

Sterke krefter er i sving på norsk sokkel. En ny kraft er det fusjonerte StatoilHydro som kan gi positive synergieffekter, økt gjennomførings- evne og bedre kostnadskontroll.

Såtidig er fusjonen en utfordring i forhold til det mangfoldet som har vært. Vi har i magasindelen av denne årsrapporten sett på utviklingen de siste 40 årene: Fra den gang de store internasjonale oljeselskapene var i førersetet, via oppbyggingen av tre norske operatører til dagens situasjon med én dominerende operatør, én stor partner, store internasjonale selskaper i mer begrensede roller enn de var på sokkelen – og en rekke nye og mindre aktører som har kommet til ved begynnelsen av det nye århundret.

1970-TALLET:

Etter Ekofisk-funnet ble norske politikere og næringslivsfolk mer oppmerksomme på mulighetene. Noco-gruppen gikk sammen med Amoco og ble en forløper for Saga. Hydro søkte samarbeid med franske Elf. Staten tok kontroll gjennom lov, regelverk, politikk, Oljedirektoratet og Statoil. Aktørbildet ble mer balansert mellom store internasjonale selskaper og norske selskaper som ble godt hjulpet til posisjoner av myndighetene.

INNHOOLD

2-3 Administrerende direktør:
Mangfold og samordning

KORT OG GODT

4-5 Dette er Petoro
6-7 Nøkkeltall
8-9 Viktige hendelser

MAGASIN

12-15 Epoke framfor episode
18-19 Petoro utfordrer
20-27 Intervju: Burckhard Bergmann

RAPPORT 2007

30-31 Forbedring innen
sikkerhet og helse
32-33 Miljøutfordring
34-37 Eierstyring og
selskapsledelse
38-39 Presentasjon av ledelsen
40-41 Presentasjon av styret
42-50 Styrets årsberetning
51-79 Regnskap, noter, revisor



1960-TALLET:

Jens Evensens havrettskompetanse sikret norsk jurisdiksjon, men lov- og regelverket var for øvrig svakt utviklet. «Seven sisters» og et par europeiske slektninger opererte letevirksomheten og de første feltene som kom i produksjon. Det var liten oppmerksomhet og liten tro på oljeeventyr blant nordmenn.

1980-TALLET:

Tiåret ble preget av videreutvikling av nasjonal styring og kontroll, både gjennom regelverk og ved styrking av de tre norske operatørene – blant annet ved at de utviklet hvert sitt store felt – Gullfaks (Statoil), Oseberg (Hydro) og Snorre (Saga). SDØE ble opprettet for å sikre større del av totale inntekter til staten, samt begrense Statoil. Etter hvert – bl.a. som følge av prisfall i 1986 – ble regelverket og beskatning myket opp. De multinasjonale selskapene klaget fortsatt – men holdt stand på norsk sokkel.

2000-TALLET:

Global konkurranse og internasjonalisering fører til ytterligere kommersialisering av regelverk. GFU droppes – selskapsbasert gassalg, EU-krav til liberalisering av gassmarkedet aksepteres, Statoil privatiseres, 21,5 prosent av SDØE selges til Statoil og andre. Petoro opprettes som forvalter av SDØE og Gassco som operatør for rørsystemet. Mange nye aktører melder seg – og prekvalifiseres i stort monn, både som rettighetshavere og operatører. Saga kjøpes av Hydro og eiendeler deles med Statoil. Statoil og Hydro fusjonerer.

1990-TALLET:

Nye områder i verden åpnes for internasjonal petroleumsvirksomhet – økt konkurranse for Norge som petroleumsprovins om internasjonal kapital og kompetanse – men også nye muligheter for norske selskaper ute – BP-Statoil-alliansen, Kværners oppkjøp m.m. Tilpåsning til EU gjennom lisens- og innkjøpkjøpsdirektiv. En viss frykt for norsk dominans/ redusert mangfold og kompetanse/kapasitet fører til at Shell vinner operatørskap for driften av Ormen Lange. Noen nye aktører melder seg.



 2007

RESERVEMODNING

Gassproduksjonen øker og totalproduksjonen på norsk sokkel ventes å holde seg på dagens nivå de nærmeste årene. Oljeproduksjonen faller, men høy oljepris gir rekordinntekter fra virksomheten. En kombinasjon av fallende oljeproduksjon og stigende kostnader kan likevel drive opp enhetskostnadene – med fare for at felt må stenge tidligere enn de ellers trengte, dersom prisene faller. Petoro ønsker bedre kontroll med kostnadene og samtidig å sikre framtidig produksjon gjennom modning av ressurser til drivverdige reserver. Selskapet har som ambisjon å øke reservene i SDØE med to milliarder fat oljeekvivalenter i perioden 2007–2015.

MANGFOLD

Norsk sokkel ble utviklet av et mangfold av selskaper med ulike ideer, erfaring, kompetanse og teknologi. Gjennom fusjonen i 2007 er StatoilHydro blitt operatør for 80 prosent av norsk olje- og gassproduksjon. Situasjonen stiller større krav til selvstendige tekniske og økonomiske vurderinger i andre selskaper. Blant disse er en rekke nye aktører. Petoro rustet seg til en klarere utfordrerrolle gjennom styrking av sitt undergrunnsmiljø og forhandlingsmiljø.

KLIMA

Framskrivinger fra Det internasjonale energibyrået viser at verdens energiforbruk vil øke mer enn 50 prosent fram mot 2030 og at fossilt brensel som kull, olje og gass vil beholde sin dominerende andel på over 80 prosent. For at fossil energi fortsatt skal kunne ha legitimitet i verdenssamfunnet og bidra til utvikling av verdens mindre utviklede områder, må petroleumsindustrien bidra til begrensninger i utslippenes negative virkninger på klodens klima.

MANGFOLD OG SAMORDNING

Statens direkte eierskap på norsk sokkel har nok en gang tilført oljefondet godt over hundre milliarder kroner: Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) bidro med 112 milliarder kroner til statskassen i 2007. Det tilsvarer 24 000 kroner per innbygger i Norge.

Olje- og gassvirksomheten fortsetter å komme hele det norske samfunnet til gode – og vil gjøre det i lang tid enda. Vi må bare passe på at ikke dagens høye priser blander oss slik at vi overser behovet for å gjøre noe med det vedvarende fallet i oljeproduksjonen. For dette kan vi faktisk gjøre noe med. Det er ikke moder jord som har sviktet oss gjennom en drastisk reduksjon i selve ressursgrunnlaget, det dreier seg om vår egen evne til å gjennomføre planer og modne ressurser fram til drivverdige reserver og produksjon.

Reservemodning er en sentral del av Petoros strategi for å maksimere verdien av SDØE. Vi har blant annet satt en ambisjon om å øke reservene med to milliarder fat oljeekvivalenter i perioden 2007–2015. På et overordnet nivå kan vi si vi har to hovedarenaer for å gjøre ressurser om til reserver: modne områder og mer jomfruelige områder.

Virkemidlene blir forskjellige: I de modne områdene må vi særlig se til at vi får så mye som mulig ut av de store feltene. I dag står de 10 viktigste feltene i SDØE-porteføljen for 75 prosent av oljeproduksjonen og de samme feltene har potensial til fortsatt

å stå for 60–65 prosent av produksjonen så langt fram som 2025. Et slikt potensial må vi ikke la gå fra oss, men bruke anledningen som høye priser og store inntekter gir oss til å ta i bruk ny teknologi og forbedre våre arbeidsmetoder for å bli enda mer effektive. Vi skal og bør bruke av disse inntektene til slike prosjekter som å bekrefte teknologi for havbunnskompresjon av gasstrømmen fra Ormen Lange. Havbunns teknologi kan bli viktig for å øke drivverdige reserver på norsk sokkel og gjøre felt lønnsomme over lenger tid.

Industrien har akseptert at den ikke leverer gode nok resultater med hensyn til produksjonsbrønner. Dette inspirerer oss til å bli bedre. Petoro har for eksempel utarbeidet en metode for planlegging av produksjonsboring som vi mener vil gi oss mer realistiske planer og mer forutsigbare brønner. Partnerne på Heidrun er blitt enige om å ta denne metoden i bruk på feltet.

På letesiden opplevde vi for få år siden et lavmål av antall letebrønner på norsk sokkel. Myndighetene tok grep og har lyktes med å tiltrekke seg nye aktører. Antall selskaper har eksplodert. Det har også antall planlagte letebrønner – fra

«Petoro har forpliktet seg til å bruke 10 milliarder kroner over de neste årene for å sikre fire nye rigger og 25 riggår til norsk sokkel.»

KJELL PEDERSEN
Administrerende direktør



færre enn 10 brønner i 2004 og 2005, til mellom 35 og 40 planlagte letebrønner i 2008, ifølge ODs vurderinger. Petoro ligger an til å delta i mer enn 20 av disse. Tidlig på året har vi allerede sett resultater i form av flere funn.

Petoro har forpliktet seg til å bruke 10 milliarder kroner over de neste årene for å sikre fire nye rigger og 25 riggår til norsk sokkel. I tillegg vil vi bruke milliarder til vedlikehold og modifikasjoner for å sikre høy effektivitet i boreanleggene på de faste plattformene.

For verdiskapingen i SDØE-porteføljen, er det viktig å holde disse to tankene i hodet samtidig: vi må lete, og vi må sikre høy produksjon fra modne felt. Til dette trenger vi både samordning og mangfold. Det trengs noen som kan se det store bildet, på tvers av enkeltlisenser og utover det kortsiktige perspektivet. Petoro kan gjøre det som partner. Men det trengs også et mangfold av aktører som kan bidra med ulik erfaring, kompetanse og teknologi for å utfordre, se nye muligheter og generere andre ideer enn de tradisjonelle selskapene.

I alt vi foretar oss, om det er etablerte eller nye operatører og partnere, må vi håndtere våre aktiviteter på en måte som ikke gir grunnlag for å stille spørsmål ved industriens legitimitet til å operere på norsk sokkel.

Petoro forvalter den største porteføljen av olje- og gassreserver på norsk sokkel. Vi tar mål av oss til å være en kompetent og konstruktiv rettighetshaver og utfordrer for å sikre fortsatt verdiskaping for vår eier – og dermed for samfunnet. For å få dette til må vi, i sterk konkurranse med andre, bygge opp kompetanse og kapasitet til å gjøre mer selvstendig arbeid. På et slikt solid faglig grunnlag skal vi så søke samarbeid med operatører og øvrige partnere for å få til de beste løsningene.

Kjell Pedersen
Administrerende direktør

Dette er Petoro

■ **Statens olje- og gassportefølje utgjør om lag en tredel av Norges petroleumsreserver.**

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) er den største porteføljen av olje- og gassreserver på norsk sokkel. Petoro AS forvalter denne porteføljen, og har de siste årene kunnet sende en årlig 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.

Petoro – for økt verdiskaping

SDØE ble etablert i 1985 ved at det som da var Statoils samlede portefølje av olje, gass og tilhørende anlegg, ble delt mellom Statoil selv og et direkte statlig eierskap. Etter siste konsesjonstildeling i februar 2008, har SDØE andeler i 124 utvinningstillatelser, hvorav 36 produserende felt.

Petoro har sitt kontor i Stavanger. Hovedarenaen for selskapets virke er de enkelte utvinnings-tillatelsene og prosjektene. Et betydelig bidrag fra Petoro vil være å se muligheter for økt verdiskaping også gjennom samhandling mellom disse.

Visjon

■ Den beste partner

Verdier

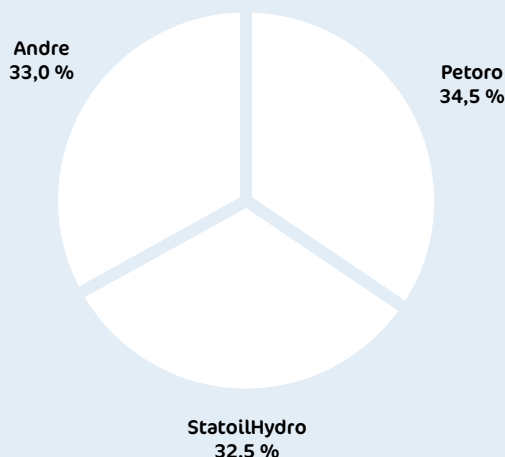
- Sikkerhet for mennesker og miljø
- Djervhet/nytenking
- Forretningsorientert
- Integritet
- Samhandling

Hovedmål

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

Hovedoppgaver

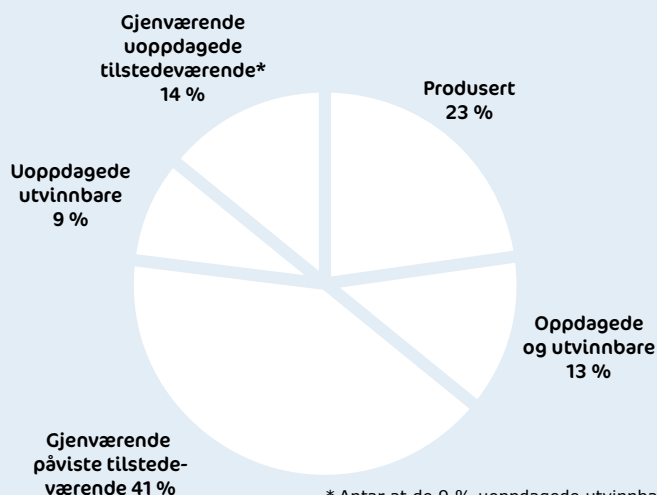
- Ivaretagelse av statens deltakerandeler i de interessentskap der staten til enhver tid har like.
- Overvåking av StatoilHydros avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med avsetningsinstruks.
- Økonomistyring, herunder føring av regnskap, for statens direkte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



Størst reserver på norsk sokkel

■ SDØE inneholdt 7,7 milliarder fat olje og gass omregnet til oljeekvivalenter (o.e.) ved utgangen av 2007 og er dermed den største porteføljen av gjenværende olje- og gassreserver, selv etter fusjonen mellom Statoil og Hydro.

Fortsatt er produksjonen av olje større enn gass. Men mens oljeproduksjonen har vært på vei ned de siste årene, er gassproduksjonen fortsatt på vei opp og forventes å vokse videre med gassproduksjonen fra Ormen Lange, Snøhvit og mer gass fra så vel modne som nye områder på sokkelen.



* Antar at de 9 % uoppdagede utvinnbare reserver representerer 40% utvinningsgrad
Kilde: OD, Petoro

Norsk sokkel er i en moden fase, der oljeproduksjonen faller samtidig som kostnadene for å løfte oljen og gassen øker. Men fortsatt ligger det store gjenværende petroleumsressurser utenfor kysten av Norge. Petoro er en pådriver for å forsterke letevirkningen, ta i bruk ny teknologi, effektivisere produksjonen og øke lønnsomheten, også av mindre funn.

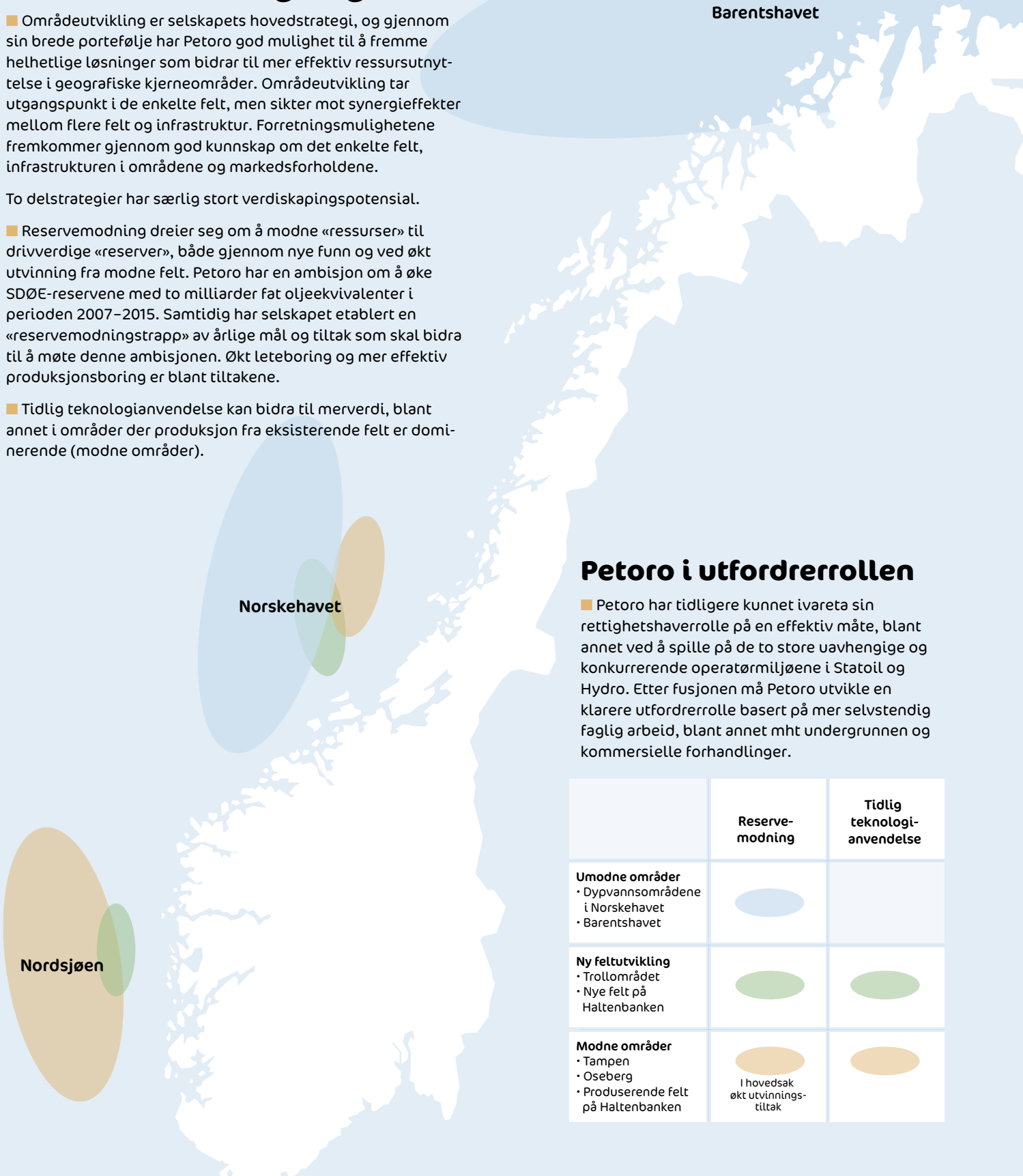
Petoros strategi og rolle

■ Områdeutvikling er selskapets hovedstrategi, og gjennom sin brede portefølje har Petoro god mulighet til å fremme helhetlige løsninger som bidrar til mer effektiv ressursutnyttelse i geografiske kjerneområder. Områdeutvikling tar utgangspunkt i de enkelte felt, men sikter mot synergieffekter mellom flere felt og infrastruktur. Forretningsmulighetene fremkommer gjennom god kunnskap om det enkelte felt, infrastrukturen i områdene og markedsforholdene.

To delstrategier har særlig stort verdiskapingspotensial.

■ Reservemodning dreier seg om å modne «ressurser» til drivverdige «reserver», både gjennom nye funn og ved økt utvinning fra modne felt. Petoro har en ambisjon om å øke SDØE-reservene med to milliarder fat oljeekvivalenter i perioden 2007–2015. Samtidig har selskapet etablert en «reservemodningstrapp» av årlige mål og tiltak som skal bidra til å møte denne ambisjonen. Økt leteboring og mer effektiv produksjonsboring er blant tiltakene.

■ Tidlig teknologianvendelse kan bidra til merverdi, blant annet i områder der produksjon fra eksisterende felt er dominerende (modne områder).



Barentshavet

Norskehavet

Nordsjøen

Petoro i utfordrerrollen

■ Petoro har tidligere kunnet ivareta sin rettighetshaverrolle på en effektiv måte, blant annet ved å spille på de to store uavhengige og konkurrerende operatørmiljøene i Statoil og Hydro. Etter fusjonen må Petoro utvikle en klarere utfordrerrolle basert på mer selvstendig faglig arbeid, blant annet mht undergrunnen og kommersielle forhandlinger.

	Reserve- modning	Tidlig teknologi- anvendelse
Umodne områder • Dypvannsområdene i Norskehavet • Barentshavet		
Ny feltutvikling • Trollområdet • Nye felt på Haltenbanken		
Modne områder • Tampen • Oseberg • Produserende felt på Haltenbanken		

NØKKELTALL SDØE

Årsresultatet for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) i 2007 var 112,6 milliarder kroner sammenlignet med 128,5 milliarder kroner i 2006. Totale driftsinntekter i 2007 var 167,7 milliarder kroner, mot 175,0 milliarder kroner året før. Kontantstrømmen overføres til staten og var 112,3 milliarder kroner i 2007, mot 126,2 milliarder kroner i 2006. Samlet daglig produksjon på 1,202 millioner fat oljeekvivalenter (o.e) var på samme nivå som for fjoråret.

FINANSIELLE DATA (i millioner kroner)

	2007	2006	2005	2004	2003
Driftsinntekter	167 724	174 979	152 683	120 807	101 699
Driftsresultat	114 493	129 833	113 069	83 653	68 621
Årets resultat	112 641	128 467	113 172	82 343	68 154
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	132 203	146 616	119 767	98 428	85 045
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	19 871	19 877	20 686	17 153	14 465
Netto kontantstrøm	112 281	126 213	99 175	81 401	69 005

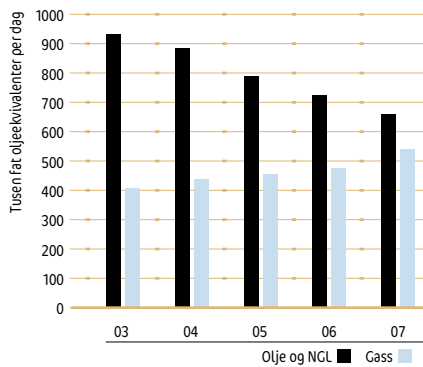
OPERASJONELLE DATA

	2007	2006	2005	2004	2003
Produksjon – olje og NGL (tusen fat/dag)	661	723	788	886	933
Produksjon – tørrgass (millioner Sm ³ /dag)	86	75	72	70	65
Olje-, NGL og tørrgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	1 202	1 198	1 244	1 324	1 341
Gjenværende reserver (millioner fat o.e.)	7 736	8 083	8 422	8 773	9 095
Reserveerstatningsgrad* (treårig gjennomsnitt i prosent)	28	26	95	88	84
Reservetilgang* (millioner fat o.e.)	105	97	177	88	1104
Oljepris (USD/fat)	71,44	64,50	53,03	37,57	28,76
Oljepris (NOK/fat)	418	412	344	254	203
Gasspris (NOK/Sm ³)	1,63	1,92	1,47	1,07	1,00

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

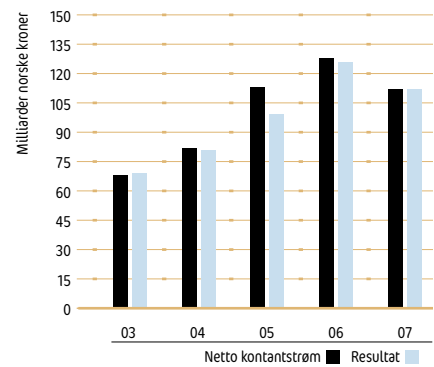
PRODUKSJON

■ Total produksjon i 2007 var på samme nivå som året før. Gassproduksjonen var 14 prosent høyere enn i 2006, mens produksjonen av olje og NGL ble redusert med ni prosent. Nedstenging av Kvitebjørn for å sikre forsvarlig boring, ble motvirket av økte volum fra Troll. Trollfeltet bidrar fortsatt til over en tredel av total produksjon.



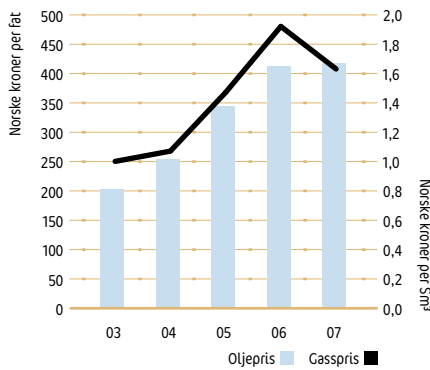
RESULTAT OG KONTANTSTRØM

■ Årsresultatet på 112,6 milliarder kroner var 15,8 milliarder lavere enn 2006 grunnet lavere oljeproduksjon, høyere driftskostnader og lavere gasspriser. Kontantstrømmen, som i sin helhet overføres til staten, var 112,3 milliarder kroner i 2007, en reduksjon på 13,9 milliarder sammenlignet med året før.



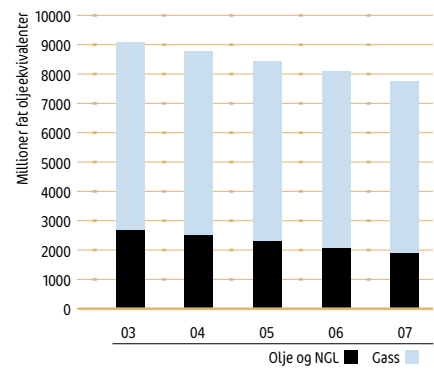
OLJE- OG GASSPRIS

■ Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE-porteføljen var 418 kroner pr. fat, mot 412 kroner pr. fat året før. Oljeprisen for porteføljen i US dollar var 71,44 pr. fat, 11 prosent høyere enn for 2006. Gjennomsnittlig gasspris var 1,63 kroner pr. Sm³ mot 1,92 kroner pr. Sm³ i 2006.



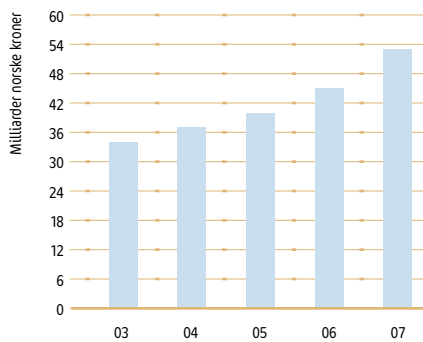
GJENVÆRENDE RESERVER

■ Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 7,7 milliarder fat o.e. Dette er 339 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2006. Netto reserveutgang ble 105 millioner fat o.e. med en reserveerstatningsgrad for 2007 på 24 prosent, mot 22 prosent for 2006.



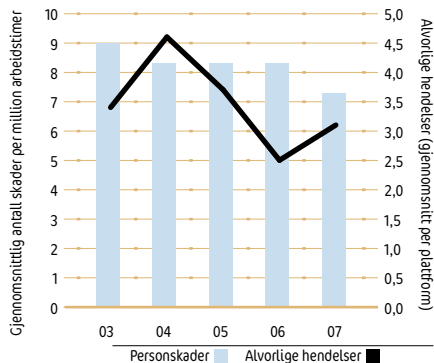
KOSTNADER

■ Kostnader for drift av felt, rørledninger og landanlegg var 32 prosent høyere enn for 2006. Kostnadsøkningen er en konsekvens av høy aktivitet og økte priser i leverandørmarkedet og oppstart av nye felt som Snøhvit og Ormen Lange. Kostnader til leteaktiviteter var 1,4 milliarder kroner mot 1,1 milliarder i 2006.



SIKKERHET

■ Antallet personskader per millioner arbeidstimer (H2) ble 7,3 i 2007, en betydelig forbedring fra 2006. Til tross for færre gasslekkasjer, var det en marginal øking i antall alvorlige hendelser i forhold til året før. HMS-forbedringer overskygges av dødsulykken på Saipem 7000, hvor en mann druknet.



VIKTIGE HENDELSER

2007

SNØHVIT OG ORMEN LANGE I GANG

I september startet produksjonen fra Snøhvit og Ormen Lange. Sistnevnte bidro gjennom eksporten til Storbritannia til den økte gassproduksjonen i 2007. Snøhvit-anlegget på Melkøya har produsert langt lavere enn forventet, idet tekniske problemer førte til at anlegget måtte stenge ned og deretter kjøre på lavere kapasitet enn planlagt.



PETORO RUSTER OPP FOR STATOILHYDRO-FUSJONEN

Fusjonen mellom de to store norske operatørmiljøene på norsk sokkel betyr en vesentlig endring av fundamentet for virksomheten. Med StatoilHydro som operatør for 80 prosent av produksjonen på norsk sokkel må andre aktører gjøre mer selvstendig arbeid.



PETORO STYRKES

For å kunne gjøre selvstendige vurderinger av forslag fra operatøren og fremme alternative løsninger, tok Petoro flere grep for å styrke tekniske kompetanseområder og det kommersielle forhandlingsmiljøet. Dette arbeidet vil fortsette i 2008 og framover. I den sammenheng er det av stor betydning at myndighetene under behandlingen av revidert nasjonalbudsjett våren 2007 fjernet begrensningen på antall ansatte i Petoro.

DISKUSJON OM RESTRUKTURERINGSKOSTNADER

StatoilHydro har stilt krav til sine partnere om å bidra til å dekke deler av kostnadene for å slå sammen Statoil og Hydro. Avtaleverket sier at partnerne har plikt til å bidra til dekning av restruktureringskostnader, dersom operatøren kan sannsynliggjøre at partnerne oppnår økonomisk gevinst. Petoro og øvrige partnere mener en slik gevinst ikke er sannsynliggjort. Da årsrapporten gikk i trykken, var saken fortsatt ikke avklart.



MER EFFEKTIVT ARBEID OFFSHORE

Petoro gjorde en sammenligning av de store operatørenes implementering av integrerte operasjoner for å få til mer effektive arbeidsmetoder på norsk sokkel. Studien viste betydelige framskritt, særlig hos de to store norske selskapene, men fortsatt er ikke potensialet i integrerte operasjoner oppfylt.



NYE LISENER OG NYE FUNN

Petoro ble gitt i oppgave å forvalte andeler i ni nye utvinningstillatelser. Aktiviteten på letesiden økte i forhold til foregående års meget lave nivå. Petoro var med på 16 letebrønner som førte til 9 funn som skal vurderes for videre utvikling.

TROLL-PROSJEKT STANSET

Prosjektet Troll videreutvikling ble stanset av Olje- og energidepartementet av frykt for at økt gasseksport ville få negative konsekvenser for oljeproduksjonen. Dette har også fått til følge at arbeidet med en mulig ny gassledning til Europa er lagt ned.

KRAFTIG KOSTNADSØKNING

Kostnadene for driften av SDØE-andelene økte med hele 32 prosent fra 2006. Høy aktivitet og stor etterspørsel etter varer og tjenester drev prisene opp, ikke minst prisen på leie av borerigger. Også økt vedlikehold og modifikasjoner på de modne feltene samt høyere kostnader i forbindelse med oppstart av felt, bidro.

BEDRE BORING

Et strategisk prosjekt i Petoro gjennomgikk viktige felt med tanke på forbedringer innen produksjonsboring. Som et konkret resultat av dette innførte partnerskapet på Heidrun en ny og forbedret metode for planlegging av brønner.

OLJEPRODUKSJONEN NED NI PST.

Produksjonen av olje og NGL gikk ned 9 prosent. Dette skyldes dels modningen av norsk sokkel, men også det faktum at Kvitebjørnfeltet var nedstengt store deler av året. Problemer med brønnene på Heidrun-feltet trakk i samme retning.



GASSPRODUKSJONEN OPP 14 PST.

Gassproduksjonen økte med 14 prosent. Flere felt økte gassproduksjonen og i tillegg ga produksjonsstarten på Ormen Lange et løft på høstparten. Inntektene fra gassalget gikk likevel noe ned på grunn av reduserte priser i markedet.



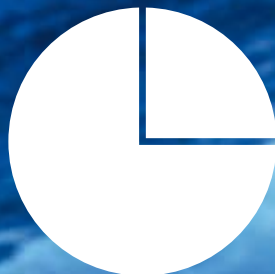
Bjørn Vidar Lerøen, rådgiver for Stavangers ordfører i petroleumssaker og tidligere spesialrådgiver i Statoil, har sammen med Sveinung Sletten, informasjonsdirektør i Petoro, tegnet et bilde av norsk sokkel med et spesielt blikk på de sentrale aktørene. De to har fartstid som oljereportere i store deler av petroleumsepoken. SIDE 12–19



Petroleumssektorens andel av samlede investeringer



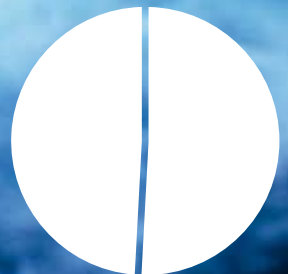
Petroleumssektorens del av BNP



Petroleumssektorens del av statens inntekter



Petroleumssektorens andel av samlet eksport





AKTØRENE I PETROLEUMSEPOKEN

Det var ikke mange som før Ekofisk ble funnet julen 1969, trodde at Norge skulle bli verdens tredje største oljeeksportør og at norske olje- og leverandørselskaper skulle hevde seg internasjonalt. Men få år etter Ekofisk-funnet, tok norske politikere og embetsmenn grep for å sikre nasjonal kontroll og medvirkning i det nye eventyret. Figurene på disse sidene viser at de har lykket på det nasjonaløkonomiske plan. I tillegg er aktørbildet på norsk sokkel snudd på hodet i løpet av de siste 40 årene – fra total utenlandsk dominans i operatørrollen til dagens situasjon der norske StatoilHydro opererer 80 prosent av produksjonen – og 90 prosent av SDØE-porteføljen som Petoro er satt til å forvalte.

EPOKE FRAMFOR EPISODE

Allerede i de første styrende dokumenter som ble skrevet etter at det var funnet olje på den norske kontinentalsokkelen ved inngangen til 1970-årene, ble det slått fast at oljealderen måtte bli en epoke og ikke bare en episode.

Det dokument som mer enn noe annet uttrykte visjoner i en ung og viljestærk oljenasjon var stortingsmelding nr. 25 fra 1973–74 om petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn. Epoketenkingen i dette dokumentet ble grunnleggende for ressursforvaltningen. Norge ville ikke bare ha mest mulig ut av oljeressursene, men også en sterk nasjonal styring. I motsetning til danskene, som valgte å gi eksklusive rettigheter til leting og utvinning på kontinentalsokkelen til ett selskap, satset Norge på et mangfold av aktører. Åpenhet og konkurranse ble en bærebjelke i den norske modellen. I første fase var det bare de store internasjonale oljeselskapene som hadde forutsetninger for å delta i de krevende havområdene utenfor Norge, men ganske snart kom norsk oljepolitikk til å dreie seg om oppbygging av norske selskaper og en norsk petroleumsideindustri.

EN NY OLJEINDUSTRI TAR FORM

Det 20. århundre – med rette kalt oljens århundre – ble i all hovedsak preget av «the seven sisters». Søstrene deltok i leting og produksjon der olje kunne finnes i verden. I 1960 skjedde det imidlertid noe som kom til å endre verden. Organisasjonen av de petroleumseksporterende land (Opec) ble dannet på et møte mellom verdens fem ledende oljeland i Bagdad. Fire av stifterne var oljeland i Midtøsten. Det femte var Venezuela.

Opec kom etter hvert og på det meste til å omfatte 13 medlemsland, men det tok tid før den nye oljemakten kom til syne. I forbindelse med krigen i Midtøsten i oktober 1973 slo oljekartellet til og økte prisene sterkt. Verden opplevde sin første store oljekrise. Det ble bensinrasjonering og bilfrie søndager. I Norge er bildet av Kong Olav på trikken det meste kjente ikon fra denne tiden.

En bølge av nasjonalisering feide over oljelandene. I flere land ble de multinasjonale oljeselskapene enten kastet ut eller stilt overfor begrensninger som førte til at de måtte se seg etter

andre muligheter. Verden ble påminnet om det for mange ubehagelige faktum at Opec satt med 75 prosent av de samlede oljereservene.

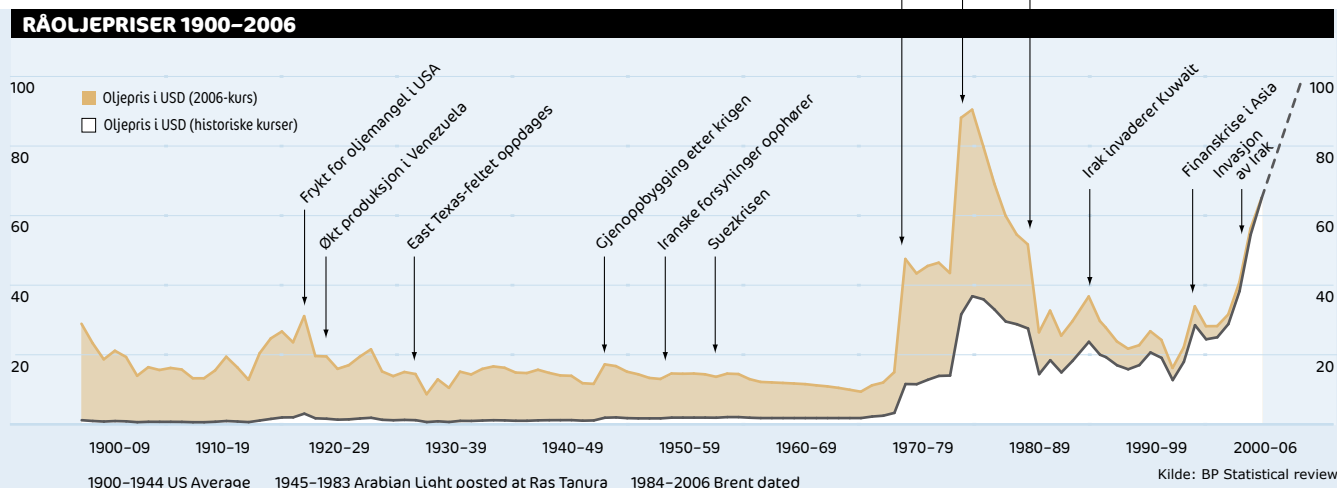
På denne tiden ble to nye oljeprovins oppdaget; Nordsjøen og Alaska. De fikk betydning både for forsyningssituasjonen og for oljeselskapenes aktivitet.

NYTT OLJELAND – I HØYPRISSCENARIO

Norge ble med andre ord oljeland i et av de mest dramatiske avsnitt av oljens århundre. Med oljeressurser som var krevende å utvinne er det hevet over tvil at Norge hadde store fordeler av de økte oljeprisene. Industriens avhengighet av høye oljepriser var udiskutabel. Det oppsto derfor en krisesituasjon da prisene falt dramatisk under oljekrisen i 1986. De høye oljeprisene hadde i mer enn ti år ført til at Opecs markedsandeler ble markert svekket. På samme måte som Opec i 1973 hadde brukt oljevåpenet for å få prisene opp ble det samme våpen nå tatt i bruk for å få prisene ned. Forskjellen var at oljeproduksjonen i 1986 ble øket kraftig mens kranene var blitt skrudd til i 1973.

Oljeprisfallet tvang oljeselskapene til å tenke nytt, ikke minst på norsk sokkel. Omfattende programmer for utvikling av en ny kostnadseffektiv teknologi ble iverksatt. Myndighetene bidro på sin side til å opprettholde aktiviteten ved å lempe på vilkårene.

Men krisen satte også dype spor i det industrielle mønster. Gjennom 1990-tallet endret oljeindustrien seg kraftig. «De sju søstre» endret seg som begrep i møte med store fusjoner og oppkjøp. Nye kjemper sto fram: ExxonMobil ble det fremste symbol på makt og størrelse. Men det skjedde mye annet: BP overtok Amoco og Arco, Total, Elf og Fina fusjonerte og ble til Total, Conoco og Phillips ble til ConocoPhillips. Heller ikke Norge unngikk den kraftfulle bølge av industriell rasjona-



1 EKOFISK

Funnår	1969
Produksjonsstart	1971
Operatør ved oppstart	Phillips
Operatør i dag	ConocoPhillips
Antatt totale investeringer	156,7 mrd
Investert per 31.12.2006	118,6 mrd

25 % Reserver

2 FRIGG (produksjon opphørt)

Produksjonsstart	1977
Produksjonslutt	2004
Operatør ved oppstart	Elf
Totalt produsert gass	116,2 mrd Sm ³
Totalt produsert kondensat	0,5 mill Sm ³

0 % Reserver

3 STATFJORD

Norsk del	85,47 %
Britisk del	14,53 %
Funnår	1974
Produksjonsstart	1979
Operatør ved oppstart	Mobil
Operatør i dag	StatoilHydro
Antatt totale investeringer	127,9 mrd
Investert per 31.12.2006	117,3 mrd

9 % Reserver

4 VALHALL

Funnår	1975
Produksjonsstart	1982
Operatør ved oppstart	Amoco
Operatør i dag	BP
Antatt totale investeringer	65,4 mrd
Investert per 31.12.2006	47,6 mrd

34 % Reserver

5 ODIN (produksjon opphørt)

Produksjonsstart	1984
Produksjonslutt	1994
Operatør ved oppstart	Exxon
Totalt produsert gass	27,3 mrd Sm ³
Totalt produsert kondensat	0,2 mill Sm ³

0 % Reserver

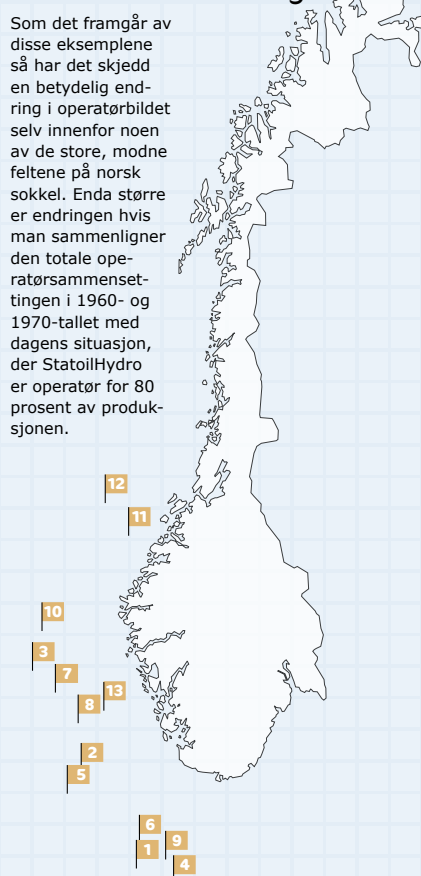
6 ULA

Funnår	1976
Produksjonsstart	1986
Operatør	BP
Antatt totale investeringer	22,1 mrd
Investert per 31.12.2006	21,0 mrd

14 % Reserver

Aktørbilde i endring

Som det framgår av disse eksemplene så har det skjedd en betydelig endring i operatørbildet selv innenfor noen av de store, modne feltene på norsk sokkel. Enda større er endringen hvis man sammenligner den totale operatørsammensetningen i 1960- og 1970-tallet med dagens situasjon, der StatoilHydro er operatør for 80 prosent av produksjonen.



7 GULLFAKS

Funnår	1978
Produksjonsstart	1986
Operatør ved oppstart	Statoil
Operatør i dag	StatoilHydro
Antatt totale investeringer	118,7 mrd
Investert per 31.12.2006	109,9 mrd

7 % Reserver

13 TROLL GASS

Funnår	1983
Produksjonsstart	1996
Operatør ved oppstart	Shell
Operatør i dag	StatoilHydro
Antatt totale investeringer	76,3 mrd
Investert per 31.12.2006	55,1 mrd

69 % Reserver

12 HEIDRUN

Funnår	1985
Produksjonsstart	1995
Operatør ved oppstart	Conoco
Operatør i dag	StatoilHydro
Antatt totale investeringer	72,2 mrd
Investert per 31.12.2006	58,9 mrd

40 % Reserver

11 DRAUGEN

Funnår	1984
Produksjonsstart	1993
Operatør	Shell
Antatt totale investeringer	27,5 mrd
Investert per 31.12.2006	26,5 mrd

16 % Reserver

10 SNORRE

Funnår	1979
Produksjonsstart	1992
Operatør ved oppstart	Saga
Operatør i dag	StatoilHydro
Antatt totale investeringer	90,8 mrd
Investert per 31.12.2006	64,8 mrd

32 % Reserver

9 GYDA

Funnår	1980
Produksjonsstart	1990
Operatør ved oppstart	BP
Operatør i dag	Talisman Energy
Antatt totale investeringer	15,8 mrd
Investert per 31.12.2006	14,7 mrd

11 % Reserver

8 OSEBERG

Funnår	1979
Produksjonsstart	1988
Operatør ved oppstart	Norsk Hydro
Operatør i dag	StatoilHydro
Antatt totale investeringer	91,9 mrd
Investert per 31.12.2006	82,3 mrd

24 % Reserver

01 | Bildet viser dåp av Gullfaks A i april 1986 – det første «heilnorske» feltet, både mht rettighetshavere og operatør for så vel utbygging som drift. Gullfaks markerer at Statoil for alvor har funnet plass «i førersetet» – et bilde ofte brukt av selskapets første sjef, Arve Johnsen som her er sammen med gudmor Else Grethe Kolnes.



lisering. Først forsvant Saga Petroleum. I 1999 ble selskapet overtatt av Hydro og Statoil. Så slo Statoil seg sammen med oljedelen av Hydro og ble til StatoilHydro.

STATEN TAR GREP

Den norske stat utnyttet erfaringen fra internasjonale havrettsforhandlinger til å etablere et nasjonalt herredømme over norsk sokkel allerede tidlig på 1960-tallet. De store internasjonale oljeselskapene måtte nødvendigvis bli pionerene i et lite land uten egen oljeindustri. Før norsk sokkel ble åpnet for letevirksomhet i 1965 var også det fiskale rammeverket etablert og norske myndigheter var blitt enige med nabolandene rundt Nordsjøbassenget om midtlinjeprinsippet for deling av havområdet.

Tidlig på 1970-tallet tok staten nye, faste grep om petroleumsvirksomheten. Sammen med epokeperspektivet ble fellesskapsperspektivet grunnleggende for forvaltningen av rikdommene i havbunnen. Stortinget definerte oljeressursene som fellesskapets eiendom. Dermed var det klart at ingen enkelte selskaper eller grupperinger skulle begunstiges eller berikes. Politikerne mente at oljeinntektene skulle brukes til å skape et «kvalitativt bedre samfunn».

Gradvis har den norske petroleumsformuen blitt konvertert til en finansformue. Kanskje er så mye som halvparten av oljeressursene og noe mindre av gassressursene produsert. Store deler av oljepengene er brukt i samfunnet, men betydelige midler er lagt tilside. Det statlige oljefondet hadde ved årsskiftet 2007–08 verdier for over 2 000 milliarder norske kroner.

I tillegg til rollen som lovgiver, konsesjonsgiver og skatteoppkrever, har den norske staten hatt ulike instrumenter for en mer direkte befattning med petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen.

Statens «hjemkjøp» av 51 prosent i Norsk Hydro i 1971 var det første forsøk på å etablere et nasjonalt instrument for å ta hånd om den operative og forretningsmessige virksomhet på sokkelen. Året etter besluttet Stortinget med enstemmighet å etablere Den norske stats oljeselskap as (Statoil). Samme året gikk norske private kapitalinteresser sammen om å etablere Saga Petroleum. Den unge oljenasjonen hadde fått tre nasjonale selskaper som med ulike eiermodeller representerte en bortimot perfekt balanse sett med politikernes øyne: Statoil (100 prosent statlig), Norsk Hydro (51 prosent statlig) og Saga Petroleum (100 prosent privat norsk kapital).

INTERNASJONALE SELSKAPER I OPERATØRSTOLEN

Det norske oljeeventyret ble startet av utenlandske oljeselskaper. De hadde teknologien og erfaringen og de ble operatører for leting og utbygging. Dette preget virksomheten på den norske kontinentalsokkelen gjennom 1970-årene og langt inn i 1980-årene: Amerikanske Phillips Petroleum utviklet Ekofisk-området, Amoco Valhall-feltet, Exxon var operatør på Odin, Conoco på Heidrun og ikke minst Mobil på Statfjord. Det franske Elf Aquitaine fant og utviklet Frigg, britiske BP gjorde tilsvarende på Ula og Gyda, mens nederlandsk-britiske Shell fant og utviklet Troll og Draugen. Staten vurderte det som et suksesskriterium at slike selskaper var med og det er fortsatt vurderingen.

STATEN VIL HA DEL I VERDISKAPINGEN

Da norsk sokkel ble åpnet for letevirksomhet og det ble besluttet å bygge ut Ekofisk, som Norges første oljefelt, var oljeprisen 2 dollar per fat. Det ga seg imidlertid selv at olje- og gassvirksomheten på sokkelen ville gi en avkastning ut over det antatt normale i tradisjonell industriell virksomhet. Derfor ble grunnrenteprinsippet lagt til grunn for etablering av det norske skatte- og vilkårssystemet. Den norske stat ville ha en vesentlig del av verdiskapingen.

02/03 Draugenfeltet er et eksempel på at det var rom for utenlandske operatører, også etter at de tre norske selskapene hadde bestått «operatørexamen». Shell er operatør for Draugen, og har senere også blitt driftsoperatør for Ormen Lange. StatoilHydro er like fullt den dominerende operatøren på norsk sokkel i dag.



Samtidig måtte selskapenes interesser sikres slik at de kunne investere med forutsigbarhet i en risikofylt industri med enorme kapitalkostnader og teknologibehov. Det siste kunne de oppnå både gjennom operatørskap og ved at stemmereglene i lisensene på sokkelen ga de internasjonale selskapene større innflytelse også som partner, enn deres lisensandeler skulle tilsi.

OPPBYGGING AV TRE NORSKE OPERATØRER

For politikerne var det imidlertid viktig å sørge for at de tre norske selskapene snarest fikk selvstendige operatøroppgaver slik at en fullverdig status som oljeselskap ble oppnådd. I tur og orden realiserte de tre norske selskapene sine svennestykker i den nordlige delen av Nordsjøen: Gullfaks (Statoil), Oseberg (Hydro) og Snorre (Saga).

Favorisering av de tre norske selskapene førte til vesentlige endringer i aktørbildet på 1980-tallet. Da Statoil overtok operatørskapet for Statfjordfeltet i 1987, betydde det en nedbygging av Mobils tilstedeværelse i Norge fra mer enn 1800 ansatte til om lag 100 – og det betydde også at Mobils forskningscenter i Dallas mistet operatørgrepet om et av de feltene i verden. Mobils forskere brukte mest tid på den gangen. Da Statoil overtok operatørskapet på Heidrunfeltet i Norskehavet fikk dette store organisatoriske konsekvenser for Conoco. At Elf – senere Total – ikke fikk nye operatørskap etter nedstengingen av Frigg, betydde at det ble god plass i kontorlokalene i Dusavik utenfor Stavanger.

Det vesentlige ut fra dagens situasjon, er at store internasjonale selskapers operatørmiljøer i Norge ble sterkt redusert mens de tre norske operatørmiljøene vokste seg store. Deretter ble de tre norske selskapene i løpet av få år slått sammen til ett selskap – uten at de store internasjonale selskapene synes å ville kompensere for denne reduksjonen av det tekniske, kommersielle og kompetansemessige mangfoldet.

Statoils vekst ble stående i en særstilling som følge av statsoljeselskapets tradisjonelle privilegier. Selskapet fikk en andel i alle nye lisenser på norsk sokkel. I Gullfakslisensen hadde Statoil fått en eierandel på 85 prosent. Allerede før svennestykket var satt i produksjon var Statoils størrelse og påståtte makt blitt et politisk problem. Debatten om Statoils størrelse og stilling illustrerte hvor vanskelig det kan være å vokse seg stor i et lite land.

HALVE STATOIL BLE SDØE

I 1985 ble det gjennomført en omfattende oljepolitisk reform som hadde som hovedformål å gi Statoil konkurransebetingelser mer på linje med de øvrige oljeselskapene. Statsoljeselskapets størrelse ble redusert og særfordeler fjernet. Prosessen gikk under den folkelige betegnelsen «vingeklipping».

Staten ble en direkte rettighetshaver og investor på sokkelen ved at Statoils eierandeler i grove trekk ble delt i to. Den ene halvparten ble værende under Statoils eierskap, mens resten ble overført til det nye statlige instrumentet Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Myndighetene ba imidlertid det 100 prosent statseide Statoil fortsatt forvalte SDØE-andelen og også stå for avsetningen av SDØE-volumene av olje og gass.

Etableringen av SDØE ble starten til en ny prosess. Fra innsiden av Statoil vokste det fram et ønske om å fjerne den siste barriere til å bli et rendyrket kommersielt selskap; børsnoteering. Dette ønsket fikk sitt konkrete uttrykk på den petroleumpolitiske konferansen i Sandefjord i januar 1999, da konsernsjef Harald Norvik sa at det var ikke et spørsmål om men når privat kapital ble introdusert på eiersiden i selskapet.

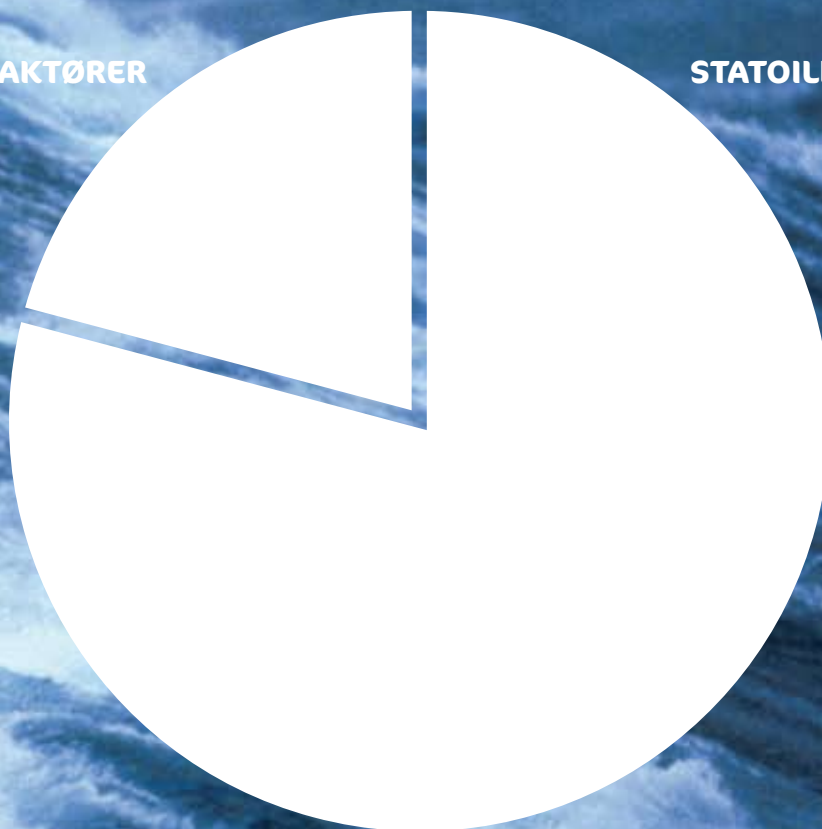


MER SELVSTENDIG ARBEID

Etableringen av Statens direkte økonomiske engasjement i 1985 og privatiseringen av Statoil i 2001 er foranledningen til at Petoro ble etablert for å ta vare på statens eierandeler. Fram til fusjonen StatoilHydro, kunne Petoro drive effektiv forvaltning basert på vekselvise allianser med de to uavhengige operatørmiljøene. Med én operatør for 90 prosent av SDØE-porteføljen må Petoro – som andre aktører – i større grad basere seg på egen kompetanse og eget teknisk-økonomisk arbeid. Petoro er i ferd med å legge om organisasjonen i denne hensikt. Selskapet har for øvrig en ambisjon om å øke SDØE-reservene med to milliarder fat oljeekvivalenter for perioden 2007–2015.

ANDRE AKTØRER

STATOILHYDRO



Etter fusjonen er StatoilHydro operatør for 80 prosent av produksjonen på norsk sokkel – og for 90 prosent av SDØE-porteføljen.

PETORO – KONSTRUKTIV UTFORDRER

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) gjorde staten til direkte rettighets-
haver på norsk sokkel, mens vingeklippingen av Statoil startet prosessen som førte til
privatisering og børsnotering. Disse to forholdene var forutsetninger for etableringen av
Petoro i 2001, som en proaktiv rettighetshaver på norsk sokkel.

Den 18. juni 2001 ble Statoil børsnotert ved Oslo Børs og NewYork Stock Exchange (NYSE). Da Stortinget i april samme
året gjorde sitt vedtak om børsnotering av Statoil, ble det sam-
tidig besluttet å ta et nytt grep med hensyn til forvaltningen
av SDØE-porteføljen. Det statlige aksjeselskapet Petoro ble
opprettet 9. mai 2001, for å ivareta SDØE.

Da Statoil gikk på børs skapte det for øvrig forventninger i
investormarkedet om at det ville skje en fusjon mellom Statoil
og Hydro. Disse forventningene ble innfridd i 2007.

PARTNER OG UTFORDRER

Petoro er StatoilHydros største partner – og StatoilHydro er
Petoros største operatør og samarbeidspartner, med ansvar
for driften av 90 prosent av Petoro-/SDØE-porteføljen. Dertil
har altså StatoilHydro ansvaret for å omsette volumene som
produseres fra disse statens direkte eierandeler.

Petoro har store forventninger til synergieffekter og kostnads-
reduksjoner som følge av fusjonen. Men selskapet ser også at
det selv har behov for å bygge opp kompetanse og kapasitet til
å kunne være en konstruktiv utfordrer til StatoilHydro.

Petoro er opptatt av helhet og områdetenkning på den norske
kontinentalsokkelen. Selskapet har et ansvar for å optimalisere
verdien av statens direkte eide petroleumsformue.

Arbeid gjennom de enkelte lisenser er den viktigste plattformen,
men selskapet har en bredde i sitt eierskap på norsk
sokkel som gjør det naturlig å se etter verdiskapingsmuligheter
også utover enkeltlisensene.

AMBISJON OM TO MILLIARDER FAT EKSTRA

Petoro har lagt en strategi for områdeutvikling, der reserve-
modning og bruk av ny teknologi er sentrale elementer. I tråd
med dette har selskapet satt seg som ambisjon å kunne øke

olje- og gassreservene i SDØE-porteføljen med to milliarder fat
oljeekvivalenter over de neste sju-åtte årene.

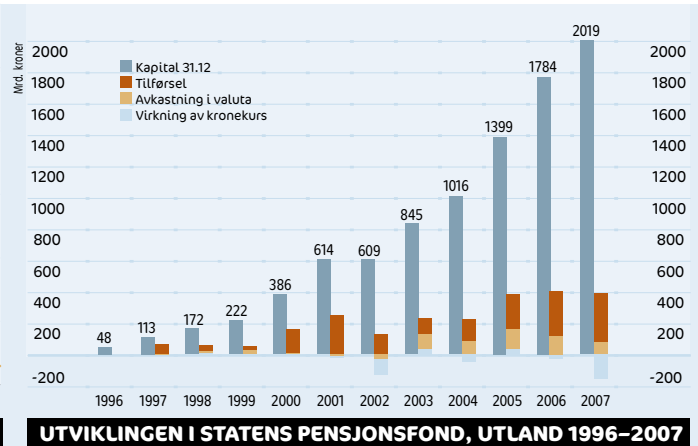
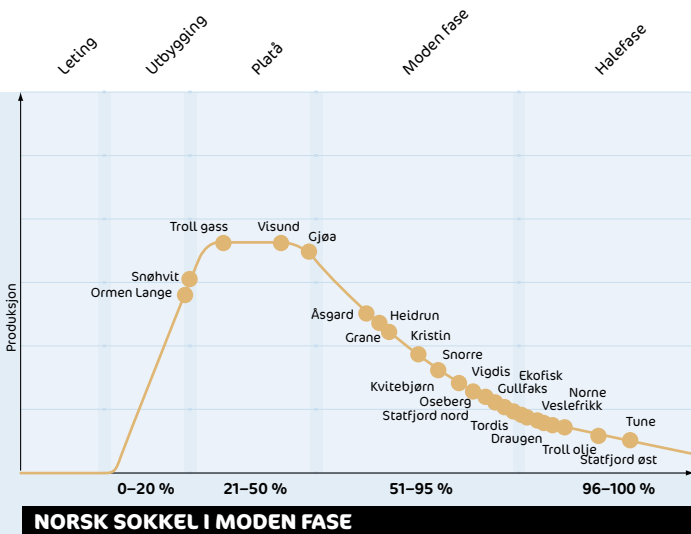
Nå arbeider Petoro med å få iverksatt konkrete tiltak i lisen-
sene. Allerede for inneværende år vil selskapet få fram nye
boremål, se etter muligheter for forbedret drenering av reser-
voarene og å utvikle nye formasjoner.

Første januar 2007 trådte et nytt avtaleverk i kraft som gjelder
virksomhetsstyring i utvinningstillatelsene (lisensene) på norsk
sokkel. Petoro var en pådriver i arbeidet for å få til et slikt red-
skap for bedre eierstyring med virksomheten. Selskapet har i
2007 utnyttet det nye avtaleverket blant annet ved å ta initiativ
til at flere utvinningstillatelser lager langtidsplaner basert på
konkrete mål og virkemidler for utviklingen av reservene.

MER AKTIVT EIERSKAP

Sterkere eierstyring og situasjonen med én dominerende ope-
ratør, peker i retning av at andre rettighetshavere må forberede
seg på mer selvstendig teknisk og kommersielt arbeid for å
kunne ivareta sine eieres interesser i utvinningstillatelsene.
Dette gjelder både Petoro, de store internasjonale selskapene
og en rekke nye norske og internasjonale selskaper av ulik
størrelse og med ulike bakgrunn, kompetanse og kapasitet.

Tilstrømmingen av de sistnevnte selskapene er i stor grad et
resultat av myndighetenes tiltak for å øke letevirksomheten
etter at det i 2003 og 2004 ble boret færre enn 10 letebrøn-
ner per år. Antallet operatører har økt fra 13 i 2002 til 32 ved
inngangen til 2007 – og har fortsatt å øke også etter det. Så
langt har de nye aktørene vært særlig aktive innen letevirk-
somheten i modne områder – som Nordsjøen. Tildelingen i
februar 2008 av konsesjoner i forhåndsdefinerte områder (TFO)
tyder imidlertid på at mange av disse også har ambisjoner i
Norskehavet og Barentshavet. Nykommerne er derimot stort
sett fraværende i de store, modne feltene.

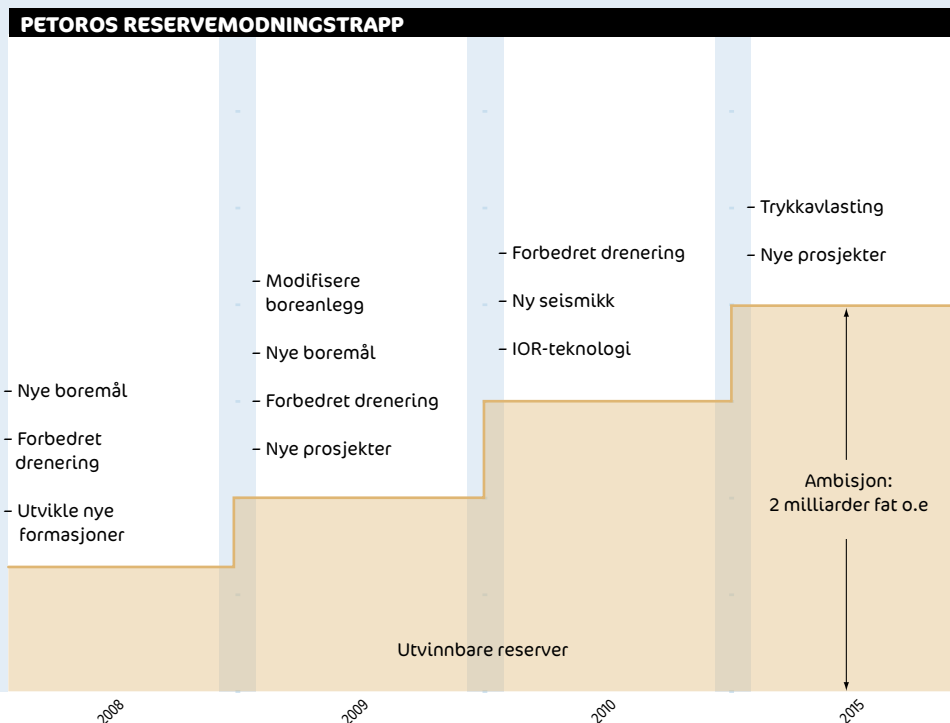


Mange store felt vil i 2010 være langt inne i sin modne fase. Nye funn blir utviklet, men vil sannsynligvis være langt mindre enn de store funnene fra 1970- og 1980-årene.

De to hovedelementene i den årlige tilførselen (rødt felt i kolonnene) til «oljefondet» er skatter fra selskapene på sokkelen og eierinntektene fra SDØE. SDØE-inntektene står for 30-40 prosent av statens samlede inntekter fra petroleumssektoren.

I denne situasjonen har Petoro satt i gang et arbeid for å dreie sin organisasjon i retning av å kunne gjøre mer selvstendig teknisk arbeid, særlig med tanke på undergrunnen. Men det er

også behov for økt kommersiell kompetanse og kapasitet for å kunne ta en mer aktiv rolle innen forhandlinger i og mellom utvinningstillatelsene.



Viktig å koble mål i forretningsplan med tiltak og prosjekter

Petoros arbeid har bidratt til mer konkrete langtidsplaner i lisensene



UKLARE UTSIKTER

Topsjefen i E.ON Ruhrgas, dr. Burckhard Bergmann, mener utsiktene for naturgass er noe uklare for tiden. Han sier at utviklingen av et konkurransebasert europeisk og globalt gassmarked er avgjørende. Europeiske gassmarkeder må i årene framover håndtere økt globalisering og stadig mer ambisiøse klimamål, sier Bergmann i et intervju som ble gjort like før han gikk av for pensjon 29. februar. Inntil da var han leder for den største enkeltkunden til «Norge AS». Han har bygget vennskap med nordmenn som han vil pleie også som pensjonist.

IMPORT AV GASS TIL TYSKLAND

En stor del av Tysklands gassimport kommer fra Norge.



Kilde: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

FORLATER SJEFSSTOLEN ETTER 30 ÅR SOM NORGES STØRSTE KUNDE

Burckhard Bergmann (65) har de siste 30 årene representert den største enkelt-kunden til Norge AS. Under hans lederskap har E.ON Ruhrgas gjort avtaler om import av norsk gass verdt i størrelsesorden 500 milliarder kroner, basert på gasspriser vi har sett de siste årene. Slike enorme forretningsmessige forpliktelser er fulgt opp med tette relasjoner på det kulturelle og personlige plan.

Navnet hans er på langt nær så kjent for Ola og Kari Nordmann, som skiskytterstjernene Magdalena Neuner og Michael Greis. Men Dr. Bergmann var en av nøkkelpersonene bak etableringen av gassalgsavtaler av historiske dimensjoner for norsk utenrikshandel og for norsk petroleumsvirksomhet. Disse avtalene fra 1970- og 1980-tallet mellom norske selgere og europeiske kjøpere, åpnet opp for enorme gassrørledninger til Europa som igjen la grunnlaget for Norges posisjon som hovedleverandør av gass, sammen med Russland.

I det norske gassmiljøet er Burckhard Bergmann en kjendis. Han har deltatt i utallige forretningsmessige, kulturelle og sosiale evenementer i Norge. Ikke bare har han vært en hovedinnleder på gasskonferanser og arrangementer som ONS i Stavanger og det internasjonale toppmøtet innen energisektoren på Sanderstølen, men han har også deltatt i – og ledet – arrangementskomiteer for slike internasjonale begivenheter i Norge.

Bergmann har vært en pådriver for E.ON Ruhrgas sine kulturelle relasjoner med Norge. Eksempler på dette er selskapets mangeårige sponning av Munch-museet i Oslo og det tysk-norske ungdomsforumet som E.ON Ruhrgas støtter sammen med StatoilHydro og Utenriksdepartementet.

For øvrig passer han også nøye på relasjonene til sin andre store leverandør av gass, Russland. E.ON Ruhrgas var den første utenlandske investoren i Gazprom – et av verdens største selskaper – og Bergmann ble i år 2000 det første ikke-russiske styremedlemmet i Gazprom.

GLOBAL TILBUD-ETTERSPØRSEL ETTER ENERGI

– Hvordan ser du utviklingen av tilbud og etterspørsel etter energi over de neste 25 årene, og hvilken rolle ser du for naturgass spesielt?

– Utsiktene for naturgass befinner seg for tiden i skumringens litt uklare lys – omtrent som i et Rembrandt-bilde – og det er derfor vanskelig å lage langsiktige anslag. Et viktig aspekt er uten tvil med hvilken kraft et europeisk og – på mellomlang sikt – et globalt konkurransebasert marked vil utvikle seg. LNG (gass nedkjølt til flytende form) vil spille en betydelig rolle i denne sammenheng, selv om utviklingen her ikke vil gå så raskt som mange har spådd de siste årene.

Under arbeid med å sikre forsyninger til europeiske markeder, vil vi møte strategiske utfordringer, som å måtte konkurrere med etterspørselen fra andre regioner. Europeiske gassmarkeder må i årene framover dessuten håndtere økt globalisering samtidig som man blir konfrontert med stadig mer ambisiøse mål for å beskytte klodens klima. Økt bruk av fornybar energi og intensiverte tiltak for energiøkonomisering vil i det lange løp bidra til å redusere markedet for oppvarming basert på fossilt brensel.

På den annen side ser vi økte muligheter innenfor kraftproduksjon. Alt i alt har vi et godt utgangspunkt for gass som en integrert del av den framtidige energisammensettingen: Gass er det reneste fossile brensel, transport av gass er kompatibel med miljøhensyn og teknologiene for bruk av gass er framtidsrettet.

INNFLYTELSEN AV KLIMAENDRINGENE

– Ser du på FNs klimapanel (IPCC) sin vitenskapelige og politiske tenking rundt menneskeskapt CO₂-utslipp som det langsiktige fundamentet energiindustrien må bygge sin virksomhet på? Og hva vil i så fall bli virkningene av dette på leverandører og forbrukere?

– Selv om det for tiden ikke er sikre vitenskapelige svar på alle spørsmål knyttet til klimaendringer, så kan vi ikke vente til vi har en slik endelig sikkerhet. Det er derfor helt rett av





01

01 | Viktige forhandlinger med norske gasselgere. Dr. Bergmann nr tre fra høyre. Videre hans daværende sjef, dr. Klaus Liesen. Midt på andre siden av bordet ser vi på midten Jacob Øxnevad i Statoil.

EU å sette ambisiøse mål for klimabeskyttelse og å spille en pionerrolle i denne sammenheng.

Vi må framfor alt søke å oppnå støtte fra USA og Japan for disse målene, og i det lange løp også inkludere Kina, India og Sør-Amerika.

Energieffektivitet, energisparing, fornybare energiformer og atomkraft er nøkkeltemaer for klimavern, og slikt vern kan bare få full virkning dersom alle sektorer av markedet er dekket. Til syvende og sist vil dette ha betydelige konsekvenser for den framtidige sammensetting av energikilder.

– Det internasjonale energibyrået (IEA) anslår i sitt referansebilde fra 2007 at energietterspørselen i verden vil øke med mer enn 50 prosent i perioden 2005–2030 og antar at en stabil andel fossilt brensel på over 80 prosent. Ser du noen mulighet for endret sammensetting av energiforbruket innen IEAs tidsramme?

– Nylig industrialiserte land står for brorparten av økningen i energiforbruk. Derfor føler jeg det er liten mulighet for vesentlig reduksjon i forhold til IEAs bratte kurver for vekst i energiforbruket. Mer bruk av atomkraft kan imidlertid begrense utviklingen av CO₂-utslipp.

FORSYNINGSSIKKERHET

– Jeg forventer ikke at du er mer mottakelig i dag enn du var tidlig på 1980-tallet for den idé at norsk gass burde oppnå høyere pris på grunn av forsyningssikkerhet. Men vil geopolitiske hendelser og temaer påvirke forbrukerselskaper og -land med hensyn til valg av framtidige forsyningsskilder?

– E.ON Ruhrgas setter standard for forsyningssikkerhet med sin bredt diversifiserte gassforsyning fra seks land. Ikke minst

i forhold til framtidige geopolitiske spenninger eller uro, vil vår diversifiserte portefølje av forsyningsskilder fortsatt sørge for maksimal sikkerhet – med Norge som en av de viktigste hjørnesteinene. Jeg vil for øvrig påpeke at alle hovedleverandørene våre har stått for absolutt sikker forsyning i mer enn 30 år nå.

– I mange år overlot Ruhrgas reklameplassen til «Erdgas» og lot altså produktet spille hovedrollen – sammen med budskapet om langsiktig forsyningssikkerhet. Er tyskere mer bekymret for forsyningsrisiko enn andre forbrukere – og ser du på dette som en utfordring for naturgass som en primær energikilde i framtiden?

– Tildragelsene mellom Russland og Ukraina tidlig i 2006 førte til at fokus igjen kom på sikkerhet for forsyningene av gass. Dette dreidde seg ikke om kontraktsforhold mellom Russland og deres europeiske kunder, som ikke er blitt stilt spørsmålstegn ved av Gazprom. Det dreidde seg om bilaterale transittproblemer som stammer fra oppløsningen av Sovjetunionen og konsekvenser av dette som enda ikke fullt ut har funnet sin løsning. Blant politikere og publikum skapte dette likevel ny oppmerksomhet omkring forsyningssikkerhet.

Et annet tema var den kraftige økningen i gassprisene. I denne sammenheng ble det stilt spørsmålstegn ved knytningen av gasspriser mot oljepriser, ettersom faktorene som utløste oljeprisøkning ikke fantes for gass.

Russland vil utvide sin gasseksport ytterligere. Dette krever imidlertid at det investeres betydelig mer i produksjon og infrastruktur. Jeg antar også at Russland vil spre sin eksport på flere kunder, det vil si utvikle flere markeder enn bare Europa. Etter min mening inkluderer dette leveranser til Det fjerne Østen, både som LNG og via rørledninger.

02



02 | Bergmann sammen med dronning Sonja.

– Du ble nylig kåret som årets næringslivsleder i Moskva, etter å ha sittet mer enn sju år i styret for Gazprom, denne enorme russiske gassprodusenten som også er en hovedleverandør av gass til Europa. Hva vil etter din oppfatning være fremtiden til russisk gass i lys av antatt vekst i etterspørselen og i lys av utviklingen av næringsliv og politikk i Russland?

– Jeg antar at Russland gjennom betydelig økning av gassprisene innenlands, vil skape langsiktige insentiver til å spare energi og samtidig øke utnyttelsen av kull. Videre vil andre produsenter enn Gazprom øke i betydning. Alt i alt føler jeg meg trygg på at det er mulig å få til økt gasseksport fra Russland. Kunsten vil være å koordinere de ovennevnte prosessene på en fornuftig måte, slik at de tidsmessig passer med utviklingen av produksjonen.

STRUKTURENDRINGER I EUROPA

– I de siste par tiårene, ha vi sett vidtgående restrukturering av energisektoren, både oppstrøms, midtstrøms og nedstrøms – med E.ON Ruhrgas selv som et eksempel på det siste. Hva var de viktigste driverne for denne utviklingen, og hvordan ser du den videre utviklingen av energinæringen i dette perspektivet?

– Liberalisering av det europeiske gassmarkedet ble i stor grad drevet fram av EU, ikke minst gjennom regulering av gassnettverk. Vi har fortsatt ikke et fullt integrert europeisk marked for gass, men vi gjør gode framskritt i den retning. Jeg er bekymret over at økende nasjonale tiltak den siste tiden, vil svekke framtidig europeisk integrasjon. E.ON er positiv til et fullt integrert konkurransebasert europeisk gassmarked og har allerede lansert flere initiativer for dette formålet. Dette er ikke noe vi bare sier, men utgjør selve grunnfjellet for våre handlinger.

Den europeiske integrasjonen blir i økende grad influert av globaliseringen av markedet for innkjøp av gass. Verdens forbruksregioner blir knyttet tettere sammen gjennom LNG (flytende naturgass). Selv om LNG-andelen av volumene vil være relativt liten for tiden, kan arbitrasje føre til en betydelig tilnærming av prisnivåene.

Som en stor totalaktør som omformer relativt rigide betingelser fra forsynings siden til svært fleksible betingelser for å møte forbrukernes behov, vil E.ON Ruhrgas få større betydning gjennom utvidelse av sin forretningsaktivitet over hele Europa.

NORGE SOM GASSLEVERANDØR

– Hvordan vil du beskrive Norges framtid som energileverandør – og spesielt som leverandør av naturgass?

– Norge er, sammen med Russland, Vest-Europas største gassleverandør. E.ON Ruhrgas er den største kunden til norsk gass og har allerede kontraktfestet totalt ca 300 milliarder kubikkmeter fram til 2028. Forretningsstrategien til E.ON Ruhrgas sikter mot forsyning fra flere kilder. Selskapet er derfor interessert i å øke sine leveranser fra Norge slik at det kan forsyne ikke bare Tyskland, men også andre markeder i Europa hvor E.ON-gruppen har virksomhet.

Vi er noe irritert over de hyppige endringene i uttalelser den siste tiden, om utviklingen av norsk gasseksport på mellomlang sikt. Vi må planlegge på en langsiktig basis. Det er derfor essensielt for oss å få signaler som er så pålitelige som mulig. Når det gjelder dette temaet, er vi i diskusjon med våre norske partnere. Jeg antar vi vil få større klarhet i nær framtid.

E.ON Ruhrgas har nå også blitt en gassprodusent. Vi er involvert på norsk sokkel og er interessert i å utvide vår posisjon der. Men i det lange løp vil vi fortsette å kjøpe inn det meste av gassen vår fra andre produsenter på norsk sokkel.



03 | Bergmann på podiet høsten 2007 i forbindelse med 30-års jubileum for den første Ekofisk-avtalen.

– Hvordan ser du på muligheten for at Arktis skal bli en mye mer betydningsfull kilde til energiforsyning i framtiden?

– Jeg er ingen ekspert på prospektiviteten i norsk del av Arktis, men jeg håper virkelig at det fortsatt vil være mulig å hente ut gass fra store tilleggsreserver. Gassprisene i markedet er nå tilstrekkelig høye til å gjøre utbygging av slike ressurser økonomisk mulig.

– Med så nær tilknytning til både norsk og russisk gassnæring – ser du muligheter for et spesielt norsk-russisk samarbeid i Arktis, eller tilsier interessene til europeiske forbrukere at de to forblir konkurrenter?

– Samarbeid mellom Norge og Russland i Arktis virker selvsagt. Synergieffekter kan oppnås ved bruk av så vel norsk teknologi som infrastruktur.

– Bør norske gasselgere frykte rørledningen Nord Stream fra Russland via Østersjøen til Tyskland, og som du er involvert i?

– Norge trenger ikke frykte russisk gass. Norge har opp til nå vist seg å være svært konkurransedyktig i markedet. Det vil være tilfelle også i framtiden.

TYSK-NORSKE FORBINDELSER

– Når du ser tilbake på de store gassalgsavtalene som ryddet vei for svære rørledninger og årtier med gasshandel mellom norske selgere og kjøpere på det europeiske kontinentet – er det begivenheter eller folk du husker spesielt?

– Ekofisk var et pionerprosjekt der begge sider framviste stort mot. Suksessen her var en oppmuntring til ytterligere hand-

ling. Alt dette har resultert i et nettverk av personlige bånd og ekte vennskap.

– «Forpliktelse» er et ord som renner en i hu, som en beskrivelse av disse arrangementene. Som jeg forstår det, har du selv holdt et øye med disse arrangementene selv etter at du forlot innkjøpsfunksjonen og steg videre i gradene til topposisjonen i Ruhrgas og senere til stillingen som toppleder i E.ON Ruhrgas. Hvilken plass har disse gassavtalene hatt i din personlige karriere og i ditt liv?

– Relasjoner med Norge var – og er – svært viktige for meg, ja til og med mitt hjerte nært. Selv da jeg ikke lenger var direkte ansvarlig for gassinnkjøp i E.ON Ruhrgas, passet jeg nøye på disse relasjonene og videreutviklet personlige kontakter og vennskap. Vi er involvert, ikke bare i langsiktig forretning, men også i langsiktige relasjoner. For meg vil disse relasjonene fortsette, også etter at jeg har gått over i min pensjonisttilværelse.

– Har du noe syn på det som ofte kalles «den norske modellen» for styring av olje- og gassnæringen – for eksempel pluralismen av privat næringsvirksomhet og statlig styring og statlig eierskap i virksomheten?

– Det å plassere overskudd fra olje- og gassproduksjonen i et offentlig pensjonsfond er et banebrytende element av bærekraftig politikk. Dette er supplert av en klok og økologisk eksemplarisk ressursforvaltning. Når det gjelder statlig involvering i produksjon og skattesystemet, så foretrekker jeg å være forsiktig og ikke si noe om dette.

– Du har hatt forretningsmessige relasjoner med nordmenn de siste 25–30 årene. Har «overnasjonalitet» og globalisering fjernet det meste av det som pleide å være

04



04 | Bergmann har utviklet et nettverk av personlige venner etter 30 års forretninger med norske gasselgere.

nasjonale særtrekk, eller ser du fortsatt klare tyske og klare norske tilnærminger til forretningsvirksomhet?

– E.ON-gruppen vil fortsette å styre denne overnasjonale gassforretningen via E.ON Ruhrgas i Tyskland. Som en følge av dette vil de enkelte bilaterale relasjonene mellom tyskere og nordmenn beholde sin spesielle egenart. Vi har et nært slektskap kulturelt og mentalt. Dette er et utmerket fundament for god menneskelig samhandling.

– Ditt selskap har vært en betydelig sponsor av norsk kultur – for eksempel Munch-museet – hvor viktig er denne typen engasjement som del av gassavtalene vi har snakket om?

– Vi understøtter alle energipartnerskap med partnerskap innen kultur. Enhver som arbeider tett sammen i den økonomiske sfære burde også fremme gjensidig kulturell forståelse. For dette formålet, støtter vi kunstutstillinger og musikalske begivenheter.

Vårt seneste prosjekt er det tysk-norske ungdomsforum som vi lanserte i 2007 sammen med StatoilHydro og det norske Utenriksdepartementet. Prosjektet bringer sammen 100 unge mennesker fra Tyskland og Norge hvert år, slik at de sammen kan diskutere aktuelle temaer.

Utveksling av akademikere er også av stor viktighet. For å stimulere dette, etablerte vi for 25 år siden en egen stiftelse, «The E.ON Ruhrgas Scholarship Fund». Dette er det institusjonelle grunnlaget for tildeling av stipend til studenter og unge akademikere, slik at de kan avrunde sin akademiske utdanning i Tyskland eller Norge.

– Hva har du lyst til å si til Ole Einar Bjørndalen etter at han har vunnet det E.ON Ruhrgas-sponsede skiskytter-

stevnet i Schalke fire år på rad – og nå i vinter for å ha vunnet sølvmedalje i samme arrangement?

– Vi støtter skiskyting. Det er den mest populære vintersporten i Tyskland. Sporten knytter også sammen Norge og Tyskland gjennom rettferdig konkurranse. Ole Einar Bjørndalen er en ualminnelig dyktig idrettsmann som også er svært populær i Tyskland på grunn av sin ærlighet og profesjonalisme.

Intervjuer: Sveinung Sletten, Petoro



HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

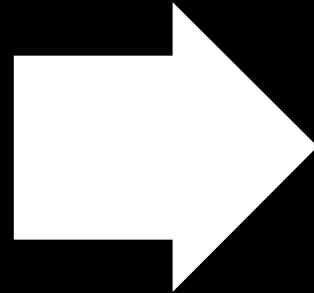
- 30–31** Forbedring innen sikkerhet og helse
- 32–33** Utslipp til luft – største miljøutfordring

VIRKSOMHETSSTYRING

- 34–37** Eierstyring og selskapsledelse
- 38–39** Presentasjon av ledelsen
- 40–41** Presentasjon av styret

ÅRSBERETNING OG REGNSKAP

- 42–50** Styrets årsberetning
- 51–79** Regnskap, noter, revisor



MER GASS, MINDRE OLJE, BEDRE HMS

Petoros styre forventer fortsatt økning av gassproduksjon og en samlet produksjon omtrent på dagens nivå de nærmeste årene. Men oljeproduksjonen vil fortsette sin nedgang. Styret forventer at investeringene øker og at økt aktivitetsnivå medfører press på kostnadene. Samtidig har styret forventninger til at effektivisering av driften gjennom integrerte operasjoner og som følge av synergieffekter av fusjonen StatoilHydro, skal dempe kostnadsutviklingen.

På HMS-siden var det en klar forbedring med hensyn til personskader i 2007 sammenlignet med året før. Det var ingen store utslipp til sjø fra SDØE-porteføljen, men oppstartsproblemer på Snøhvit førte til større utslipp til luft enn det som var planlagt.

FORBEDRING INNEN SIKKERHET OG HELSE

Ansattes sikkerhet og helse har høyeste prioritet på norsk sokkel. Standhaftig og langsiktig innsats er nødvendig for å redusere skader og uønskede hendelser.

Petoro skal være en pådriver i arbeidet med å redusere omfanget av personskader og uønskede hendelser på norsk sokkel. Som rettighetshaver 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.

PÅ TVERS AV OMRÅDER OG LISENSER

Selskapets styringssystem tar høyde for denne målsettingen. 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 2007 deltok selskapet på sju inspeksjoner på felt og installasjoner som et ledd i å utøve plikten og partnerrollen som en synlig og krevende partner med fokus på sikkerhetsarbeidet.

FÆRRE LEKKASJER

Antallet gasslekkasjer viser en positiv og nedadgående tendens på norsk sokkel. Gasslekkasjer innebærer stor risiko for mennesker og materiell, og antallet er betydelig redusert gjennom økt ledelsesfokus og oppmerksomhet om menneskelige handlinger.

Det er nå viktig å vie større oppmerksomhet til 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.

HMS I HETT MARKED

I perioder har Petoro også hatt en forsterket innsats for sikkerhet og helse på større utbyggingsprosjekter der selskapet er en av rettighetshaverne. Ett slikt prosjekt har vært Snøhvit. Det opphetede arbeidsmarkedet og de mange ulike kontraktørene har ført en rekke ulike nasjonaliteter og kulturer sammen i dette prosjektet. Disse faktorene, kombinert med svært høyt aktivitetsnivå, har gjort det påkrevd å etablere en felles sikkerhetskultur og følge opp prosjektet nøye.

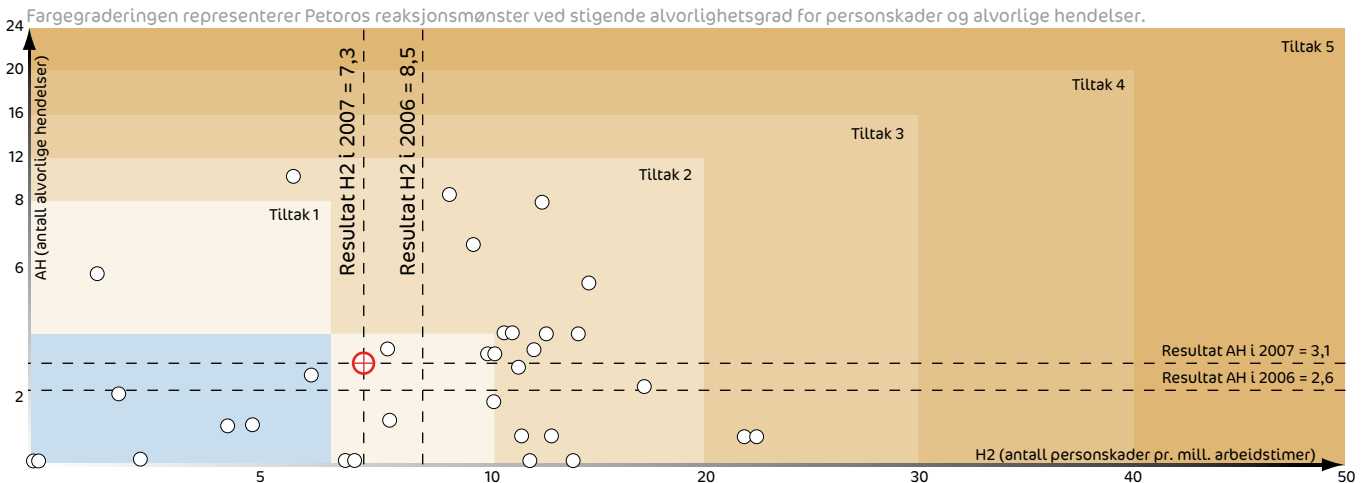
FORTSATT FOR MANGE SKADER

Statistikken for 2007 viser at personskadefrekvensen (antall personskader pr. million arbeidstimer, H2-verdi) endte på 7,3, mot 8,5 i 2006. Forbedringen overskygges av den beklagelige dødsulykken på Saipem 7000, der en mann falt over bord og druknet under arbeid med nedsenkning av et produksjonsanlegg på havbunnen.

Petoro vil forsterke fokuset på de mer alvorlige situasjonene, og vil derfor benytte alvorlige hendelser som hovedindikator i sikkerhetsarbeidet fra og med 2008, mot personskadefrekvens i dag. Antallet alvorlige hendelser var 3,1 i snitt per installasjon i 2007; noe opp fra 2,6 i 2006.

JEVNT POSITIV TREND SIDEN 2000

Resultatene for personskader er noe nedslående, tatt i betraktning den store satsingen på bevisstgjøring og holdningsska-



ALVORLIGE HENDELSER OG H2

- Installasjoner i SDØE-porteføljen
- Resultater for personskader og alvorlige hendelser
- ⊕ Gjennomsnitt for 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 ledelsesnivå ■ Vurdere partnertilsyn

Tiltak 4: Gjennomføre møte på ledelsesnivå ■ Initiere og gjennomføre partnertilsyn ■ Vurdere møte på selskapsnivå

Tiltak 5: Gjennomføre møte på selskapsnivå ■ Vurdere møte med Petroleumstilsynet

pende arbeid som gjennomføres av aktørene på norsk sokkel. Det er her viktig å poengtere at holdningsskapende arbeid tar tid, så på lengre sikt forventes det at arbeidet vil gi seg utslag i bedret sikkerhet. Tall fra Petroleumstilsynet styrker denne

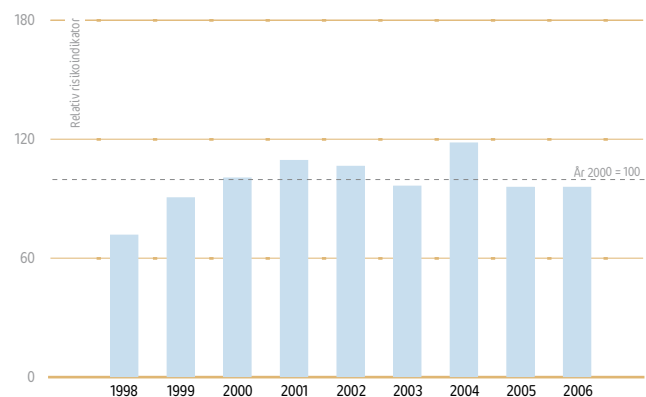
optimismen: Etter økende skadefrekvenser sent på 1990-tallet, har antallet personskader og alvorlige skader vist en klart nedadgående utvikling siden 2000 (se ad-sak).

UTVIKLINGEN PÅ NORSK SOKKEL

I siste halvdel av 1990-tallet økte antallet alvorlige skader på norsk sokkel. Etter toppen i 2000 har frekvensen alvorlige skader vist en klar nedadgående tendens til og med 2006. Figuren til høyre viser skadefrekvensen på produksjonsinnretninger. Flyttbare innretninger, og personskadefrekvensen generelt, viser samme positive trend.

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. Det er i så måte av stor verdi for Petoros arbeid med sikkerhet.

RISIKOINDIKATOR FOR STORULYKKER



Totalindikator, produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt. (Verdien er satt lik 100 i år 2000)
Kilde: Petroleumstilsynet

UTSLIPP TIL LUFT

STØRSTE MILJØUTFORDRING

Miljøeffektiviteten er høy på norsk sokkel sammenlignet med andre oljeproduiserende land. De største miljøutfordringene er knyttet til utslipp til luft.

Miljøutfordringene på norsk sokkel preger mer enn noen gang tidligere debatten omkring den videre utviklingen av Norges petroleumsindustri. Virkninger på miljøet er en industriell utfordring, både med hensyn til måten dagens utvinning drives, og som premiss for hvilke områder og felt som blir åpnet i framtiden. Sterke krefter er i sving både for og mot utbygging av lovende områder i Barentshavet og Lofoten.

PETOROS MILJØSTRATEGI

Petoro vil vurdere selskapets miljøstrategi og rolle i miljøarbeidet på norsk sokkel i forbindelse med den pågående revisjonen av selskapets overordnede strategi for forvaltning av SDØE-porteføljen. Petoro er i denne sammenhengen opptatt av å utnytte sin særstilling på norsk sokkel. Den brede porteføljen åpner muligheter for å ta tak i miljøutfordringer på tvers av lisenser, felt og operatører. Framtidig teknologiutvikling blir i tillegg viktig, i tråd med Petoros eksisterende delstrategi om å være en tidlig anvender av teknologi.

UTVIKLINGEN I SDØE-ORTEFØLJEN

Den store andelen modne felt medfører nye miljøutfordringer på norsk sokkel og i SDØE-porteføljen.

Selv om de totale utslippene på mange områder er på vei ned, gjør fallende produksjonsnivå at miljøbelastningene pr. produserte enhet øker for flere typer utslipp. Det gjelder blant annet produsert vann og utslipp av CO₂.

Petoro har hatt spesiell fokus på utslipp til sjø, og utslippene av de miljøfarligste kjemikalier nærmer seg null for SDØE-porteføljen. Dette gjelder kjemikalier som er kategorisert som svarte eller røde; stoffer som det henholdsvis ikke er tillatt å slippe ut og miljøfarlige stoffer som skal erstattes og fases ut. Utslippene av svarte og røde kjemikalier ble redusert med henholdsvis 96 og 95 prosent fra 2001 til 2006, i tråd med industriens filosofi om null skadelige

utslipp. Også utslippene av olje til sjø er markant redusert de siste årene.

NO_x-utslippene økte i perioden 2002–2006 som følge av økt borevirksomhet fra flyttbare innretninger. Disse innretningene bruker dieselmotorer med høyere utslipp enn gassturbinene som er vanlige på faste produksjonsinnretninger. Utslippene av flyktige organiske forbindelser har vist nedgang i hele perioden fra 2002–2006.

I 2007 var det ingen store utslipp til sjø i Petoros portefølje. Oppstartsproblemene til Snøhvit på Melkøya førte imidlertid til langt høyere utslipp til luft enn antatt og ønsket. Årsaken til oppstartsproblemene har vært tekniske utfordringer med LNG-anlegget.

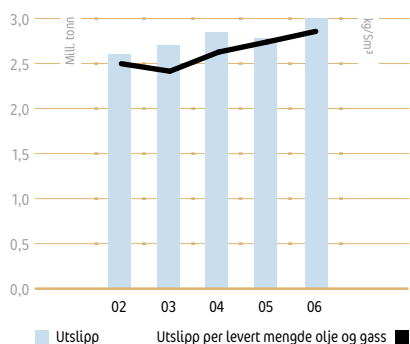
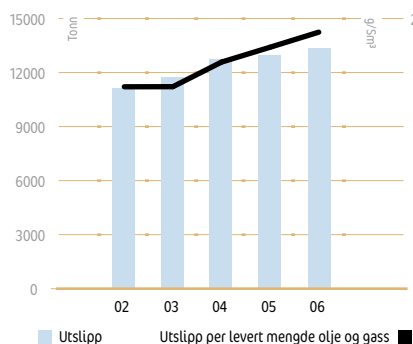
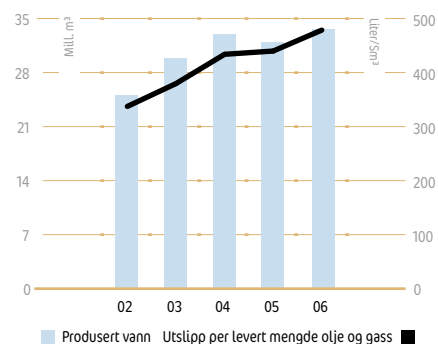
NO_x-AVGIFT BLIR NO_x-FOND

Fjoråret var første virkeår for NO_x-avgiften. Gjennom Gøteborg-protokollen har Norge forpliktet seg til å redusere de årlige utslippene av NO_x til 156 000 tonn; ned fra ca. 200 000 tonn i dag. Beregninger fra Statens forurensningstilsyn indikerte at en avgiftssats på 15 kroner per kilo utslipp kunne føre til utslippsreduksjoner på opp mot 25 000 tonn.

Oljeindustriens Landsforening og 13 andre næringslivsorganisasjoner har samarbeidet for å få etablert et fond som kan styre midler til de billigste og mest effektive tiltakene for å få ned norske utslipp av NO_x. Organisasjonene har kommet til enighet med Miljøverndepartementet om rammeverket for et slikt fond, men avtalens framtid avgjøres av om tilstrekkelig mange virksomheter underskriver.

KLIMAKVOTER FRA 2008

I 2007 ble det også arbeidet med å forberede innføringen av kvotesystemet for CO₂. Ordningen trådte i kraft 1.1.2008. Det er installasjonene som skal søke om kvoter, og offshore-selska-

CO₂-UTSLIPP**NO_x-UTSLIPP****PRODUSERT VANN****PETOROS MILJØRAPPORTERING**

Petoro mottar og sammenstiller miljødata fra hele SDØE-porteføljen i årlige miljørapporter. Det endelige miljøregnskapet først være klart i mai/juni 2008. Årsrapporten presenterer derfor hovedtrekk i miljøarbeidet i 2007, samt utviklingstrekk knyttet til utslipp fra norsk sokkel og SDØE-porteføljen de siste årene. Petoros årsrapport ytre miljø 2007 vil bli publisert på www.petoro.no

pene har derfor jobbet med å etablere de tekniske og organisatoriske løsningene for å håndtere kvotesystemet.

ELEKTRIFISERING PÅ HOLD

Elektrifiseringsstudien som ble offentliggjort i januar 2008 satte et foreløpig punktum for diskusjonen om kraftforsyning fra land til eksisterende petroleumsinstallasjoner. Studien er laget av Oljedirektoratet (OD), Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Petroleumstilsynet (Ptil) og Statens forurensningstilsyn (SFT). Den konkluderer med at kostnaden for å elektrifisere de eksisterende installasjonene er høyere enn tidligere estimater. Redusert gjenværende levetid og fallende produksjon bidrar til å gjøre tiltakskostnadene for elektrifisering svært høye for eksisterende installasjoner.

Om lag 25 prosent av Norges utslipp av klimagasser kommer fra petroleumssektoren, fordi innretningene benytter naturgass og diesel til å produsere elektrisitet og drive utstyr. Flere miljøorganisasjoner har derfor vært aktive pådrivere for alternative løsninger, som landkraft og utvikling av fornybare energikilder på sokkelen.

REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

Petoros virksomhetsstyring og selskapsledelse tar utgangspunkt i selskapets hovedmål som er å skape størst mulig økonomiske verdier fra Statens direkte økonomiske engasjement på norsk sokkel (SDØE).

Petoro forvalter store verdier på vegne av den norske stat og er største rettighetshaver i de fleste store feltene og i infrastrukturen på norsk sokkel. Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) utgjør den største porteføljen av olje, gass og anlegg på norsk sokkel og representerer mer enn en tredel av Norges petroleumsreserver. En slik posisjon stiller strenge krav til integritet i eierstyring og selskapsledelse.

Tillitsforholdet mellom selskapets eier, ledelse og ansatte er avgjørende for at Petoro gjennom sin strategi og sine planer skal kunne nå hovedmålet som er å skape størst mulig økonomiske verdier fra SDØE-porteføljen.

Styringsprinsippene som Petoro legger til grunn, bygger på og skal støtte opp under en bedriftskultur med sunne holdninger til verdiskaping på kort og lang sikt. Petoro har klare forretnings-etiske retningslinjer for selskapets forretningsdrift og medarbeidernes adferd. Alle ansatte signerer en årlig bekreftelse på at de forretnings-etiske retningslinjer er gjennomgått og akseptert. Forretnings-etiske regler inngår også i alle standardavtaler med selskapets leverandører.

Selskapets verdier utgjør en integrert del av den forretningsmessige virksomheten og representerer et felles grunnlag for holdninger og handling i Petoro:

- *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*
 - 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*
 - Ansatte opererer med den høyeste etiske standard i sitt virke
- *Samhandling*
 - Ansatte samhandler for bedre resultater og verdsetter andre menneskers kompetanse og erfaringer

VIRKSOMHET

Petoro er et aksjeselskap som eies av den norske stat ved Olje- og energidepartementet. Selskapets mandat fra Stortinget er på vegne av staten, for statens regning og risiko å ha ansvaret for å ivareta de forretningsmessige forhold knyttet til statens direkte engasjement i petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel og virksomhet knyttet til dette.

Selskapets tre hovedoppgaver er definert av Olje- og energidepartementet:

- Ivaretagelse av statens direkte 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 samsvar med avsetningsinstruksen til StatoilHydro
- Økonomistyring, herunder utarbeiding av budsjetter og føring av regnskap, for statens direkte deltakerandeler

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

Petoro er rettighetshaver – med samme rettigheter og plikter som øvrige rettighetshavere – for 114 utvinningstillatelser og 36 felt samt 14 interessentskap og andeler i selskap for



01 | Petoros øverste organ er generalforsamlingen, som utgjøres av olje- og energiministeren. Her blir statsråd Åslaug Haga ønsket velkommen til besøk i Petoro av administrerende direktør Kjell Pedersen.

rørledninger og terminaler. Gjennom sin brede portefølje har Petoro god mulighet til å fremme helhetlige løsninger og effektiv ressursutnyttelse i geografiske kjerneområder. Selskapets hovedstrategi er definert som områdeutvikling.

Avsetningen av statens petroleum ivaretas av StatoilHydro på grunnlag av en egen avsetningsinstruks vedtatt på Statoils generalforsamling. Petoro har ansvaret for å overvåke at avsetningen av statens olje og gass skjer i henhold til denne instruksen. Dette arrangementet er mulig ved at staten er majoritetsaksjonær i StatoilHydro og heleier av Petoro, og derfor kan utøve en felles eierskapsstrategi for selskapene. Det er i denne sammenheng etablert interne retningslinjer i Petoro for insidehandel av aksjer samt et eget system for godkjenning av ansattes eksterne styreverv.

Petoro avlegger særskilt regnskap for SDØE-porteføljens transaksjoner. Dette inngår i statsregnskapet og revideres av Riksrevisjonen. Kontantstrømmer, som genereres fra denne porteføljen, overføres til statens egne konti i Norges Bank. Petoro AS sine 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. Petroleumsloven fastsetter retningslinjer for saker styret skal forelegge for generalforsamlingen:

- planer for kommende år med perspektiver på mellomlang sikt
- planer om prosjekter av vesentlig betydning for statens deltakelse i virksomhet etter petroleumsloven

- hovedtrekk i budsjetter for kommende år
- prinsipper for engasjement av forretningsførere
- årsberetning og årsregnskap for statens deltagerandeler, samt
- alle saker som må antas å ha prinsipielle eller politiske sider av betydning, eller som kan få vesentlige samfunnsøkonomiske eller samfunnsmessige virkninger.

Generalforsamlingen utpeker selskapets styre, med unntak av ansattes representanter, og 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 av selskapet, for å sikre at hensiktsmessige styrings- og kontrollsystemer er på plass og for å føre tilsyn med daglig ledelse og selskapets virksomhet. Styret foretar årlig en gjennomgang av selskapets viktigste risikoområder og den interne kontrollen. Styrets arbeid baseres på instruks som beskriver styrets ansvar og saksbehandling.

Styret har opprettet en kompensasjonskomite som utarbeider forslag og anbefalinger til styret om selskapets overordnede kompensasjonspolitikk og for administrerende direktørs kompensasjon. Styret gjennomfører årlig en selvevaluering som innbefatter en vurdering av eget arbeid og arbeidsform samt samarbeidet med selskapets ledelse.

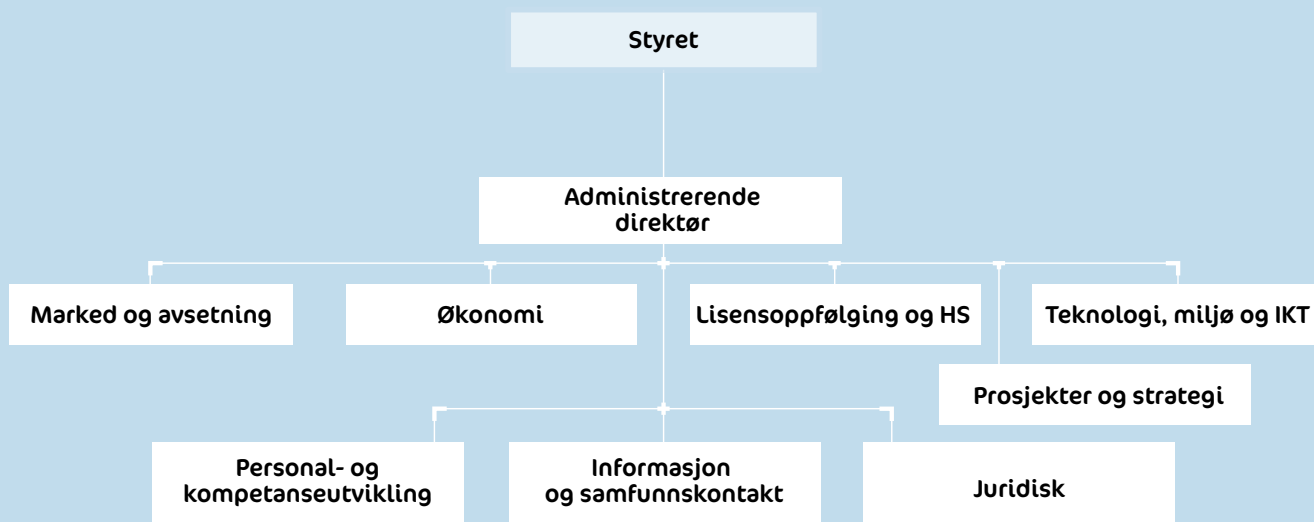


RISIKOSTYRING OG INTERN KONTROLL

Reglement for økonomistyring i staten inneholder bestemmelser om at styring, oppfølging, kontroll og forvaltning må tilpasses virksomhetens egenart samt risiko og vesentlighet. Risikostyring i Petoro støtter opp under selskapets strategiske utvikling og måloppnåelse.

Selskapet har vedtatt prinsipper for risikostyring og en overordnet risikostrategi som bygger på COSO rammeverk for

helhetlig risikostyring og internkontroll. Risikovurdering er en integrert del av selskapets strategi- og forretningsprosesser. Risikostyring omfatter vurderinger omkring forhold og hendelser som kan påvirke virksomhetens evne til å nå fastsatte mål og gjennomføre valgte strategier, og en løpende oppfølging av identifiserte risikoer hvor det er avdekket behov for ytterligere tiltak. Risikostyring er også rettet mot forhold som kan påvirke tilliten til selskapet.





04



05

02/05

Risikovurdering og håndtering av risiko er en integrert del av virksomheten i Petoro. Avdelinger og medarbeidere identifiserer ulike risiki som del av strategiske og forretningsmessige prosesser. Særlig oppmerksomhet rettes mot risiko for at selskaps evne til å nå sine mål kan bli svekket.

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

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

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

Selskapets internrevisjon ivaretas av et eksternt revisjonsfirma som gjennomfører revisjon av systemene for internkontroll 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 internrevisor.

GODTGJØRELSE TIL STYRET OG LEDENDE ANSATTE

Generalforsamlingen fastsetter godtgjørelsen til styret. Styret fastsetter godtgjørelsen til administrerende direktør. Administrerende direktør fastsetter godtgjørelse til de andre medlemmer av selskapets ledelse. Faktisk godtgjørelse, som er utbetalt til styret og administrerende direktør i 2007 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 samt kvartals- og helårsrapportering av selskapets resultater.

REVISOR

Riksrevisjonen er ekstern revisor for SDØE-porteføljen. Riksrevisjonen reviderer ut fra tre revisjonstyper og avgir sin uttalelse i avsluttende revisjonsbrev:

- Regnskapsrevisjon som kontrollerer at regnskapet for SDØE-porteføljen ikke har vesentlige feil og mangler
- Forvaltningsrevisjon som gransker beslutningsprosessene
- Selskapskontroll

I tillegg velger styret et eksternt revisjonsselskap som internrevisor for SDØE. Internrevisor skal utføre finansiell revisjon av porteføljens regnskap. Den eksterne internrevisor avgir revisjonsuttalelser i henhold til norske revisjonsstandarder, herunder RS800 «revisors uttalelser ved revisjonsoppdrag med spesielle formål». Deloitte er SDØE-porteføljens nåværende internrevisor.

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

LEDERGRUPPA I PETORO

1. 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.

2. 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 nedstrømsiden. Før han ble leder for Petoro var Pedersen administrerende direktør for ExxonMobil i Norge.

3. GRETE WILLUMSEN (1962)

DIREKTØR PERSONAL- OG KOMPETANSEUTVIKLING

Utdanning: Samfunnsøkonom fra Universitetet i Bergen

Karriere: Har bakgrunn blant annet fra stilling som seniorrådgiver i Petoros Lisensavdeling og ulike stillinger i Oljedirektoratet og i Samferdselsdepartementet.

4. SVEINUNG SLETTEN (1953)

INFORMASJONSDIREKTØR

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

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. 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.

7. 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. 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.

9. 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.



5

6

7

8

9

1

2

3

4



7

6

2

4

3

1

5

STYRET I PETORO

1. GUNNAR BERGE (1940)

STYRELEDER

Tid for valg/gjenvalg: 2007/2009

Øvrige styreverv: Stavanger Boligbyggelag, UiS, Helse Vest, Det norske oljemuseum i Stavanger

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.

2. HILDE MYRBERG (1957)

NESTLEDER

Tid for valg/gjenvalg: 2006/2009

Yrkessituasjon: Konserndirektør, Orkla

Øvrige styreverv: Kongsberg Automotive

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.

3. 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/ExxonMobil, leder for Corporate Affairs fra 1989, andre stillinger i Norge og utland, forøvrig dommerfullmektig og politifullmektig.

4. 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.

5. MARI THJØMØE (1962)

STYREMEDLEM

Tid for valg/gjenvalg: 2007/2009

Yrkessituasjon: Konserndirektør i KLP Forsikring

Øvrige styreverv: Oslo Børs VPS Holding og VPS Clearing AS, KLP Eiendom AS, Oslo Børs ASA, KLP Skadeforsikring AS, Seilspport Maritime Forlag (styreleder), stiftelsen AksjeNorge

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

Karriere: 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.

6. OVE SKRETTING (1953)

STYREMEDLEM – ANSATTES REPRESENTANT

Tid for valg/gjenvalg: 2006/2008

Yrkessituasjon: Senior rådgiver, Marked, Petoro AS

Utdanning: Økonom

Karriere: Tidligere rådgiver i ExxonMobils gassavdeling. Hatt en rekke komiteverv og forhandlingsrolle i transport, tilknytningsavtaler og prosessavtaler.

7. BRITT BJELLAND (1967)

STYREMEDLEM – ANSATTES REPRESENTANT

Tid for valg/gjenvalg: 2006/2008

Yrkessituasjon: Rådgiver, Teknologi, Petoro AS

Utdanning: Sivilingeniør

Karriere: Flere års erfaring innen offshore modifieringsprosjekter fra Kværner Oil & Gas, Stavanger og Aker Offshore Partner.

ÅRSBERETNING 2007

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

Årsresultatet for porteføljen i 2007¹ var 112,6 milliarder kroner sammenlignet med 128,5 milliarder kroner i 2006. Totale driftsinntekter i 2007 var 167,7 milliarder kroner, mot 175,0 milliarder kroner året før. Kontantstrømmen overføres til staten og var 112,3 milliarder kroner i 2007, mot 126,2 milliarder kroner i 2006. Total produksjon på 1,202 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) var på samme nivå som fjoråret.

INNETEKTER, KOSTNADER OG RESERVER

Hovedårsaker til at resultatet for 2007 er 15,8 milliarder kroner mindre enn året før, er lavere oljeproduksjon, høyere driftskostnader og lavere gasspriser. Årets samlede olje- og gassalg var 1,251 millioner fat o.e. pr. dag mot 1,234 millioner fat o.e. i 2006². En generell modning av porteføljen fører til lavere oljeproduksjon men blir motvirket av økt gassalg. En lignende utvikling i porteføljen forventes også de nærmeste årene hvor økt gassalg vil kompensere for nedgang i oljeproduksjonen.

Resultat før finansposter var 114,5 milliarder kroner. Netto finanskostnader på 1,9 milliarder kroner består av netto realisert og urealisert valutagevinst knyttet til svakere US dollar og høyere beregnet rentekostnad knyttet til fjerningsforpliktelser.

Inntekter fra salg av tørrgass i 2007 utgjorde 57,8 milliarder kroner, mot 59,4 milliarder kroner året før. Flere felt økte gassproduksjonen i løpet av 2007. Salgsvolumet fra egenprodusert gass var 31,4 milliarder standard kubikkmeter (Sm³), som tilsvarer 541 000 fat o.e. pr. dag mot 475 000 fat i 2006. Gassinntektene fra Troll alene utgjorde 57 prosent av de samlede gassinntektene. Gjennomsnittlig gasspris var 1,63 kroner pr. Sm³ mot 1,92 kroner pr. Sm³ i 2006.

Årets samlede inntekter fra olje og NGL var 98,5 milliarder kroner, mot 104,9 milliarder året før. Salgsvolumet var totalt 241 millioner fat, som er 661.000 fat pr. dag. Produksjonen

av olje og NGL er redusert med 9 prosent sammenlignet med 2006. Dette skyldes en forventet reduksjon i produksjonen fra de modne oljefeltene, nedstenging av Kvitebjørn i store deler av året på grunn av boretekniske utfordringer samt problemer med brønner på Heidrun. Årets gjennomsnittspris for olje fra SDØE-porteføljen var 418 kroner pr. fat, mot 412 kroner pr. fat året før. Oljeprisen for porteføljen i US dollar var 71,4 pr. fat.

Totale investeringer i 2007 var 20,5 milliarder kroner, mot 22,0 milliarder kroner i 2006. De største investeringene i 2007 var knyttet til Ormen Lange, Troll Olje og Snøhvit. Reduksjon i investeringer sammenlignet med 2006 skyldes sluttføring av utbyggingsprosjektene for Snøhvit og Ormen Lange.

Kostnader for drift av felt, rørledninger og landanlegg var 32 prosent høyere enn for 2006. Kostnadsøkningen er en konsekvens av høy aktivitet og økte priser i leverandørmarkedet, økt vedlikehold og modifikasjoner på de modne feltene. I tillegg er det høyere kostnader for oppstart av nye felt og anlegg samt restruktureringskostnader etter fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet.

Kostnader knyttet til leteaktiviteter var 1,4 milliarder kroner, hvorav 740 millioner kroner ble aktivert som investeringer og 621 millioner kroner ble resultatført som letekostnader. Tilsvarende var kostnader knyttet til leteaktiviteter 1,1 milliarder kroner i 2006. I løpet av 2007 ble det ferdigstilt 15 letebrønner, sammenlignet med 12 i 2006. Av disse resulterte 12 brønner med funn, mens 3 var tørre. En letebrønn var ved utgangen av 2007 ikke avsluttet. Mest interessant av disse funnene var Nucula i utvinningstillatelse 393.

Ved utgangen av året bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 7,7 milliarder fat o.e. Dette er 339 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2006. Petoro rapporterer porteføljens forventede

¹ Alle tall etter regnskapsprinsippet. For kontante størrelser, se kapittel 2.

² Salg av egenprodusert olje, NGL og gass i 2007 var 1,201 millioner fat o.e. pr. dag mot 1,205 millioner fat o.e. i 2006.

reserver med utgangspunkt i Oljedirektoratets klassifikasjonssystem for ressursklassene 1–3³.

I løpet av 2007 var porteføljens brutto økning av nye forventede reserver 138 millioner fat o.e. De viktigste bidragene til økning i utvinnbare reserver er forbedret utvinning på Troll, Oseberg og Heidrun.

Det ble imidlertid gjort flere nedjusteringer av reservene for produserende felt, tilsvarende 33 millioner fat o.e. Netto reserve-tilgang ble 105 millioner fat o.e. med en reserveverstatningsgrad for 2007 på 24 prosent, mot 22 prosent for 2006. Porteføljens gjennomsnittlige reserveverstatningsgrad siste tre år har vært 28 prosent. Tilsvarende for perioden 2004–2006 var 26 prosent.

BOKFØRTE EIENDELER OG EGENKAPITAL

Bokførte eiendeler var 184,1 milliarder kroner pr. 31. desember 2007. Eiendelene består av driftsmidler knyttet til feltinstallasjoner, rør og landanlegg samt kortsiktige kundefordringer.

Egenkapitalen var ved årets slutt 137,0 milliarder kroner. Langsiktig gjeld var 29,1 milliarder kroner, hvorav 27,5 milliarder kroner er knyttet til framtidige fjerningsforpliktelse. Forpliktelsene beregnes i henhold til etablert bransjestandard basert på eksisterende teknologi. Det er knyttet stor usikkerhet både til fjerningsestimat og fjerningstidspunkt. Kortsiktig gjeld, som er avsetninger for påløpte, men ikke betalte kostnader, var 18,2 milliarder kroner ved utløpet av 2007.

Petoro var pr. 31. desember 2007 rettighetshaver for statens andeler i 114 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

Områdeutvikling er selskapets hovedstrategi, og gjennom sin brede portefølje har Petoro god mulighet til å fremme helhetlige løsninger som bidrar til mer effektiv ressursutnyttelse i geografiske kjerneområder. Områdeutvikling tar utgangspunkt i de enkelte felt, men sikter mot synergieffekter mellom flere felt og infrastruktur. Forretningsmulighetene framkommer gjennom god kunnskap om det enkelte felt, infrastrukturen i områdene og markedsforholdene.

To delstrategier danner basis for hovedstrategien som områdeutvikler, og aktivitetene under disse har særlig stort verdiskapingspotensial.

- Reservemodning kan bidra til merverdi i de umodne områdene av sokkelen og i de områdene der potensialet for ny feltutvikling

er størst. Det er videre stort potensial for økt merverdi i tiltak for økt oljeutvinning i modne områder.

- Tidlig teknologianvendelse kan bidra til merverdi i områder der produksjon fra eksisterende felt er dominerende (modne områder) og i områder der det forventes store investeringer gjennom ny feltutvikling.

UTVIKLING I SDØE-PORTEFØLJEN

Ivaretagelsen av SDØE-porteføljen er organisert i tre kjerneområder i tillegg til rør og landanlegg.

Trollområdet

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 viktigste feltet i porteføljen og representerer alene om lag 36 prosent av porteføljens verdi. Feltet forventes å være i produksjon til etter år 2050.

Totalproduksjonen fra området er fortsatt høy, men viste en nedgang i 2007 i forhold til 2006. Troll Gass har produsert mer enn forutsatt på grunn erstatning av tapte volum forårsaket av Kvitebjørn nedstengingen. Produksjonen fra Kvitebjørn har vært redusert siden desember 2006 for å sikre forsvarlig boring av gjenstående brønner, og ble av sikkerhetsmessige hensyn helt nedstengt fra mai 2007. Det ble også funnet en skade på gassrøret, sannsynligvis forårsaket av et skipsanker. Reparasjon av røret vil medføre redusert produksjon fra Kvitebjørn og Visund også i 2008.

Områdets driftskostnader var i flere år på et stabilt nivå, men viste i 2006 en økning. Denne utviklingen ble forsterket i 2007. Kostnadsøkningen skyldes økte vedlikeholdskostnader og brønnvedlikehold. Enhetskostnadene for området er imidlertid fortsatt relativt lave på grunn av den høye produksjonen, spesielt fra Trollfeltet.

Investeringene i Trollområdet var høyere i 2007 enn i året før. Dette skyldes primært oppstart av utbyggingsprosjektene Gjøa og Vega. Investeringsprogrammet ble noe utsatt i forhold til planen på grunn av boreframdriften på Troll Olje og forsinkelse av kontraktene på Gjøa. Kostnadene på Vega har økt på grunn av prispress i markedet for undervannsutstyr.

Partnerskapet i Troll vurderte mulighetene for videreutvikling av Trollreservene som blant annet inkluderte en mulig økning av gassuttaket fra feltet. I oktober 2007 ble det besluttet å stoppe

³ Disse defineres som gjenværende utvinnbare petroleumsressurser i forekomster med godkjent plan for utbygging og drift og reserver som rettighetshaverne har vedtatt å bygge ut

prosjektet Troll Videreutvikling fordi myndighetene var bekymret for at denne løsningen kunne resultere i en dårligere ressursutnyttelse av oljereservene på Troll. Partnerskapet arbeider nå videre med en langsiktig plan for å forlenge oljeproduksjonen på Troll Olje. Flere tiltak er under vurdering og kan danne grunnlag for en mulig investeringsbeslutning i 2008.

Netto reservetilvekst i Trollområdet var moderat i 2007. Nye brønner på selve Trollfeltet medførte betydelig økte reserver, men samtidig ble reservene fra andre felt redusert.

Det ble ikke ferdigstilt noen letebrønner i området i 2007.

Petoro er opptatt av å sørge for optimal verdiskaping fra Troll gjennom videre arbeid med å sikre en langsiktig oljeproduksjon. Områdets bidrag til produksjon utover i tid er avhengig av realisering av utbyggingsprosjektene Gjøa og Vega samt en vellykket videreutvikling av oljereservene i Troll. For å kunne realisere dette potensialet er man avhengig av tilgang på riggkapasitet og effektiv boring. Partnerskapet i Troll inngikk derfor i 2007 to langsiktige riggkontrakter for fortsatt boring på Troll Olje. Dette gjelder to nybygg med forventet borestart i 2010.

Tampen-/Osebergområdet

Aktivitetene i Tampen-/Osebergområdet dreier seg i stor grad om å møte utfordringene knyttet til modningen av de produserende feltene. De største feltene innen området er Oseberg, Gullfaks, Snorre og Grane. I tillegg er det flere mindre felt som også befinner seg i en moden fase. Samtidig som det arbeides med å øke de gjenværende reservene i produserende felt, er det stor oppmerksomhet mot et betydelig ressurspotensial også utenom disse feltene i Tampen-/Osebergområdet. Hovedoppgavene er derfor å identifisere tiltak for økt utvinning, legge til rette for kostnadseffektiv drift, påvise infrastrukturnære ressurser og sikre tidsriktig innfasing samt tilrettelegge aldrende installasjoner for forlenget levetid.

Totalproduksjonen fra området var i 2007 på nivå med fjoråret og oljeproduksjonen utgjorde 80 prosent. Gassuttaket fra området har vært noe lavere enn planlagt. Nivået på gassuttaket fra Gullfaks og Oseberg styres primært ut fra hvilket verdipotensial injeksjon av gass representerer i forhold til potensialet for økt utvinning av olje.

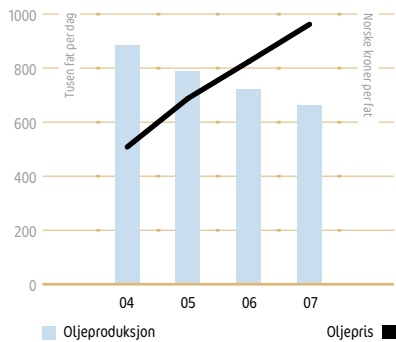
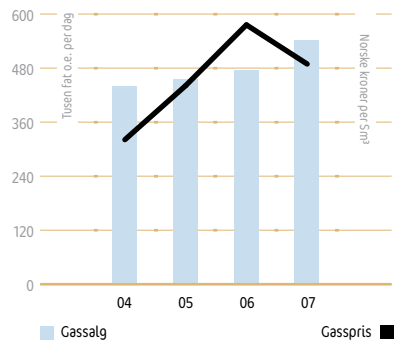
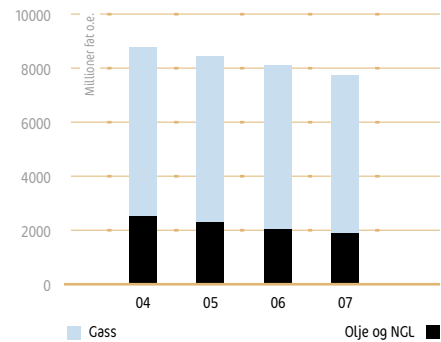
Områdets driftskostnader har i flere år vært svakt økende og driftseffektivisering har derfor høy prioritet. Mange eldre installasjoner i kombinasjon med stor aktivitet og dermed stort prispres i leverandørmarkedet, gjør det krevende å realisere kostnadsreduksjoner. Kostnadsøkningen for basis drift og vedlikehold er mest bekymringsfull.

Investeringsnivået er fortsatt høyt og viste også en økning i 2007. De største investeringene har vært knyttet til boring, utbygging av Oseberg Delta og Skinfaks/Rimfaks, modifikasjoner på Snorre samt utbygging og tilrettelegging for lavtryksproduksjon og undervannseparasjon på Tordis.

Det er i 2007 besluttet flere prosjekter som har bidratt til reservetilvekst. De største prosjektene er økt utvinning og vanninjeksjon på Snorre og Vigdis, lavtryksproduksjon på Oseberg og Tune, samt utbygging av funnet Gamma Main i Osebergområdet. Det er imidlertid foretatt en nedskrivning av reservene på Snorre som samlet bidrar til at reserveøkningen for området er moderat i 2007.

I Tampen-/Osebergområdet ble seks letebrønner ferdig boret i 2007, hvor alle påviste hydrokarboner. De to største funnene er knyttet til kalkreservoar, Shetland kalk på Oseberg og Ragnarrock i utvinningstillatelse 265.

Arbeidet med å sikre og videreutvikle god virksomhetsstyring i interessentskapene har vært prioritert også i 2007. God praksis er etablert og danner et godt grunnlag for målrettet videreut-

OLJEPRODUKSJON/-PRIS

GASSALG/-PRIS

GJENVÆRENDE RESERVER


vikling, gode beslutningsprosesser og risikostyring i utvinnings-tillatelsene.

Petoro har i tillegg hatt oppmerksomhet rettet mot prosjekter som Snorre videreutvikling, Gullfaks 2030 og oppgradering av boreanlegg, samt temaer som riggtilgang, integrerte operasjoner og tiltak for økt oljeutvinning. Vurderinger knyttet til lavtrycksproduksjon, potensialet i økt injeksjon av vann og gass samt kapasitetsvurderinger, har stått sentralt i forhold til å identifisere tiltak for økt oljeutvinning.

Norskehavet og Barentshavet

Området omfatter elleve produserende felt på Haltenbanken og ett felt i Barentshavet samt syv funn som er under evaluering. Leteaktiviteten i området er betydelig og har fokus på ressursmodning og påvising av nye felt, spesielt i dypvannsområdene i Norskehavet og Barentshavet.

Årets produksjon kom i hovedsak fra feltene Åsgard, Heidrun, Norne, Draugen og Kristin. Høsten 2007 startet produksjonen fra Snøhvit og Ormen Lange. Total produksjon fra området ble i 2007 lavere enn forventet, noe som i hovedsak skyldes redusert brønnpotensial og tekniske problemer i prosessanlegget på Heidrun samt raskere trykkfall i reservoaret og forsinket boreframdrift på Kristin.

I 2007 kom ca. 62 prosent av områdets produksjon fra de oljeproduserende feltene. Gassproduksjonen i området er raskt økende og forventes å utgjøre over halvparten av områdets totale produksjon fra 2010, primært som følge av oppbygging av produksjonen fra Ormen Lange og Snøhvit.

Oppstart av feltanlegg, feltrør og landanlegg på Ormen Lange har gått i henhold til plan, mens operatøren på Snøhvit møtte uforutsette problemer under oppstarten av LNG-anlegget på Melkøya. Dette har resultert i flere nedstengninger og

lavere produksjon enn planlagt, samt en del uheldige miljømessige utslipp. I desember ble det avdekket så betydelige utstørsproblemer at LNG-produksjonen ble stoppet. Det totale omfanget av modifikasjoner og produksjonsbegrensinger for 2008 var ved begynnelsen av året ikke avklart. Tidsplanen styres av behovet for å få bekreftet at identifiserte tiltak gir tilsiktet effekt og av lang leveringstid på utstyr.

Driftskostnadene for området har økt i forhold til 2006 som følge av oppstart av nye prosjekter og reparasjonsarbeid på Åsgard, samt økt brønnvedlikehold på Norne. Dette motvirkes noe av lavere aktivitet knyttet til prosjekt for videreutvikling av Draugen. Petoro har også i 2007 søkt å påvirke operatørene til å fortsette eksisterende og iverksette nye tiltak som kan motvirke høyere enhetskostnader for porteføljen.

Investeringene i 2007 ble høyere enn planlagt hovedsakelig på grunn av mer omfattende aktivitet knyttet til ferdigstilling av LNG anlegget på Melkøya og landanlegget på Ormen Lange samt økte kostnader til boring på Snøhvit.

Reservetilveksten i området var betydelig også for 2007, men noe lavere enn fjoråret. Dette er hovedsakelig et resultat av tiltak rettet mot økt oljeutvinning på produserende felt.

Det er ferdigstilt ni letebrønner i området i 2007, og av disse er fire funn. Avgrensingsbrønnen på Onyx SW bekreftet et sannsynlig drivverdig funn, og i Barentshavet ble det gjort et interessant olje/gassfunn på Nucula. To funn, Yttergryta og Njord NW flanken har partnerskapet antatt vil være drivverdige. Plan for utbygging og drift for disse feltene skal etter planen leveres i 2008.

Partnerskapet på Draugen har i 2007 videreført arbeidet med å evaluere mulighetene for økt oljeutvinning ved hjelp av CO₂-injeksjon. Denne studien viste at CO₂-injeksjon ikke er lønnsomt i Draugenfeltet og prosjektet er nå avsluttet.

Rør og landanlegg

Gassled er et interessentskap bestående av infrastruktur og terminaler for gass på eller i tilknytning til norsk sokkel. I 2007 var SDØEs inntekter fra Gassled 9,8 milliarder kroner. Gassled holder fokus på regularitet og anleggenes integritet for å sikre stabile gassleveranser til gasskundene på det europeiske kontinentet og i Storbritannia. Regulariteten ved Gassleds eksportpunkt til markedene var i 2007 på 99,6 prosent. I 2007 ble et modifikasjons- og oppgraderingsprosjekt på Kårstø-anleggene med en kostnadsramme på 6,5 milliarder kroner besluttet. Prosjektet skal sikre anleggenes framtidige integritet.

AVSETNING AV PRODUKTENE

All olje og NGL fra SDØE-porteføljen selges til StatoilHydro og all gass fra SDØE avsettes av StatoilHydro sammen med selskapets egen naturgass som en samlet portefølje. Hoveddelen av porteføljens gass selges på langsiktige kontrakter med kontraktsfestede muligheter for prisrevisjoner. 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, og vurderer saker av stor verdimeslig betydning samt saker av prinsipiell og insentivmessig karakter.

Året 2007 ble preget av en betydelig økning i gassalget gjennom oppstart av nye felt som Ormen Lange og Snøhvit. Produksjonen fra Snøhvit innebærer at Petoro og SDØE blir involvert i en ny verdikjede gjennom produksjon, transport av flytende gass (LNG) via skip og avsetning i nye markeder for norsk gass. Inngåtte kontraktsforpliktelser knyttet til salg av LNG fra Snøhvit blir oppfylt gjennom forsyning av 3. parts LNG inntil Snøhvit kommer i full produksjon. SDØE er sikret langsiktige kapasitetsrettigheter ved Cove Point terminalen i USA gjennom avsetningsinstruksen.

Petoro har vært opptatt av å opprettholde verdien av de langsiktige gasskontraktene samt å avsette tilgjengelig gass i det markedet som gir høyest verdi. Dette gjøres innenfor rammene av tilgjengelig produksjons- og transportkapasitet. Petoro har i 2007 arbeidet med å identifisere beste avsetningsmuligheter for nye volum knyttet til videreutviklingen av Trollfeltet, økning i eksportkapasitet forankret i Troll samt mulige nye volum fra Norskehavet. I tillegg har selskapet vært opptatt av at salg av petroleum til StatoilHydros egne anlegg skjer til markedsbasert verdi. Det er også utført kontroll for å sikre at SDØE belastes sin rettmessige andel av kostnader og mottar rettmessige inntekter både før og etter fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet.

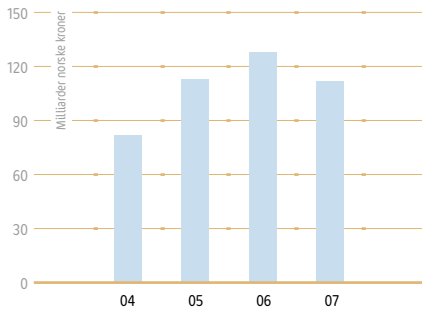
I 2007 steg prisen på datert Brent Blend råolje kraftig fra et bunnivå på 50,7 dollar pr. fat i midten av januar, til toppnivået på 96 dollar pr. fat på årets siste handledag, 28. desember. Årssnittet⁴ for 2007 ble 72,4 dollar pr. fat tilsvarende 424 kroner pr fat, mot 65,1 dollar eller 415 kroner pr. fat i 2006. De lave prisene tidlig på året skyldes i stor grad høye lagre og god forsyning. OPECs produksjonskutt i februar ga en strammere markedsbalanse.

En rekke problemer ved raffinering bidro til reduserte produktlagre og dette resulterte i usikkerhet blant annet knyttet til forsyningen av bensin til forbrukerne i USA gjennom sommersesongen. Generell uro i finansmarkedene førte til et kortvarig prisfall i august før prisene igjen steg raskt etter at sentrale finansielle aktører økte sine investeringer i råvaremarkedene. Kursen på US dollar svekket seg gjennom året og endte på 5,41 kroner pr. dollar.

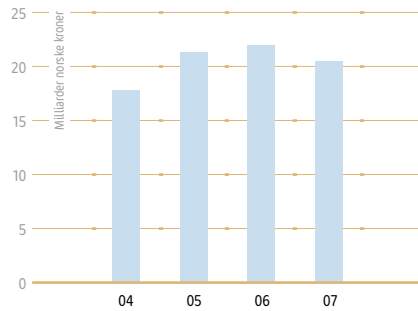
Global etterspørsel antas å ha vokst med om lag 1,2 prosent i 2007, noe mer enn i 2006. Veksten kom i hovedsak i Asia og Midt-Østen. Produksjonen fra ikke-OPEC land økte svakt på grunn av fortsatt sterk vekst i Russland og en økning i produksjon av biodrivstoff. Produksjonsveksten utenfor Opec ble motvirket av produksjonsfall i Nordsjøen. Opecs produksjon økte i 2007.

⁴ Årssnittet for SDØE porteføljen (71,4 US dollar pr. fat) avviker fra Brent Blend, hovedsakelig som følge av kvalitetsforskjeller til Brent Blend

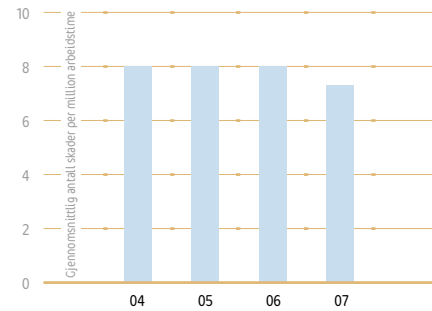
RESULTAT



INVESTERINGER



H2



Gassprisen i Storbritannia var relativt lav i første halvår 2007 på grunn av mildt vær og fulle gasslagre. Den lave gassprisen medførte at etterspørselen etter gass til kraftgenerering i Storbritannia økte med omlag 30 prosent første halvår 2007 sammenliknet med første halvår 2006. Dette var et resultat av at gass erstattet alternative energibærere som kull og olje som begge steg betydelig i pris i 2007. Imidlertid styrket gassprisen seg kraftig i andre halvår på grunn av betydelig strammere markedsbalanse og økt oljepris. Prisene i de langsiktige oljeindekserte kontraktene var noe lavere i 2007 enn de var i 2006, da indekseringen i 2007 påvirkes av de relativt lave oljeprisene siste del av 2006 og første del av 2007. Årets gjennomsnitt for SDØE porteføljen i 2007 ble 1,63 kroner pr. Sm³ mot 1,92 kroner pr. Sm³ i 2006.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET (HMS)

Antallet personskader per millioner arbeidstimer (H2) ble 7,3 i 2007. Dette er en betydelig forbedring sammenliknet med 2006, da det ble registrert 8,3 personskader per million arbeidstimer.

I 2007 var det en marginal forbedring vedrørende «alvorlige hendelser» i forhold til året før. Dette overskygges av dødsulykken på Saipem 7000, hvor en mann falt over bord og druknet i forbindelse med nedsenkingen av det undersjøiske produksjonsanlegget til Tordisfeltet. Forøvrig er det registrert en liten forbedring med hensyn til reduksjon av antall gasslekkasjer, mens andre alvorlige hendelser, dominert av fallende gjenstander, holder seg på et for høyt nivå.

Petoro har også i 2007 deltatt på flere HMS-ledelsesinspeksjoner på utvalgte felt og installasjoner basert på observert negativ utvikling i HMS-resultatene. Petoro søker å påvirke operatørene og industrien for øvrig til å arbeide langsiktig for å oppnå reduksjon i antall personskader og alvorlige hendelser på norsk sokkel.

Innen ytre miljø var det i 2007 fokus på bruk av strøm fra land. De statlige etatene NVE, SFT, OD og PTil initierte i høst en studie av kraft fra land til norsk sokkel som ble fredigstilt 4. januar 2008. Denne studien bekrefter OLF og andres tidligere konklusjoner om at kraft fra land ikke er lønnsomt etter vanlige kriterier og er et særdeles kostbart miljøtiltak.

Innføring av NOx-avgiften ble implementert i 2007 og offshore-selskapene har arbeidet videre med å få etablert tekniske og organisatoriske løsninger for innføring av et system for handel med CO₂-kvoter som skal gjelde fra 1. januar 2008.

Det har ikke vært noen store oljeutslipp eller utslipp av produsert vann med høyt oljeinnhold til sjø på feltene i Petoros portefølje, men på grunn av oppstartsproblemer for Snøhvit-anlegget på Melkøya har utslipp til luft vært betydelig høyere enn antatt for 2007.

Også i 2007 har sykefraværet i Petoro vært lavt, med et kortidsfravær (1–3 dager) på 1,1 prosent og et langtidsfravær (over 3 dager) på 0,3 prosent. Totalt sykefravær var 1,4 prosent, mot 2,8 prosent i 2006. Reduksjonen skyldes primært reduksjon i langtids-sykefraværet. Petoro er en inkluderende arbeidsbedrift (IA) som bidrar til reduksjon i sykefravær og uføretrygd og at den enkeltes ressurser og arbeidsevne utvikles og benyttes i aktivt arbeid. I løpet at 2007 har Petoro satt seg overordnede mål og utarbeidet en prosedyre for oppfølging av sykefravær i Petoro. Det er også gjennomført tiltak for å påvirke egne medarbeideres personlige holdninger og engasjement når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Videreutvikling av HMS-kulturen har i 2007 inkludert oppmerksomhet rettet mot sikkerhet, kosthold, samt trening og helse gjennom foredrag og kampanjer.

ARBEIDSMILJØ OG PERSONALE

I 2007 har Petoro revidert selskapets kompetansestrategi og avdelingenes kompetanseplaner i lys av selskapets strategi. Petoros ansatte har høy utdanning og kompetanse. 92 prosent av Petoros ansatte har utdanning på mastergradsnivå eller høyere. Styret ser det slik at Petoros evne til å nå målet om maksimal verdiskaping er avhengig av at selskapet beholder, videreutvikler og tiltrekker seg dyktige medarbeidere.

Det høye aktivitetsnivået i industrien medfører stor etterspørsel etter kompetanse. Petoro har hatt en høyere avgang av personell enn ønskelig de siste årene, og det tar noe lengre tid å etterrekruttere i et stramt marked. I løpet av 2007 har det vært en netto tilgang på tre ansatte, og ved utgangen av året er det 56 fast ansatte i selskapet.

Styret besluttet tidlig i 2007 å innføre en ordning med variabel lønn i Petoro og man har dermed fått et lønnsystem som er mer i tråd med bransjen for øvrig.

I 2007 ble det gjennomført en begrenset klimaundersøkelse i forhold til tidligere år. Undersøkelsen var rettet inn mot å måle effekter av allerede igangsatte tiltak. Styret er tilfreds med at undersøkelsen hadde stor oppslutning og at selskapet opprettholder resultat på omtrent samme nivå som året før innenfor områdene engasjement og kompetanseutvikling, men observerer at det er noe lavere resultat i forhold til eksterne relasjoner.

Petoro ønsker mangfold i organisasjonen både når det gjelder kjønn, alder og kulturell bakgrunn. Kvinneandelen i selskapets styre og ledelse er henholdsvis 42 og 22 prosent. I selskapet totalt er kvinneandelen 29 prosent.

Samarbeidet i selskapets Arbeidsmiljøutvalg (AMU) og Samarbeidsutvalg (SAMU) har også i 2007 fungert godt. Dette arbei-

det danner et viktig fundament for et godt samarbeidsklima i bedriften.

FORSKNING OG UTVIKLING

Petoro bidrar gjennom sitt eierskap i utvinningstillatelsene på norsk sokkel til forskning og utvikling (FoU). Midlene disponeres av operatøren og brukes enten til generell forskning eller forskning spesifikt for utvinningstillatelsene. Denne FoU-aktivitet har bidratt til flere initiativ som har blitt kommersialisert. Petoro anser dette arbeidet som sentralt og vurderer aktiviteter innen FoU som avgjørende for å sikre teknologisk videreutvikling. SDØE dekker i dag om lag 30 prosent av kostnader som operatørene belaster utvinningstillatelsene.

VIRKSOMHETSSTYRING

Styret legger vekt på god eierstyring og selskapsledelse for å sikre at statens portefølje forvaltes på en best mulig måte som bidrar til langsiktig verdiskaping. Gjennom nytt avtaleverk for norsk sokkel, som trådte i kraft 1. januar 2007, har Petoro sammen med de øvrige rettighetshaverne fått verktøy til en bedre eierstyring i interessentskapene. Petoro har vært en sentral pådriver for implementering av det nye avtaleverket og for etablering av nye samarbeidsorgan mellom operatørene og rettighetshaverne.

Petoro har klare forretningsetiske retningslinjer for selskapets forretningsdrift og ansattes adferd. Sammen med selskapets verdigrunnlag legger disse retningslinjene premisser for virksomhetsstyringen i selskapet og for selskapets opptreden i utvinningstillatelsene og andre forretningsmessige relasjoner.

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

Selskapets styringssystem er rettet mot selskapets mål og

risikobilde til enhver tid. Informasjon fra selskapet skal være troverdig, tidsriktig og konsistent.

Styreleder Bente Rathe og aksjonærvalgte Jørgen Lund og Per-Christian Endsjø fratrådte styret 26. juni 2007. Samme dag overtok Gunnar Berge som ny styreleder, og Mari Thjømøe og Per Arvid Schøyen ble valgt inn som nye styremedlemmer. Nestleder Hilde Myrberg, styremedlem Nils-Henrik M. von der Fehr og ansattrepresentantene Britt Bjelland og Ove Skretting sitter fortsatt i Pectoros styre.

RISIKO

Petoro er eksponert for risiko gjennom hele verdikjeden fra tildeling av tillatelser til salg av gass og nedstrømsposisjoner. 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 2007 oppdatert prinsippene for helhetlig risikostyring og som bygger på et internasjonalt anerkjent rammeverk for internkontroll (COSO/ERM) og det interne miljøet i selskapet.

Sammenslåingen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet i 2007 representerer en vesentlig endring i aktørbildet på norsk sokkel og forutsetningen for Pectoros virke. Styret har vurdert ytterligere kompenserende tiltak i den forbindelse.

FRAMTIDSUTSIKTER

Den 1. oktober 2007 trådte fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet i kraft. Petoro er opptatt av å sikre fortsatt mangfold og konkurransekraft på norsk sokkel. Dette stiller nye krav til øvrige partnere og særlig til Petoro som en betydelig rettighetshaver på norsk sokkel. Styret har arbeidet videre i henhold til selskapets etablerte strategi og selskapet har omprioritert ressurser for å reflektere den nye situasjonen.

Olje- og energidepartementet har opphevet begrensningen på maksimalt 60 egne ansatte. Selskapet vil styrke de tekniske disipliner, spesielt innenfor undergrunnskompetanse. Også det kommersielle miljøet skal styrkes slik at selskapet kan påta seg ansvaret for å lede utvalgte kommersielle forhandlinger der insentivene mellom aktørene er endret som følge av fusjonen.

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

Investeringsnivået framover bestemmes av de utviklingsmuligheter som industrien greier å modne fram, men påvirkes også av prisutviklingen i markedet for varer og tjenester. Som et resultat av det høye aktivitetsnivået i industrien forventes det at investeringene vil øke de nærmeste årene. Økt aktivitetsnivå og stigende priser medfører også press på kostnadene for driften av porteføljens. Utviklingen av driftskostnadene bør kunne reduseres etter som operatørene effektiviserer driften gjennom økt implementering av integrerte operasjoner samt synergieffekter fra fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet. Petoro vil fortsatt ha stor oppmerksomhet rundt porteføljens enhetskostnader, både gjennom kostnadsreducerende tiltak og tiltak for å øke produksjonen av olje og gass. Det forventes at dagens kostnadsnivå vil være representativt for de neste årene.

For 2008 forventer styret at oljeprisen vil holde seg høy og at gjennomsnittsprisen vil være høyere enn for 2007. Prisutviklingen avhenger blant annet av veksten i verdensøkonomien, geopolitisk utvikling og OPECs produksjonspolitik. Prisene i de langsiktige gasskontraktene som er indeksert mot oljeprodukter, forventes å ligge noe høyere i 2008 enn i 2007.

Handel med flytende naturgass (LNG) vil bidra til en ytterligere

globalisering av gassmarkedet. Det vil føre til en prisdannelse som, også for norsk gass, over tid vil bli mindre avhengig av markedsbalansen i Europa. Fallende gassproduksjon i de europeiske landene resulterer i økt importavhengighet. Det planlegges flere importterminaler for LNG som vil øke importkapasiteten betydelig. I tillegg arbeides det med nye rørprosjekt fra Russland, Sentral-Asia og Nord-Afrika til dette markedet. Etterspørselen etter gass i Europa avhenger av den generelle veksten i økonomien og bruken av gass til kraftgenerering. Konkurransen til gass i markedet for kraftgenerering vil avhenge av prisen på alternative energibærere og gjeldende klimapolitikk.

PETORO AS AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRFORHOLD

Selskapets aksjekapital var 10 millioner kroner pr. 31. desember 2007, fordelt på 10 000 aksjer. Den norske stat, ved Olje- og energidepartementet, er eier 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.

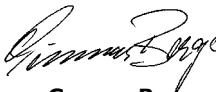
Midler til driften av Petoro bevilges av staten, som er direkte ansvarlig for de forpliktelser selskapet pådrar seg ved kontrakt eller på annen måte. Bevilgning fra staten i 2007 var 222 millioner kroner, mot 225 millioner kroner året før. Bevilgede midler inkluderer merverdiavgift, slik at disponibelt beløp var 177,6 millioner kroner for 2007 og 180 millioner kroner for 2006. Regnskapsførte inntekter, inkludert finansinntekter for 2007 var 185,7 millioner kroner, mot 187,5 millioner kroner for 2006.

Årets driftskostnader var 185,5 millioner kroner, mot 169,9 millioner kroner i 2006. I hovedsak var driftskostnadene knyttet til lønnskostnader, administrasjonskostnader samt kjøp av eksterne tjenester. Kjøp av spisskompetanse knyttet til oppfølgingen av porteføljens utvinningstillatelser utgjør en vesentlig andel av selskapets driftskostnader.

Årsresultatet viser et underskudd på 0,2 millioner kroner etter netto finansinntekter. Styret foreslår at underskuddet dekkes ved overførsel fra annen egenkapital. Selskapet har god egenkapital og er lite eksponert for finansiell risiko. Selskapets frie egenkapital pr. 31. desember 2007 er 22,7 millioner kroner. Denne vil benyttes i den videre styrking av Petoro.

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


Stavanger, 22. februar 2008



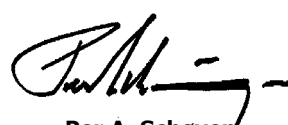
Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per A. Schøyen
Styremedlem



Mari Thjømøe
Styremedlem



Ove Skretting
Ansattes representant



Britt Bjelland
Ansattes representant



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

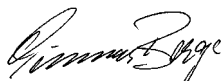
SDØE BEVILGNINGSREGNSKAP I KONTANTSTØRRELSER

Utgifter og inntekter	Note	NOK
Fjerning		0,00
Pro et contra-oppgjør (utbetalinger)	1	0,00
Investering	2	19 950 561 006,08
Totale utgifter		19 950 561 006,08
Pro & contra-oppgjør (tilbakebetalinger)		0,00
Driftsinntekter	3, 4	-162 924 992 264,23
Driftsutgifter	5	30 350 798 989,87
Lete- og feltutviklingsutgifter		1 423 992 988,88
Avskrivninger	2	15 403 963 141,88
Renter	6	6 929 150 460,86
Driftsresultat		-108 817 086 682,74
Avskrivninger	2	-15 403 963 141,88
Overføring fra Statens petroleumsforsikringsfond	8	-1 136 550 996,56
Renter fast kapital	6	-6 918 460 112,00
Renter mellomregnskapet	6	-10 690 348,86
Totale inntekter		-132 286 751 282,04
Kontantstrøm (netto inntekt fra SDØE)		-112 336 190 275,96

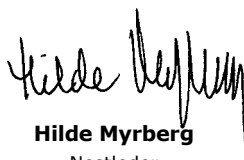
SDØE KAPITALREGNSKAP I KONTANTSTØRRELSER

	Note	NOK	NOK	NOK
Mellomregning staten 31.12.2007				-168 922 247,34
Realinvestering før nedskrivning			138 753 697 481,43	
Nedskrivning	2, 8		-79 618 256,50	
Konto for realinvestering	2		138 674 079 224,93	138 674 079 224,93
Sum				138 505 156 977,59
Mellomregning staten 1.1.2007			223 942 866,19	
Totale utgifter		19 950 561 006,08		
Totale inntekter		-132 286 751 282,04		
Kontantstrøm		-112 336 190 275,96	-112 336 190 275,96	
Netto overført staten			112 281 169 657,11	
Mellomregning staten 31.12.2007			168 922 247,34	168 922 247,34
Fast kapital 1.1.2007			-134 207 099 617,23	
Årets investering	2		-19 950 561 006,08	
Årets avskrivning	2		15 403 963 141,88	
Nedskrivning	2, 8		79 618 256,50	
Fast kapital 31.12.2007	2		-138 674 079 224,93	-138 674 079 224,93
Sum				-138 505 156 977,59

Stavanger, 22. februar 2008



Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per A. Schøyen
Styremedlem



Mari Thjømøe
Styremedlem



Ove Skretting
Ansattes representant



Britt Bjelland
Ansattes representant



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

SDØE RESULTATREGNSKAP

Alle tall i mill kroner	Note	2007	2006	2005
DRIFTSINNEKTER				
Driftsinntekter	3, 4, 8, 9	167 724	174 979	152 683
Sum driftsinntekter		167 724	174 979	152 683
DRIFTSKOSTNADER				
Letekostnader		621	940	543
Avskrivninger	2	17 946	15 898	14 051
Andre driftskostnader	5, 8, 9, 10	34 664	28 308	25 020
Sum driftskostnader		53 231	45 146	39 614
Driftsresultat		114 493	129 833	113 069
FINANSPOSTER				
Finansinntekter		4 316	4 339	3 056
Finanskostnader	11	6 169	5 705	2 953
Netto finansposter	7	-1 852	-1 366	103
Årsresultat	18	112 641	128 467	113 172

SDØE BALANSE

Alle tall i mill kroner	Note	2007	2006	2005
EIENDELER				
Immaterielle eiendeler		1 132	1 302	1 241
Varige driftsmidler	17	157 046	157 130	140 997
Anleggsmidler	2	158 178	158 432	142 238
Lager		744	585	505
Kundefordringer	9, 10	25 227	20 108	20 693
Bankinnskudd		150	63	76
Omløpsmidler		26 121	20 756	21 274
Sum eiendeler		184 299	179 188	163 512
EGENKAPITAL OG GJELD				
Egenkapital pr. 1.1		136 748	134 554	120 530
Betalt fra/(til) Staten i året		-112 281	-126 213	-99 175
Årets resultat		112 641	128 467	113 172
Egenkapitaljustering*		-110	-60	27
Egenkapital	18	136 998	136 748	134 554
Langsiktige fjerningsforpliktelser	11, 17	27 465	29 202	18 538
Annen langsiktig gjeld	12	1 657	2 026	648
Langsiktig gjeld		29 123	31 228	19 186
Leverandørgjeld		2 611	1 909	1 966
Annen kortsiktig gjeld	9, 13	15 567	9 303	7 806
Kortsiktig gjeld		18 178	11 212	9 772
Sum egenkapital og gjeld		184 299	179 188	163 512

* Knyttet til omregningsdifferanse og etteroppgjør for nedslag i 2001

Stavanger, 22. februar 2008



Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per A. Schøyen
Styremedlem



Mari Thjømøe
Styremedlem



Ove Skretting
Ansattes representant



Britt Bjelland
Ansattes representant



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

SDØE KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i mill kroner	2007	2006	2005
OPERASJONELLE AKTIVITETER			
Innbetalinger fra driften	163 712	176 737	144 800
Utbetalinger fra driften	-31 590	-30 052	-25 069
Netto rentebetalinger	80	-69	36
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	132 203	146 616	119 767
INVESTERINGSAKTIVITETER			
Pro & contra i forbindelse med statens ned salg	0	-10	0
Investeringer	-19 871	-19 867	-20 686
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-19 871	-19 877	-20 686
FINANSIERINGSAKTIVITETER			
Endring arbeidskapital i lisensene	377	-984	484
Endring over/under call i lisensene	-342	446	-389
Netto overført til staten	-112 281	-126 213	-99 175
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	-112 246	-126 751	-99 080
Økning beholdning bankkonto DA-selskap	86	-12	1

SDØE NOTER

REGNSKAPSPRINSIPPER

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 pr. 31. desember 2007 rettighetshaver på vegne av SDØE for andeler i 114 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 Norseas Gas AS og Norpipe Oil AS. Selskapet har rettigheter og plikter som andre rettighetshavere, og ivaretar statens direkte økonomiske interesser på norsk sokkel på et forretningsmessig grunnlag. Petoro fører særskilt regnskap for alle transaksjoner knyttet til deltakerandelene, slik at inntekter og kostnader fra utvinningstillatelser og interessentskap holdes atskilt fra driften av selskapet. Kontantstrømmer fra porteføljen overføres til statens egne konti i Norges Bank. Selskapet avlegger særskilt årsregnskap for SDØE med oversikt over de eierandeler selskapet forvalter og tilhørende ressursregnskap.

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

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

REGNSKAPSPRINSIPPER (REGNSKAPSLOVEN)

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

For aksjer i Norseas Gas AS og Norpipe Oil AS blir utbytte ført som finanspost. I tillegg er inntekter og kostnader fra utvin-

ningstillatelser med netto overskuddsavtaler (gjelder utvinningstillatelser tildelt i andre lisensrunde) ført som andre inntekter etter nettometoden pr. utvinningstillatelse.

INNTEKTSFØRINGSPRINSIPPER

All olje og NGL 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. Dette innebærer at låntaker inntektsfører salget ved levering til kjøper. Samtidig avsettes det for forventet fremtidig salgsinntekt for den gassen som skal tilbakeleveres. Ved utlån aktiveres det laveste av produksjonskostnad og antatt nåverdi av fremtidig salgspris som forskuddsbetalt kostnad. 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 uttatt 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 balansedagen. Urealiserte valutatap og realiserte valutagevinster 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 et 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, balanseføres. Anlegg under utførelse vurderes til anskaffelseskost.

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 produksjonshetsmetoden. Metoden innebærer at anskaffelseskost avskrives over forholdet mellom solgte volum i perioden og reserver ved periodens begynnelse. Brønninvesteringer avskrives over de reserver som er gjort tilgjengelig med de brønner som er boret.

Petoro fastsetter reservegrunnlag for avskrivningsformål ved å ta utgangspunkt i forventede gjenværende reserver pr. 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 2007 utgjør denne reservejusteringen 71,7 prosent av forventede gjenværende oljereserver, mens tilsvarende for gassfelt utgjør 85,5 prosent. Reserveanslagene revideres årlig og eventuelle endringer påvirker kun fremtidige avskrivningskostnader.

Ordinære avskrivninger for landanlegg og transportsystemer samt stigerørplattformen som benyttes av flere felt, blir beregnet lineært over gjeldende lisensperiode pr. 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 i SDØE regnskapet. Metoden innebærer at utgifter til geologiske og geofysiske undersøkelser kostnadsføres. Utgifter knyttet til boring av letebrønner blir imidlertid balanseført i påvente av evaluering av mulige funn som resultat fra boringen. Slike utgifter blir kostnadsført dersom evalueringen viser at funnet ikke er økonomisk drivverdige. 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 operatør 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.

Nedstenging- 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 etter fradrag for avsetning til forventet tap. Avsetning til tap gjøres på grunnlag av individuelle vurderinger av de enkelte fordringene.

Bankinnskudd

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

Kortsiktig gjeld

Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende beløp.

Skatter og avgifter

SDØE er fritatt for inntektsskatt og produksjonsavgift i Norge.

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

Finansielle instrumenter

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

Finansielle instrumenter verdsettes til markedsverdi på balanse dagen. Urealiserte tap knyttet til finansielle instrumenter kostnadsføres. Urealiserte gevinster blir inntektsført når alle følgende kriterier oppfylles; instrumentet er klassifisert som omløpsmiddel; inngår i en handelsportefølje med henblikk på videresalg; omsettes på børs, autorisert markedsplass eller tilsvarende regulert marked i utlandet; og har god eierspredning og likviditet.

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 2007, ble det tildelt ni utvinningstillatelser med SDØE deltakelse. Åtte av deltakerandelene ble formelt tildelt av Olje- og energidepartementet i forbindelse med Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2006, i to omganger henholdvis 16. februar 2007 og 15. juni 2007. Siste deltakerandelen ble tildelt utenom runde ved kongelig resolusjon den 7. desember 2007.

Utvinningstillatelse 128C ble tilbakelevert med virkning fra 6. januar 2007, som følge av skuffende leteresultater i 2006.

I forbindelse med innlemmelse av Tampen Link i Gassled, er deltakerandelen i Gassled og terminalene på kontinentet endret med virkning fra 1. september 2007.

Det har ikke vært gjennomført transaksjoner i 2007 som har medført endringer i kontantvederlaget for overførte andeler fra statens nedsalg i 2001 (15 prosent til StatoilHydro) eller i 2002 (6,5 prosent til andre oljeselskap).

NOTE 2 SPESIFIKASJON AV ANLEGGSMIDLER

Alle tall i NOK mill	Historisk anskaffelseskost pr. 1.1.2007	Tilgang 2007	Nedskrivning 2007	Avgang* 2007	Overføringer 2007	Akkumulert avskrivning 1.1.2007	Avskrivning 2007	Bokført pr. 31.12.2007
Felt under utvikling	25 293	8 177	0	0	-31 535	-52	0	1 883
Felt i drift	260 946	8 261	0	-744	31 746	-162 563	-16 460	121 185
Rørledninger og landanlegg	53 109	1 457	0	0	0	-20 495	-1 444	32 627
Balanseførte letekostnader	886	1 029	-358	0	-211	0	0	1 346
Andre anleggsmidler	166	0	0	0	0	-161	-1	4
Sum varige driftsmidler	340 401	18 923	-358	-744	0	-183 271	-17 905	157 046
Immaterielle eiendeler	1 316	-32	0	-97	0	-14	-41	1 132
Sum anleggsmidler	341 717	18 891	-358	-841	0	-183 285	-17 946	158 178
Omgrening til kontante str.	-36 969	1 059	278	841	0	12 744	2 542	-19 504
Sum kontantprinsippet	304 748	19 951	-80	0	0	-170 541	-15 404	138 674

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

Inkludert i anleggsmidler for Snøhvit feltet er balanseført en langsiktig leieavtale for tre skip som skal benyttes til å frakte LNG når feltet kommer i produksjon. Skipene blir avskrevet over 20 år som er leieperioden.

Immaterielle eiendeler på 1 132 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 startet.
- 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 Sm³ hvorav SDØEs andel etter fusjonen mellom Statoil og Hydro utgjør 46,7 prosent (opprinnelig 57,7 prosent). Anlegget planlegges satt i kommersiell drift mot slutten av 2008, 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 er avskrevet 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.

Av balanseførte lettekostnader ved utgangen av året, er 510 millioner kroner relatert til brønner som i påvente av videre avgrensingsboring, evaluering eller tidlig feltplanlegging har vært balanseført i en periode på over ett år. Disse kostnadene relaterer seg til seks brønner.

NOTE 3 SPESIFIKASJON AV DRIFTSINTEKTER

Alle tall i NOK mill	2007	2006	2005
Troll	54 154	58 002	47 650
Tampen/Oseberg	53 238	55 680	51 910
Norskehavet og Barentshavet	47 943	47 182	38 591
Gassled og annen infrastruktur	10 740	11 173	9 819
Netto overskuddsavtaler	1 718	1 359	1 688
Øvrige inntekter	4 377	5 922	6 964
Eliminering interne tariffinntekter	-4 447	-4 339	-3 939
Sum driftsinntekter	167 724	174 979	152 683
Omregning til kontante størrelser	-4 799	1 465	-8 502
Sum kontantprinsippet	162 925	176 443	144 181

Øvrige inntekter består i all hovedsak av inntekter fra videresalg av kjøpt gass redusert med urealisert tap på derivater i UK og på kontinentet i 2007 i forbindelse med trading av gass med om lag 2 milliarder NOK.

NOTE 4 SPESIFIKASJON AV DRIFTSINTEKTER PR. PRODUKT

Alle tall i NOK mill	2007	2006	2005
Råolje og NGL*	98 486	104 945	96 460
Gass	57 827	59 375	45 205
Transport- og prosesseringsinntekter	8 890	9 684	8 564
Andre inntekter	803	-386	765
Netto overskuddsavtaler	1 718	1 359	1 688
Sum driftsinntekter	167 724	174 979	152 683
Omregning til kontante størrelser	-4 799	1 465	-8 502
Sum kontantprinsippet	162 925	176 443	144 181

* 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 NOK mill	2007	2006	2005
Troll	8 486	8 001	6 448
Tampen/Oseberg	9 318	9 295	8 872
Norskehavet og Barentshavet	8 106	6 005	4 805
Gassled og annen infrastruktur	3 527	1 603	1 879
Øvrige driftsutgifter	9 674	7 743	6 955
Eliminering og interne tariffkostnader	-4 447	-4 339	-3 939
Sum driftskostnader	34 664	28 308	25 020
Omregning til kontante størrelser	-4 313	770	-731
Sum kontantprinsippet	30 351	29 078	24 289

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 2007 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 2007 gitt til Petoro AS fra Olje- og energidepartementet. Rentesatsen som er benyttet er satt lik rentesatsen på statens foliokonto i Norges Bank og renten er beregnet med utgangspunkt i månedlig gjennomsnittlig saldo på mellomregningen med staten.

NOTE 7 NETTO FINANSPOSTER

Alle tall i NOK mill	2007	2006	2005
Renteinntekter	28	24	96
Andre finansinntekter	66	71	60
Valutagevinst	4 222	4 244	2 900
Valutatap	-5 052	-4 867	-2 247
Rentekostnader	-23	-175	-60
Renter på fjerningsforpliktelse	-1 094	-663	-646
Netto finansposter	-1 852	-1 366	103

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 62,5 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 98,5 milliarder kroner (241 millioner fat o.e.) i 2007 mot 104,9 milliarder kroner (266 millioner fat o.e.) i 2006. Beløp og mengder er eksklusiv statens andel av avgiftsolje.

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 2007 solgte staten tørrgass direkte til StatoilHydro som kjøper til en verdi av 287 millioner kroner mot 300 millioner i 2006. Staten dekker sin relative andel av StatoilHydros kostnader forbundet med transport, lagring og prosessering av tørrgass, for kjøp av tørrgass for videresalg samt gassalgsadministrasjon som i sum beløper seg til 15,5 milliarder kroner i 2007 mot 13,7 milliarder i 2006. Kostnader forbundet med virksomheten i USA kommer i tillegg. Mellomværende med StatoilHydro er 12,4 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 estimater blir lagt til grunn ved beregning av forpliktelsen. Det vil være knyttet stor usikkerhet til flere faktorer som fjerningsestimat inkludert forutsetninger for fjerning og estimeringsmetode, teknologi og fjerningstidspunkt. Fjerningstidspunkt antas i hovedsak å sammenfalle med 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 redusert med 2,7 milliarder kroner som følge av nedjustert fjerningsestimat fra operatørene. Nedjusteringen er gjort basert på reviderte kostnadsestimater for fjerning, herunder driftskostnader for rigger og andre fartøy som er nødvendige for komplekse fjerningsoperasjoner.

Alle tall i NOK mill	2007	2006	2005
Forpliktelse pr. 1.1	29 202	18 538	14 930
Nye forpliktelser	883	17	191
Faktisk fjerning	-81	-131	-31
Endrede estimat	-2 653	13 081	1 654
Endrede diskonteringsrenter	-981	-2 966	1 148
Rentekostnad	1094	663	646
Forpliktelse pr. 31.12	27 465	29 202	18 538

NOTE 12 ANNEN LANGSIKTIG GJELD

Annen langsiktig gjeld består av:

- gjeld i forbindelse finansiell leasing av tre LNG skip levert 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 1 141 millioner kroner. Av dette kommer 147 millioner kroner til utbetaling i 2008, 588 millioner skal betales de påfølgende 4 år, mens restbeløpet på 653 million kroner skal betales etter år 2012.

Annen langsiktig gjeld som forfaller til betaling etter fem år fra balansedagen utgjør 375 millioner kroner.

NOTE 13 ANNEN KORTSIKTIG GJELD

Annen kortsiktig gjeld som forfaller innen 2008 omfatter i hovedsak:

- avsetninger for påløpte, ikke betalte kostnader, som lisensooperatørene har foretatt i avregningene pr. 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 instrumentene var 607 millioner kroner i eiendeler og 2 194 millioner kroner i forpliktelser pr. 31. desember 2007. Tilsvarende tall ved utgangen av 2006 var 1 829 millioner kroner i eiendeler og 754 millioner kroner i forpliktelser.

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 avsetningsinstruksjonen 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 pr. 31. desember 2007 er knyttet til en 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/KONTRAKTSFORPLIKTELSER

Alle tall i NOK mill	Leieavtaler	Transportkapasitet og øvrige forpliktelser
2008	2 787	959
2009	3 263	1 310
2010	2 170	1 453
2011	1 722	1 436
2012	920	1 404
Deretter	475	16 398

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

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

I forbindelse med tildeling av utvinningstillatelser for leting og produksjon av petroleum kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved årets slutt er selskapet forpliktet til å delta i 17 brønner med en forventet kostnad for SDØE på 1,2 milliarder kroner, hvorav 761 millioner kroner forventes å påløpe i 2008.

Selskapet har også inngått kontraktsmessige forpliktelser relatert til utbygging av nye felt representert ved feltets utbyggingskostnad. Totalt beløper dette seg til 6,0 milliarder kroner for 2008 og 10,7 milliarder kroner for senere perioder, totalt 16,7 milliarder kroner. Totalt for 2008 er selskapet gjennom godkjente budsjetter og arbeidsprogram forpliktet til kommende års drift- og investeringskostnader på størrelse med 2007. De forannevnte forpliktelser for 2008 er inkludert i denne totalen.

For gasslagervirksomheten i Storbritannia (Aldbrough) er det i forbindelse med konstruksjon av anlegget inngått forpliktelser overfor tredjepart i størrelsesorden 140 millioner kroner for SDØEs andel, hvorav 75 millioner kroner forventes å påløpe i 2008.

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 FORPLIKTELSER**

SDØE kan bli påvirket av mulige rettssaker og tvister som deltager 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 sikre reserver (P90) 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 NOK mill	2007	2006	2005
Akkumulert resultat pr. 1.1.	902 713	774 246	661 075
Årets resultat	112 641	128 467	113 172
Kontantoverføring til Norges Bank	-858 382	-746 100	-619 888
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	-179	-69	-9
Sum egenkapital	136 998	136 748	134 554

Akkumulert resultat pr. 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 pr. 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. Effekten på egenkapitalen fra disse nedsalgene var henholdsvis 21,3 milliarder kroner og 8,8 milliarder kroner. I 2004 og 2005 ble det foretatt etteroppgjør knyttet til nedsalget i 2001 med regnskapsmessig effekt på henholdsvis 235 millioner kroner og 48 millioner kroner. Effekten er ført mot egenkapitalen.

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

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

SDØE har under immaterielle eiendeler i balansen bokført salgs- og prosesseringsrettigheter av LNG ved Cove Point terminalen i USA. SDØEs andel av disse rettighetene er i utenlandsk valuta, men er regnet om og bokført i regnskapet i norske kroner. Andelen vurderes til balansedagens valutakurs og eventuelle endringer i norske kroner som følge av valutakursendringer føres som en omregningsdifferanse 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 fram 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 ³	2007		2006		2005	
	olje	gass	olje	gass	olje	gass
Forventede reserver pr. 1.1	2 048	959	2 311	971	2 499	997
Korreksjoner av tidligere år**	-1	-1			-5	-11
Endring av anslag	-26	0	-101	-1	-6	2
Utvidelser og funn	4	0	63	16	3	3
Forbedret utvinning	104	3	39	1	108	6
Kjøp av reserver			0	0	0	0
Salg av reserver			0	0	0	0
Produksjon	-241	-31	-264	-28	-288	-26
Forventede reserver pr. 31.12	1 886	930	2 048	959	2 311	971

* Olje inkluderer NGL og kondensat

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

SDØE ble tilført 138 millioner fat o.e i nye reserver i 2007. Samtidig ble reservene på enkelte felt nedjustert. De viktigste bidragene til økning i utvinnbare reserver er forbedret utvinning på Troll, Oseberg og Heidrun.

Ved utgangen av 2007 bestod porteføljens forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver av 7,737 milliarder fat o.e. Dette er 339 millioner fat o.e. lavere enn ved utgangen av 2006. Petoro rapporterer porteføljens forventede reserver i henhold til Oljedirektoratets klassifikasjonssystem med utgangspunkt i ressursklassene 1–3.

Det ble i løpet av 2007 gjort flere nedjusteringer av reservene for produserende felt, tilsvarende 33 millioner fat o.e. Med en netto reservetilgang på 105 millioner fat o.e. ga dette en netto reserveerstatningsgrad for 2007 på 24 prosent, mot 22 prosent for 2006. Porteføljens gjennomsnittlige reserveerstatningsgrad siste tre år har vært 28 prosent. Tilsvarende for perioden 2004–2006 var 26 prosent.

NOTE 21 | STATENS DELTAKERANDELER

Utvinningsstillatelse	Pr. 31.12.2007 Deltakerandel (%)	Pr. 31.12.2006 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	-
050 DS	30,0000	30,0000
051	31,4000	31,4000
052	37,0000	37,0000
052 B	37,0000	37,0000
053	33,6000	33,6000
053 B	25,4000	25,4000
054	40,8000	40,8000
055	13,4000	13,4000
055 B	13,4000	13,4000
055 C	33,6000	33,6000
057	30,0000	30,0000
062	19,9500	19,9500
064	30,0000	30,0000
074	19,9500	19,9500
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	56,0000
089	30,0000	30,0000
093	47,8800	47,8800
094	14,9500	14,9500
094 B	35,5000	35,5000
095	59,0000	59,0000

Utvinningstillatelse	Pr. 31.12.2007 Deltakerandel (%)	Pr. 31.12.2006 Deltakerandel (%)
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
128 C	-	24,5455
132	7,5000	7,5000
134	13,5500	13,5500
152	30,0000	30,0000
153	30,0000	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	35,5000	35,5000
248	40,0000	40,0000
248 B	40,0000	40,0000
250	45,0000	45,0000
253	20,0000	20,0000
255	30,0000	30,0000
256	20,0000	20,0000
264	30,0000	30,0000
265	30,0000	30,0000
275	5,0000	5,0000
277	30,0000	30,0000
277 B	30,0000	30,0000
281	20,0000	20,0000
283	20,0000	20,0000

Utvinningstillatelse	Pr. 31.12.2007 Deltakerandel (%)	Pr. 31.12.2006 Deltakerandel (%)
309	33,6000	33,6000
315	30,0000	30,0000
318	20,0000	20,0000
318 B	20,0000	-
327	20,0000	20,0000
327B	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	7,5000
348	7,5000	7,5000
374 S	20,0000	20,0000
384	20,0000	20,0000
393	20,0000	20,0000
394	15,0000	15,0000
395	20,0000	20,0000
396	20,0000	20,0000
400	20,0000	-
402	20,0000	-
423 S	20,0000	-
438	20,0000	-
439	20,0000	-
448	30,0000	-
Utvinningstillatelser med netto overskuddsavtaler*		
027		
028		
029		
033		

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

Samordnede felt	Pr. 31.12.2007 Deltakerandel (%)	Pr. 31.12.2006 Deltakerandel (%)	Gjenværende produksjonsperiode	Lisensperiode
Brage Unit	14,2567	14,2567	2022	2015
Gimle Unit	24,1863	24,1863	2020	2023
Grane Unit	30,0000	30,0000	2028	2030
Haltenbanken Vest (Kristin)	19,5770	19,5770	2029	2027
Heidrun Unit	58,1644	58,1644	2036	2024
Hild Unit	30,0000	30,0000	2021	2012
Huldra Unit	31,9553	31,9553	2012	2015
Jotun Unit	3,0000	3,0000	2015	2015
Njord Unit	7,5000	7,5000	2022	2021
Norne Unit	54,0000	54,0000	2021	2026
Ormen Lange Unit	36,4750	36,4750	2046	2040
Oseberg Area Unit	33,6000	33,6000	2050	2031
Ringhorne Øst Unit	7,8000	7,8000	2020	2030
Snorre Unit	30,0000	30,0000	2031	2015
Snøhvit Unit	30,0000	30,0000	2039	2035
Statfjord Øst Unit	30,0000	30,0000	2021	2024
Sygna Unit	30,0000	30,0000	2019	2024
Tor Unit	3,6874	3,6874	2011	2028
Troll Unit	56,0000	56,0000	2057	2030
Visund Unit	30,0000	30,0000	2029	2023
Åsgard Unit	35,6900	35,6900	2029	2027
Felt				
Draugen	47,8800	47,8800	2022	2024
Ekofisk	5,0000	5,0000	2029	2028
Eldfisk	5,0000	5,0000	2029	2028
Embla	5,0000	5,0000	2029	2028
Gullfaks	30,0000	30,0000	2030	2016
Gullfaks Sør	30,0000	30,0000	2023	2016
Heimdal	20,0000	20,0000	2021	2021
Kvitebjørn	30,0000	30,0000	2033	2031
Skirne	30,0000	30,0000	2012	2025
Statfjord Nord	30,0000	30,0000	2019	2026
Tordis	30,0000	30,0000	2019	2024
Tune	40,0000	40,0000	2015	2032
Urd	24,5455	24,5455	2021	2026
Varg	30,0000	30,0000	2022	2011
Veslefrikk	37,0000	37,0000	2017	2015
Vigdis	30,0000	30,0000	2022	2024
Rev	30,0000	-	2021	2021
Gjøa	30,0000	-	2024	2028
Vega	40,0000	-	2022	2035
Nedstengte felt				
Albuskjell				
Cod				
Edda				
Frøy Unit				
Vest Ekofisk				
Øst Frigg				

	Pr. 31.12.2007	Pr. 31.12.2006	
Oljerør	Deltakerandel (%)	Deltakerandel (%)	Konsesjonsperiode
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	-
Olje – Landanlegg			
Mongstad Terminal DA	35,0000	35,0000	-
Gassrør			
Gassled**	37,8920	38,2450	2028
Haltenpipe	57,8125	57,8125	2020
Langeled***	32,9548	32,9548	2035
Tampen Link****	7,0000	7,0000	2032
Gass – Landanlegg			
Dunkerque Terminal DA	24,6298	24,8593	-
Zeepipe Terminal J.V.	18,5671	18,7401	-
Etanor DA	62,7000	62,7000	-
Vestprosess DA	41,0000	41,0000	-
Kollsnes (gassbehandlingsanlegg) (drift)*****	37,8920	38,2450	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 Storbritannia.

** Deltakerandel i Gassled inkludert Norse Sea Gas er 39,01 %

*** Langeled ble inkludert i Gassled fra 1. september 2006

Nordlige del (Nyhamna – Sleipner): 37,475 %. Sørlige del (Sleipner – Easington): 28,360 %

**** Tampen Link ble inkludert i Gassled fra 1. september 2007

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



Vår saksbehandler
Dag Tvedt, 51 59 98 87
Vår dato 13.03.2008
Vår referanse 2.3 2008/0004 441
TAH/DDT
Arkivkode 680
Deres dato
Deres referanse

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

Revisjon av regnskapet for 2007 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 orienterte om resultatet av årets revisjon.

Etter fullmakt


Hans Conrad Hansen
Ekspedisjonssjef


Tom Arild Hanekamhaug
avdelingsdirektør

Kopi: Olje- og energidepartementet

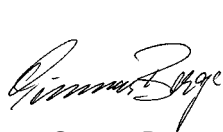
PETORO RESULTATREGNSKAP

Alle tall i NOK tusen	Noter	2007	2006	2005
DRIFTSINNEKTER				
Fakturert tilskudd	1	177 600	180 000	174 320
Annen inntekt	1	987	27	189
Endring utsatt inntektsføring	2	181	5 292	3 377
Sum driftsinntekter		178 769	185 319	177 886
DRIFTSKOSTNADER				
Lønnskostnad	3,9	82 171	74 621	80 207
Avskrivninger og nedskrivninger	4	3 632	7 464	6 098
Forretningsførerhonorar	12, 15	2 817	2 301	2 714
Regnskapshonorar	14	14 113	13 936	16 440
Kontorhold	13	8 110	7 403	8 695
IKT-kostnader	14	12 629	12 500	6 585
Annen driftskostnad	11, 14, 15	62 066	51 715	57 185
Sum driftskostnader		185 537	169 940	177 924
Driftsresultat		-6 768	15 379	-38
FINANSPOSTER				
Finansinntekt		6 953	2 170	1 117
Finanskostnad		-422	-284	-142
Netto finansresultat		6 531	1 886	975
ÅRSRESULTAT		-237	17 265	937
OVERFØRINGER				
Overført annen egenkapital		-237	17 265	937
Sum overføringer		-237	17 265	937

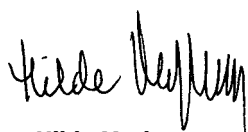
PETORO BALANSE

Alle tall i NOK tusen	Noter	2007	2006	2005
EIENDELER				
Driftsløsøre, inventar, kontormaskiner o.l.	4	7 622	7 803	13 352
Anleggsmidler		7 622	7 803	13 352
Kundefordringer				
Kundefordringer		1 507	34	2 445
Andre fordringer	5	4 102	267	388
Bankinnskudd	6	85 393	73 280	57 890
Omløpsmidler		91 002	73 581	60 723
SUM EIENDELER		98 624	81 385	74 075
EGENKAPITAL OG GJELD				
Selskapskapital (10 000 aksjer à NOK tusen)	7	10 000	10 000	10 000
Annen egenkapital	8	22 681	22 918	5 653
Egenkapital	8	32 681	32 918	15 653
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser	9	24 653	15 740	17 707
Utsatt inntektsføring offentlig tilskudd	2	7 622	7 803	13 095
Avsetning for forpliktelser		32 275	23 544	30 802
Kortsiktig gjeld				
Leverandørgjeld	15	13 223	10 426	10 636
Skyldige offentlige avgifter		8 095	3 118	3 856
Annen kortsiktig gjeld	10	12 350	11 380	13 127
Kortsiktig gjeld		33 668	24 923	27 619
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		98 624	81 385	74 075

Stavanger, 22. februar 2008



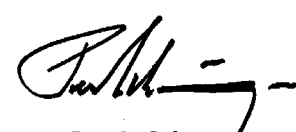
Gunnar Berge
Styreleder



Hilde Myrberg
Nestleder



Nils-Henrik M. von der Fehr
Styremedlem



Per A. Schøyen
Styremedlem



Mari Thjømøe
Styremedlem



Ove Skretting
Ansattes representant



Britt Bjelland
Ansattes representant



Kjell Pedersen
Administrerende direktør

PETORO KONTANTSTRØMOPPSTILLING

Alle tall i NOK tusen	2007	2006	2005
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ VIRKSOMHETEN			
Tilført fra årets virksomhet *	3 394	24 729	7 035
+/- Endring i debitorer	-1 473	2 411	-1 245
+/- Endring i leverandørgjeld	2 797	-210	5 065
+/- Endring tidsavgrensede poster	10 845	-9 625	-9 975
Netto likviditetsendring fra virksomheten	15 563	17 305	880
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ INVESTERINGER			
- Investert i varige driftsmidler	-3 450	-1 915	-2 429
Netto likviditetsendring fra investeringer	-3 450	-1 915	-2 429
LIKVIDER TILFØRT/BRUKT PÅ FINANSIERING			
+ Innbetaling av egenkapital	0	0	0
Netto likviditetsendring fra finansiering	0	0	0
Netto endring i likvider gjennom året	12 113	15 390	-1 549
+ Likviditetsbeholdning pr. 1.1.	73 280	57 890	59 439
Likviditetsbeholdning pr. 31.12	85 393	73 280	57 890
* Dette tallet fremkommer slik:			
Årets underskudd/overskudd	-237	17 265	937
+ Avskrivninger og nedskrivninger	3 632	7 464	6 098
Tilført fra årets virksomhet	3 394	24 729	7 035

PETORO 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 avsetnings-instruks.

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

Periodens netto pensjonskostnad er inkludert i lønnskostnader og består av periodens pensjonsopptjening, rentekostnad på den beregnede pensjonsforpliktelsen, forventet avkastning av pensjonsmidlene, resultatført virkning av endringer i estimater og periodisert arbeidsgiveravgift.

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

Kortsiktig gjeld

Kortsiktig gjeld er vurdert til pålydende.

Skatter

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

Driftsinntekter

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

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

NOTE 1

TILSKUDD FRA STATEN

Selskapet har i 2007 mottatt driftstilskudd fra den norske stat på totalt 177,6 millioner kroner eksklusiv merverdiavgift. Årets resultat etter finansposter viser et underskudd på totalt 0,2 millioner kroner som foreslås dekket av 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 3,4 millioner kroner i 2007 samt avskrivninger og nedskrivninger av tidligere års investeringer, totalt 3,6 millioner kroner.

NOTE 3 LØNNSKOSTNAD, ANTALL ANSATTE, GODTGJØRELSER MM

Alle tall i NOK tusen	2007	2006	2005
Lønn	56 691	49 979	50 647
Folketrygdavgift	7 767	7 198	10 142
Pensjonskostnader (se note 9)	15 482	15 094	17 077
Andre ytelser	2 231	2 351	2 342
Sum lønnskostnader	82 171	74 621	80 207
Antall ansatte	56	53	53
Antall ansatte med signert arbeidsavtale, ikke tiltrådt pr 31.12.	5	5	4
Gjennomsnittlig antall årsverk sysselsatt	54	53	57

Ytelser til ledende personer (Alle tall i NOK tusen)	Lønn	Kostnadsført pensjon	Annen godtgjørelse
Daglig leder	2 820	2 205	266
Ledergruppen for øvrig (8 personer)	9 554	2 769	1 315

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. Fem 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 2007 til styreleder utgjør 315 tusen kroner og for de øvrige styremedlemmer samlet 1 285 tusen kroner.

NOTE 4 VARIGE DRIFTSMIDLER

Alle tall i NOK tusen	Fast inventar	Driftsløsøre	IKT	Sum
Anskaffelseskost 1.1.2007	3 563	7 027	16 672	27 262
Tilgang driftsmidler		872	2 578	3 450
Avgang driftsmidler				
Anskaffelseskost 31.12.2007	3 563	7 899	19 250	30 712
Akk. avskrivninger 1.1.2007	959	5 407	13 094	19 460
Årets av- og nedskrivninger	341	900	2 390	3 631
Akk. avskrivninger 31.12.2007	1 300	6 307	15 484	23 091
Bokført verdi 31.12.2007	2 263	1 592	3 766	7 622
Økonomisk levetid	11 år	3/5 år	3 år	
Avskrivningsplan	Lineær	Lineær	Lineær	
Leie operasjonell leasing	0	184	0	

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

NOTE 5 **ANDRE FORDRINGER**

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

NOTE 6 **BANKINNSKUDD**

Bankinnskudd inkluderer bundne skattetrekkmidler og pensjonsmidler med totalt 25 millioner kroner.

NOTE 7 **AKSJEKAPITAL OG AKSJONÆRINFORMASJON**

Aksjekapitalen i selskapet pr 31.12.2007 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 NOK tusen	Aksjekapital	Annen EK	Sum
Egenkapital 1.1.2007	10 000	22 918	32 918
Årets endring i egenkapital:			
Årets resultat	0	-237	-237
Egenkapital 31.12.2007	10 000	22 681	32 681

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

Selskapet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter lov om foretakspensjon. 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	2007	2006	2005
Alle tall i NOK tusen			
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	13 427	12 944	12 027
Rentekostnad av pensjonsforpliktelsen	4 728	3 880	3 598
Avkastning på pensjonsmidler	-4 671	-3 821	-3 180
Resultatført estimatavvik	85	84	4 305
Arbeidsgiveravgift	1 913	2 007	2 362
Netto pensjonskostnad	15 482	15 094	19 112

Netto pensjonsforpliktelse	2007	2006	2005
Beregnet pensjonsforpliktelse 31.12.	83 818	94 420	75 581
Pensjonsmidler til markedsverdi	-53 510	-74 977	-56 612
Balanseført pensjonsforpliktelse før arbeidsgiveravgift	30 308	19 443	18 969
Ikke resultatført estimatavvik	-9 928	-5 790	-3 450
Arbeidsgiveravgift	4 273	2 087	2 188
Netto pensjonsforpliktelse	24 653	15 740	17 707

Deler av årets premie, 2,8 millioner kroner er betalt ved overføring fra premiefond. Det er også utbetalt premiefondsmidler til selskapet med 3 millioner kroner, da ordningen kollektiv livrenteforsikring er opphørt.

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

Alle tall i prosent	2007	2006	2005
Diskonteringsrente	5,0	5,0	6,0
Forventet avkastning på fondsmidler	6,0	6,0	7,0
Forventet lønnsregulering/G-regulering	4,0	4,0	3,0
Forventet pensjonsøkning	1,6	1,6	2,5

De aktuarmessige 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 2007.

Riksrevisjonen er i henhold til Lov om Riksrevisjonen av 7.mai 2004 ekstern revisor for SDØE-porteføljen. I tillegg er Deloitte AS engasjert for å gjøre finansiell revisjon av SDØE regnskapet som et ledd i selskapets intern-revisjon. Deloitte har fakturert 1,9 millioner kroner for dette arbeidet i 2007. Deloitte har også levert tjenester for partnerrevisjoner på 2,8 millioner kroner.

NOTE 12 FORRETNINGSFØRERAVTALER

For å sikre en effektiv ressursutnyttelse med en liten organisasjon, 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, ConocoPhillips, Lundin, Total og E. ON Ruhrgas. I disse avtalene delegeres den daglige administrative oppfølgingen av utvalgte utvinningstillatelse i porteføljen. Petoro har likevel det formelle ansvaret herunder ansvaret for den løpende økonomistyringen for andelen i utvinningstillatelsen.

NOTE 13 LEIEAVTALER

Selskapet har inngått kontrakt om leie av kontorlokaler med Smedvig Eiendom AS. Leieavtalens varighet er 11 år etter innflytting som var høsten 2003. Årets leiekostnad er 7 millioner kroner.

NOTE 14 VESENTLIGE AVTALER

Petoro har inngått en avtale med Accenture som utfører bilagshåndtering, transaksjonsbehandling og applikasjonsforvaltning knyttet til regnskapsføringene av SDØE. Avtalen er inngått i 2002 og har en varighet på 5 år, med opsjon på ytterligere 2 år. Kostnadsført regnskapshonorar i 2007 utgjorde 13 millioner kroner. Øvrige kjøpte tjenester utgjorde 5,5 millioner kroner, hvorav 2,7 millioner kroner gjelder programutvikling som 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 2007 kjøpt tjenester knyttet til forretningsføreravtaler, kostnadsdeling ved revisjon av lisensregnskap, forsikringstjenester for Statens petroleumsforsikringsfond, samt andre mindre tjenester. Det er i 2007 kostnadsført 2,2 millioner kroner knyttet til kjøp av tjenester fra StatoilHydro. Tjenestene er kjøpt til markedspris basert på timeforbruk. Pr 31.12.2007 utgjorde mellomværende med StatoilHydro 0,6 millioner kroner. Beløpet inngår i kortsiktig gjeld i balansen.


ER
 1998

 Tlf: +47 51 51 03 70
 Fax: +47 51 51 03 71
 Jens Zetlitzegt. 47
 Postboks 672
 N-4003 Stavanger
 Org. nr. 980 024 679 - mva
 Statsautorisert revisor
 medlem av Den norske Revisorforening

Til generalforsamlingen i PETORO AS

Revisjonsberetning for 2007

Vi har revidert årsregnskapet for PETORO AS for regnskapsåret 2007, som viser et underskudd på kr 237 000. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til behandling av underskuddet. Årsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømpstilling og noteopplysninger. Regnskapslovens regler og god regnskapskikk i Norge er anvendt ved utarbeidelsen av regnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og administrerende direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

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

Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets økonomiske stilling 31. desember 2007 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 behandling av underskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, den 22. februar 2008.

Erga Revisjon as

Sven Erga
 Statsautorisert revisor



PETOROS FINANSKALENDER 2008

29. april: 1. kvartalsrapport
4. august: 2. kvartalsrapport
28. oktober: 3. kvartalsrapport

ADRESSER

Petoro AS

Øvre Strandgate 124
Postboks 300, Sentrum
4002 Stavanger

Telefon: 51 50 20 00

E-post: post@petoro.no

Hjemmeside: www.petoro.no

Foretaksregisteret: Org.nr. NO 983 382 355

Redaksjon i Petoro: Sveinung Sletten (ansvarlig),
Oddfrid Bråstein

Tekster: Petoro, Bjørn Vidar Lerøen

Rådgivning, design og grafiske illustrasjoner:

© Gazette as

Trykk: Merkur Trykk

Bilder:

Omslag: © 1-images.no, innside omslag: © 1-images.no, side 1: © 1-images.no, side 2: Tom Haga, side 8: Øyvind Hagen/StatoilHydro, side 9: Dag Myrestrand/
StatoilHydro; Kjetil Alsvik/StatoilHydro; Tom Haga, side 10/11: © 1-images.no, side 14: StatoilHydro; Heine Schjølberg/Shell, side 15: Shell, side 16/17: Kristian
Hilsen/Getty Images, side 20/21: © 1-images.no, side 23: E.ON Ruhrgas, side 24: E.ON Ruhrgas, side 25: E.ON Ruhrgas, side 26: E.ON Ruhrgas, side 27: E.ON
Ruhrgas, side 28/29: Roger Hardy/Samfoto, side 35: Sveinung Sletten, side 36/37: Tom Haga, side 39: Haagen Tangen Eriksen, side 40: Tom Haga

Petoro

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



Petoro

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