interessenter samt samfunnet for øvrig. Petoros styringssystem legger til grunn «Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse» i den grad det er relevant for selskapets virksomhet.

Styringssystemet er tilpasset virksomhetens egenart og tilfredsstillende kravene til virksomhetsstyring fastsatt i «Reglement for økonomistyring i staten». Styringsprinsippene bygger på og skal støtte opp under en sunn bedriftskultur med langsiktige og verdiskapende holdninger. Styringssystemet ivaretar så vel etiske forhold som andre tverrgående hensyn, herunder system for å ivareta ansvar og plikter som rettighets-haver i forhold til helse, miljø og sikkerhet på norsk sokkel.

Petoro har klare forretningsetiske retningslinjer som beskriver prinsipper som skal være styrende for selskapets forretningsdrift og ansattes adferd. Alle ansatte signerer en årlig bekreftelse på at de forretningsetiske retningslinjer er gjennomgått og akseptert. Forretningsetiske regler inngår også i alle standardavtaler med selskaps leverandører.

Petoro mottar løpende informasjon som ikke er offentlig tilgjengelig og som er undergitt taushetsplikt. For informasjon der det tydelig fremgår at informasjonen som mottas er «innsideinformasjon» i henhold til lov om verdipapirhandel, er det utarbeidet instruks for behandling av innsideinformasjon i Petoro.

Selskapets verdier er integrert i selskapets forretningsmessige virksomhet.

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

#### *Sikkerhet for mennesker og miljø*

- Virksomheten tilrettelegges slik at mennesker ikke blir syke eller skadet
- Petoro verner om miljøet der selskapet driver sin virksomhet

#### *Djervhet og nytenking*

- Petoros ansatte tenker nytt og er endringsvillige – djervhet og utholdenhet er viktig for å sikre forbedring

#### *Forretningsorientering*

- Petoro søker i all sin virksomhet å øke den økonomiske verdien til porteføljen gjennom å opptre som en ryddig og konstruktiv partner og finne balansen mellom kortsiktige og langsiktige forretningsmål

#### *Integritet*

- Petoros ansatte opererer med den høyeste etiske standard i sitt virke

#### *Samhandling*

- Petoros ansatte samhandler for bedre resultater og verdsetter andre menneskers kompetanse og erfaringer



## VIRKSOMHET

Petoro er et aksjeselskap som er eid av den norske stat. Petoros formål er definert i selskapets vedtekter og selskapets overordnede mål: Petoro skal på forretningsmessig grunnlag skape størst mulig økonomiske verdier fra statens olje- og gassportefølje. Hovedoppgavene defineres av Olje- og energidepartementet.

Selskapet har tre hovedoppgaver:

- Ivaretagelse av statens deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har slike.
- Overvåking av StatoilHydro ASAs («StatoilHydro») avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i samsvar med avsetningsinstruks gitt til StatoilHydro.
- 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.

Petoro er rettighetshaver – med samme rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere – for andeler i 122 utvinningstillatelser og andeler i 14 interessentskap og selskap for rørledninger og terminaler.

Staten har gjennom Petoro AS vedtekter §11 og

avsetningsinstruks for StatoilHydro tillagt Petoro ansvaret for å påse at StatoilHydro utfører sine oppgaver i samsvar med instruksene. Ved at staten er majoritetsaksjonær i StatoilHydro og heleier av Petoro, utøver staten felles eierskapsstrategi gjennom avsetningsinstruksene vedtatt av StatoilHydros generalforsamling.

Intern instruks for behandling av innsideinformasjon som mottas i Petoro 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.

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 eneeier og er selskapets generalforsamling og øverste myndighet. Ordinær generalforsamling avholdes innen utgangen av juni hvert år. Den behandler saker i henhold til norsk lov, blant annet vedtektsendringer og 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. 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. Normalt avholdes ti til tolv møter i året. I tillegg blir det innkalt til ekstra møter ved behov. I 2008 ble det avholdt 14 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 (balansert målekort).

Styret behandler løpende store investeringsbeslutninger innenfor porteføljen og behandler større saker som angår virksomheten i lisensene og overvåkingen av gassavsetningen. Styret vur-

derer også det totale risikobildet, samt selskapets strategi. Styret har valgt å organisere arbeidet knyttet til kompensasjonsordninger i et underutvalg. Ved habilitetsspørsmål har det vært praksis at styremedlem fratrer styrets behandling.

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

#### **RISIKOSTYRING OG INTERN KONTROLL**

Risikostyring i Petoro skal støtte opp under selskapets strategiske utvikling og måloppnåelse. Styret legger vekt på hvilke risikoer og muligheter Petoro selv kan påvirke gjennom egne tiltak innenfor de rammene selskapet disponerer. Selskapet arbeider kontinuerlig med modning og utvikling av risikostyringsprosessen i tråd med oppdaterte prinsipper for helhetlig risikostyring og utviklingen i selskapets risikobilde. Disse prinsippene bygger på et internasjonalt anerkjent rammeverk for internkontroll (COSO/ERM) og det interne miljøet i selskapet.

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

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

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

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

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

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

#### **GODTGJØRELSE TIL STYRET OG LEDENDE ANSATTE**

Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til styret. Styret fastsetter godtgjørelsen til administrerende direktør. Administrerende direktør fastsetter godtgjørelse til de andre medlemmene av selskapets ledelse. Faktisk godtgjørelse, som er utbetalt til styret og administrerende direktør i 2008 samt ledergruppen samlet, er nærmere beskrevet i note til årsregnskapet.

#### **INFORMASJON OG KOMMUNIKASJON**

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

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

#### **REVISOR**

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

I tillegg har styret besluttet at selskapet engasjerer eksternt revisjonsselskap som internrevisor for SDØE. Internrevisor skal utføre finansiell revisjon av porteføljens regnskap og avgir revisjonsuttalelser i henhold til norske revisjonsstandarder og kontantprinsippet, herunder RS800 «revisors uttalelser ved revisjonsoppdrag med spesielle formål». Deloitte er SDØE-porteføljens nåværende internrevisor.

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

# LEDELSEN I PETORO

## 2. TOR RASMUS SKJÆRPE (1950)

Direktør lisensoppfølging

Utdanning: Sivilingeniør fra NTH.

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

## 4. KJELL PEDERSEN (1952)

Administrerende direktør

Utdanning: Sivilingeniør, petroleumsteknologi fra NTH.

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



## 1. 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.

## 3. MARION SVIHUS (1956)

Økonomidirektør

Utdanning: Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole, Bergen

Karriere: Har lang erfaring fra Statoil der hun har hatt flere tunge lederstillinger innenfor fagområdet økonomi, analyse, finans og strategi. Hun har også 8 års erfaring fra bank og finans.

**5. OLAV BOYE SIVERTSEN (1951)**

Juridisk direktør

**Utdanning:** Jurist

**Karriere:** Kommer fra stilling som advokat i ExxonMobil og før det leder av juridisk avdeling i Mobil i Norge. Han har tidligere innehatt stillinger i Olje- og energidepartementet, Kommunaldepartementet og Oljedirektoratet. Sivertsen har internasjonal erfaring fra Mobils virksomhet i USA.

**6. ROY RUSÅ (1956)**

Direktør teknologi og IKT

**Utdanning:** BSc/ Petroleum fra Rogaland

Distriktshøgskole

**Karriere:** Har lang erfaring fra norsk olje- og gassvirksomhet gjennom Statoil og sist Baker Hughes INTEQ.

**8. SONJA SAMSONSEN (1971)**

Direktør personal- og kompetanseutvikling

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

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



**7. SVEINUNG SLETTEN (1953)**

Informasjonsdirektør

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

**9. JAN ROSNES (1965)**

Direktør prosjekter og strategi

**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 leder for områdene Tampen og Oseberg i Nordsjøen.

# STYRET I PETORO

## 6. KRISTIN JOHNSEN (1961)

Styremedlem – ansattes representant

Tid for valg/gjenvalg: 2008/2010

Yrkessituasjon: Rådgiver, Teknologi, Petoro AS

Utdanning: Sivilingeniør

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



## 3. NILS-HENRIK VON DER FEHR (1960)

Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2005/2009

Yrkessituasjon: Professor i samfunnsøkonomi, Universitetet i Oslo

Utdanning: Økonom

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

## 2. HILDE MYRBERG (1957)

Nestleder

Tid for valg/gjenvalg: 2006/2009

Yrkessituasjon: Konserndirektør, Orkla

Øvrige styreverv: Elkem AS, Borregård Ind. Ltd., flere selskaper innen Orkla.

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.

**7. ARILD STAVNEM (1956)**

Styremedlem – ansattes representant

Tid for valg/gjenvalg: 2008/2010

Utdanning: Sivilingeniør, Heriot Watt University

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

**4. PER A. SCHØYEN (1947)**

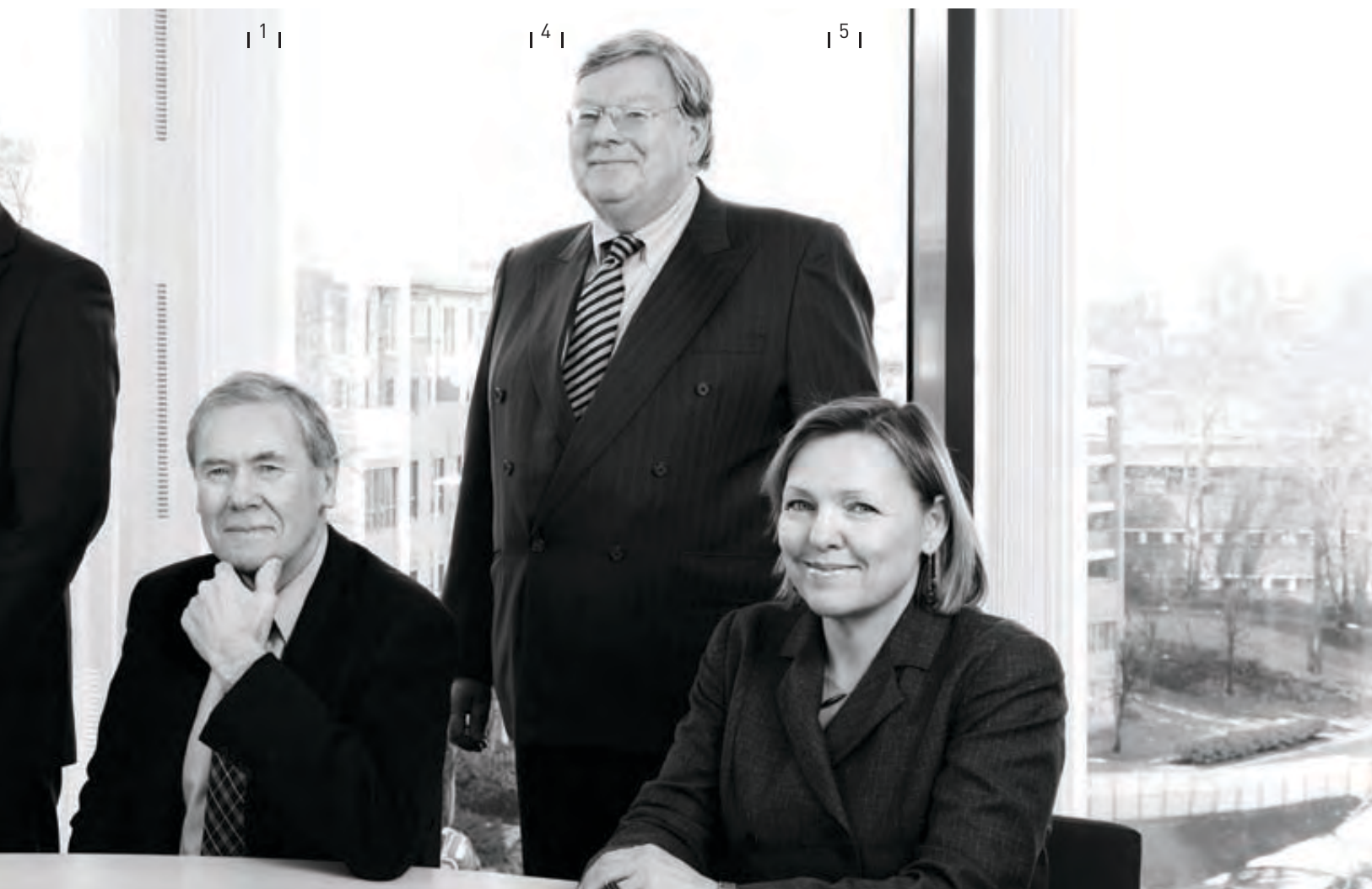
Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2007/2009

Yrkessituasjon: Partner i KLUGE Advokatfirma DA, Stavanger

Utdanning: Jurist, div. program for ledelse

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

**1. GUNNAR BERGE (1940)**

Styreleder

Tid for valg/gjenvalg: 2007/2009

Øvrige styreverv: Stavanger Boligbyggelag, Universitetet i Stavanger, Helse Vest.

Utdanning: Teknisk lærlingskole 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.

**5. MARI THJØMØE (1962)**

Styremedlem

Tid for valg/gjenvalg: 2007/2009

Yrkessituasjon: Finansdirektør i Norwegian Property ASA

Øvrige styreverv: Oslo Børs VPS, Seilspport.

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

Karriere: Konserndirektør i KLP Forsikring, direktør for investor relations, Direktør for Investor Relations i Statoil 2000–2005, Norsk Hydro 1988–2000. I Hydro hadde hun ansvarsoppgaver innenfor økonomisk styring og kontroll samt finansmarkeder og informasjon.

# ÅRSBERETNING 2008

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

Årsresultatet i 2008<sup>1</sup> var 159,9 milliarder kroner sammenlignet med 112,6 milliarder kroner i 2007. Totale driftsinntekter i 2008 var 214,6 milliarder kroner, mot 167,7 milliarder kroner året før. Kontantstrømmen som overføres til staten var 155,4 milliarder kroner i 2008, 43,1 milliarder kroner mer enn i 2007. Total produksjon var på 1,148 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag, noe lavere enn fjorårets produksjon på 1,202 millioner fat per dag.

## INNTEKTER, KOSTNADER OG RESERVER

Hovedårsaker til at resultatet for 2008 ble 47,3 milliarder kroner bedre enn året før, er betydelig høyere realiserte olje- og gasspriser. Lavere oljeproduksjon og høyere driftskostnader motvirker denne positive effekten noe. Årets samlede olje- og gassalg var 1,199 millioner fat o.e. per dag mot 1,251 millioner fat o.e. per dag i 2007<sup>2</sup>. Mange modne oljefelt i porteføljen førte også i fjor til nedgang i oljeproduksjonen. Denne utviklingen ble motvirket av økt gassalg. I 2008 bestod totalt salg for første gang av en høyere andel gass enn olje målt i oljeekvivalenter.

Resultat før finansposter var 157,8 milliarder kroner. Netto finansinntekter på 2,1 milliarder kroner består av netto realisert og urealisert valutagevinst knyttet til sterkere US dollar mot norske kroner.

Inntekter fra salg av tørrgass i 2008 utgjorde 90,0 milliarder kroner, mot 57,8 milliarder kroner året før. Salgvolum fra egenprodusert gass

er på samme nivå som fjoråret på 31,5 milliarder standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>). Dette tilsvarer 541 tusen fat o.e. per dag. Inntektene fra Troll utgjorde 41 prosent av de samlede gassinntektene. Gjennomsnittlig gasspris var 2,40 kroner per Sm<sup>3</sup> mot 1,63 kroner i 2007.

Årets samlede inntekter fra olje og våtgass (NGL) var 112,8 milliarder kroner, mot 98,5 milliarder året før. Salgvolumet var totalt 222 millioner fat o.e., som er 607 tusen fat per dag. Produksjonen av olje og NGL ble redusert med 8 prosent sammenlignet med 2007. Dette skyldes reduksjon i produksjonen fra de modne oljefeltene. Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE-porteføljen var 528 kroner per fat, mot 418 kroner året før. Oljeprisen i US dollar var 98,0 i gjennomsnitt per fat.

Totale investeringer i 2008 var 21,3 milliarder kroner, mot 20,5 milliarder kroner i 2007. De største investeringene i 2008 var knyttet til Gjøa og Vega. Økningen i investeringene sammenlignet med 2007 skyldes i hovedsak utbyggingen av disse feltene.

Kostnader for drift av felt, rørledninger og landanlegg var 15,6 milliarder kroner i 2008 og på samme nivå som 2007. Kostnadene for 2007 inkluderte en avsetning for restruktureringskostnader på om lag 1,3 milliarder kroner etter fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet. Det høye aktivitetsnivået presset kapasiteten og medførte betydelig høyere priser i leverandørmarkedet. Høyere kostnader er også en konsekvens av økt vedlikehold og modifikasjoner på de eldre feltene i porteføljen.

<sup>1</sup> Alle tall er etter regnskapsprinsippet.

<sup>2</sup> Salg av egenprodusert olje, NGL og gass i 2008 var 1,147 millioner fat o.e. per dag mot 1,201 millioner fat o.e. i 2007



Kostnader knyttet til leteaktiviteter var 2,0 milliarder kroner, med 0,5 milliarder kroner aktivert som investeringer i forbindelse med funn og 1,5 milliarder kroner som utgiftsførte letekostnader fra tørre brønner. Tilsvarende var kostnader knyttet til leteaktiviteter 1,4 milliarder kroner i 2007, hvor 0,6 milliarder ble utgiftsført. I løpet av 2008 ble det ferdigstilt 26 letebrønner, sammenlignet med 15 i 2007. Det ble i 2008 påvist tekniske funn<sup>3</sup> i 16 brønner, mens 10 brønner var tørre. Flere funn rundt Oseberg og nær Grane vil kunne bokføres som reserver på relativt kort sikt.

Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 7 352 milliarder fat o.e. Dette er 386 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2007. Petoro rapporterer porteføljens forventede reserver med utgangspunkt i Oljedirektoratets klassifikasjonssystem for ressursklassene 1–3<sup>4</sup>.

I løpet av 2008 var porteføljens brutto økning av nye forventede utvinnbare reserver 64 millioner fat o.e. De viktigste bidragene er forbedret utvinning på Troll, Draugen og Gullfaks.

Det ble gjort flere endringer av reserveanslag inklusiv nedjusteringer av reservene for produserende felt, tilsvarende en nedgang på 28 millioner fat o.e. Netto reserveerstatningsgrad for 2008 ble 9 prosent, mot 23 prosent for 2007. Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år har vært 18 prosent. Tilsvarende for perioden 2005–2007 var 28 prosent. Denne nedgangen er bekymringsfull og viser at norsk sokkel blir mer og mer moden og reflekterer at få og små nye funn ikke erstatter den nedadgående produksjonsp porteføljen.

#### **BOKFØRTE EIENDELER OG EGENKAPITAL**

Bokførte eiendeler var 200,4 milliarder kroner per 31. desember 2008. Eiendelene består av driftsmidler tilhørende feltinstallasjoner, rør og landanlegg samt kortsiktige kundefordringer.

Egenkapitalen var ved årets slutt 141,8 milliarder kroner. Langsiktig gjeld var 38,4 milliarder kroner, hvorav 36,6 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 fjernings-

estimat og fjerningstidspunkt. Kortsiktig gjeld, som er avsetninger for påløpte, men ikke betalte kostnader, var 20,2 milliarder kroner ved utløpet av 2008.

Ved utgangen av 2008 var Petoro rettighetshaver for statens andeler i 122 utvinningstillatelser og 14 interessentskap for rørledninger og terminaler inkludert interessene i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norse Gas AS og Norpipe Oil AS.

#### **STRATEGI FOR PETORO**

Petoros strategivalg er områdeutvikling, reservemodning og tidlig anvendelse av ny teknologi.

**Områdeutvikling:** Porteføljens bredde gir Petoro mulighet til å bidra til merverdi gjennom å søke helhetlige løsninger i samspillet mellom felt og områder, samt i vurderinger på tvers av verdikjeden. Områdeutvikling har sitt utgangspunkt i det enkelte felt, og mulighetene blir større når flere felt og infrastruktur sees i sammenheng. Forretningsmulighetene fremkommer gjennom god kunnskap om det enkelte felt, infrastrukturen og markedene.

**Reservemodning:** Petoro har to hovedarenaer for reservemodning – modne områder og mindre utforskede områder. For verdiskapingen er det viktig både å ha oppmerksomhet rettet mot økt utvinning fra eksisterende felt og å lete etter nye ressurser.

**Tidlig anvendelse av ny teknologi:** Tidlig teknologianvendelse kan representere stor verdiskaping i SDØE porteføljen. Reservene blir gradvis mer teknisk krevende å utvinne. Petoro har en viktig rolle i å sikre tidsriktig implementering av ny teknologi. Petoros påvirkning sikres gjennom tidlig involvering i konseptvalgfasen både for ny feltutvikling og større ombyggingsprosjekter.

I arbeidet med strategivalgene skal Petoro være en konstruktiv utfordrer gjennom selvstendig arbeid der selskapet har kompetanse, kapasitet og posisjon.

Etter vurdering av selskapets strategi i lys av utviklingen i omgivelsene konkluderte styret med at strategien fortsatt er riktig. Selskapet vil prioritere å identifisere gode områdeløsninger for SDØE, og tidlig foreslå disse for operatørene for å sikre at løsninger blir utredet. Videre arbeid med strategisk prosjekt for økt utvinning (IOR) skal sikre igangsetting av tiltak som understøtter selskapets ambisjon om reservemodning. Det vil rettes oppmerksomhet mot tidlig anvendelse av ny teknologi og tydeliggjøring av Petoros rolle i

<sup>3</sup> Et funn er en standard Oljedirektoratet benytter for å kategorisere resultatet etter boring. Det er ikke nødvendigvis kommersialiserbart

<sup>4</sup> Disse defineres som gjenværende utvinnbare petroleumsressurser i forekomster med godkjent plan for utbygging og drift og reserver som rettighetshaverne har vedtatt å bygge ut

dette arbeidet. I store beslutninger skal selskapet involvere seg før konseptvalg fattes og undergrunnsarbeid i sentrale felt skal prioriteres.

### PETOROS BIDRAG TIL MERVERDI

Petoro har også i 2008 skapt betydelig merverdi gjennom sitt arbeid på flere arenaer.

Selskapet var forhandlingsleder på vegne av deltakerne i Snorre-interessentskapet i forhandlingene med Statfjord om reduserte kostnader for prosessering, lagring og lasting av petroleum fra Snorre-feltet. I løpet av 2008 gjennomførte Petoro også eget arbeid for Gullfaks som viste at det å forlenge produksjonen fra en del gamle sentralt plasserte brønner ville bidra med betydelig olje til tross for høyt vanninnhold i brønnene. Uten Petoros arbeid ville noen av disse brønnene blitt stengt til fordel for nye boremaal og dermed tap av reserver. Selskapet initierte og ledet arbeidet i samarbeid med fem andre større oljeselskap om håndtering av kostnader til restrukturering etter fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet. Dette arbeidet resulterte i enighet med StatoilHydro om en lavere kostnad enn opprinnelig krav, en løsning selskapet er tilfreds med.

Det foretas en årlig vurdering av resultatet av Petoros arbeid i enkeltprosjekter. Dette bidraget er estimert til en merverdi i størrelsesordenen til tre milliarder hvert år eller om lag ti ganger de årlige budsjettmidler fra statsbudsjettet til Petoro.

### VIRKSOMHETSOMRÅDENE I SDØE-PORTEFØLJEN

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

#### *Forretningsområdet Troll*

Trollområdet omfatter de produserende feltene Troll Olje, Troll Gass og Kvitebjørn, rørledningene som knytter disse til terminalene på Mongstad og Kollsnes, samt feltene Vega og GjØa som er under utbygging og flere utvinningstillatelser i letefasen.

Trollfeltet er det største feltet i porteføljen og representerer alene om lag 37 prosent av SDØE-porteføljens beregnede gjenværende nåverdi på totalt 815 milliarder kroner. Feltet forventes å være i produksjon til etter år 2050.

Totalproduksjonen fra forretningsområdet var på

412 tusen fat o.e. per dag og viste en nedgang på 17 prosent i 2008 i forhold til 2007. Produksjonen fra Kvitebjørn var redusert i første halvår av 2008 som følge av skadene på Kvitebjørn gassrør, og feltet har i andre halvår vært nedstengt i påvente av reparasjon. Gasseksport fra Visund var som en konsekvens av dette nedstengt i andre halvår.

Områdets driftskostnader var 2,5 milliarder kroner og har økt de siste årene, noe som ble forsterket i 2008. Kostnadsøkningen i 2008 skyldes hovedsaklig brønn- og vedlikeholdskostnader og kostnader knyttet til reservoarstyring. Enhetskostnadene for området er økende, men fortsatt relativt lave som følge av den høye produksjonen fra Trollfeltet.

Investeringene i Trollområdet økte fra 4,6 milliarder kroner i 2007 til 7,6 milliarder kroner i 2008. Dette skyldes primært utbyggingsprosjektene GjØa og Vega.

Interessentskapet har arbeidet med en langsiktig plan for å forlenge oljeproduksjonen på Troll Olje, og plan for utbygging og drift (PUD) for Troll-prosjekter ble levert til myndighetene i juni 2008. Troll-prosjektene omfatter gassinjeksjon på Troll B, utskifting til større produksjonsrør, nytt gassrør fra Troll A til Kollsnes og utvidelse av boligkvarteret på Troll A. Det er under vurdering flere tiltak som kan danne grunnlag for investeringsbeslutninger i kommende år og som vil bidra til økte reserver.

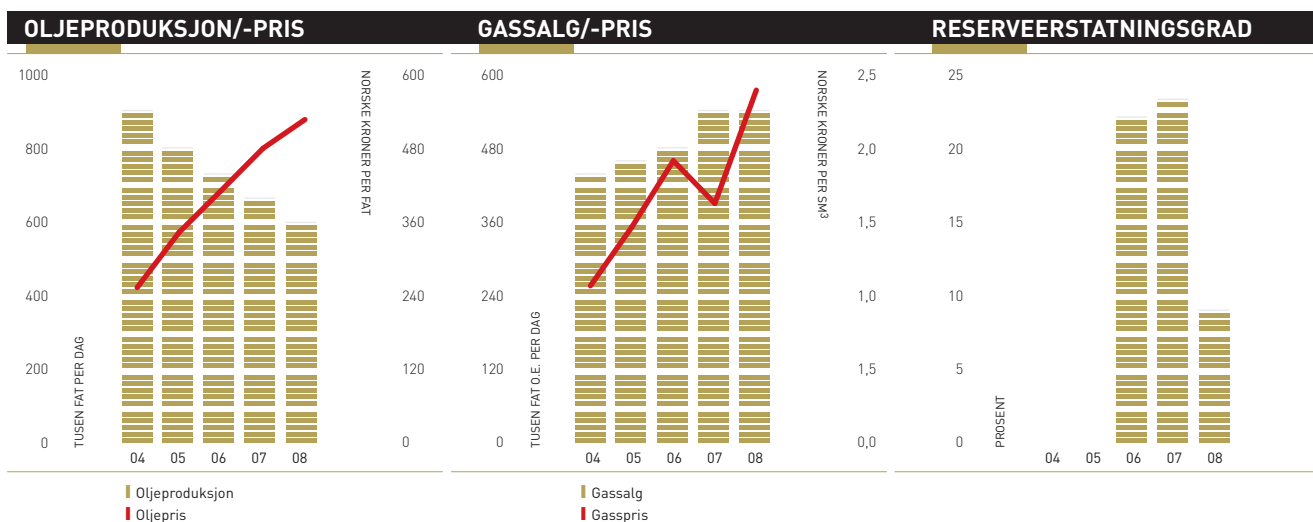
Nye brønner på Trollfeltet medførte økte reserver i 2008, men samtidig ble reservene fra andre felt redusert. Det ble derfor liten netto reserve-tilvekst innen Trollområdet.

Det ble boret tre letebrønner i området i 2008, med to funn i Pan og Pandora prospektene på Visund.

Petoro er opptatt av å sørge for optimal verdiskaping fra Trollfeltet gjennom å sikre god balanse mellom olje- og gassreservene. Med dette kan den langsiktige ambisjonen for økt oljeproduksjon realiseres samtidig som mulighetene for å øke gassutvinningen fra feltet vurderes. Områdets bidrag til produksjon utover i tid er avhengig av utbyggingsprosjektene GjØa og Vega og en vellykket videreutvikling av oljereservene i Troll. Tilgang på riggekapasitet og mer effektiv boring er nødvendig for å kunne realisere potensialet.

#### *Forretningsområdet Tampen/Oseberg*

Aktivitetene i området domineres av utfordringer i modne felt. De største feltene er Oseberg, Gullfaks, Snorre og Grane, og det er flere mindre felt



i senfase. I tillegg er det identifisert mulige nye reserver i Hild, Valemon og utvinningstillatelse 169. Det er fortsatt store gjenværende reserver i området samtidig som det er betydelige ressursmuligheter nær eksisterende infrastruktur. Det arbeides derfor med å identifisere tiltak for økt utvinning, legge til rette for kostnadseffektiv drift, påvise infrastrukturnære ressurser og sikre tidsriktig innfasing av disse, samt tilrettelegge aldrende installasjoner for forlenget levetid.

Totalproduksjonen fra området var i 2008 337 tusen fat o.e. per dag og noe lavere enn i 2007. Av dette utgjorde væskeproduksjonen 77 prosent og viste en nedgang på ti prosent. Det er igangsatt produksjon fra tre mindre felt innen Oseberg i 2008 som bidrar til å motvirke fallet i oljeproduksjonen fra de modne feltene. Gassuttaket fra området var 77 tusen fat o.e. per dag, og de viktigste gassprodusentene var Gullfaks og Oseberg. Nivået på gassuttaket styres av verdipotensialet i injeksjon av gass for økt oljeutvinning.

Områdets driftskostnader har i flere år vært økende og var 6,2 milliarder kroner i 2008, en økning på ti prosent fra 2007. Hoveddelen av økningen var knyttet til økt brønnvedlikehold samt pris og volum på kjøp av injeksjonsgass for Grane. Kostnadene knyttet til basis drift og vedlikehold viser også en oppgang. En kombinasjon av mange eldre installasjoner med økende behov for vedlikehold og økte priser fra leverandørene, bidro til kostnadsøkningen. Identifisering av fremtidige besparelser som følge av planlagt restrukturering av offshoreorganisasjonen for felt som er operert av StatoilHydro pågår og en eventuell effekt antas først å gi bidrag fra 2010.

Investeringsnivået i denne delen av Nordsjøen er

fortsatt høyt og var 5,2 milliarder kroner i 2008, en reduksjon på 0,2 milliarder sammenlignet med 2007. De største investeringene i 2008 har vært knyttet til boring, utbygging av Oseberg Delta og Rev, modifikasjonsprosjekt på Snorre samt utbygging og tilrettelegging for lavtrykksproduksjon.

Reserveøkningen for området var moderat i 2008. De største bidragene er knyttet til økt utvinning og nye funn.

Det ble ferdigstilt 11 letebrønner i Tampen-/Osebergområdet i 2008, hvorav fire er boret som sidesteg inn i leteprospekt ved boring av nye produsenter. Resultatet ble seks brønner med funn. Flere av disse vil bli knyttet opp mot eksisterende infrastruktur i området.

Arbeidet med å sikre og videreutvikle god virksomhetsstyring i interessentskapene har vært prioritert også i 2008. God praksis er etablert og danner grunnlag for målrettet videreutvikling, gode beslutningsprosesser og risikostyring i utvinningstillatelsene.

Petoro har i tillegg hatt oppmerksomhet rettet mot prosjektene Snorre videreutvikling, Gullfaks 2030 og oppgradering av boreanlegg, samt temaer som riggtilgang, integrerte operasjoner og tiltak for økt oljeutvinning. Vurderinger knyttet til lavtrykksproduksjon, potensialet i økt injeksjon av vann, gass og andre avanserte injeksjonsmetoder har stått sentralt i forhold til å identifisere nye tiltak for økt oljeutvinning. Det har også vært utført et omfattende arbeid i Snorre for å komme frem til en fremtidig løsning for behandling, lagring og transport av olje fra feltet i eksisterende eller eventuelt nye rør. Petoro har ledet forhandlingsarbeidet mot aktuelle tilbydere av slike tje-

nester fra konkurrerende felter. Dette arbeidet forventes avsluttet i 2009.

*Forretningsområdet Norskehavet/Barentshavet*  
Området omfatter åtte produserende felt på Haltenbanken og ett felt i Barentshavet samt 17 funn som tidligere er boret og nå er under evaluering. Leteaktiviteten i området har vært betydelig og er konsentrert om ressursmodning og påvisning av nye felt, spesielt i dypvannsområdene i Norskehavet og Barentshavet.

Årets produksjon kom i hovedsak fra feltene Åsgard, Ormen Lange, Heidrun, Draugen, Norne og Kristin. I 2008 var total produksjon fra området 398 tusen fat o.e. per dag, mot 348 tusen fat o.e. i 2007. Økningen skyldes i hovedsak produksjonsoppbygging på Ormen Lange og bedret regularitet på Snøhvit.

Over halvparten av områdets produksjon i 2008 kom fra de oljeproduserende feltene. Gassproduksjonen i området er raskt økende og forventes å utgjøre mer enn femti prosent av områdets totale produksjon fra 2009, primært som følge av oppbygging av produksjonen fra Ormen Lange og Snøhvit.

Høsten 2008 ble tre nye brønner på Ormen Lange igangsatt. Operatøren på Snøhvit har hatt problemer med driften av LNG-anlegget på Melkøya. Totalt har det vært 84 revisjonsdager i løpet av 2008 og anlegget har vært nedstengt i 57 dager. Etter den siste stansen høsten 2008 har kapasiteten på anlegget vist en markant bedring. Plan for utbygging og drift (PUD) for Yttergryta ble godkjent i mai 2008, og feltet ble satt i produksjon i januar 2009.

Driftskostnadene for området var 5,3 milliarder kroner og har økt sammenlignet med 2007. Dette skyldes økte kostnader innen basis drift og vedlikehold og økt aktivitet på Ormen Lange og Snøhvit.

Investeringsaktivitetene var totalt 5,8 milliarder kroner og betydelig lavere enn i 2007. Avslutning av Snøhvit og Ormen Lange utbyggingene i 2007 er de viktigste årsakene til denne reduksjonen.

Reservetilveksten i området var positiv også i 2008, men noe lavere enn 2007. Økningen kom generelt fra felt i drift med tillegg av Yttergryta. Nedjusteringer på Kristin trekker reservetilveksten noe ned.

Det ble ferdigstilt 12 letebrønner i området i 2008, hvorav to er boret som sidesteg. Resultatet ble åtte brønner med funn. I gruntvannsområdet i Norskehavet ble det gjort fem funn; Dompap-funnet er et lite oljefunn nord for Norne, Galtvort og Noathun er små gass-/kondensatfunn henholdsvis nordvest og nord for Njord. I Barentshavet ble det gjort to nye gassfunn på Bjarmeland-plattformen, Ververis og Arenaria, der Ververis er det mest lovende. Mer arbeid må gjøres på disse funnene, som kan inneholde mest gass og være krevende å utvikle. I tillegg ble det i Barentshavet Sør boret en avgrensingsbrønn på Nucula. Denne inneholdt mindre olje enn forventet og arbeid vil pågå utover året for å vurdere funnets størrelse. Det ble påbegynt en letebrønn på Obelix-prospektet i begynnelsen av desember. Resultatet av boringen vil bli klart i første kvartal 2009.

Petoro har økt innsatsen innenfor forhandlingsområdet i Norskehavet som følge av endring i eierstrukturen etter fusjonen mellom Statoil og Hydro. Dette har medført at Petoro har påtatt seg rollen som forhandlingsleder på vegne av Åsgard og Norne relatert til innfasing av nye felt til den etablerte infrastrukturen i området.

#### *Rør og landanlegg*

Gassled er et interessentskap som omfatter infrastruktur og terminaler for gass på eller i tilknytning til norsk sokkel. I 2008 var SDØEs inntekter fra Gassled 9,8 milliarder kroner mens investeringene og driftskostnadene var henholdsvis 1,5 og 2,1 milliarder kroner. Gassled-eierne er svært opptatt av regularitet og anleggenes integritet for å sikre stabile gassleveranser til gasskundene på det europeiske kontinentet og i Storbritannia. Regulariteten ved Gassleds eksportpunkter til markedene var i 2008 på 99,8 prosent. I tillegg følger Gassled-eierne særlig opp driftskostnadsnivået.

En prioritert oppgave i 2008 har vært å sikre god gjennomføring av vedtatt modifikasjons- og oppgraderingsprosjekt på Kårstø-anleggene. Petoro deltar aktivt i planlegging av nye prosjekter for å sikre gode tekniske løsninger frem mot konseptvalg. I 2008 ble det besluttet å innlemme Norne Gasstransportsystem, Etanor DA og Kvitebjørn Gassrør i Gassled med virkning fra 1. januar 2009.

#### **AVSETNING AV PRODUKTENE**

All olje og NGL fra SDØE-porteføljen selges til StatoilHydro. All gass fra SDØE avsettes av StatoilHydro sammen med selskapets egen naturgass som en samlet portefølje, men for statens regning og risiko. Petoro har ansvar for å overvåke at StatoilHydros avsetning av SDØEs petroleum oppnår en høyest mulig samlet verdi,

samt å sikre en rettmessig fordeling av den samlede verdiskapingen og de samlede kostnadene. I dette arbeidet konsentrerer Petoro innsatsen om StatoilHydros avsetningsstrategi og risikoområder, saker av stor verdimeslig betydning samt saker av prinsipiell og insentivmessig karakter.

Utviklingen i energimarkedene i 2008 ble preget av store økonomiske svingninger med betydelig økning i energiprisene i første halvår etterfulgt av et enda større fall i andre halvår. Fra et nivå på 97 US dollar per fat i begynnelsen av året steg Brent spotpriser til et toppnivå på 145 US dollar i juli, før deretter til å falle til rett under 40 US dollar per fat ved slutten av året. Dette resulterte i en gjennomsnittspris på omkring 98 US dollar. Endringene i oljepris i norske kroner har vært noe mer avdempet ettersom dollarkursen var lav ved høye oljepriser og kursen styrket seg ved fallende oljepriser. Redusert oljeetterspørsel som resultat av høye priser og økonomiske nedgangstider, er hovedårsaken til de fallende oljeprisene. OPEC har i løpet av høsten gjennomført flere runder med produksjonskutt uten at dette har vært nok til å øke oljeprisen.

Mesteparten av SDØEs gassproduksjon er solgt på langsiktige kontrakter der gassprisen beregnes ut fra prisen på oljeprodukter over et antall måneder i forveien. Prisen for gass solgt under slike kontrakter var derfor stigende i 2008. Gassalg under langtidskontraktene utgjør om lag 90 prosent av solgt gass. Resten avsettes i det kortsiktige gassmarkedet og inngår i totale gassalgsinntekter. Hovedmålsettinger for den kortsiktige gassavsetningen er å sikre leveranseregularitet under eksisterende forpliktelser, bringe tilgjengelig gass til markedet til attraktive priser og maksimere gassporteføljens verdiskaping.

Det er først i 2009 at de lave oljeprisene slår inn for fullt og medfører lavere gasspriser under langtidskontraktene. Gass solgt til Storbritannia prises primært etter markedets gassprisnoteringer som reflekterer balansen mellom tilbud og etterspørsel. Prisene i Storbritannia økte i perioden fram til juli i tråd med den generelle prisøkningen i energimarkedene, mens prisene i andre halvår har hatt en nedadgående trend, til tross for økende priser under langtidskontrakter og en strammere sesongbasert forsyningsbalanse. Årets gjennomsnittlige gasspris for SDØE-porteføljen i 2008 ble 2,40 kroner per Sm<sup>3</sup> mot 1,63 kroner per Sm<sup>3</sup> i 2007.

StatoilHydros gassavsetningsstrategi legger vekt på å utnytte mulighetene for verdiskaping og optimalisering langs hele verdikjeden. Som deltaker i den samlede verdikjeden er Petoro

opptatt av å sikre maksimal verdiskaping i gassporteføljen herunder sikre realisering av verdipotensialet i de langsiktige gasskontraktene. En stor del av den langsiktige kontraktporteføljen har vært gjenstand for prisrevisjoner i 2008. Videre er Petoro opptatt av å sikre at tilgjengelig gass blir avsatt i markedet til høyest pris, og at fleksibiliteten i produksjonslinjen blir utnyttet til å optimalisere leveransetidspunktet. Et eksempel på prisoptimalisering er innen LNG-kjeden, hvor det har blitt levert Snøhvit-laster til Japan, såvel som til Europa og USA.

Petoro har også overvåket at salg av petroleum til StatoilHydros egne anlegg skjer til markedsbasert verdi. Det ble utført kontroller for å sikre at SDØE belastes sin rettmessige andel av kostnader og mottar sine rettmessige inntekter. Ordningen fungerer etter hensikten der avvikene som fremkommer følges opp i dialog med StatoilHydro og korrigeres.

#### **HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)**

For å øke oppmerksomheten om risiko for storulykke har selskapet endret hovedparameter for oppfølging av feltenes helse, miljø og sikkerhet fra personskadefrekvens til frekvens for alvorlige hendelser (AHF). I 2008 var det en forbedring vedrørende «alvorlige hendelser» i forhold til året før. For øvrig er det fortsatt registrert forbedring med hensyn til reduksjon av antall gasslekkasjer, mens andre alvorlige hendelser, dominert av fallende gjenstander, holder seg på et for høyt nivå.

Antallet alvorlige hendelser per millioner arbeidstimer (AHF) ble 2,0 i 2008 sammenlignet med 2,4 i 2007.

Petoro har deltatt på flere ledelsesinspeksjoner innenfor helse, miljø og sikkerhet på utvalgte felt og installasjoner i 2008. Selskapet arbeider for å påvirke operatørene og industrien for øvrig til å oppnå reduksjon i antall personskader og alvorlige hendelser på norsk sokkel med langsiktige virkninger.

Petroleumstilsynet (Ptil) har gjennomført tilsyn av Petoro med hensyn til ledelsens og styrets oppmerksomhet om forebygging av storulykke. Ptil har ikke identifisert behov for ytterligere tiltak fra selskapets side.

Det har ikke skjedd store utslipp av olje fra felter i porteføljen. Driftproblemer på Snøhvit har medført mer forbrenning av gass og økte utslipp til luft på Melkøya.

Innenfor SDØE porteføljen har det i 2008 ikke

vært arbeidsulykker med dødsfall som konsekvens.

## ARBEIDSMILJØ OG PERSONALE

### Arbeidsmiljø

Petoro har en uttalt visjon om å være «den beste partner». Arbeidsmiljøet i Petoro skal preges av denne visjonen samt selskapets verdier, som er sikkerhet for mennesker og miljø, djervhet og nyskaping, forretningsorientert, integritet og samhandling. Ved utgangen av 2008 var det 61 ansatte i Petoro, en økning på 5 sammenlignet med utgangen av 2007. I tillegg er det to som har signert ansettelseskontrakt i selskapet.

Petoro legger opp til at antall ansatte skal øke noe i 2009. Gjennomsnittsalderen i Petoro var i 2008 45 år, mens gjennomsnittlig ansiennitet var 4 år. Turnover i Petoro, beregnet som antall oppsigelser i løpet av året i forhold til antall ansatte ved utgangen av året før, var 7 prosent.

Petoro gjennomfører en årlig klimaundersøkelse. Resultatene for 2008 var gode sammenlignet med andre selskaper i Norge. Undersøkelsen hadde høy deltakelse og omfattet tema som ledelse, kompetanse, utviklingsmuligheter og arbeidsmiljø.

Høsten 2008 startet et organisasjonsutviklingsprosjekt med målsetting om å frigjøre enda mer energi, glød og engasjement i organisasjonen som understøtter Petoros virksomhet. Prosjektet vil fortsette inn i 2009.

Petoros evne til å nå sine mål avhenger av at selskapet arbeider aktivt med å tiltrekke og beholde den rette kompetansen. Det legges vekt på å tilrettelegge for gode utviklingsmuligheter i selskapet, blant annet gjennom årlige utviklingsamtaler som nedfelles i individuelle kompetanseplaner. Kompetanseutviklingen for selskapets ansatte i 2008 har blant annet omfattet deltagelse i sentrale arbeidsoppgaver, rotasjon mellom avdelinger og deltakelse i tverrfaglige prosjekter, lederutviklingsprogram samt kurs og konferanser.

Styret besluttet i 2007 å innføre en prøveordning med variabel kompensasjon i Petoro. Etter initiativ fra Olje- og energidepartementet vil denne ordningen opphøre fra og med 2009. Grunnlaget for selskapets avlønning om å være konkurransedyktig, men ikke lønnsledende ligger fast.

Samarbeidet i selskapets Arbeidsmiljøutvalg (AMU) og Samarbeidsutvalg (SAMU) danner et viktig fundament for et godt samarbeidsklima i bedriften. Arbeidet i disse utvalgene har fungert godt.

Sykefraværet i Petoro var 1,91 prosent i 2008 mot 1,45 prosent i 2007. Med en friskhetsgrad på 98 prosent er forutsetningene for en fortsatt positiv utvikling av et sunt arbeidsmiljø tilstede. Petoro har inngått avtale om inkluderende arbeidsliv (IA), og har gode rutiner for aktiv oppfølging av sykefravær.

### Likestilling

Petoro søker å fremme mangfold og likestilling i sitt arbeidsmiljø gjennom rekruttering og personalpolitikken. I 2008 var 33 prosent av selskapets ansatte kvinner. I 2007 var dette tallet 34 prosent. Andel kvinner i selskapets styre og ledelse var henholdsvis 42 prosent og 22 prosent, uendret fra 2007.

## FORSKNING OG UTVIKLING

Petoro bidrar gjennom sin deltakelse i utvinningstillatelsene på norsk sokkel til forskning og utvikling (FoU). Midlene disponeres av de respektive operatører. SDØE dekker sin andel av FoU-kostnadene i henhold til deltakerandel i de respektive utvinningstillatelsene, noe som er i størrelsesorden 500–600 millioner kroner årlig og anslagsvis 30 prosent av FoU-kostnader i de utvinningstillatelsene der SDØE har eierandeler.

## VIRKSOMHETSSTYRING

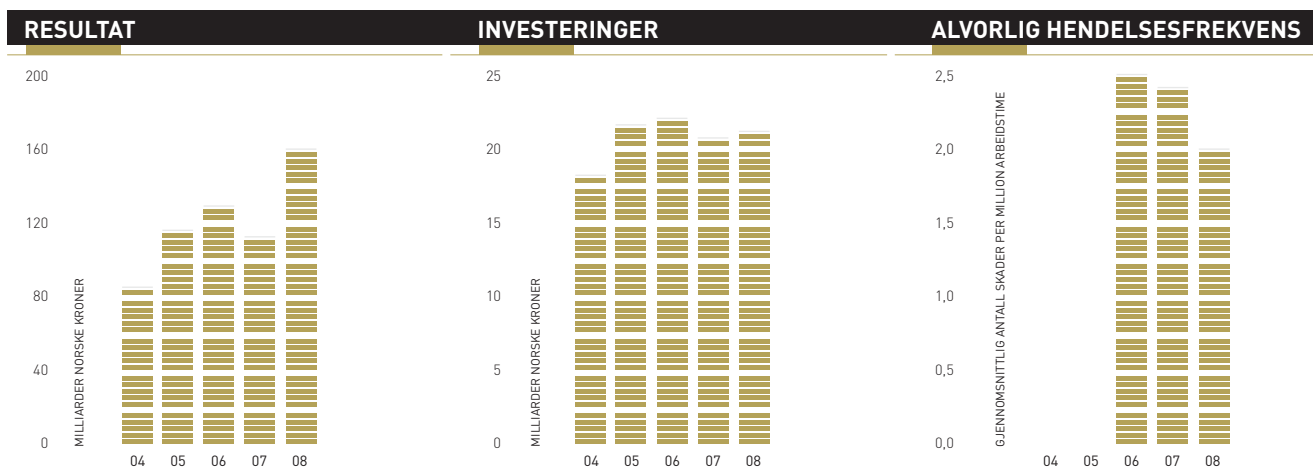
Styret legger vekt på god eierstyring og selskapsledelse for å sikre at statens portefølje forvaltes på en måte som maksimerer den økonomiske verdiskapingen. Petoros styringssystem skal bidra til dette, blant annet ved å holde oppmerksomhet rettet mot selskapets risikobilde til enhver tid. I 2008 har det vært gjennomført internrevisjon av Petoros virksomhets- og risikostyring som konkluderte med at Petoro tilfredsstiller alle kravene fastsatt i Økonomiregelverket for staten.

Petoro har forretningsetiske retningslinjer for selskapets drift og ansattes adferd. Sammen med selskapets verdigrunnlag og instruks for behandling av insideinformasjon i Petoro, legger disse retningslinjene premisser for virksomhetsstyringen i selskapet og for selskapets opptreden i interessentskapene og i andre forretningsmessige relasjoner. Informasjon fra selskapet skal være troverdig, tidsriktig og konsistent.

Petoro tilstreber en bedriftskultur som preges av engasjement, nytenkning og positiv holdning til nye muligheter, samtidig som man ser verdien av et godt internkontrollmiljø.

## STYRETS ARBEID

Styret hadde 14 møter i 2008. For styrets arbeid er det etablert en årsmøteplan med vekt på



behandling av strategi, budsjetter og kvartalsresultater. Som et sentralt virkemiddel i resultatoppfølgningen benytter styret måling mot etablerte mål (balansert målekort). Styret behandler store investeringsbeslutninger innenfor porteføljen, oppfølging og behandling innen den forretningsmessige virksomheten inklusiv overvåking av avsetningsinstruksen samt det totale risikobildet. Styret har valgt å organisere arbeidet knyttet til kompensasjonsordninger i et underutvalg. Habilitet er et fast punkt på styremøteagendaen med god praksis at styremedlem fratrer styrets behandling i aktuelle saker. Styret foretar en årlig vurdering av eget arbeid.

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

**RISIKO**

I selskapets risikovurderinger legger styret vekt på hvilke risikoer og muligheter Petoro selv kan påvirke gjennom egne tiltak innenfor de rammene selskapet disponerer. Petoro er eksponert for risiko gjennom hele verdikjeden fra letevirksomheten til avsetningen av olje og gass i markedet. Risikostyring i Petoro innebærer å identifisere, analysere og håndtere risiko innenfor hele verdikjeden, og å støtte opp under selskapets strategiske utvikling og måloppnåelse.

Selskapet har i 2008 arbeidet med modning og utvikling av risikostyringsprosessen i tråd med de oppdaterte prinsippene for helhetlig risikostyring. Disse prinsippene bygger på et internasjonalt anerkjent rammeverk for internkontroll (COSO/ERM) og det interne miljøet i selskapet.

Styret vurderer risikobildet og behovet for kompenserende tiltak fortløpende. I 2008 har styret rettet særlig oppmerksomhet mot oppfølging av risiko knyttet til fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet. Dette omfatter risiko for manglende styrking av Petoro for å sikre påvirkningskraft overfor StatoilHydro, og risiko for økt fare for HMS-hendelser på norsk sokkel. En storulykke på norsk sokkel vil få vesentlige konsekvenser for statens portefølje. Petoro arbeider for sterkere vektlegging av HMS-parametre og økt bruk av risikostyring i beslutningsprosesser på lisensarenaen.

Som følge av den globale finanskrisen som oppsto i annet halvår, og usikkerhet knyttet til videre utvikling og konsekvenser for norsk sokkel, vil styret fremover ha høy oppmerksomhet rettet mot eventuelle virkninger på statens portefølje av en svekket realøkonomi i Norge og verden. Verdiene i porteføljen samt aktivitetsplaner og investeringsprogrammer, er eksponert for markedet og endringer i olje- og gasspriser. Historisk har slike nedgangstider resultert i sterk kapitaldisiplin innen industrien, med konsekvenser for aktivitetsnivå og sysselsetting.

Finansielle instrumenter, som benyttes for å sikre fremtidig gassalg, er relatert til terminkontrakter og salg for fremtidig levering som håndteres av StatoilHydro gjennom avsetningsinstruksen. Petoro overvåker løpende Statoil-Hydros avsetning av petroleum fra statens direkte deltakerandeler.

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

## FREMTIDSUTSIKTER

Etter fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet har Petoro vært opptatt av å sikre fortsatt mangfold og konkurransekraft på norsk sokkel. Det stilles nye krav til de øvrige aktørene og særlig til Petoro som en betydelig rettighetshaver. Styret har vurdert og justert selskapets strategi i lys av denne situasjonen, noe som synliggjøres gjennom selskapets omprioritering av ressurser for å styrke innsatsen rettet mot kommersielle forhandlinger og økt teknisk arbeid inn mot de viktigste feltene. Beslutningen om å styrke de tekniske disiplinene, spesielt innenfor undergrunnskompetanse, er fulgt opp i 2008. Også det kommersielle miljøet er styrket slik at selskapet kan påta seg ansvaret for å lede utvalgte kommersielle forhandlinger der insentivene mellom aktørene er endret som følge av fusjonen. Denne styrkingen er imidlertid gjennomført innenfor mindre økninger i tilgjengelige finansielle midler, og har krevd en stram prioritering av oppgaver. Bevilgede midler for 2008 og for 2009 tilsier fortsatt en forsiktig vekst.

Det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i verdensøkonomien og konsekvensene for de fremtidige olje- og gassprisene. Det høye aktivitetsnivået de siste årene har bidratt til et meget høyt kostnadsnivå. Det kan forventes noe lavere aktivitetsnivå med muligheter for reduserte kostnader i industrien.

Det forventes en reduksjon i porteføljens oljeproduksjon i årene fremover, mens produksjonen av gass vil øke. Totalt sett forventes det at den samlede produksjonen vil ligge på dagens nivå de nærmeste årene.

Investeringsnivået fremover bestemmes av de prosjekter som industrien greier å modne frem, men vil påvirkes av prisutviklingen i markedet for varer og tjenester og av videre utvikling i verdensøkonomien.

En positiv virkning av markedsutviklingen den siste tiden kan være at driftskostnadene blir lavere. Driftskostnadene bør også kunne reduseres som følge av operatørenes effektivisering av driften gjennom raskere implementering av integrerte operasjoner, samt den nye driftsmodell i StatoilHydro opererte felt. Petoro vil ha stor oppmerksomhet rettet mot eventuelle aktivitets-effekter som følge av utviklingen i verdensøkonomien og andre selskapers disposisjoner på norsk sokkel.

For 2009 forventer styret lavere olje- og gasspriser enn i 2008. På etterspørselssiden er det stor usikkerhet knyttet til den globale økonomiske utviklin-

gen og tilhørende etterspørsel etter olje og gass. På forsyningsiden for olje er det primært OPECs tilpasning av produksjonsnivået til etterspørselen som det knytter seg usikkerhet til.

I 2009 forventes det en økende import av LNG til Nordvest-Europa med betydelig økning i importkapasitet i forhold til tidligere år, primært i Storbritannia. Dette vil knytte europeisk gassprisutvikling tettere opp mot en global prisutvikling. Selv om fallende gassproduksjon i de europeiske landene resulterer i økt behov for import, forventes en svekket markedsbalanse for gass. I tillegg til økonomisk utvikling spiller også utforming av miljø- og klimapolitikk en nøkkelrolle for gassens framtidige konkurransekraft. Det er også forventet at gassens forsyningsikkerhet vil få økt oppmerksomhet med bakgrunn i problemene med russiske gassleveranser gjennom Ukraina.

## PETORO AS – AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRFORHOLD

Selskapets aksjekapital var 10 millioner kroner per 31. desember 2008, fordelt på 10 tusen aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, er eneieier av selskapets aksjer. Petoros forretningskontor er i Stavanger.

## PETORO AS – ÅRSRESULTAT OG DISPONERINGER

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

Midler til driften av Petoro bevilges av staten, som er direkte ansvarlig for de forpliktelser selskapet pådrar seg ved kontrakt eller på annen måte. Bevilgning fra staten i 2008 var 242,0 millioner kroner, mot 222,0 millioner året før. Bevilgede midler inkluderer merverdiavgift, slik at disponibelt beløp var 193,6 millioner kroner for 2008 og 177,6 millioner kroner for 2007. Regnskapsførte inntekter, inkludert finansinntekter for 2008 var 202,1 millioner kroner, mot 185,7 millioner for 2007.

Årets driftskostnader var 195,8 millioner kroner, mot 185,5 millioner i 2007. I hovedsak var



driftskostnadene knyttet til lønnskostnader, administrasjonskostnader samt kjøp av eksterne tjenester. Kjøp av spisskompetanse knyttet til oppfølgingen av porteføljens interessentskap utgjør en vesentlig andel av selskapets driftskostnader. Styret har i 2008 hatt oppmerksomhet rettet mot selskapets totale ressursituasjon og behovet for større finansiell fleksibilitet innenfor den enkelte budsjettperiode.

Årsresultatet viser et overskudd på 5,4 millioner kroner etter netto finansinntekter. Styret foreslår

at overskuddet overføres til annen egenkapital. Selskapet har god egenkapital og er lite eksponert for finansiell risiko. Selskapets frie egenkapital per 31. desember 2008 er 26,4 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, 20. februar 2009

  
**Gunnar Berge**  
 Styreleder

  
**Hilde Myrberg**  
 Nestleder

  
**Nils-Henrik M. von der Fehr**  
 Styremedlem

  
**Per Arvid Schøyen**  
 Styremedlem

  
**Mari Thjømøe**  
 Styremedlem

  
**Arild Stavnem**  
 Ansattes representant

  
**Kristin Johnsen**  
 Ansattes representant

  
**Kjell Pedersen**  
 Administrerende direktør

## INNHOOLD

### Regnskap SDØE

- 63 | | SDØE Bevilgningsregnskap i kontantstørrelser
- 64 | | SDØE Kapitalregnskap i kontantstørrelser
- 65 | | SDØE resultatregnskap
- 66 | | SDØE balanse per 31. desember
- 67 | | SDØE kontantstrømoppstilling

### Noter SDØE

- 70 | | Note 1: Overdragelse og endring av eierandeler
- 70 | | Note 2: Spesifikasjon av anleggsmidler
- 71 | | Note 3: Spesifikasjon av driftsinntekter
- 71 | | Note 4: Spesifikasjon av driftsinntekter pr. produkt
- 71 | | Note 5: Spesifikasjon av andre driftskostnader
- 72 | | Note 6: Renter
- 72 | | Note 7: Netto finansposter
- 72 | | Note 8: Statens petroleumsforsikring
- 72 | | Note 9: Nærstående parter
- 73 | | Note 10: Kundefordringer
- 73 | | Note 11: Nedstengning/fjerning
- 73 | | Note 12: Annen langsiktig gjeld
- 74 | | Note 13: Annen kortsiktig gjeld
- 74 | | Note 14: Finansielle instrumenter og risikostyring
- 75 | | Note 15: Leieavtaler/kontraktforpliktelser
- 75 | | Note 16: Andre forpliktelser
- 75 | | Note 17: Vesentlige estimater
- 76 | | Note 18: Egenkapital
- 77 | | Note 19: Revisor
- 77 | | Note 20: Forventede olje- og gassreserver
- 78 | | Note 21: Statens deltakerandeler

### Revisor

- 83 | | Revisors beretning

### Regnskap Petoro AS

- 84 | | Petoro AS resultatregnskap
- 85 | | Petoro AS balanse
- 86 | | Petoro AS kontantstrømoppstilling

### Noter Petoro AS

- 87 | | Note 1: Tilskudd og andre endringer
- 87 | | Note 2: Utsatt inntekt
- 88 | | Note 3: Lønnskostnad, antall ansatte, godtgjørelser mm
- 88 | | Note 4: Varige driftsmidler
- 89 | | Note 5: Andre fordringer
- 89 | | Note 6: Bankinnskudd
- 89 | | Note 7: Aksjekapital og aksjonærinformasjon
- 89 | | Note 8: Egenkapital
- 89 | | Note 9: Pensjonskostnader, -midler og - forpliktelser
- 90 | | Note 10: Annen kortsiktig gjeld
- 90 | | Note 11: Godtgjørelse til revisor
- 90 | | Note 12: Forretningsføreravtaler
- 90 | | Note 13: Leieavtaler
- 90 | | Note 14: Vesentlige avtaler
- 90 | | Note 15: Nærstående parter

### Revisor

- 91 | | Revisors beretning

## SDØE BEVILGNINGSREGNSKAP I KONTANTSTØRRELSER

Utgifter og inntekter	Noter	NOK
Investering	2	19 997 731 704,24
<b>Totale utgifter</b>		<b>19 997 731 704,24</b>
Driftsinntekter	3, 4	-216 722 172 295,70
Driftsutgifter	5	39 869 834 799,03
Lete- og feltutviklingsutgifter		1 962 801 867,13
Avskrivninger	2	15 741 102 413,38
Renter	6	6 572 804 079,56
<b>Driftsresultat</b>		<b>-152 575 629 136,60</b>
Avskrivninger	2	-15 741 102 413,38
Overføring fra Statens petroleumforsikringsfond	8	-707 829 809,91
Renter fast kapital	6	-6 559 903 974,00
Renter mellomregnskapet	6	-12 900 105,56
<b>Totale inntekter</b>		<b>-175 597 365 439,45</b>
<b>Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE)</b>		<b>-155 599 633 735,21</b>

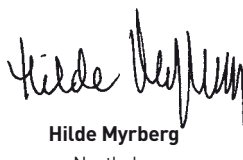
## SDØE KAPITALREGNSKAP I KONTANTSTØRRELSER

Alle tall i hele kroner	Noter	NOK	NOK	NOK
Mellomregning staten 31.12.2008				10 582 708,61
Realinvestering før nedskrivning			142 930 708 515,79	
Nedskrivning	2, 8		-49 714 032,60	
Konto for realinvestering	2		142 880 994 483,19	142 880 994 483,19
<b>Sum</b>				<b>142 891 577 191,80</b>
Mellomregning staten 1.1.2008			168 922 247,34	
Totale utgifter		19 997 731 704,24		
Totale inntekter		-175 597 365 439,45		
Kontantstrøm		-155 599 633 735,21	-155 599 633 735,21	
Netto overført staten			155 420 128 779,26	
<b>Mellomregning staten 31.12.2008</b>			<b>-10 582 708,61</b>	<b>-10 582 708,61</b>
Fast kapital 1.1.2008			-138 674 079 224,93	
Årets investering			-19 997 731 704,24	
Årets avskrivning			15 741 102 413,38	
Nedskrivning			49 714 032,60	
Fast kapital 31.12.2008			-142 880 994 483,19	-142 880 994 483,19
<b>Sum</b>				<b>-142 891 577 191,80</b>

Stavanger, 20. februar 2009



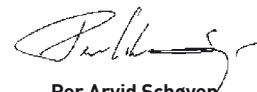
**Gunnar Berge**  
Styreleder




**Hilde Myrberg**  
Nestleder



**Nils-Henrik M. von der Fehr**  
Styremedlem



**Per Arvid Schøyen**  
Styremedlem



**Mari Thjømøe**  
Styremedlem



**Arild Stavnem**  
Ansattes representant



**Kristin Johnsen**  
Ansattes representant



**Kjell Pedersen**  
Administrerende direktør

## SDØE RESULTATREGNSKAP

Alle tall i millioner kroner	Noter	2008	2007	2006
<b>DRIFTSINNETEKTER</b>				
Driftsinntekter	3, 4, 8, 9	214 585	167 724	174 979
<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>214 585</b>	<b>167 724</b>	<b>174 979</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>				
Letekostnader		1 536	621	940
Avskrivninger	2	17 915	17 946	15 898
Andre driftskostnader	5, 8, 9, 10	37 292	34 664	28 308
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>56 742</b>	<b>53 231</b>	<b>45 146</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>157 843</b>	<b>114 493</b>	<b>129 833</b>
<b>FINANSPOSTER</b>				
Finansinntekter		9 851	4 316	4 339
Finanskostnader	11	7 788	6 169	5 705
<b>Netto finansposter</b>	7	<b>2 063</b>	<b>-1 852</b>	<b>-1 366</b>
<b>Årsresultat</b>	18	<b>159 906</b>	<b>112 641</b>	<b>128 467</b>

## SDØE BALANSE PER 31. DESEMBER

Alle tall i millioner kroner	Noter	2008	2007	2006
<b>EIENDELER</b>				
Immaterielle eiendeler		1 404	1 132	1 302
Varige driftsmidler	17	168 670	157 046	157 130
Anleggsmidler	2	170 075	158 178	158 432
Lager		951	744	585
Kundefordringer	9, 10	29 207	25 227	20 108
Bankinnskudd		154	150	63
Omløpsmidler		30 311	26 121	20 756
<b>Sum eiendeler</b>		<b>200 385</b>	<b>184 299</b>	<b>179 188</b>
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>				
Egenkapital pr. 1.1		136 998	136 748	134 554
Betalt fra/(til) Staten i året		-155 420	-112 281	-126 213
Årets resultat		159 906	112 641	128 467
Egenkapitaljustering*		297	-110	-60
Egenkapital	18	141 781	136 998	136 748
Langsiktige fjerningsforpliktelser	11, 17	36 576	27 465	29 202
Annen langsiktig gjeld	12	1 858	1 657	2 026
Langsiktig gjeld		38 434	29 123	31 228
Leverandørgjeld		2 790	2 611	1 909
Annen kortsiktig gjeld	9, 13	17 381	15 567	9 303
Kortsiktig gjeld		20 170	18 178	11 212
<b>Sum egenkapital og gjeld</b>		<b>200 385</b>	<b>184 299</b>	<b>179 188</b>

\* Knyttet til omregningsdifferanse og etteroppgjør for nedslag i 2001

Stavanger, 20. februar 2009



Gunnar Berge  
Styreleder



Hilde Myrberg  
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr  
Styremedlem



Per Arvid Schøyen  
Styremedlem



Mari Thjømøe  
Styremedlem



Arild Stavnem  
Ansattes representant



Kristin Johnsen  
Ansattes representant



Kjell Pedersen  
Administrerende direktør

## SDØE KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i millioner kroner	2008	2007	2006
Innbetalinger fra driften	217 350	163 712	176 737
Utbetalinger fra driften	-41 800	-31 590	-30 052
Netto rentebetalinger	-2	80	-69
<b>Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>	<b>175 548</b>	<b>132 203</b>	<b>146 616</b>
<b>KONTANTSTRØM INVESTERINGSAKTIVITETER</b>			
Pro & contra i forbindelse med statens ned salg	0	0	-10
Investeringer	-19 948	-19 871	-19 867
<b>Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter</b>	<b>-19 948</b>	<b>-19 871</b>	<b>-19 877</b>
<b>KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>			
Endring arbeidskapital i lisensene	987	377	-984
Endring over/under call i lisensene	-1 164	-342	446
Netto overført til staten	-155 420	-112 281	-126 213
<b>Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter</b>	<b>-155 596</b>	<b>-112 246</b>	<b>-126 751</b>
Økning beholdning bankkonto DA-selskap	-4	86	-12

## SDØE NOTER (regnskapsloven)

### GENERELT

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

Petoro var per 31. desember 2008 rettighetshaver på vegne av SDØE for andeler i 122 utvinningstillatelser og 14 interessentskap for rørledninger og terminaler. Petoro ivaretar også de forretningsmessige interessene i Mongstad Terminal DA, Etanor DA, Vestprosess DA samt forvaltningen av aksjene i Norse Gas AS og Norpipe Oil AS. Selskapet har rettigheter og plikter som andre rettighetshavere, og ivaretar statens direkte økonomiske interesser på norsk sokkel på et forretningsmessig grunnlag. Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra utvinningstillatelser og interessentskap holdes atskilt fra driften av selskapet. Kontantstrømmer fra porteføljen overføres til statens egne konti i Norges Bank. Selskapet avlegger særskilt årsregnskap for SDØE med oversikt over de eierandeler selskapet forvalter og tilhørende ressursregnskap.

Petoros forvaltning av porteføljen er underlagt regelverk for økonomiforvaltning i staten. Porteføljens regnskap avlegges i henhold til statens kontantprinsipp og i henhold til norsk regnskapslov.

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

### REGNSKAPSPRINSIPPER

SDØEs andeler i aksjeselskap og selskap med delt ansvar vedrørende utvinning av petroleum er inkludert under de respektive poster i resultatregnskapet og balansen etter bruttometoden for SDØEs andel av inntekter, kostnader, eiendeler og gjeld. Det samme gjelder ideelle andeler i olje- og gassvirksomhet inklusive rørledningstransport, som ikke er organisert som selskap.

For aksjer i Norse 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.

### Inntektsføringsprinsipper

All olje, NGL og kondensat fra SDØE selges til StatoilHydro og all

gass avsettes av StatoilHydro for SDØEs regning og risiko. SDØE inntektsfører sin solgte andel av olje og gass når produktene blir levert til kunden.

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

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

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

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

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

### Utenlandsk valuta

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

### Klassifisering av eiendeler og gjeld

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

### Varige driftsmidler

Varige driftsmidler og investeringer regnskapsføres til historisk anskaffelseskost med fradrag for planmessige avskrivninger. Kostnader til større endringer og fornyelse som øker driftsmidlenes levetid vesentlig aktiveres. Anlegg under utførelse vurderes til anskaffelseskost.

Driftsmidler som leies på betingelser som i det vesentlige overfører økonomisk risiko og kontroll til selskapet (finansiell leasing), balanseføres under varige driftsmidler og tilhørende leieforpliktelse medtas som forpliktelse under rentebærende langsiktig gjeld til nåverdi av leiebetingingene. Driftsmiddelet avskrives planmes-



sig og forpliktelsen reduseres med innbetalt leie etter fradrag for beregnet rentekostnad.

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

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

### Avskrivninger

Ordinære avskrivninger på olje- og gassproduserende anlegg beregnes for hvert enkelt felt og feltdedikert transportsystem etter produksjonsenhetsmetoden. 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 2008 utgjør denne reservejusteringen 74,1 prosent av forventede gjenværende oljereserver, mens tilsvarende for gassfelt utgjør 84,8 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.

### Undersøkelles- og utbyggingskostnader

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

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

### Vedlikeholdskostnader

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

### Forskning og utvikling

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

### Nedstengings- og fjerningskostnader

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

### Immaterielle eiendeler

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

### Lagerbeholdninger

Lager av reservedeler og driftsmateriell vurderes til det laveste av kostpris, etter FIFO prinsippet, og netto 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. Balanseført bankinnskudd inkluderer således SDØEs andel av bankinnskudd i selskaper med delt ansvar som SDØE har en eierandel i.

### Kortsiktig gjeld

Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende beløp.

### Skatter og avgifter

SDØE er fritatt for inntektsskatt og produksjonsavgift i Norge. SDØE er registrert i merverdiavgiftsmanntallet i Norge. SDØEs salg av

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

### Finansielle instrumenter

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

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

Finansielle instrumenter som ikke er omløpsmiddel følger vurderingsreglene for anleggsmidler.

### Betingede forpliktelser

Sannsynlige og kvantifiserbare tap kostnadsføres.

## NOTE 1 OVERDRAGELSE OG ENDRING AV EIERANDELER

I forbindelse med tildelinger i 2008, ble det tildelt 12 utvinningstillatelser med SDØE deltakelse. Deltakerandelene ble formelt tildelt av Olje- og energidepartementet i forbindelse med Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2007, 29. februar 2008. Staten forbeholdte seg rett til deltakelse i 8 nye utvinningstillatelser i forbindelse med tildeling i forhåndsdefinerte områder 2008 (TFO 2008). Disse ble formelt tildelt i brev datert 23. januar 2009 og er således ikke inkludert i oversikt over statens deltakerandeler, note 21.

I 2008 har følgende utvinningstillatelser blitt tilbakelevert:

- utvinningstillatelse 85 D ble tilbakelevert med virkning fra 1. januar 2008
- utvinningstillatelse 384 ble tilbakelevert med virkning fra 1. april 2008
- utvinningstillatelse 253 ble tilbakelevert med virkning fra 12. mai 2008
- utvinningstillatelse 347 ble tilbakelevert med virkning fra 14. desember 2008

SDØE har i 2008 kjøpt seg inn i utvinningstillatelse 263 C med en andel på 19,95 prosent.

Det har ikke vært gjennomført transaksjoner i 2008 som er relatert til pro et contra oppgjør.

## NOTE 2 SPESIFIKASJON AV ANLEGGSMIDLER

Alle tall i millioner kroner	Historisk anskaffelseskost pr. 1.1.2008	Akkumulert avskrivning 1.1.2008	Tilgang 2008	Nedskrivning 2008	Avgang* 2008	Overføringer 2008	Avskrivning 2008	Bokført pr. 31.12.2008
Felt under utvikling	1 883	0	3 580	0	0	31	0	5 495
Felt i drift	300 259	-179 075	23 128	0	-6	0	-16 341	127 966
Rørledninger og landanlegg	54 566	-21 939	2 501	0	-2	0	-1 533	33 593
Balanseførte letekostnader	1 346	0	1 353	-1 056	0	-31	0	1 612
Andre anleggsmidler	167	-162	0	0	0	0	0	4
<b>Sum varige driftsmidler</b>	<b>358 222</b>	<b>-201 176</b>	<b>30 562</b>	<b>-1 056</b>	<b>-8</b>	<b>0</b>	<b>-17 874</b>	<b>168 670</b>
Immaterielle eiendeler	1 183	-52	147	166	0	0	-41	1 404
<b>Sum anleggsmidler (NGAAP)</b>	<b>359 405</b>	<b>-201 227</b>	<b>30 709</b>	<b>-890</b>	<b>-8</b>	<b>0</b>	<b>-17 915</b>	<b>170 075</b>
Omregning til kontante størrelser	-34 790	15 286	-10 711	840	8	0	2 174	-27 194
<b>Sum anleggsmidler kontantprinsippet</b>	<b>324 615</b>	<b>-185 941</b>	<b>19 998</b>	<b>-50</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-15 741</b>	<b>142 881</b>

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

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

Immaterielle eiendeler på 1 404 millioner kroner inkluderer hovedsakelig:

- Kapasitetsrettigheter for regassifisering av LNG på Cove Point terminalen i USA med en tilhørende avtale om salg av LNG fra Snøhvit til Statoil Natural Gas LLC (SNG) i USA. Rettighetene er knyttet til LNG fra Snøhvit. Lineære avskrivninger over avtaleperioden (20 år) for disse rettighetene startet i oktober 2006 samtidig med at leveringsforpliktelser for LNG til SNG begynte.
- Investering i rettigheter i forbindelse med lagring av gass i Storbritannia. Utbyggingen av gasslager i Aldbrough vil gi en samlet kapasitet for SDØE og StatoilHydro på 140 millioner Sm<sup>3</sup> hvorav SDØEs andel etter fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet utgjør 48,3 prosent (opprinnelig 57,7 prosent). Anlegget planlegges satt i kommersiell drift i løpet av første kvartal 2009, mer enn ett år senere enn tidligere planlagt. Investert beløp vil avskrives lineært over anslått økonomisk levetid 20 år.

Andre anleggsmidler er knyttet til maskiner og teknisk utstyr på Statpipe og Åsgard Transport. Dette avskrives over 5 år. Videre eier SDØE en aksjepost i Norse Gas AS med bokført verdi på 3,98 millioner kroner og en aksjepost i Norpipe Oil AS som ble overdratt vederlagsfritt fra Statoil med virkning fra 15. oktober 2005.

### NOTE 3 SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER

Alle tall i millioner kroner	2008	2007	2006
Troll	64 574	54 154	58 002
Tampen/Oseberg	60 892	53 238	55 680
Norskehavet og Barentshavet	66 047	47 943	47 182
Gassled og annen infrastruktur	11 310	10 740	11 173
Netto overskuddsavtaler	2 222	1 718	1 359
Øvrige inntekter	13 774	4 377	5 922
Eliminering interne tariffinntekter	-4 235	-4 447	-4 339
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>214 585</b>	<b>167 724</b>	<b>174 979</b>

### NOTE 4 SPESIFIKASJON AV DRIFTSINNTEKTER PR. PRODUKT

Alle tall i millioner kroner	2008	2007	2006
Råolje og NGL*	112 753	98 486	104 945
Gass	89 999	57 827	59 375
Transport- og prosesseringsinntekter	8 962	8 890	9 684
Andre inntekter	648	803	-384
Netto overskuddsavtaler	2 222	1 718	1 359
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>214 585</b>	<b>167 724</b>	<b>174 979</b>

\* Inkluderer kondensat

I henhold til avsetningsinstruksen blir all olje og NGL solgt til StatoilHydro. Gassen blir i all hovedsak solgt til kunder i Europa. En mindre mengde blir solgt i USA.

### NOTE 5 SPESIFIKASJON AV ANDRE DRIFTSKOSTNADER

Alle tall i millioner kroner	2008	2007	2006
Troll	7 933	8 486	8 001
Tampen/Oseberg	9 396	9 318	9 295
Norskehavet og Barentshavet	9 987	8 106	6 005
Gassled og annen infrastruktur	1 664	3 527	1 603
Øvrige driftsutgifter	12 547	9 674	7 743
Eliminering interne tariffkostnader	-4 235	-4 447	-4 339
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>37 292</b>	<b>34 664</b>	<b>28 308</b>

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 2008 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 2008 gitt til Petoro AS fra Olje- og energidepartementet. Rentesesatsen som er benyttet er satt lik rentesesatsen 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	2008	2007	2006
Renteinntekter	28	28	24
Andre finansinntekter	64	66	71
Valutagevinst	9 578	4 222	4 244
Valutatap	-6 298	-5 052	-4 867
Rentekostnader	-240	-23	-174
Renter på fjerningsforpliktelse	-1 250	-1 094	-663
<b>Netto finansposter</b>	<b>2 063</b>	<b>-1 852</b>	<b>-1 365</b>

**NOTE 8 STATENS PETROLEUMSFORSIKRING**

SDØE har fått overføringer fra Statens petroleumsforsikringsfond som gjelder utbetalinger av forsikringskrav for skader. Beløpet er alt etter kravets art og regnskapsmessig behandling i operatørregnskap tillagt henholdsvis investeringer, driftsinntekter og driftsutgifter i regnskapet.

**NOTE 9 NÆRSTÅENDE PARTER**

Staten ved Olje- og energidepartementet eier pr 31.12.2008 66,42 prosent i StatoilHydro og 100 prosent av Gassco. Selskapene defineres som nærstående parter til SDØE.

StatoilHydro er kjøper av statens olje, kondensat og NGL. Samlet salg av olje, kondensat og NGL fra SDØE til StatoilHydro beløp seg til 112,8 milliarder kroner (tilsvarende 222 millioner fat o.e.) i 2008 mot 98,5 milliarder kroner (241 millioner fat o.e.) i 2007.

StatoilHydro selger og markedsfører statens naturgass for statens regning og risiko, men i StatoilHydros navn og sammen med StatoilHydros egen gass. Staten mottar markedsverdi for salget av disse volumene. I 2008 solgte staten tørrgass direkte til StatoilHydro som kjøper til en verdi av 373 millioner kroner mot 287 millioner i 2007. Staten har dekket sin relative andel av StatoilHydros kostnader forbundet med transport, lagring og prosessering av tørrgass, for kjøp av tørrgass for videresalg samt gasssalgsadministrasjon som i sum beløper seg til 17 milliarder kroner i 2008 mot 15,5 milliarder i 2007. Kostnader forbundet med virksomheten i USA kommer i tillegg. Mellomværende med StatoilHydro var 8,5 milliarder kroner i SDØEs favør omregnet til kurs på balansedagen.

Mellomværende og transaksjoner i tilknytning til aktiviteter i utvinningstillatelsene er ikke inkludert i ovennevnte beløp og således er det ikke gitt opplysninger om mellomværende og transaksjoner i tilknytning til lisensaktiviteter verken med StatoilHydro 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 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 estimerer blir lagt til grunn ved beregning av forpliktelsen. Det vil være knyttet stor usikkerhet til flere faktorer i fjerningsestimatet, inkludert forutsetninger for fjerning og estimeringsmetode, teknologi og fjerningstidspunkt. Fjerningstidspunkt antas i hovedsak å inntreffe ett til to år etter produksjonsslutt, se note 21.

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

Estimatet for fjerningskostnader er oppjustert med 4,6 milliarder kroner som følge av oppjustert fjerningsestimat fra operatør. Oppjusteringen skyldes i hovedsak omlegging til felles metodikk for fjerningsestimering for StatoilHydro opererte felt. Fjerningsestimatene inkluderer driftskostnader for rigger og andre fartøy som er nødvendige for komplekse fjerningsoperasjoner.

Alle tall i millioner kroner	2008	2007	2006
Forpliktelse per 1.1	27 465	29 202	18 538
Nye forpliktelser	0	883	17
Faktisk fjerning	-492	-81	-131
Endrede estimat	4 594	-2 653	13 081
Endrede diskonteringsrenter	3 737	-981	-2 966
Rentekostnad	1 250	1094	663
<b>Forpliktelse per 31. 12</b>	<b>36 554</b>	<b>27 465</b>	<b>29 202</b>

**NOTE 12 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 minimumsbetalinger for finansiell leasing utgjør totalt 1 089 millioner kroner. Av dette kommer 159 millioner kroner til utbetaling i 2009 og 634 millioner skal betales de påfølgende fire år. Restbeløpet på 455 millioner kroner skal betales etter år 2013.

Annen langsiktig gjeld som forfaller til betaling etter 5 år fra balansedagen utgjør 417 millioner kroner.

**NOTE 13 | ANNEN KORTSIKTIG GJELD**

Annen kortsiktig gjeld som forfaller i løpet av 2008 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 14 | FINANSIELLE INSTRUMENTER OG RISIKOSTYRING**

I SDØEs virksomhet benyttes kun i begrenset grad avledede finansielle instrumenter (derivater) for å styre risiko. Dette skyldes hovedsakelig at SDØE er eid av den norske stat og således er en del av statens samlede risikostyring. SDØE har ikke rentebærende gjeld av betydning og selger all sin olje og NGL til StatoilHydro. Instrumentene som benyttes for å sikre fremtidig gassalg er relatert til terminkontrakter og futures. Eliminering foretas der det er juridiske rettigheter til motregning av urealiserte tap og vinning, eller der det er betalt og balanseført depositum/marginer som samsvarer med derivatenes markedsverdi. Markedsverdi av de finansielle instrumentene var 2 698 millioner kroner i eiendeler og 2 155 millioner kroner i forpliktelser per 31 desember 2008. Tilsvarende tall ved utgangen av 2007 var 607 millioner kroner i eiendeler og 2 194 millioner kroner i forpliktelser. Tallene inkluderer markedsverdi av ikke børsnoterte instrumenter. Ved beregning av urealisert tap/ gevinst for 2008 er det foretatt en porteføljevurdering for tradingvirksomheten i Storbritannia og virksomheten knyttet til Norsk Hydro Energie. Urealisert gevinst er betydelig høyere enn urealisert tap i Norsk Hydro Energie. Tapet er derfor bokført til null. For tradingvirksomheten i Storbritannia er det netto et urealisert tap. Hele det urealiserte tapet er inkludert i regnskapet for 2008.

**Prisrisiko**

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

**Valutarisiko**

Den aller vesentligste del av selskapets inntekter fra salg av olje og gass faktureres i US dollar, euro eller britiske pund. Deler av driftskostnadene og investeringene faktureres også i tilsvarende valuta. Endringer i valutakurser vil ved konvertering til norske kroner få effekt på SDØEs resultat og balanse. SDØE gjennomfører ikke valutasikring på fremtidig salg av petroleum, og SDØEs eksponering i balansen per 31. desember 2008 er i stor grad knyttet til én måneds utestående inntekt.

**Renterisiko**

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

**Kredittrisiko**

SDØEs omsetning skjer mot et begrenset antall motparter hvor all olje og NGL selges til StatoilHydro. Under avsetningsinstruksen kjøpes finansielle instrumenter for SDØEs virksomhet med motparter som vurderes å ha høy kredittverdighet. Finansielle instrumenter etableres bare med større banker eller kredittinstitusjoner innenfor forhåndsgodkjente eksponeringsnivåer. SDØEs kredittrisiko i løpende transaksjoner anses av den grunn å være begrenset.

**Likviditetsrisiko**

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

## NOTE 15

## LEIEAVTALER/KONTRAKTSFORPLIKTELSE

Alle tall i millioner kroner	Leieavtaler	Transportkapasitet og øvrige forpliktelser
2009	3 682	1 461
2010	2 774	1 572
2011	2 211	1 562
2012	2 193	1 524
2013	1 845	1 385
<b>Deretter</b>	<b>6 387</b>	<b>17 684</b>

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

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

I forbindelse med tildeling av utvinningstillatelser for leting og produksjon av petroleum kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er selskapet forpliktet til å delta i 17 brønner med en forventet kostnad for SDØE på 835 millioner kroner, hvorav 348 millioner kroner forventes å påløpe i 2009.

Selskapet har også inngått kontraktsmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til 5,0 milliarder kroner for 2009 og 3,6 milliarder kroner for senere perioder, totalt 8,6 milliarder kroner. Totalt for 2009 er SDØE gjennom godkjente budsjetter og arbeidsprogram forpliktet til kommende års drift- og investeringskostnader på samme nivå som for 2008. De nevnte forpliktelser for 2009 er inkludert i denne totalen.

I forbindelse med avsetningen av SDØEs olje og gass har StatoilHydro 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 StatoilHydro 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 16

## ANDRE FORPLIKTELSE

SDØE kan bli påvirket av mulige rettsaker og tvister som deltaker i utvinningstillatelser, felt, rørledninger og landanlegg, og gjennom felles salg av gass sammen med StatoilHydro. 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 17

## 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.

Det vises for øvrig til beskrivelse av selskapets regnskapsprinsipper, note 11 og note 14, som beskriver selskapets behandling av undersøkelseskostnader, usikkerhet med hensyn til fjerning, og finansielle instrumenter.

## NOTE 18

## EGENKAPITAL

Alle tall i millioner kroner	2008	2007	2006
Akkumulert resultat per 1.1	1 015 354	902 713	774 246
Årets resultat	159 906	112 641	128 467
Kontantoverføring til Norges Bank	-1 013 802	-858 382	-746 100
Kapitalinnskudd	9 082	9 082	9 082
Akkumulert overdragelse av eierandeler 2001 og 2002	-29 922	-29 922	-29 922
Implementeringseffekt aktiveringsmetoden fjerning 2004	1 044	1 044	1 044
Omregningsdifferanse	118	-179	-69
<b>Sum egenkapital</b>	<b>141 781</b>	<b>136 998</b>	<b>136 748</b>

Akkumulert resultat per 1. januar er akkumulert driftsresultat fra og med etablering 1. januar 1985.

Kontantoverføring til Norges Bank er netto beløp staten har mottatt fra SDØE eksklusive kapitalinnskudd på 9,1 milliarder kroner. Kapitalinnskudd er beløp betalt til Statoil per 1. januar 1985 for deltakerandeler SDØE overtok av Statoil.

Akkumulert overdragelse av eiendeler er knyttet til nedsalg av SDØE-porteføljen med henholdsvis 15 prosent i 2001 og 6,5 prosent i 2002.

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

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

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



**NOTE 19 REVISOR**

SDØE er underlagt Bevilgningsreglementet og Reglement og Bestemmelser om økonomistyring i staten. 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 20 FORVENTEDE OLJE- OG GASSRESERVER**

Olje* mill fat, Gass mrd Sm <sup>3</sup>	2008		2007		2006	
	olje	gass	olje	gass	olje	gass
Forventede reserver per 1.1	1 886	930	2 047	958	2 311	971
Korreksjoner av tidligere år**			-1	-1		
Endring av anslag	-26	-0,4	-26	0	-101	-1
Utvidelser og funn	1	0,3	4	0	63	16
Forbedret utvinning	64	-0,4	104	3	39	1
Kjøp av reserver					0	0
Salg av reserver					0	0
Produksjon	-222	-31	-241	-31	-264	-28
<b>Forventede reserver per 31.12</b>	<b>1 703</b>	<b>898</b>	<b>1 886</b>	<b>930</b>	<b>2 048</b>	<b>959</b>

\* Olje inkluderer NGL og kondensat

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

SDØE ble tilført 64 millioner fat o.e. i nye reserver i 2008. Samtidig ble reservene på enkelte felt nedjustert. Netto reservetilgang var på 36 millioner fat o.e.

Ved utgangen av 2008 bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 7 352 millioner fat o.e. Dette er 386 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2007. Petoro rapporterer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem med utgangspunkt i ressursklassene 1–3.

I løpet av 2008 var porteføljens brutto økning av nye forventede reserver 64 millioner fat o.e. De viktigste bidragene til økning i utvinnbare reserver er forbedret utvinning på Troll, Draugen, Gullfaks Sør, Oseberg, Grane og Norne.

Det ble imidlertid gjort flere endringer av reserveanslag inklusiv nedjusteringer av reservene for produserende felt, tilsvarende en nedgang på 28 millioner fat o.e. Netto reserveerstatningsgrad for 2008 ble dermed 9 prosent, mot 23 prosent for 2007. Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år har vært 18 prosent. Tilsvarende for perioden 2005–2007 var 28 prosent.

## NOTE 21 | STATENS DELTAKERANDELER

Utvinningsstillatelse	Pr. 31.12.2008	Pr. 31.12.2007
	Deltakerandel (%)	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
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	-
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	-
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
085 D	-	56.0000
089	30.0000	30.0000
093	47.8800	47.8800
094	14.9500	14.9500

Utvinningstillatelse	Pr. 31.12.2008	Pr. 31.12.2007
	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)
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
103 B	30.0000	30.0000
104	33.6000	33.6000
107	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	-
169	30.0000	30.0000
169 B1	37.5000	37.5000
169 B2	30.0000	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
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
253	-	20.0000
255	30.0000	30.0000
256	20.0000	20.0000
264	30.0000	30.0000
263C	19.9500	-
265	30.0000	30.0000
275	5.0000	5.0000
277	30.0000	30.0000
277 B	30.0000	30.0000

\* Utvinningstillatelse 094 B og 237 ble i 2007 feilaktig rapportert til 35,5000

Utvinningstillatelse	Pr. 31.12.2008 Deltakerandel (%)	Pr. 31.12.2007 Deltakerandel (%)
281	20.0000	20.0000
283	20.0000	20.0000
309	33.6000	33.6000
315	30.0000	30.0000
318	20.0000	20.0000
318 B	20.0000	20.0000
327	20.0000	20.0000
327 B	20.0000	20.0000
328	20.0000	20.0000
329	20.0000	20.0000
331	20.0000	20.0000
345	30.0000	30.0000
347	-	7.5000
348	7.5000	7.5000
374 S	20.0000	20.0000
384	-	20.0000
393	20.0000	20.0000
394	15.0000	15.0000
395	20.0000	20.0000
396	20.0000	20.0000
400	20.0000	20.0000
402	20.0000	20.0000
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	-
479	14.9500	-
482	20.0000	-
487 S	20.0000	-
488	30.0000	-
489	20.0000	-
<b>Utvinningstillatelser med netto overskudsavtaler**</b>		
027		
028		
029		
033		

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

	Pr. 31.12.2008	Pr. 31.12.2007	Gjenværende	
Samordnede felt	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)	produksjonsperiode	Lisensperiode
Brage Unit	14.2567	14.2567	2027	2015
Gimle Unit	24.1863	24.1863	2020	2023
Grane Unit	30.0000	30.0000	2030	2030
Haltenbanken Vest Unit (Kristin)	19.5770	19.5770	2029	2027
Heidrun Unit	58.1644	58.1644	2036	2024
Hild Unit	30.0000	30.0000	2033	2012
Huldra Unit	31.9553	31.9553	2012	2015
Jotun Unit	3.0000	3.0000	2015	2015
Njord Unit	7.5000	7.5000	2021	2021
Norne Unit	54.0000	54.0000	2021	2026
Ormen Lange Unit	36.4750	36.4750	2033	2040
Oseberg Area Unit	33.6000	33.6000	2033	2031
Ringhorne Øst Unit	7.8000	7.8000	2023	2030
Snorre Unit	30.0000	30.0000	2042	2015
Snøhvit Unit	30.0000	30.0000	2037	2035
Statfjord Øst Unit	30.0000	30.0000	2020	2024
Sygna Unit	30.0000	30.0000	2020	2024
Tor Unit	3.6874	3.6874	2030	2028
Troll Unit	56.0000	56.0000	2056	2030
Visund Unit	30.0000	30.0000	2039	2023
Åsgard Unit	35.6900	35.6900	2029	2027
<b>Felt</b>				
Draugen	47.8800	47.8800	2026	2024
Ekofisk	5.0000	5.0000	2030	2028
Eldfisk	5.0000	5.0000	2028	2028
Embla	5.0000	5.0000	2028	2028
Gjøa	30.0000	30.0000	2024	2028
Gullfaks	30.0000	30.0000	2029	2016
Gullfaks Sør	30.0000	30.0000	2027	2016
Heimdal	20.0000	20.0000	2012	2021
Kvitebjørn	30.0000	30.0000	2036	2031
Rev	30.0000	30.0000	2015	2021
Skirne	30.0000	30.0000	2012	2025
Statfjord Nord	30.0000	30.0000	2020	2026
Tordis	30.0000	30.0000	2021	2024
Tune	40.0000	40.0000	2014	2032
Urd	24.5455	24.5455	2021	2026
Varg	30.0000	30.0000	2020	2021
Vega	40.0000	40.0000	2022	2035
Veslefrikk	37.0000	37.0000	2022	2015
Vigdis	30.0000	30.0000	2032	2024
<b>Nedstengte felt</b>				
Albuskjell				
Cod				
Edda				
Frøy Unit				
Vest Ekofisk				
Øst Frigg				

**RØRLEDNINGER OG LANDANLEGG**

	Pr. 31.12.2008	Pr. 31.12.2007	
<b>Oljerør</b>	<b>Deltakerandel (%)</b>	<b>Deltakerandel (%)</b>	<b>Konsesjonsperiode</b>
Frostpipe	30.0000	30.0000	
Oseberg Transport System (OTS)	48.3838	48.3838	2028
Troll Oljerør I og II	55.7681	55.7681	-
Grane oljerør	43.6000	43.6000	-
Kvitebjørn Oljerør	30.0000	30.0000	-
Norpipe Oil AS (Eierandel)	5.0000	5.0000	-
<b>Olje – Landanlegg</b>			
Mongstad Terminal DA	35,0000	35,0000	-
<b>Gassrør</b>			
Gassled***	37,8920	38,2450	2028
Haltenpipe	57,8125	57,8125	2020
<b>Gass – Landanlegg</b>			
Dunkerque Terminal DA	24.6298	24.6298	-
Zeepipe Terminal J.V.	18.5671	18.5671	-
Etanor DA	62.7000	62.7000	-
Vestprosess DA	41.0000	41.0000	-
Kollsnes (gassbehandlingsanlegg) (drift)	37.8920	37.8920	2028
Snøhvit LNG anlegg	30.0000	30.0000	-
Norsea Gas AS (Eierandel)	40.0060	40.0060	-

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

\*\*\* Deltakerandel i Gassled inkludert Norsea Gas er 39,01 %



**Riksrevisjonen**

Vår saksbehandler  
Dag Tvedt, 21 54 08 77  
Vår dato 03.03.2009 Vår referanse 2.3 200900337  
Arkivkode 680  
Deres dato Deres referanse

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

**Revisjon av regnskapet for 2008 for statens direkte økonomiske engasjement i  
petroleumsvirksomheten**

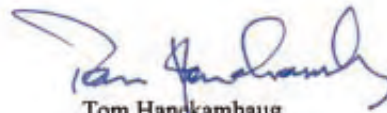
I henhold til lov om Riksrevisjonen av 7. mai 2004 er Riksrevisjonen revisor for  
Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten.

Ved avslutningen av den årlige revisjonen utsteder Riksrevisjonen et avsluttende revisjonsbrev  
(beretning) som oppsummerer konklusjonen fra revisjonsarbeidet. Revisjonsbrevet 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 Handkamhaug  
avdelingsdirektør

Kopi: Olje- og energidepartementet

## PETORO AS RESULTATREGNSKAP

Alle tall i tusen kroner	Noter	2008	2007	2006
<b>DRIFTSINNETEKTER</b>				
Fakturert tilskudd	1	193 600	177 600	180 000
Annen inntekt	1	3 806	987	27
Endring utsatt inntektsføring	2	-1 367	181	5 292
<b>Sum driftsinntekter</b>		<b>196 039</b>	<b>178 769</b>	<b>185 319</b>
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>				
Lønnskostnad	3, 9	92 712	82 171	74 621
Avskrivninger og nedskrivninger	4	3 812	3 632	7 464
Forretningsførerhonorar	12, 15	2 435	2 817	2 301
Regnskapshonorar	14	16 702	14 113	13 936
Kontorhold	13	8 439	8 110	7 403
IKT-kostnader	14	18 064	12 629	12 500
Annen driftskostnad	11, 14, 15	53 639	62 066	51 715
<b>Sum driftskostnader</b>		<b>195 802</b>	<b>185 537</b>	<b>169 940</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>237</b>	<b>-6 768</b>	<b>15 379</b>
<b>FINANSPOSTER</b>				
Finansinntekt		6 035	6 953	2 170
Finanskostnad		-877	-422	-284
<b>Netto finansresultat</b>		<b>5 158</b>	<b>6 531</b>	<b>1 886</b>
<b>ÅRSRESULTAT</b>		<b>5 395</b>	<b>-237</b>	<b>17 265</b>
<b>OVERFØRINGER</b>				
Overført annen egenkapital		5 395	-237	17 265
<b>Sum overføringer</b>		<b>5 395</b>	<b>-237</b>	<b>17 265</b>



## PETORO AS BALANSE

Alle tall i tusen kroner	Noter	2008	2007	2006
<b>EIENDELER</b>				
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l	4	8 989	7 622	7 803
<b>Anleggsmidler</b>		<b>8 989</b>	<b>7 622</b>	<b>7 803</b>
<b>OMLØPSMIDLER</b>				
Kundefordringer		1 068	1 507	34
Andre fordringer	5	10 183	4 102	267
Bankinnskudd	6	96 295	85 393	73 280
<b>Omløpsmidler</b>		<b>107 546</b>	<b>91 002</b>	<b>73 581</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>116 535</b>	<b>98 624</b>	<b>81 385</b>
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>				
Selskapskapital (10 000 aksjer à NOK 1 000)	7	10 000	10 000	10 000
Annen egenkapital	8	28 076	22 681	22 918
<b>Egenkapital</b>		<b>38 076</b>	<b>32 681</b>	<b>32 918</b>
Pensjonsforpliktelser	9	31 725	24 653	15 740
Utsatt inntektsføring offentlig tilskudd	2	8 989	7 622	7 803
<b>Avsetning for forpliktelser</b>		<b>40 714</b>	<b>32 275</b>	<b>23 544</b>
<b>KORTSIKTIG GJELD</b>				
Leverandørgjeld	15	11 492	13 223	10 426
Skyldige offentlige avgifter		5 741	8 095	3 118
Annen kortsiktig gjeld	10	20 512	12 350	11 380
<b>Kortsiktig gjeld</b>		<b>37 745</b>	<b>33 668</b>	<b>24 923</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>116 535</b>	<b>98 624</b>	<b>81 385</b>

Stavanger, 20. februar 2009



**Gunnar Berge**  
Styreleder



**Hilde Myrberg**  
Nestleder



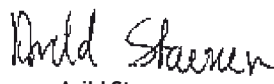
**Nils-Henrik M. von der Fehr**  
Styremedlem



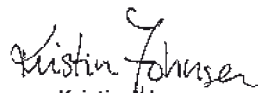
**Per Arvid Schøyen**  
Styremedlem



**Mari Thjømøe**  
Styremedlem



**Arild Stavnem**  
Ansattes representant



**Kristin Johnsen**  
Ansattes representant



**Kjell Pedersen**  
Administrerende direktør

## PETORO AS KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i tusen kroner	2008	2007	2006
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN</b>			
Tilført fra årets virksomhet *	9 207	3 394	24 729
+/- Endring i debitorer	439	-1 473	2 411
+/- Endring i leverandørgjeld	-1 731	2 797	-210
+/- Endring tidsavgrensede poster	8 165	10 845	-9 625
<b>Netto likviditetsendring fra virksomheten</b>	<b>16 081</b>	<b>15 563</b>	<b>17 305</b>
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER</b>			
Investert i varige driftsmidler	-5 179	-3 450	-1 915
<b>Netto likviditetsendring fra investeringer</b>	<b>-5 179</b>	<b>-3 450</b>	<b>-1 915</b>
<b>LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING</b>			
Innbetaling av egenkapital	0	0	0
<b>Netto likviditetsendring fra finansiering</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Netto endring i likvider gjennom året	10 903	12 113	15 390
+ Likviditetsbeholdning pr. 1.1.	85 393	73 280	57 890
<b>Likviditetsbeholdning pr. 31.12</b>	<b>96 296</b>	<b>85 393</b>	<b>73 280</b>
* Dette tallet fremkommer slik:			
Årets underskudd/overskudd	5 395	-237	17 265
+ Avskrivninger og nedskrivninger	3 812	3 632	7 464
<b>Tilført fra årets virksomhet</b>	<b>9 207</b>	<b>3 394</b>	<b>24 729</b>

# 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 StatoilHydro ASA og eier av SDØE. Med dette som utgangspunkt forestår StatoilHydro avsetningen av statens petroleum i henhold til instruks. Petoro har ansvaret for å påse at StatoilHydro utfører sine oppgaver i samsvar med vedtatt avsetningsinstruks.

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

### Klassifisering av eiendeler og gjeld

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

### Anleggsmidler

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

### Fordringer

Kundefordringer og andre fordringer er oppført til pålydende.

### Bankinnskudd

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

### Pensjoner

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

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

beregnete 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 tilsvarende 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.

### 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 2008 mottatt driftstilskudd fra den norske stat på totalt 193,6 millioner kroner eksklusiv merverdiavgift. Årets resultat etter finansposter viser et overskudd på totalt 5,4 millioner kroner som foreslås ført til annen egenkapital. Annen inntekt er hovedsakelig knyttet til fakturering av tjenester levert til operatør av interessentskap og andre interessepartnere.

#### NOTE 2

#### UTSATT INNTEKT

Endring utsatt inntektsføring består av utsatt inntekt knyttet til investeringer foretatt i løpet av året, totalt 5,2 millioner kroner i 2008, samt avskrivninger og nedskrivninger av årets og tidligere års investeringer, totalt 3,8 millioner kroner.

**NOTE 3 LØNNSKOSTNAD, ANTALL ANSATTE, GODTGJØRELSER MM**

Alle tall i tusen kroner	2008	2007	2006
<b>Lønnskostnad</b>			
Lønn	63 803	56 691	49 979
Folketrygdavgift	8 555	7 767	7 198
Pensjonskostnader (se note 9)	17 478	15 482	15 094
Andre ytelser	2 876	2 231	2 351
<b>Sum</b>	<b>92 712</b>	<b>82 171</b>	<b>74 621</b>
Antall ansatte pr 31.12	61	56	53
Antall ansatte med signert arbeidsavtale, ikke tiltrådt pr 31.12	2	5	5
Gjennomsnittlig antall årsverk sysselsatt	58	54	53

Ytelser til ledende personer (Alle tall i tusen kroner)	Lønn	Kostnadsført pensjon	Annen godtgjørelse
Daglig leder	3 020	2 205	399
Ledergruppen for øvrig (8 personer)	10 456	3 517	1 441

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 2008 til styreleder utgjør 300 tusen kroner og for de øvrige styremedlemmer samlet 1 355 tusen kroner.

**NOTE 4 VARIGE DRIFTSMIDLER**

Alle tall i tusen kroner	Fast inventar	Driftsløsøre	IKT	Sum
Anskaffelseskost 1.1.08	3 563	6 553	17 635	27 750
Tilgang driftsmidler	435	1 944	2 800	5 179
Avgang driftsmidler			(189)	(189)
Anskaffelseskost 31.12.08	3 998	8 496	20 246	32 740
Akk. avskrivninger 1.1.08	1 299	4 960	13 869	20 128
Tilbakeført akk. avskrivning			(189)	(189)
Årets av- og nedskrivninger	341	1 103	2 369	3 812
Akk. avskrivninger 31.12.08	1 640	6 063	16 049	23 751
<b>Bokført verdi 31.12.08</b>	<b>2 358</b>	<b>2 433</b>	<b>4 197</b>	<b>8 989</b>
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. Initiale leieperioder er mellom 3 og 5 år.

**NOTE 5    ANDRE FORDRINGER**

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

**NOTE 6    BANKINNSKUDD**

Av bankinnskudd på totalt 96,3 millioner kroner utgjør bundne skattetreksmidler og pensjonsmidler 43 millioner kroner.

**NOTE 7    AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRINFORMASJON**

Aksjekapitalen i selskapet pr 31.12.08 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 8    EGENKAPITAL**

Alle tall i tusen kroner	Aksjekapital	Annen EK	Sum
Egenkapital 1.1.08	10 000	22 681	32 681
Årets endring i egenkapital:			
Årets resultat	0	5 395	5 395
<b>Egenkapital 31.12.08</b>	<b>10 000</b>	<b>28 076</b>	<b>38 076</b>

**NOTE 9    PENSJONSKOSTNADER, - MIDLER OG - FORPLIKTELSER**

Selskapet er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenstepensjon. 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	2008	2007	2006
Alle tall i tusen kroner			
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	14 427	13 427	12 944
Rentekostnad av pensjonsforpliktelsen	4 349	4 728	3 880
Avkastning på pensjonsmidler	-3 474	-4 671	-3 821
Resultatført estimatavvik	142	85	84
Arbeidsgiveravgift	2 034	1 913	2 007
<b>Netto pensjonskostnad</b>	<b>17 478</b>	<b>15 482</b>	<b>15 094</b>

Balanseført pensjonsforpliktelse	2008	2007	2006
Beregnet pensjonsforpliktelse 31.12	122 500	83 818	94 420
Pensjonsmidler til markedsverdi	-56 652	-53 510	-74 977
Netto pensjonsforpliktelse før arbeidsgiveravgift	65 849	30 308	19 443
Ikke resultatført estimatavvik	-38 044	-9 928	-5 790
Arbeidsgiveravgift	3 920	4 273	2 087
<b>Balanseført pensjonsforpliktelse</b>	<b>31 725</b>	<b>24 653</b>	<b>15 740</b>

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

Alle tall i prosent	2008	2007	2006
Diskonteringsrente	4,3	5,0	5,0
Forventet avkastning på fondsmidler	6,3	6,0	6,0
Forventet lønnsregulering/G-regulering	4,5	4,0	4,0
Forventet pensjonsøkning	2,0	1,6	1,6

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

#### NOTE 10 | ANNEN KORTSIKTIG GJELD

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

#### NOTE 11 | GODTGJØRELSE TIL REVISOR

Selskapets valgte revisor er Erga Revisjon as. Kostnadsført honorar for ordinær revisjon av selskapets finansregnskap utgjorde 0,2 millioner kroner i 2008.

Riksrevisjonen er i henhold til Lov om Riksrevisjonen av 7. mai 2004 ekstern revisor for SDØE-porteføljen. I tillegg er Deloitte AS engasjert for å gjøre finansiell revisjon av SDØE regnskapet som et ledd i selskapets internrevisjon. Deloitte har fakturert 1,4 millioner kroner for dette arbeidet i 2008. Deloitte har også levert andre tjenester herunder partnerrevisjoner for 3,6 millioner kroner.

#### NOTE 12 | FORRETNINGSFØRERAVTALER

For å sikre en effektiv ressursutnyttelse med en organisasjon på 61 ansatte, prioriterer Petoro arbeidsinnsatsen i og mellom de ulike interessentskap selskapet forvalter. Prioriteringen baseres på det enkelte interessentskaps verdimessige betydning i porteføljen samt risikovurderinger knyttet til interessentskapenes ulike faser (leting, utbygging og drift). For å muliggjøre slik prioritering har Petoro inngått forretningsføreravtaler med lisenspartnere som StatoilHydro ASA, A/S Norske Shell, Talisman Energy Norge AS, Total E&P Norge AS, Norwegian Energy Company ASA (NORECO) og BG Norge AS. I disse avtalene delegeres den daglige administrative oppfølgingen av utvalgte utvinningstillatelser i porteføljen. Petoro har likevel det formelle ansvaret herunder ansvaret for den løpende økonomistyringen for andelen i utvinningstillatelsen.

#### NOTE 13 | LEIEAVTALER

Selskapet inngikk kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS høsten 2003. Gjenstående varighet av leiekontrakt er syv år, med opsjon på ytterligere to perioder hver på fem år. Årets kostnader utgjør 7,3 millioner kroner, hvilket inkluderer alle drifts- og felleskostnader.

#### NOTE 14 | VESENTLIGE AVTALER

Petoro inngikk avtale med Accenture i 2002 om bilagshåndtering, transaksjonsbehandling og applikasjonsforvaltning knyttet til regnskapsføringen av SDØE. Avtalen hadde en varighet på 5 år, med opsjon på ytterligere 2 år. UPAX er valgt som ny leverandør av disse tjenestene fra 1. mars 2009. Kostnadsført regnskapshonorar i 2008 utgjorde 13,9 millioner kroner. Øvrige kjøpte tjenester utgjorde 3,1 millioner kroner, hvorav 0,1 millioner kroner er balanseført.

#### NOTE 15 | NÆRSTÅENDE PARTER

StatoilHydro ASA og Petoro AS har felles eier ved Olje- og energidepartementet og er således nærstående parter. Petoro har i 2008 kjøpt tjenester knyttet til forretningsføreravtaler, kostnadsdeling ved revisjon av lisensregnskap, forsikringstjenester for Statens Petroleumsforsikringsfond, samt andre mindre tjenester. Det er i 2008 kostnadsført 4,6 millioner kroner knyttet til kjøp av tjenester fra StatoilHydro. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Pr 31.12.2008 utgjorde leverandørgjeld mot StatoilHydro ASA 0,3 millioner kroner. Det er fakturert 5,1 millioner kroner som er solgte tjenester til StatoilHydro ASA etter kostpris basert på timeforbruk til internt og eksternt personell. Mellomværende pr 31.12.2008 var 0,9 millioner kroner. Beløpet inngår i kundefordringer i balansen.



**ER**  
1998

Tlf: +47 31 31 63 70  
 Fax: +47 31 31 63 71  
 Jern Zedlitzgt. 47  
 Postboks 672  
 N-4003 Stavanger  
 Org. nr. 956 024 679 - mva  
 Statsautorisert revisor  
 medlem av Den norske Revisorforening

### Revisjonsberetning for 2008

Vi har revidert årsregnskapet for PETORO AS for regnskapsåret 2008, som viser et overskudd på kr 5 395 000. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømpoppstilling og noteopplysninger. Regnskapslovens regler og god regnskapskikk i Norge er anvendt ved utarbeidelsen av regnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og administrerende direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

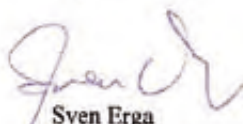
Vi har utført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder revisjonsstandarder vedtatt av Den norske Revisorforening. Revisjonsstandardene krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig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

Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettvisende bilde av selskapets økonomiske stilling 31. desember 2008 og for resultatet og kontantstrømmene i regnskapsåret i overensstemmelse med god regnskapskikk i Norge
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, den 20. februar 2009.

Erga Revisjon as

  
 Sven Erga  
 Statsautorisert revisor

**PETOROS FINANSKALENDER 2009**

**12. mai:** 1. kvartalsrapport  
**5. august:** 2. kvartalsrapport  
**5. november:** 3. kvartalsrapport

**ADRESSER****Petoro AS**

Øvre Strandgate 124  
 Postboks 300, Sentrum  
 4002 Stavanger

**Telefon:** 51 50 20 00

**E-post:** post@petoro.no

**Hjemmeside:** www.petoro.no

**Foretaksregisteret:** Org.nr. NO 983 382 355

**REDAKSJON/PRODUKSJON**

**Redaksjon i Petoro:** Sveinung Sletten (tekster/ansvarlig redaktør); Oddfrid Bråstein (regnskapsdelen)

**Tekstbidrag:** Petoro; Wenche Skorge (intervjuer)

**Rådgiving, design og grafiske illustrasjoner:** Gazette as

**Trykk:** RK Grafisk AS

**Bilder:** *Omslag:* Alex Misiewicz/Getty Images; *side 1:* Daisy Gilardini/Getty Images; *side 3:* Tom Haga; *side 6 (øverst til venstre og høyre):* Tom Haga; *side 6-7:* Sami Sarkis/Getty Images; *side 7 (øverst til venstre):* Harald Pettersen/StatoilHydro; *side 7 (øverst til høyre):* Øyvind Thorsdalen/StatoilHydro; *side 8:* Whit Preston/Getty Images; *side 10:* Tom Haga; *side 12:* Tom Haga; *side 13 (øverst til venstre):* Marit Hommedal/StatoilHydro; *side 13 (øverst til høyre):* StatoilHydro; *side 13 (nederst):* Eiliv Leren/StatoilHydro; *side 14:* Stephen Frink/Getty Images; *side 16:* Tom Haga; *side 17 (øverst):* Rune Johansen/StatoilHydro; *side 17 (nederst):* StatoilHydro; *side 23:* Hiroshi Watanabe/Getty Images; *side 24:* Tom Haga; *side 26:* Tom Haga; *side 29:* Sami Sarkis/Getty Images; *side 30:* Tom Haga; *side 31:* Kjetil Alsvik; *side 41:* Tom Haga; *side 43:* Sean Davey/Getty Images; *side 48-49:* Kjetil Alsvik; *side 50-51:* Kjetil Alsvik.



**Petoro**

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger | Telefon 51 50 20 00 | Telefaks 51 50 20 01 | e-post: [post@petoro.no](mailto:post@petoro.no) | [www.petoro.no](http://www.petoro.no)