

Sterkere sammen

Årsrapport 2007



StatoilHydro



Sterkere sammen!

Fusjonen mellom Statoil ASA og olje- og gassvirksomheten til Norsk Hydro ASA førte fram til etableringen av StatoilHydro fra 1. oktober 2007. Det nye selskapet er representert i 40 land og har 29 500 ansatte. «Sterkere sammen» er det fusjonerte selskapets første årsrapport.

Vår strategi er å maksimere verdier og muligheter på norsk sokkel samtidig som vi øker vår internasjonale produksjon. StatoilHydro er et teknologibasert energiselskap. Med fortsatt fokus på helse, miljø og sikkerhet som konkurransefortrinn og basis for våre aktiviteter, konsentrerer vi innsatsen om fire områder:

- Maksimere langsiktig verdiskaping på norsk sokkel
- Bygge opp lønnsom internasjonal vekst

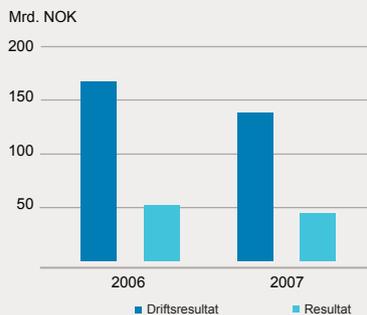
- Utvikle lønnsomme posisjoner midtstrøms og nedstrøms
- Skape en ny plattform for ny energi

Statoils og Hydros olje- og energivirksomhet har oppnådd mye hver for seg. Ved å kombinere det beste fra begge selskaper vil StatoilHydro ha kompetanse, teknologi og kapasitet til å forfølge flere interessante forretningsmuligheter, både på norsk sokkel og ikke minst internasjonalt.

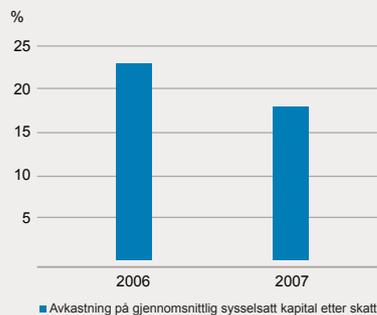
Året 2007 går inn i historien som et merkeår for det nye selskapet.

Hovedtall

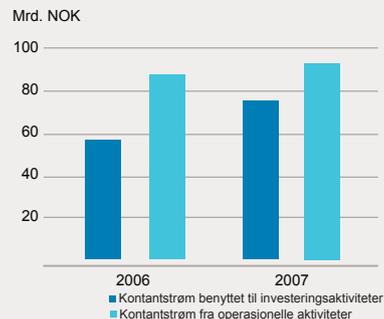
RESULTAT



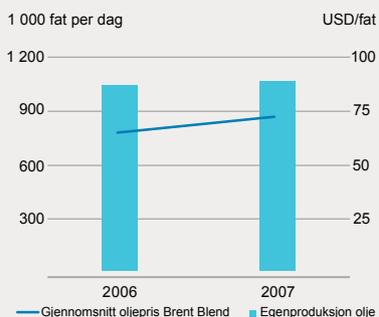
AVKASTNING



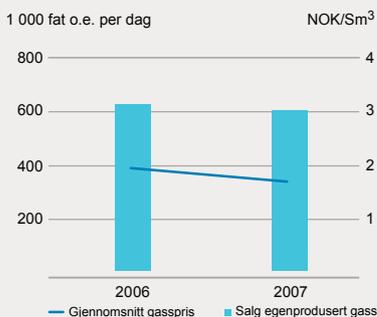
KONTANTSTRØM



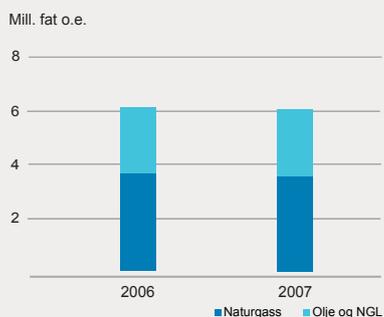
OLJEPRODUKSJON/PRIS



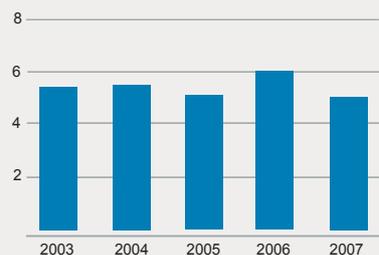
GASSPRODUKSJON/PRIS



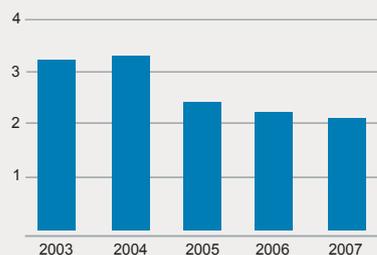
SIKRE RESERVER OLJE/GASS



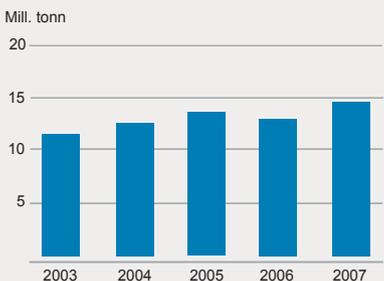
PERSONSKADEFREKVENNS



ALVORLIG HENDELSESFREKVENNS



KARBONDIOKSID



IFRS – Hovedtall

2007

2006

Finansielle data (i millioner kroner)

Driftsinntekter	522 797	521 482
Resultat før finansposter og skattekostnad	137 204	166 164
Årets resultat	44 641	51 847
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	93 926	88 593
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	75 112	57 175
Rentebærende gjeld	50 539	54 772
Netto rentebærende gjeld	25 461	43 779
Gjeldsgrad	12,4 %	20,5 %
Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital etter skatt	17,9 %	22,9 %

Operasjonelle data

Olje- og naturgassproduksjon (tusen fat o.e./dag)	1 724	1 708
Sikre olje- og naturgassreserver (millioner fat o.e.)	6 010	6 101
Produksjonskostnader (NOK/fat)	44,1	28,4
Reserveerstatningsrate (3-års gjennomsnitt)	81 %	76 %

Aksjeinformasjon (i kroner, unntatt antall aksjer)

Resultat per aksje	13,80	15,82
Aksjekurs Oslo Børs 31. desember*	169,00	165,25
Vektet gjennomsnittlig antall utestående aksjer	3 195 866 843	3 230 849 707

*Se Aksjonærforhold for opplysninger om fastsetting av utbytte og gjenkjøp av aksjer.

Definisjoner

Netto rentebærende gjeld =

Brutto rentebærende gjeld fratrukket betalingsmidler og kortsiktige investeringer.

Gjeldsgrad =

Forholdet mellom netto rentebærende gjeld og sysselsatt kapital.

Gjennomsnittlig sysselsatt kapital =

Gjennomsnitt av kapitalen som er sysselsatt ved begynnelsen og slutten av regnskapsperioden. Sysselsatt kapital er netto rentebærende gjeld pluss egenkapital og minoritetsinteresser.

Avkastning på gjennomsnittlig

sysselsatt kapital etter skatt =

Årets resultat pluss minoritetsinteresser og netto finanskostnader etter skatt i prosent av gjennomsnittlig sysselsatt kapital.

Produksjonskostnader per fat o.e. =

Driftskostnader forbundet med produksjonen av olje og naturgass, dividert med samlet produksjon (løfting) av olje og naturgass.

Reserveerstatningsrate =

Tilgang av nye sikre reserver, inkludert kjøp og salg, dividert med produserte reserver.

OljEEKVivalent (o.e.) =

Olje og gass omregnet til felles måleenhet. 1 fat oljEEKVivalent er lik 1 fat råolje eller 159 standard kubikkmeter naturgass.

Karbondioksid (CO₂) =

Karbondioksidutslipp fra Statoil-operert virksomhet. Totalt CO₂-utslipp omfatter alle utslippskilder som turbiner, kjeler, ovner, motorer, fakler, boring av lete- og

produksjonsbrønner og brønntesting/brønnoopprensning. Oppnådde reduksjoner i utslippene er akkumulert for perioden 1997–2006.

Personskadefrekvens =

Antall personskader per million arbeidstimer. Statoil-ansatte og leverandører er inkludert.

Alvorlig hendelsesfrekvens =

Antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad per million arbeidstimer. En uønsket hendelse er en hendelse eller et hendelsesforløp som har forårsaket eller kunne ha forårsaket personskade, sykdom og/eller skade på/tap av materiell, skade på miljøet eller tredjepart.

Innholdsfortegnelse

Vår fremtid

Konsernsjefens forord	2
En strategi for vekst	4
StatoilHydro i dag	6
Historien	7
Tema: Store ambisjoner i Mexicogolfen	8
Tema: Langsiktig vekst i Canada	12

Vår virksomhet

Oversikt over virksomheten	20
Undersøkelse og produksjon Norge	22
Internasjonal undersøkelse og produksjon	26
Naturgass	30
Foredling og markedsføring	34
Teknologi og ny energi	38
Prosjekter	42
Mennesker og bedriften	46
Miljø	50
Samfunn	54

Våre resultater

Årsberetning 2007	60
Styret	71
Konsernledelsen	74
Segmentene – resultater og analyse	76
Eierstyring og selskapsledelse	88
StatoilHydro-aksjen	96
Årsregnskap	99
Rapport om sikre reserver	171
HMS-regnskap for 2007	173
Revisors beretning	179
Generell informasjon	180

I tillegg til denne rapporten utgir vi bærekraftrapport, årsregnskap basert på norske regnskapsprinsipper og rapporten 20-F, som er laget i henhold til krav fra kreditttilsynet i USA. Mer om rapportene på side 181.



Konsernsjefens forord



StatoilHydros første årsresultat er sterkt, og vi er godt posisjonert for langsiktig vekst og økt verdiskaping for våre aksjonærer. Forbedringsmulighetene på norsk sokkel og muligheten til å delta i utviklingen av Shtokman-prosjektet, underbygger fusjonens logikk og er tidlige indikasjoner på mulighetene og potensialet den har skapt.

Jeg har lenge vært opptatt av at våre industrielle omgivelser i økende grad kjennetegnes av høy kompleksitet. Dette vil fortsette å prege vår virksomhet framover. Dette skjer i en periode der industrien opererer på tilnærmet full kapasitet, og der konkurransen om mulighetene og kompetansen blir stadig hardere.

Sammenslåingen av Statoil ASA med Norsk Hydros olje- og gassvirksomhet ble gjennomført på rekordtid: Det gikk under ett år fra forslaget ble lansert til StatoilHydro var en realitet 1. oktober 2007. Fusjonen er en respons på nettopp de utfordringene industrien står overfor. Vårt industrielle handlingsrom har økt gjennom bredere geografisk tilstedeværelse og en større portefølje. Vår mulighet til å påta oss og gjennomføre store, krevende prosjekter er styrket. Finansielt og organisatorisk har vi fått større kapasitet og evne til å håndtere den forretningsmessige risiko som preger dagens industrilandskap.

Operasjonelt bruker vi fusjonen som en kilde til forbedringer gjennom bruk av beste praksis. Medarbeidere og ledere på alle plan har gjort en enorm innsats. Et godt samarbeid med de ansattes organisasjoner og deres tillitsvalgte har vært svært viktig for et godt resultat så langt.

StatoilHydro er et ambisiøst selskap. Vi skal sette oss høye mål og vinne fram i internasjonal konkurranse, men vi skal vinne på riktig måte. Derfor driver vi vår virksomhet med stor grad av åpenhet og innenfor en klar prestasjonsramme. Denne defineres av våre verdier og HMS-standarder, vår etikkplattform og våre krav til ledelse. Sikker og effektiv drift er vår aller viktigste oppgave. Høy kvalitet på driften verner om medarbeidere og materiell og styrker aksjonærverdier. Dette er en forutsetning både for å sikre vårt «virksomhetsløyve» i samfunnet, og for at vi som arbeidsgiver skal klare å til-

trekke oss talentene også blant nye generasjoner.

Vår strategi er å realisere hele potensialet på norsk sokkel samtidig som vi utvikler sterke posisjoner internasjonalt. Utviklingen i 2007 understøtter denne strategien. Fusjonen var i seg selv viktig. I tillegg etablerte vi nye plattformer for langsiktig vekst innenfor oljesand i Canada og offshore i Russland gjennom deltakelsen i Shtokman Development Company.

Med Ormen Lange og Snøhvit har vi satt i produksjon to meget komplekse industriprosjekter som har gitt oss viktig erfaring. Opplyftende leteresultater i Aserbajdsjan, Mexicogolfen og Algerie, samt mange funn på norsk sokkel, styrket grunnlaget for våre vekstambisjoner framover.

Oppmerksomheten rundt klimautfordringen er økende. Vi skal bidra både til å møte verdens økende energibehov og til å redusere de økende klimagassutslippene.

Vår evne til å utvikle industrielle løsninger vil kunne bli et konkurransefortrinn framover. StatoilHydro arbeider aktivt for å redusere CO₂-utslippene. Gjennom satsing på energieffektivitet og en renere kjernevirksomhet, produserer vi olje og gass til havs med lavest enhetsutslipp i verden. Vi utnytter vår erfaring med fangst og lagring av CO₂, også i arbeidet med nye prosjekter. Lykkes vi på dette området, kan vi både bidra til å redusere de globale klimagassutslippene og skape nye forretningsmuligheter for oss selv.

StatoilHydro vil over tid også øke satsingen på fornybar energi, særlig innenfor områder der vi har naturlige fortrinn. I satsingen på biodrivstoff bygger vi på vår brede erfaring i å utvikle og markedsføre raffinerte produkter. Tilsvarende vil vi i utviklingen av vindmøller til havs utnytte offshorekompetansen vi har tilegnet oss

gjennom snart 40 års virksomhet på norsk sokkel. Vi vil fortsette å se etter forretningsmuligheter med en klar industriell forankring der vår deltakelse kan skape merverdi.

StatoilHydro har lagt ut på en reise. Den handler om å utvikle selskapet til et globalt energiselskap. For å lykkes må vi klare å kombinere sikker og effektiv drift med evnen til å møte økt kompleksitet med teknologiutvikling og kreativitet. Vi har motiverte og svært kompetente medarbeidere og sterke industriposisjoner. Dermed har vi også i framtiden et godt utgangspunkt for å skape betydelige verdier for våre eiere og samfunnet rundt oss.



Helge Lund
Konsernsjef

En strategi for vekst

StatoilHydros strategi er å maksimere verdier og mulighetene på norsk kontinental sokkel, samtidig som vi øker vår internasjonale produksjon. Vi er et teknologibasert energiselskap som fokuserer på oppstrømsaktiviteter og i tillegg har vi sterke gass- og nedstrømsposisjoner.

Med fortsatt fokus på helse, miljø og sikkerhet som konkurransefortrinn og basis for våre aktiviteter, konsentrerer vi innsatsen om fire områder:

- Maksimere langsiktig verdiskaping på norsk sokkel
- Bygge opp lønnsom internasjonal vekst
- Utvikle lønnsomme posisjoner midtstrøms og nedstrøms
- Skape en ny plattform for ny energi

På kort sikt vil vi legge vekt på forutsigbar og effektiv drift gjennom å realisere verdipotensialet fra fusjonen mellom Statoil ASA og olje- og gassvirksomheten i Norsk Hydro ASA. På lengre sikt vil vi satse på å utvikle prospekter og prosjekter som vil gjøre oss enda bedre, og føre til lønnsom vekst. Vi vil opptre på en ansvarlig og bærekraftig måte gjennom et kontinuerlig arbeid for bedre energi- og miljøeffektivitet i våre produksjonsprosesser.

Maksimere langsiktig verdiskaping på norsk sokkel

Som følge av fusjonen mellom Statoil ASA og Norsk Hydro ASAs olje- og gassvirksomhet, har vi nå en unik posisjon på norsk sokkel. Vår felles portefølje, erfaring og tekniske kunnskap vil sette oss i stand til å utnytte disse ressursene fullt ut. Porteføljen på norsk sokkel ventes fortsatt å være selskapets viktigste aktivitetssområde, inntektskilde og teknologi-basis i mange år framover.

Vi tror potensialet for videre letevirksomhet på norsk sokkel er betydelig og tar sikte på å opptre som arkitekt og drivkraft for å utnytte potensialet til det ytterste. Vi vil arbeide for å forbedre HMS-resultatene, regulariteten og boreeffektiviteten, bruke tiltak for økt oljeutvinning der det er hensiktsmessig, og utnytte det fusjonerte selskapets potensial fullt ut. Vi vil fokusere på å levere resultater og optimalisere porteføljen vår, for å gjøre verdiskapingen så høy som mulig.

Bygge opp lønnsom internasjonal vekst

Selskapets vekst utover 2012 er hovedsakelig ventet å finne sted på den internasjonale arena. Vårt fokus på kort til mellomlang sikt er å fullføre våre aktuelle prosjekter til riktig tid og til avtalt kostnad og kvalitet. Vi vil utnytte ressursene, fagkompetansen og den tekniske erfaringen vi har fra norsk sokkel fullt ut, for å utvikle nye forretningsmuligheter internasjonalt.

På lengre sikt tror vi at veksten i vår internasjonale portefølje vil endre selskapets struktur og profil. Vi forventer at vi vil bli mer diversifisert, ikke bare geografisk, men også når det gjelder produksjonsmetoder. Et eksempel på dette er oppkjøpet av det canadiske selskapet North American Oil Sands Corporation (NAOSC) og utbyggingen av Peregrino-feltet (tungolje) utenfor kysten av Brasil. Begge byr på nye utfordringer og muligheter når det gjelder å bruke vår teknologi og erfaring på andre typer oljeproduksjon enn den vi har i Nordsjøen.

Når det gjelder selskapets internasjonale vekst, vil vi hovedsakelig bruke vår kjernekompetanse på dypvannprosjekter, værharde omgivelser, tungolje og gassverdikjeder for å utnytte nye muligheter verden over. Vi tror vår kompetanse, erfa-

ring og teknologikunnskap vil gi oss et konkurransefortrinn på disse områdene. Vi vil skape vekst gjennom et ambisiøst leteprogram, utvikling og leveranser fra de internasjonale feltene vi har i dag, og ved kjøp av nye ressurser som utfyller vår portefølje der det er hensiktsmessig.

Utvikle lønnsomme posisjoner midtstrøms og nedstrøms

Sammenliknet med mange av våre konkurrenter er vi sterkt konsentrert om oppstrømsvirksomhet, både i forhold til samlede verdier og portefølje. Vi har imidlertid også en betydelig portefølje midt- og nedstrøms innenfor detaljvirksomhet, markedsføring, handel, foredling og lagring av olje- og gassprodukter. Vi er en av verdens største selgere av råolje, og våre raffinerier, gassprosesseringsanlegg og bensinstasjoner støtter opp om våre oppstrømsposisjoner. Ambisjonen er å maksimere verdien for selskapet ved å gjøre mest mulig ut av de mulighetene disse verdikjedene gir.

Skape en plattform for ny energi

Vi er en ledende aktør når det gjelder fangst og lagring av CO₂. Vår ambisjon er å videreutvikle teknologi og kompetanse på dette området, dels for å redusere utslipp, men også fordi vi tror dette vil være en lønnsom virksomhet for selskapet på lengre sikt. Vi vurderer også kommersielle investeringsmuligheter i verdikjeder for fornybar energi. Vi har tatt initiativet til prosjekter innen vindkraft og biodrivstoff og lagt til rette for videreutvikling på dette området, for eksempel gjennom vindkraftparker til havs.



StatoilHydro i dag

1. oktober 2007 ble fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet avsluttet i henhold til avtalen som ble inngått i desember 2006.

Gjennom fusjonen er det skapt et norskbasert selskap av globalt format. StatoilHydro har om lag 29 500 ansatte i 40 land. Statoils og Hydros olje- og energivirksomhet har oppnådd mye hver for seg. Ved å kombinere det beste fra begge selskaper vil StatoilHydro ha kompetanse, teknologi og kapasitet til å forfølge flere interessante forretningsmuligheter, både på norsk sokkel og ikke minst internasjonalt.

Året 2007 gikk inn i historien som et

merkeår for det nye selskapet. Bak fusjonen ligger en formidabel innsats fra Statoil og Hydros ansatte gjennom integrasjonsplanleggingsfasen som førte fram til etableringen av StatoilHydro.

Tall og fakta

StatoilHydro er et integrert energiselskap med base i Norge. Selskapet er den ledende operatøren på norsk kontinentalsokkel og er i en vekstfase internasjonalt. StatoilHydro satser betydelig på utvikling av bærekraftige løsninger og ny energi:

- Verdens største operatør på havdyp over 100 meter
- Operatør for 38 olje- og gassfelt i drift

- Forventet egenproduksjon på 1,9 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2008
- Sikre reserver: Over seks milliarder fat oljeekvivalenter
- Verdensledende på fangst og lagring av CO₂
- Blant verdens største råolje- og gassleverandører
- Største selger av oljeprodukter i Skandinavia
- Engasjert innen nye energikilder som vindkraft, tidevannskraft, bølgekraft, biodrivstoff og hydrogen
- Notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange



1. oktober 2007 etablerte vi et norskbasert energiselskap av globalt format.

Historien

Den 1. oktober 2007 ble olje- og gassvirksomheten i Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum) fusjonert med Statoil ASA, og selskapet endret sitt navn til StatoilHydro ASA. Gjennom denne fusjonen er vår evne til å realisere det fulle potensialet på norsk sokkel og våre sjanser til å lykkes som internasjonal aktør vesentlig styrket. Som resultat av fusjonen er vi blitt verdens største operatør på havdyp over 100 meter. Regnskapet og annen informasjon i denne rapporten omfatter utviklingen av tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum kombinert i den aktuelle perioden som er beskrevet.

Statoil ble opprettet på grunnlag av et vedtak i Stortinget i 1972 og ble stiftet som aksjeselskap under navnet Den norske stats oljeselskap a.s. Staten var ene-eier av selskapet, som skulle fungere som regjeringens kommersielle instrument i utviklingen av norsk olje- og gassindustri. I 2001 ble selskapet omgjort til et allmennaksjeselskap med notering på Oslo Børs og New York Stock Exchange, og skiftet navn til Statoil ASA.

Norsk Hydros satsing på olje- og gass-

industrien startet i 1965, da det fikk tildelt lisens fra staten til å lete etter petroleumsressurser på norsk sokkel.

Hydro deltok i funnene av olje og gass på Ekofisk-feltet i 1969 og på Frigg-feltet i 1971. Utbyggingen av disse funnene førte selskapet inn på området foredling og markedsføring. I 1975 startet selskapet raffinering på Mongstad i Norge.

I 1974 oppdaget Mobil Statfjord-feltet i Nordsjøen, som viste seg å få enorm betydning for den videre utbyggingen av sokkelen. Utbyggingen av Statfjord, som er et av verdens største offshorefelt, skapte store utfordringer. Statfjord startet produksjon i 1979, og Statoil overtok som operatør åtte år senere. StatoilHydro har en eierandel på 44 prosent i feltet.

På 1980-tallet ble vi en betydelig aktør på det europeiske gassmarkedet gjennom store salgssavtaler for utbygging og drift av transportsystemer og terminaler for gass.

I løpet av det samme tiåret ble vi tungt involvert i foredling og markedsføring i Skandinavia, og vi opprettet et omfattende nettverk av bensinstasjoner. Vi kjøpte Essos stasjoner, raffinerier og petrokje-

miske anlegg i Danmark og Sverige.

1990-tallet var preget av en intens teknologisk utvikling på norsk sokkel. StatoilHydro ble det ledende selskapet på områder som flytende produksjonsanlegg og undervannsutbygginger. Vi hadde kraftig vekst, utvidet virksomheten på produktmarkedene og økte satsingen på internasjonal undersøkelse og produksjon i allianse med BP.

I de senere årene har virksomheten vår vokst både i Norge og internasjonalt som følge av betydelige investeringer, deriblant flere oppkjøp. Dette omfatter blant annet oppkjøpet av Saga Petroleum AS i 1999, flere store oppkjøp i Mexicogolfen, oppkjøp av oljesandlisenser i Canada i 2007, kjøp av en eierandel på 24 prosent i Shtokman Development Company og det nylige oppkjøpet av de resterende andelene av Peregrino-feltet i Brasil (transaksjonen er avhengig av godkjenning fra myndighetene), hvor vi også ble operatør. For mer informasjon om dette oppkjøpet henviser vi til kapitlet om vår virksomhet Internasjonal Undersøkelse & Produksjon.



Norsk Hydro deltok i utviklingen av Norges første oljefelt Ekofisk.

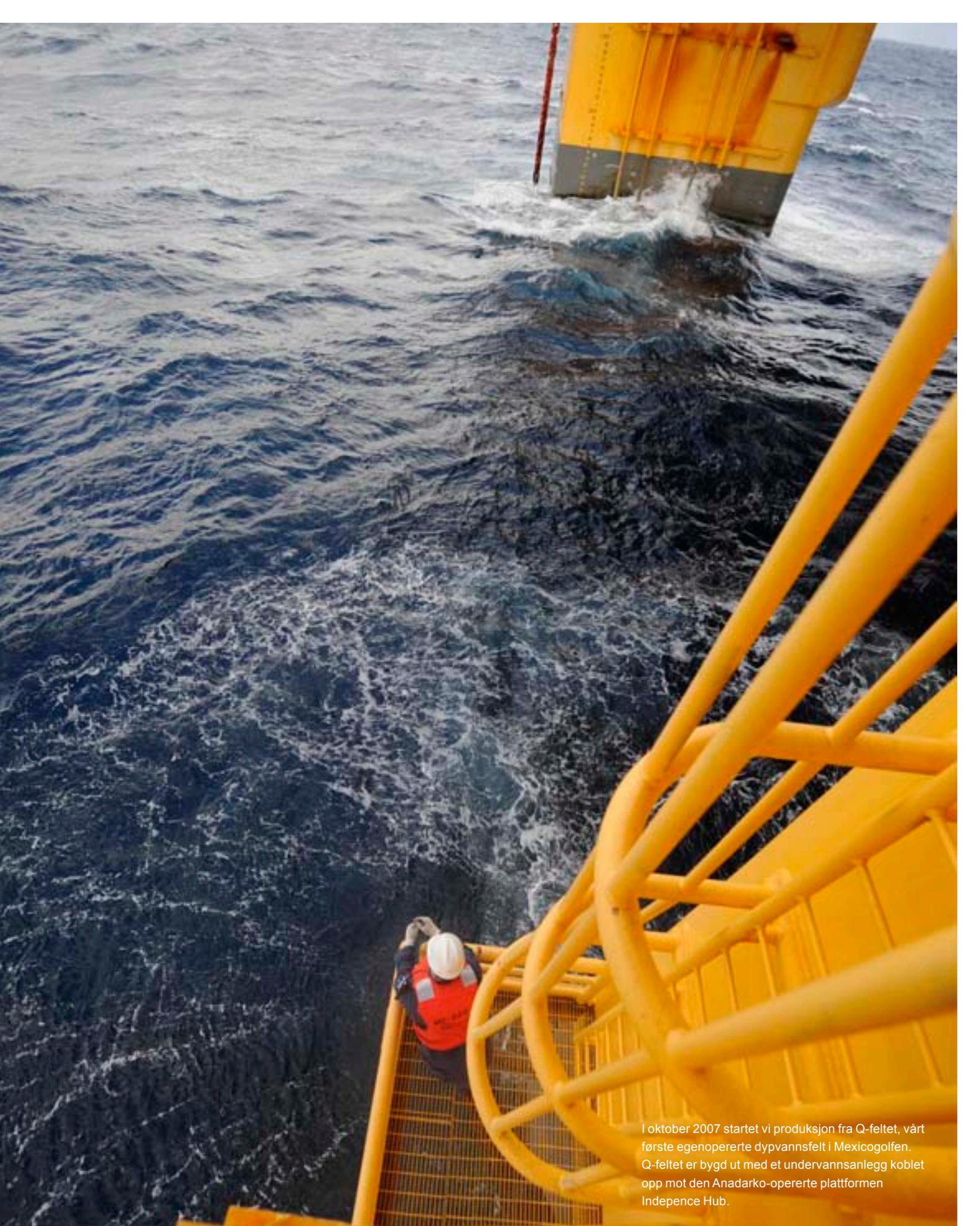


Statfjord ble funnet i 1974 og er Norges og Nordsjøens største oljefelt. Statoil ble operatør for Statfjord-feltet i 1987.

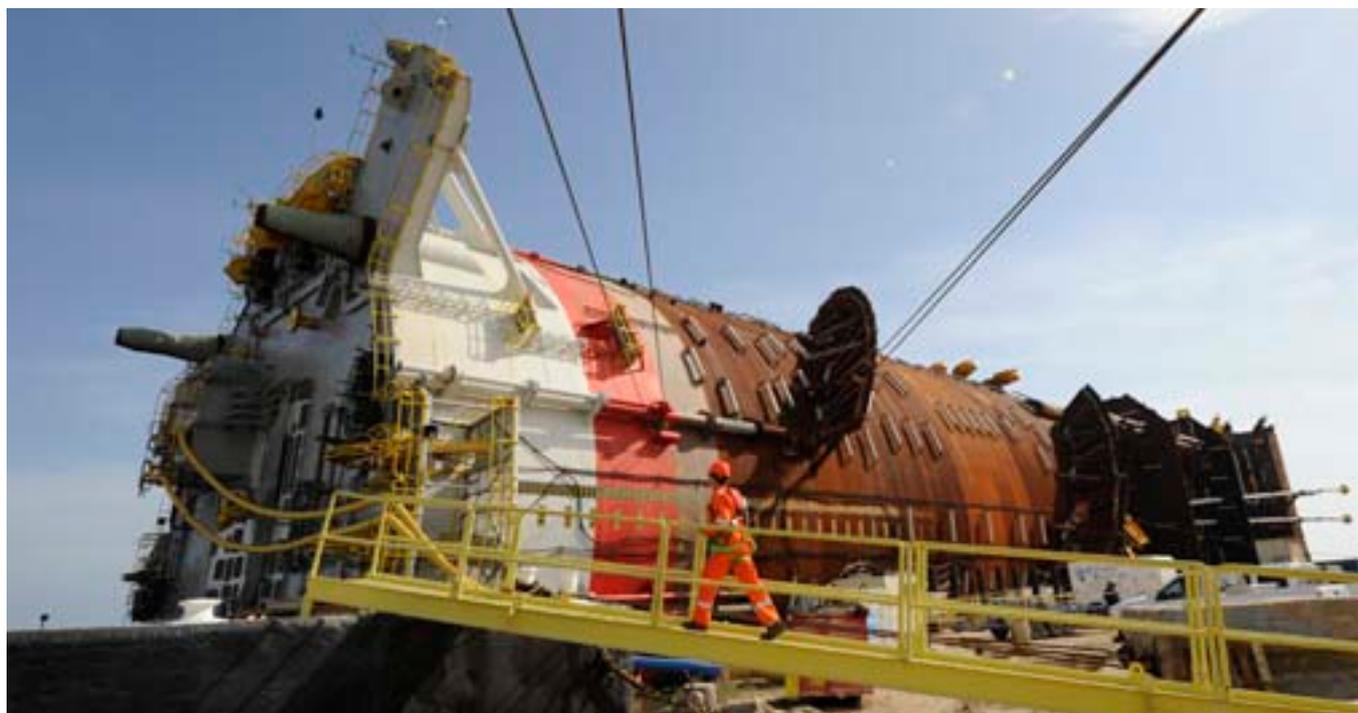
Store ambisjoner i Mexicogolfen

Store og spennende perspektiver åpnes nå for StatoilHydro i og omkring verdens største energimarked. Selskapet utvikler og styrker sin tilstedeværelse i Nord-Amerika. I over 20 år har StatoilHydro vært en viktig leverandør av olje fra Norge til USA og Canada. Nå skrives et nytt kapittel i selskapets historie som innebærer økende mengder egenproduksjon fra olje- og gassfelt til havs og på land både i USA og Canada. Dessuten er selskapet i ferd med å ta de første skritt som leteoperatør i Alaska gjennom tildeling av nye lisenser. I tillegg er leveranser av LNG fra Snøhvit til USA kommet i gang.





I oktober 2007 startet vi produksjon fra Q-feltet, vårt første egenopererte dypvannsfelt i Mexicogolfen. Q-feltet er bygd ut med et undervannsanlegg koblet opp mot den Anadarko-opererte plattformen Independence Hub.



På verftet i Corpus Christie pågår arbeidet med å fullføre Tahiti-plattformen til produksjonsstart i Mexicogolfen i 2009.

Mexicogolfen

Gjennom kjøp av lisenser og selskaper har StatoilHydro bygd opp en portefølje i den amerikanske delen av Mexicogolfen som gjør selskapet til den fjerde største aktøren på dypt vann i dette området. I dag produseres det 20 000 fat oljeekvivalenter per dag fra Mexicogolfen. Produksjonen vil øke betydelig i årene framover.

Det var med erfaring fra grunt vann at de første oljeleterne kom til den norske delen av Nordsjøen midt på 1960-tallet og fant olje. I løpet av få tiår bygde Norge opp stor kompetanse innenfor oljevirkosomhet til havs. Med erfaring fra noen av industriens mest krevende utviklingsprosjekter på norsk sokkel, tar nå StatoilHydro fatt på de ekstremt vanskelige reservoarene på dypt vann i Mexicogolfen.

I år og neste år får selskapet levert to nye, flytende leteenheter som representerer den mest avanserte teknologien verden hittil har sett. Disse skal settes inn i Mexicogolfen.

Lovende

StatoilHydro deltar i dag i halvparten av de tolv største funnene som er gjort utenfor den amerikanske golfkysten. 2008 ble

innledet med at det kunne annonseres et nytt funn, Julia, på 2 000 meters vandndyp. Brønnen ble boret til en total dybde av 9 500 meter. Boringen er et resultat av en leteavtale som ble inngått med ExxonMobil i 2005.

– Dette er et lovende oljefunn, sier Helen Butcher, StatoilHydros leteledirektør for Mexicogolfen.

Funnet bidrar til å styrke StatoilHydros posisjon i Walker Ridge-området, der selskapet er en betydelig rettighetshaver, og bekrefter selskapets tro på dette området.

StatoilHydro deltar i utviklingen av ytterligere to betydelige funn i samme område, Jack og St. Malo. Planen er at begge settes i produksjon etter 2013.

I begynnelsen av desember kunngjorde StatoilHydro dessuten at det var gjort et funn ved West Tonga i Green Canyon. Aktivitetene understreker selskapets strategi for å bygge opp et nytt, viktig produksjonsområde i Mexicogolfen framover.

Stort potensial

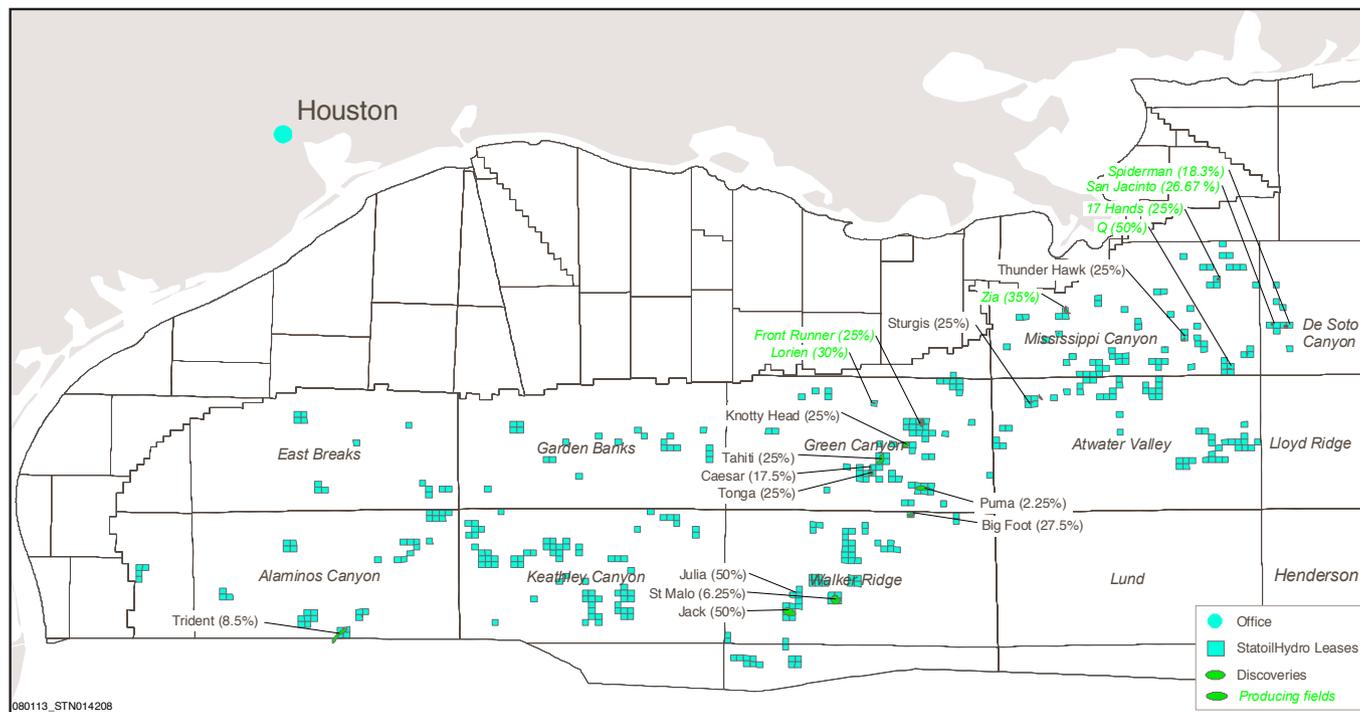
Myndighetsorganet Mineral Management Services (MMS) anslår reservepotensia-

let på dypt vann til over 50 milliarder fat. I jakten på disse energiressursene har StatoilHydro posisjonert seg i fremste rekke. Selskapets erfaringer og teknologi fra norsk sokkel er i aller høyeste grad relevant også i denne delen av verden.

I tillegg til store vandndyp ligger reservoarene i Mexicogolfen dypt nede i havbunnen, og geologien er meget komplisert. Tykke lag av salt ligger over reservoarbergartene, noe som gjør det vanskelig å oppdage forekomstene av olje og gass med de seismiske undersøkelsene. Reservoarbergartene er dessuten svært kompakte slik at det er utfordrende å oppnå en høy utvinningsgrad for olje og gass.

Kan bidra

– Vi er kjent som et selskap som får mye ut av reservene og som evner å håndtere meget kompliserte utbyggingsprosjekter. Disse erfaringene vil være våre viktigste bidrag til økt produksjon og verdiskaping i dypvannsområdene i Mexicogolfen. Kompleksiteten til tross; vi mener at vi har noe å bidra med her, og det er mitt klare inntrykk at StatoilHydro er et selskap som blir sett på med respekt, sier Øivind Reinertsen.



StatoilHydro er den fjerde største aktøren på dypt vann i Mexicogolfen.

Han er sjef for StatoilHydros virksomhet i Nord-Amerika.

Randy Perry er en av de amerikanske medarbeiderne ved StatoilHydros kontor i Houston. Han har blant annet ansvaret for å følge opp selskapets eierandeler i Tahiti-feltet som settes i produksjon i 2009. Perry er tredjegenasjons oljemann, og han har arbeidet i oljeindustrien i tretti år. Om mulighetene i Mexicogolfen sier han:

– Det er mange fat olje å finne langt der ute, men det vil kreve mye kreativitet å finne og utvikle den oljen.

Vekst

Sammen med økt aktivitet i Mexicogolfen vil det også skje en vekst i bemanningen ved selskapets kontor i Houston. I dag teller organisasjonen nærmere 250 personer. Det vil bli en betydelig økning av antall ansatte i de kommende årene. Rekrutteringen vil i hovedsak skje i det lokale arbeidsmarkedet i Houston, og det vil bli et stort behov for fagfolk med erfaring fra dypvannsoperasjoner i Mexicogolfen.

StatoilHydro vurderer den amerikanske delen av Mexicogolfen som et av de

mest interessante leteområder i verden som i dag er åpent for oljeindustrien. De ytre rammebetingelser er preget av politisk og økonomisk stabilitet og forutsigbarhet. Dessuten ligger olje- og gassfeltene like i nærheten av verdens største energimarked.

Det amerikanske markedet

StatoilHydro har siden midt på 1980-tallet vært en viktig leverandør av olje fra Nordsjøen til USA og Canada. Selskapets oljesalg skjer fra Stamford i Connecticut. I løpet av de siste tjue årene har dette kontoret hatt ansvaret for å selge tre milliarder fat olje og produkter til det nordamerikanske markedet.

I årene framover vil StatoilHydro også kunne levere olje til USA fra kildene i Mexicogolfen. Selskapet ser også på sin satsing på oljefelt utenfor kysten av Brasil, og de store oljesandreservene i Canada, som relevante med tanke på framtidige oljeforsyninger til det amerikanske markedet. Selskapets oljeproduksjon i Venezuela ligger også gunstig til i forhold til forsyninger til det amerikanske markedet.

I årene framover vil StatoilHydro også

levere store mengder gass i form av LNG fra Snøhvit-feltet utenfor kysten av Nord-Norge og terminalen på Melkøya i verdens nordligste by Hammerfest. LNG-anlegget på Melkøya er Europas første i tillegg til å være verdens nordligste. LNG fra Snøhvit vil bli levert til det amerikanske markedet via terminalen i Cove Point i Maryland. Her har StatoilHydro skaffet seg tilgang til en årlig importkapasitet på 10,4 milliarder kubikkmeter. Veksten i LNG-markedet antas å bli betydelig i årene framover, og StatoilHydro er godt posisjonert med hensyn til å kunne ta del i disse markedsmulighetene.

Langsiktig vekst i Canada

Fra olje til havs til tungolje i skogen. Canadas enorme ressurser er grunnlaget for StatoilHydros langsiktige satsing i landet. Vi har besøkt oljesandlisensene i Alberta, for å se på mulighetene og utfordringene for vekst i Canada.



St. Johns

Calgary, Alberta



Prøveboring etter oljesand i Alberta.



Wayne Krueger deltar på StatoilHydro Canada sitt traineeprogram for lokalbefolkningen i området.



Wendy Gaucher-Bigcharles er samfunnskontakt i StatoilHydro Canada og er sterkt engasjert i forholdene for lokalbefolkningen.

Olje, svette og muskler i spenn. Prøveboringsriggen er innhyllet i damp, og det er minus 15 grader celsius i lufta. Trente hender jobber raskt på boredekket. Pang! Et nytt rør kobles til, og borekronen drives videre 400-500 meter under bakken. Vi er på en av tolv rigger som jobber døgnet rundt. Nærmere 700 personer arbeider på StatoilHydro Canadas vinterprogram, som innebærer å bore 150 brønner på tre måneder.

StatoilHydro Canada har fire store lisensområder i skogene i Athabasca-regionen i Alberta: Leismer, Corner, Hangingstone og Thornbury. Til sammen rommer de rundt 2,2 milliarder fat tungolje. Urbefolkningsgruppen Chipewyan Dene, som bor i området, har gitt prosjektet navnet Kai Kos Dehseh. På deres språk betyr det «Red River Flowing».

Vi er på tur med Wendy Gaucher-Bigcharles, en av StatoilHydro Canadas samfunnskontakter for lokalbefolkningen i området. Hun forteller at på Chipewyan Dene-folkets språk er Kai Kos Dehseh også navnet på elva som bukter seg gjennom lisensområdene, og som av mange kalles Christina River.

En god nabo

Boringen er over. Dampen og støyen har lagt seg, og seks menn klatrer ned fra riggen. Wayne Krueger er en av dem med færrest logoer på hjelmen. Han har bare jobbet tre dager på rigg og er med på StatoilHydro Canada sitt traineeprogram for lokalbefolkningen i området.

– Dette betyr mye for meg. Både jeg og kona har fått jobb på rigg, og vi synes begge at det går veldig bra. Det kan være hardt arbeid, men jeg trives, sier Krueger.

En av jobbene til Gaucher-Bigcharles, som selv er fra urbefolkningsgruppen Cree i Alberta, er å utvikle traineeprogram og legge til rette for at unge fra lokal-samfunnene kan få arbeid.

– Å gi meningsfulle jobbmuligheter til lokalbefolkningen er det StatoilHydro Canadas slagord, «å være en god nabo» handler om, sier hun.

Det er blitt mange turer ut i skogen siden hun startet i North American Oil sands Corporation (NAOSC) for snart tre år siden. Den gang var NAOSC operatør for oljesandlisensene som strekker seg over et område på 1 110 kvadratkilometer. Våren 2007 ble selskapet kjøpt opp av Statoil. Siden fusjonen med offshoreenheten, opprinnelig eid av Hydro, er det nye navnet StatoilHydro Canada Ltd.

Vokser i Canada

– Det vi opplever i Canada er en trippelintegrasjon, sier Geir Jøssang, landsjef i Canada. Han sitter i et høybygg i Calgary, i det som var de gamle lokalene til NAOSC. Nå har StatoilHydro Canada leid flere etasjer i bygget, og i løpet av våren flytter også kollegaene fra tidligere Hydro Offshore Exploration and Production inn.

Hydro Exploration and Production etablerte seg i Canada i 1996 og fikk blant annet eierandeler i to produserende felt til havs, utenfor østkysten av New Found-

land og Labrador. I dag står selskapets produksjonsandel fra Terra Nova og feltet Hibernia til sammen for en produksjon på rundt 24 000 fat olje per dag.

Jøssang forteller at før fusjonen var dette en av Hydros største inntektskilder internasjonalt. Da Statoil begynte å vurdere Canada, var det imidlertid oljesanden som lokket. Grunnlaget var selskapets tungoljeerfaringer i Venezuela og evnen til å gjennomføre store prosjekter i utfordrende omgivelser, basert på avansert teknologi.

– Oljesanden er tilgjengelig, det er relativt stabile skatte- og avgiftsmessige rammevilkår, og vi er nærmeste nabo til verdens største forbrukermarked av petroleumsprodukter. Stor produksjon til havs, med ytterligere potensial, kombinert med vårt solide fotfeste i oljesand, gjør Canada til et stort framtidig vekstområde for StatoilHydro, sier Jøssang.

Ikke gruvedrift

Vi har forlatt de høyreiste boretårnene og står på en stor, kvadratisk lysning i skogen; tomten for Leismer-prosjektet. Leismer demonstrasjonsprosjekt er første fase i Kai Kos Dehseh-prosjektet. Prosjektet har møtt motstand i Norge, blant annet basert på bilder av gruvedrift i Canada. Disse gruvene ligger 150 kilometer nord for vårt lisensområde, og Jøssang understreker at oljesanden ikke vil bli hentet opp ved gruvedrift, men ved hjelp av en metode som kalles Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD).



I løpet av tre vintermånedene bores det om lag 150 undersøkelsesbrønner. Om sommeren gjør sumper og myrer det umulig å arbeide i området.

Metoden innebærer at horisontale brønner blir plassert i en bitumenbærende formasjon. I alt 22 horisontale brønnpar skal bores i forbindelse med oppstarten av prosjektet. Et prosesseringsanlegg skal generere vanndamp som føres ned i den øverste brønnen i hvert brønnpar. Vannet kondenserer og gjør bitumet, den seige oljen i oljesanden, flytende. Oljen renner inn i den nederste brønnen, og blandingen av vann og varm bitumen pumpes opp til overflaten. Her skilles vann og bitumen fra hverandre, vannet blir rensert og brukt til ny dampproduksjon.

Leismer får en kapasitet til å produsere 20 000 fat tungolje per dag, mens den totale produksjonen fra de tre lisensområdene er forventet å bli 200 000 fat per dag mot slutten av neste tiår.

Miljøutfordringer

SAGD-metoden etterlater betydelig færre fotavtrykk i naturen enn gruvedrift, men prosjektet møter likevel utfordringer som tilgang til vann, areal og utslipp av CO₂.

– Vi vil ikke bruke vann fra Athabasca-

elva, men saltvann fra en dyp geologisk formasjon, som ikke brukes til andre formål, sier Jøssang.

Han presiserer at målet er å resirkulere alt vannet:

– Vi kommer til å bruke best tilgjengelige teknologi for å resirkulere vann, bruke det på nytt, samt redusere forbruket av vann. Dagens praksis er 90 prosent resirkulering. Vår målsetting er å oppnå 100 prosent, sier Jøssang.

Ambisiøs CO₂-strategi

Det er produksjonen av damp som fører til utslipp av karbondioksid. Årsaken er at vi bruker naturgass til å fyre kjelene som lager damp. Metoden er energintensiv og CO₂-utslippene vil bli høyere enn ved konvensjonell oljeproduksjon.

Før vi dro ut i skogen traff vi Per Markestad på kontoret i Calgary. Han er leder for bærekraftig teknologi og forteller at selskapets ambisjon på kort sikt er å redusere mengden damp som kreves for å varme opp oljesanden.

Et konkret eksempel på dette er et

Offshore

StatoilHydro er operatør og partner i prospekter utenfor kysten av Newfoundland og Nova Scotia. Vi har i tillegg eierandeler i to produserende felt til havs: Terra Nova (15 prosent) og Hibernia (fem prosent). En utvidelse av hovedfeltet på Hibernia, Hibernia Southern Extension, vurderes nå utbygd via den eksisterende Hibernia-plattformen. Oljefeltet Hebron Ben Nevis er et annet stort funn som nå evalueres for utbygging. Chevron er operatør for dette funnet, mens StatoilHydro har en eierandel på om lag ti prosent.

Til sammen har vi i Canada eierandeler i seks letelisenser offshore, to produksjonslisenser og 28 andre lisenser der det er oppdaget hydrokarboner.



StatoilHydro Canada er operatør for oljesandlisenser som strekker seg over et område på 1 110 kvadratkilometer.

Teknologisenter

StatoilHydro har etablert sitt første teknologisenter utenfor Norge: Teknologisenteret for tungolje. Det vil ligge i Alberta i Canada og skal drive forskning og utvikling som støtter opp om tungoljevirkningsomheten vår over hele verden. Det vil bli lagt vekt på utvikling av en bærekraftig verdikjede for tungolje.

Teknologisenteret representerer en langsiktig investering i spennende framtidige aktiviteter og utviklingsprosjekter. Ifølge senterets sjef, Rolf Utseth, handler det også om å opptre som en god samfunnsborger å legge forskningen til Canada, i nærheten av en av verdens største forekomster av tungolje.

Våre ambisjoner innenfor tungolje har økt betydelig gjennom oppkjøpet av NAOSC.

– Ny teknologi vil måtte spille en avgjørende rolle dersom vi skal realisere våre ambisjoner i forhold til utvinning og oppgradering av tungolje, sier Utseth.

Han understreker at det vil satses på utvikling av ny, ren teknologi.

planlagt pilotprosjekt der det vil injiseres løsemiddel i dampen. Eksperimenter har vist at dette bidrar til å redusere viskositeten på bitumen, noe som igjen reduserer den nødvendige mengden damp.

– Dette kan redusere utslippene av karbondioksid betydelig fra oppstrømsproduksjonen, sier Markestad.

Han understreker at selskapet på lang sikt ønsker å delta i et prosjekt for fangst og lagring av karbondioksid i samarbeid med andre industrielle aktører og myndighetene i Alberta. StatoilHydro er med i en sammenslutning som samarbeider for å etablere et integrert nettverk for fangst og lagring av CO₂ i Alberta.

StatoilHydros første oppgraderingsanlegg for tungolje skal etter planen bli «klargjort for fangst» i påvente av framtidig fangst og lagring av CO₂. Dette er også i samsvar med ambisjonene til myndighetene i Alberta, som nettopp har gått ut med en klimaendringsstrategi som blant annet går ut på å fange 139 millioner tonn CO₂ i året innen 2050.

Den langsiktige ambisjonen er klar for Per Markestad:

– Vår ambisjon er å redusere CO₂-utslippene betydelig sammenliknet med den typiske utslippsintensiteten i dag, og vi har begynt på et omfattende prosjekt der vi vil studere alle muligheter for å redusere eller utlikne CO₂-utslipp. Denne studien vil danne grunnlaget for vår CO₂-strategi. Vi er seriøse i forhold til dette, og det er derfor vi må gjøre hjemmeleksen ordentlig før vi bestemmer oss for en handlingsplan.

Plattform for langsiktig vekst

Vegg i vegg på kontoret i Calgary sitter Marty Proctor, direktør for leting i StatoilHydro Canada. Han ble med over fra NAOSC og fortalte oss at de ansatte i selskapet alltid har vært opptatt av de miljømessige konsekvensene av tungoljeproduksjonen.

– Det betyr mye for oss at NAOSC er kjøpt opp av et selskap som også har sterkt fokus på dette, og som har midler til å sette planene ut i livet, sier han.

Akkurat nå krever vinterboringprogrammet og Leismerprosjektet mye av oppmerksomheten hans.

– Når våre oljesandlisenser har nådd platåproduksjonen på 200 000 fat per dag, vil de produsere i mange år. Dette er virkelig et prosjekt for langsiktig vekst i StatoilHydro, sier han.

Det blåser en iskald vind over tomten på Leismer, og hutrende kropper klatrer inn i pickupene igjen. Kort tid etter klatrer det lille flyet stødig opp mot nathimmelen. Vi forlater enorme, vinterkledte skoger som skjuler en av verdens største forekomster av hydrokarboner. Men skogen rommer også en av nøklene til selskapets veksthistorie i Canada, mener Wendy Gaucher-Bigcharles:

– Vi er avhengige av et godt forhold til urbefolkningen. Det er selve grunnlaget for en god veksthistorie i Canada.



Det gjelder å ha mange bedriftslogoer på hjelmen. Tylor Warren kan vise til å ha jobbet for en rekke selskaper og har lang erfaring.



Vår virksomhet

StatoilHydro ASA er den ledende operatør på norsk kontinentalsokkel. Vår internasjonale produksjon er i sterk vekst. Vi skaper verdier for våre eiere gjennom lønnsom og trygg forretningsvirksomhet og bærekraftig forretningsutvikling.

- I 2007 var vår bokførte produksjon 1 724 millioner fat oljeekvivalenter per dag, hvorav 18 prosent utenfor Norge
- Per 31. desember 2007 utgjorde våre samlede reserver 6 010 millioner fat oljeekvivalenter, fordelt mellom 2 389 millioner fat olje og 576 Sm³ milliarder naturgass
- Vi er representert i 40 land og har 29 500 ansatte
- Vi er blant verdens største selgere av råolje og nest største leverandør i det europeiske gassmarkedet
- Vi har en betydelig virksomhet innen prosessering og raffinering og driver bensinstasjoner i Skandinavia, Polen, Baltikum og Russland
- Vi bidrar til utvikling av nye energiresurser og ligger i front innen fangst og lagring av CO₂
- Vår kjernekompetanse knyttes til dypvannsprosjekter, tungolje, værharde omgivelser og håndtering av gassverdikjeder

I de følgende kapitler presenteres selskaps virksomhet og forretningsområder.

Hammerfest LNG er StatoilHydros første ilandføringsanlegg på norsk sokkel. Gassen transporteres 143 kilometer i rørledning langs havbunnen før den når land på Melkøya.

Forretningsstrategier



Undersøkelse og produksjon Norge

Kostnadseffektiv produksjon, økt utvinning fra eksisterende felt, utbygging av nye funn, tilgang på nye reserver gjennom omfattende letevirksomhet og økt tilgang på nye lisenser er blant flere faktorer som skal bidra til at Undersøkelse og produksjon Norge (UPN) skal nå sine produksjonsmål. Satsing på helse, miljø og sikkerhet (HMS) og optimal utnyttelse av eksisterende infrastruktur er også viktig i denne sammenheng.

Internasjonal undersøkelse og produksjon

Internasjonal undersøkelse og produksjon (INT) er drivkraft for selskapets ambisjon om framtidig vekst oppstrøms. Strategien er å få tilgang på nye ressurser gjennom letevirksomhet av høy kvalitet og fokusert forretningsutvikling ved å utnytte vår teknologiske erfaring og kompetanse på prosjektgjennomføring.

Naturgass

Den strategiske retningen for Naturgass (NG) er basert på tre satsingsområder: Å maksimere verdien av vår langsiktige salgsvirksomhet, forbedre porteføljen med optimaliseringsaktiviteter, samt utvikle neste generasjon gassvirksomhet og etablere nye gassverdikjeder. Vi har en langsiktig portefølje av salgskontrakter for gass og vurderer fortløpende muligheter både midtstrøms og nedstrøms, for å dra enda større fordel av vår eksisterende infrastruktur, tilgang på leveranser og erfaring i markedsføring av naturgass.

Foredling og markedsføring

Foredling og markedsføring (F&M) vil bidra til den integrerte verdikjeden for olje ved å bygge opp utvalgte konkurransedyktige posisjoner. Vi tar sikte på å maksimere verdien av råoljeproduksjonen og styrke verdien av konsernets oppstrømsportefølje. F&M har planer om å satse videre på å utvikle vår posisjon i Nord-Amerika gjennom å maksimere verdiskapingen knyttet til selskapets råoljeproduksjon i Canada og Mexicogolfen, i tillegg til egenprodusert olje som transporteres til Nord-Amerika fra andre regioner.

Teknologi og ny energi

TNE er en viktig samarbeidspartner for forretningsområdene og er ansvarlig for forskning og utvikling og ny energi. Når det gjelder teknologi, er strategien fortsatt å være oppstrømsfokuset, selv om det også rettes stor oppmerksomhet mot å integrere teknologi i verdikjeder, utvinning av oljesand, karbonhåndtering og fornybare energikilder. Virksomheten innenfor Ny energi tar sikte på lønnsom vekst gjennom salg av kraft og biodrivstoff.

Prosjekter

Vår strategi er å gjennomføre prosjekter til riktig tid, innenfor budsjett og på en trygg og pålitelig måte. Vår evne til å utnytte selskapets verdensledende teknologi og gjennomføre prosjekter i komplekse omgivelser vil være av avgjørende betydning når det gjelder å åpne opp for nye forretningsmuligheter, noe som også gjelder vår evne til å demonstrere vår kjernekompetanse i nye markeder.

Fakta

Undersøkelse og produksjon Norge (UPN) står for letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet på norsk sokkel. UPN er operatør for 37 utbygde felt som samlet produserte mer enn tre millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag i 2007, om lag 80 prosent av den samlede produksjonen på norsk sokkel. I 2007 var vår gjennomsnittlige egenproduksjon av olje og NGL (Natural Gas Liquids) 817 900 fat o.e. per dag, mens egenproduksjonen av gass var 95,2 millioner Sm³ per dag. Dette tilsvarer en samlet egenproduksjon på 1 417 000 fat o.e. per dag.

Internasjonal undersøkelse og produksjon har ansvaret for StatoilHydros letevirksomhet, utbygging og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel. Bokført produksjon økte til 307 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2007 fra 234 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2006. Vi har eierandeler i produserende felt i Canada, Mexicogolfen, Venezuela, Algerie, Libya, Angola, Aserbajdsjan, Storbritannia, Kina og Russland. Store utbyggingsprosjekter finner vi blant annet også i Brasil, Nigeria og Irland.

Forretningsområdet Naturgass (NG) har ansvaret for transport, prosessering og markedsføring av StatoilHydros gass via rørledning og flytende naturgass (LNG) over hele verden. NG er også ansvarlig for markedsføring av gassen som kommer fra statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Til sammen står vi for om lag 80 prosent av all norsk eksport av gass. Naturgass har ansvaret for teknisk drift av hoveddelen av eksport-rørledningene og landanleggene i prosesserings- og transportsystemet for norsk gass (Gassled).

Foredling og markedsføring (F&M) skaper verdier gjennom prosessering og salg av selskapets og statens produksjon av råolje og flytende petroleumsgasser (NGL). F&M er ansvarlig for selskapets samlede drift i forbindelse med transport av olje, raffinering, salg av råolje og raffinerte produkter, samt detaljvirksomhet. F&M har virksomhet i tolv land og driver to raffinerier, ett metanolanlegg, to råoljeterminaler og har et omfattende distribusjonsnettverk. F&M er arbeidsgiver for vel 13 000 mennesker fra mer enn 30 ulike nasjoner. Mer enn én million kunder besøker hver dag våre rundt 2 300 bensinstasjoner.

Teknologi og ny energi (TNE) er ansvarlig for å sikre kapasitet og kompetanse innenfor teknologi, og for å skape konkrete teknologiske løsninger for global vekst. Dette inkluderer nye og konkurransedyktige teknologiske løsninger og effektiv drift. Forsknings- og utviklingsavdelingen driver forskning på og utvikling, pilottesting og kommersialisering av ny teknologi. Avdelingen for ny energi har ansvar for utviklingsprosjekter og teknologiutvikling innenfor vindkraft, biodrivstoff, hydrogen og karbonfangst og -lagring.

Prosjekter (PRO) har ansvaret for å planlegge og gjennomføre alle utbyggingsprosjekter og store modifieringsprosjekter og skal bidra til sikker og effektiv drift i forbindelse med prosjektene. Har også ansvaret for anskaffelser, blant annet når det gjelder å sikre nødvendig riggkapasitet. Forretningsområdet har aktiviteter på de fleste av selskapets kontorsteder og plattformer og kontorer i Oslo, Stavanger, Bergen og Stjørdal.

Viktig hendelser i 2007

- Det gigantiske utbyggingsprosjektet Ormen Lange er fullført. Produksjonsstart i september
- Snøhvit-feltet startet produksjonen i september
- Statfjord Senfase-prosjektet startet produksjonen i oktober, etter at Tampen Link Pipeline ble åpnet for gasseksport
- Seks nye felt, produksjonsvekst på 31 prosent i 2007
- Styrket posisjon innen tungolje gjennom oppkjøpet av North American Oil Sands Corporation (NAOSC) i Canada og funnene Mariner/Bressay/Broch i Storbritannia
- Peregrino i Brasil og Pazflor i Angola klare for utbygging
- Rammeavtale med Gazprom om utbygging av fase1 i Shtokman-prosjektet
- 20. oktober 2007 la det første skipet med flytende naturgass (LNG) fra Snøhvit ut fra Melkøya
- Oppstart av rørledningen Tampen Link åpnet en ny korridor til det britiske gassmarkedet høsten 2007
- Regelmessige leveranser av gass fra Shah Deniz-feltet til Tyrkia siden juli 2007
- Vi undertegnet en avtale med ConocoPhillips om kjøp av deres ubemannede stasjonsnettverk Scandinavian Jet
- Byggingen av kraftvarmeverket på Mongstad ble startet
- Energi- og detaljhandelsvirksomheten på Færøyene ble solgt
- Utviklet og leverte verdens lengste flerfaserørledninger på gassfeltene Ormen Lange og Snøhvit
- Installert verdens første kommersielle undervannsseparator på Tordis-feltet
- Etablering av samarbeid om testsenter for CO₂ på Mongstad i juni 2007
- Besluttet oppstart av første fase av oljesandprospektene i Athabasca-regionen i Canada. Myndighetene i Alberta har godkjent utbyggingen av demonstrasjonsprosjektet Leismer SAGD.
- Plan for utbygging og drift (PUD) for Alve, Gjøa og Vega godkjent av myndighetene
- Utvidelsesprosjektet på Kårstø er godkjent.

Undersøkelse og produksjon Norge

Totalproduksjonen av olje og gass på norsk sokkel var rekordhøy i 2007. Oljeproduksjonen har avtatt etter toppåret 2001, mens produksjonen av gass er økende. Vi forventer at gassproduksjonen vil stå for en større andel av totalproduksjonen på norsk sokkel i framtiden.

Oseberg feltcenter i Nordsjøen omfatter plattformene Oseberg A, B og D som er bundet sammen med broer.

NØKKELTALL

(i millioner kroner)	2007	2006
Driftsinntekter	179 244	179 199
Resultat før finanskostnader og skattekostnader	123 150	135 140
Brutto investeringer	31 100	29 200

UNDERSØKELSE OG PRODUKSJON NORGE

Den samlede produksjonen fra norsk sokkel er på sitt høyeste nivå noensinne. I 2007 var produksjonen fra norsk sokkel 4,1 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag. Produksjonen av olje på sokkelen har imidlertid falt siden toppåret i 2001, og er nå på sitt laveste nivå siden 1993/1994. Samtidig som oljeproduksjonen viser en fallende utvikling, er produksjonen av gass økende, og vi forventer at produksjonen av naturgass vil stå for en større andel av totalproduksjonen i framtiden. Dette vil påvirke både aktivitetsnivået og lønnsomheten på norsk sokkel.

Letevirksomhet

I 2007 deltok vi i 24 letebrønner, hvorav 16 resulterte i funn. Vi var operatør for 19 av de 24 letebrønnene, og for 14 av de 16 funnene. I tillegg var vi operatør for to leteforlengelser, som begge resulterte i funn.

De viktigste funnene som ble gjort i 2007 var Ermintrude og Ragnarrock, som begge ligger nær Sleipner-feltet. Oseberg-området har produksjonstester utført på funnet Shetland Chalk bekreftet at det finnes utvinnbare ressurser i kalksteinreservoarene. På grunt vann i Norskehavet har gassfunnet Onyx Sørvest økt sannsynligheten for utvikling av en ny gassprovins. I Barentshavet har brønnen Goliat Vest påvist ytterligere reserver i dypere segmenter, mens funnet Nucula har

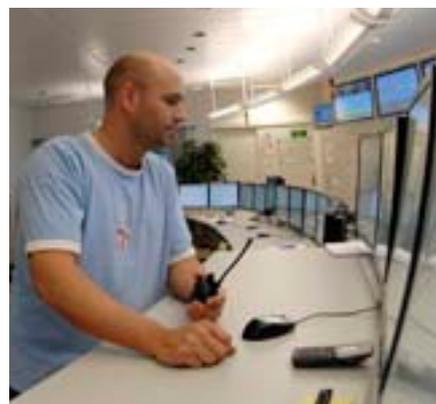
bekreftet at det finnes et oljepotensial i denne delen av Barentshavet.

Nye utviklingsprosjekter

Alve ligger i PL 159B i Norskehavet, 14 kilometer sørvest for Norne. Vi har en eierandel på 85 prosent i feltet. Plan for utbygging og drift (PUD) ble sendt til norske myndigheter i januar 2007, og godkjent i mars samme år. Feltet vil bygges ut med en brønnramme med fire brønnslisser på havbunnen, som vil knyttes til produksjonsskipet (FPSO) på Norne. Produksjonen skal etter planen starte tidlig i 2009.

Morvin er et olje- og gassfelt som ligger i Norskehavet, 15 kilometer nordvest for Åsgard. Vi har en eierandel på 64 prosent i feltet. Morvin ble oppdaget i 2001, og plan for utbygging og drift (PUD) ble sendt inn i februar 2008. Feltet vil bygges ut med to undersjøiske brønnrammer som knyttes til Åsgård B for prosessering gjennom en 20 kilometer lang rørledning. Det er anslått at produksjonen fra feltet vil begynne sent i 2010.

Yttergryta er et gass- og kondensatfelt i Norskehavet, 33 kilometer øst for Åsgard B. Havbunnstutbyggingen som har en investeringsverdi på om lag 1,2 milliarder kroner er et godt eksempel på et relativt lite, men unikt prosjekt i vår portefølje. Funnet ble gjort sommeren 2007, og PUD ble sendt til myndighetene januar



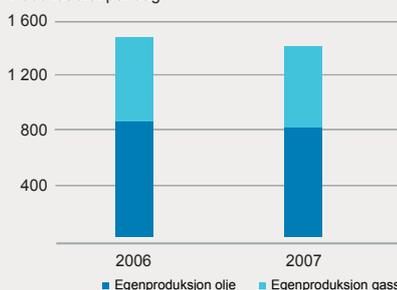
Tommy Hans Andersen er prosessetekniker og jobber i kontrollrommet på Oseberg.



Fra boredekket til West Venture.

STATOILHYDROS OLJE- OG GASSPRODUKSJON NORSK SOKKEL

1 000 fat o.e. per dag



	2007	2006
Olje (tusen fat per dag)	818	864
Naturgass (tusen fat o.e. per dag)	599	610
Samlet produksjon (tusen fat o.e. per dag)	1 417	1 474

2008. Produksjonen er ventet å starte tidlig i 2009.

Skarv

Plan for utbygging og drift for Skarv ble sendt inn i juni 2007, og godkjent av Stortinget i desember 2007. Skarv er et olje-

og gassfelt som ligger i Norskehavet. BP er operatør, og det ventes at produksjonen vil starte i august 2011.

Vår portefølje på norsk sokkel består av lisenser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Vi har organisert vår produksjonsvirksomhet i tre driftsområder:

STATOILHYDROS OLJE- OG GASSPRODUKSJON PÅ NORSK SOKKEL

1 000 fat oljeekvivalenter per dag

Felt	Eierandel	2007
Kristin	55,30 %	87,1
Norne/Urdr	39,1/63,95 %	42,7
Heidrun	12,41 %	15,3
Åsgard	34,57 %	127,0
Mikkel	43,97 %	25,5
Njord	20,00 %	4,0
Snøhvit	33,53 %	1,3
Sleipner Øst	59,60 %	53,4
Sleipner Vest	58,35 %	110,5
Gungne	62,00 %	16,3
Troll Phase 1 (gass)	30,58 %	191,2
Troll Phase 2 (olje)	30,58 %	50,4
Fram	45,00 %	20,1
Kvitebjørn	58,55 %	10,7
Visund	53,20 %	36,5
Grane	38,00 %	78,8
Veslefrikk	18,00 %	2,9
Huldra	19,88 %	3,4
Glitne	58,90 %	4,7
Heimdal	29,87 %	1,0
Brage	32,70 %	8,1
Vale	28,85 %	1,6
Statfjord Unit	44,34 %	62,4
Statfjord Nord	21,88 %	4,7
Statfjord Øst	31,69 %	9,0
Sygna	30,71 %	2,0
Gullfaks	70,00 %	168,6
Snorre	33,32 %	49,4
Tordis-området	41,50 %	18,4
Vigdis-området	41,50 %	26,6
Gimle	65,13 %	6,3
Oseberg	49,30 %	99,3
Tune	50,00 %	17,4
Totalt StatoilHydro-opererte felt		1 356,4
Ormen Lange	28,92 %	8,6
Ekofisk-området	7,60 %	25,9
Ringhorne Øst	14,82 %	4,2
Sigyn	60,00 %	17,8
Enoch	11,78 %	0,7
Skirne	10,00 %	2,3
Murchison	11,52 %	0,7
Totalt partneropererte felt		60,1
Totalt		1 416,5

Drift Nordsjøen

Drift Nordsjøen dekker mesteparten av StatoilHydros produksjonsvirksomhet i Nordsjøen. Våre felt i produksjon er Troll, Fram, Sleipner, Kvitebjørn, Visund, Grane, Brage, Veslefrikk, Huldra, Glitne, Volve, Heimdal og Vale. Området domineres av naturgassproduksjon, ettersom 60 prosent av egenproduksjonen i 2007 besto av gass. Petroleumreservene ligger under 80-330 meters havdyp. Det satses på økning og forlengelse av produksjonen i området, og økt oljeutvinning og utbygging av felt prioriteres. Sent i 2007 fikk vi godkjent søknaden om forlengelse av lisensperioden på Sleipner-området fram til 2028, noe som ventes å få en positiv innvirkning på den økonomiske levetiden til infrastrukturen i området.

Drift Vest

Området Drift Vest har ansvar for et kompakt geografisk område hvor det kun er StatoilHydro som er operatør. De viktigste feltene i produksjon i området er Stat-



Sleipner A er et viktig knutepunkt for gassleveransene til Europa.

fjord, Gullfaks, Snorre, Oseberg, Tordis og Vigdis. Drift Vest er det ledende produksjonsområdet på norsk sokkel, og selv etter 20 års produksjon tror vi det finnes betydelige muligheter til økt verdiskaping. Vi har tatt flere initiativ til å finne og iverksette tiltak som kan øke og forlenge produksjonen fra Drift Vest. Disse tiltakene består av en kombinasjon av kostnadsreduksjoner og økt oljeutvinning, og har resultert i en forlenget planlagt produksjon utover den aktuelle lisensperioden for flere av feltene.

Drift Nord

De produserende feltene våre i Drift Nord er Åsgard, Mikkell, Heidrun, Kristin, Norne, Urd, Njord og Snøhvit.

Denne regionen kjennetegnes ved at petroleumsreservene ligger på 250-500 meters havdyp. Reservene er til dels preget av stort trykk og høy temperatur. Disse forholdene har gjort både utbygging og produksjon vanskeligere og har skapt utfordringer i forhold til å utvikle nye typer plattformer og ny teknologi, som flytende prosesseringssystemer med undersjøiske brønnrammer. Vi har planer om å øke effektiviteten ytterligere gjennom en videre koordinering av virksomheten i området, og ved å stanse nedgangen i produksjonen fra modne felt gjennom økt seismisk aktivitet og brønnvedlikehold. I tillegg har vi til hensikt å utvide vår virksomhet gjennom å utnytte allerede installert produksjons- og transportkapasitet før vi bygger ny infrastruktur.

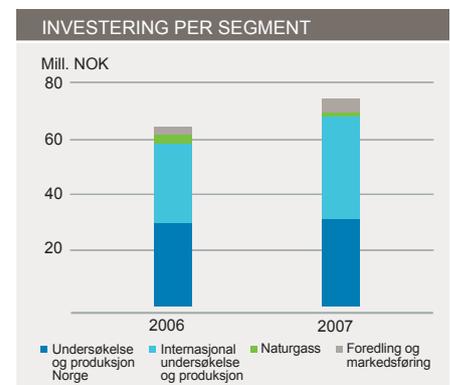
Snøhvit og Ormen Lange i produksjon

Snøhvit er det første gassfeltet som er bygget ut i Barentshavet. 20 brønner vil produsere naturgass fra tre gassreservoarer: Snøhvit, Askeladd og Albatross. Alle offshoreinstallasjonene befinner seg under vann, noe som gjør Snøhvit til en av de første store utbyggingene uten produksjonsinstallasjoner på overflaten. Naturgassen transporteres gjennom en 143 kilometer lang rørledning og føres i land på Melkøya hvor den prosesseres. Snøhvit er Europas første eksportanlegg for LNG (Liquefied Natural Gas, flytende naturgass). LNG transporteres med tankskip til kunder i Europa og USA. Den første leveransen fant sted sent i 2007. LNG-anlegget har hatt driftsproblemer, og det er fortsatt usikkerhet knyttet til når det vil få regelmessig og stabil drift.

Ormen Lange er et dypvannsfelt i Norskehavet og det nest største gassfeltet på norsk sokkel. StatoilHydro var operatør for utbyggingsfasen, mens Norske Shell overtok som operatør for produksjonsfasen som startet 1. desember 2007. StatoilHydro vil fortsette gjennomføringen av godkjente, men ennå ikke fullførte deler av undervannsutbyggingen. Utbyggingsløsningen er en omfattende havbunnsinstallasjon som ligger på 850 til 1 100 meters dyp. Brønnstrømmen transporteres til det landbaserte prosess- og eksportanlegget på Nyhamna. Gassen transporteres gjennom rørledningen Langeled via Sleipner til Easington i Storbritannia. Produksjonen startet i september 2007.



Produksjonsskipet Åsgard A. Åsgard er blant feltene i Drift Nord, og her ligger petroleumsreservene på 250-500 meters havdyp.



PROSJEKTER UNDER UTBYGGING

Felt	StatoilHydros andel	StatoilHydros investering	Produksjonsstart	Platåproduksjon StatoilHydros andel	Levetid antall år
Alve	85,000 %	2,1	2009	21 000	12
Gjøa	20,000 %	5,9	2010	19 000	15
Morvin	64,000 %	5,6	2010	21 000	14
Oseberg Delta	49,300 %	1,1	2008	15 000	18
Skarv	36,165 %	11,7	2011	53 000	12
Statfjord Late Life	44,340 %	8,4	2007	43 000	12
Tyrihans	58,840 %	8,5	2009	56 000	17
Vega/Vega Sør	60%/45%	4,3	2010	30 000	13
Vilje	28,853 %	0,7	2008	8 000	15
Yttergryta	45,750 %	0,5	2009	10 000	5

Internasjonal undersøkelse og produksjon

Internasjonal undersøkelse og produksjon (INT) har ansvaret for StatoilHydros letevirksomhet, utbygging og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel.



StatoilHydro har bygd opp en kvalitetsportefølje i Mexicogolfen. I år startet vi produksjonen fra vårt første dypvannsfelt Q, koblet opp mot den Anadarko-opererte plattformen Independence Hub.

NØKKELTALL

(i millioner kroner)	2007	2006
Driftsinntekter	41 601	32 602
Resultat før finanskostnader og skattekostnader	12 161	3 917
Brutto investeringer	36 200	27 900

INTERNASJONAL UNDERSØKELSE OG PRODUKSJON

I 2007 gjorde vi viktige framskritt i vårt målrettede arbeid med å styrke StatoilHydros internasjonale posisjon. Bokført produksjon fra vår internasjonale oppstrømsportefølje var 307 000 fat oljeekvivalenter per dag, en økning på 31 prosent sammenliknet med året før. Vi har hatt en høy aktivitet innen leting og forretningsutvikling, og vi har etablert nye posisjoner i blant annet Canada og Russland som underbygger selskapets strategi for langsiktig vekst.

Leting

Letestrategien i StatoilHydro ble revidert i 2002, og vi gjennomførte en større global utvelgelse av olje- og gassbassenger for å videreutvikle leteporteføljen.

I 2007 ferdigstilte vi 47 brønner i tillegg til at elleve var under arbeid ved utgangen av året. Av disse 47 brønnene hadde 18 resultert i funn ved årets slutt. Alle de elleve brønnene ble ferdigstilt i første kvartal 2008, og to er registrert som funn.

Vi driver videre utvelgelse av kvalitetsprospekter for boring på kort sikt, noe som innebærer prioritering av de mest lovende boremålene, en mer optimal allokering av riggflåten og en dedikert leteorganisasjon.

Canada

I 2007 kjøpte vi 100 prosent av aksjene i North American Oil Sands Corporation (NAOSC).

Demonstrasjonsprosjektet Leismer SAGD (steam assisted gravity drainage) ble godkjent av StatoilHydros styre i desember 2007. Vi regner med godkjenning av flere prosjektfaser etter 2009. Produksjonsstart er planlagt i 2010. I august 2007 sendte vi søknad til myndighetene i Alberta om det kommersielle SAGD-prosjektet som i full skala har en kapasitet på 220 000 fat per dag.

Våre eiendeler offshore består av de to

modne oljefeltene Hibernia og Terra Nova og to funn som er under evaluering - Hebron og Hibernia Southern Extension.

Russland

I oktober 2007 signerte StatoilHydro en rammeavtale med Gazprom om å delta i

STATOILHYDROS OLJE- OG GASSPRODUKSJON INTERNASJONALT

(1 000 fat oljeekvivalenter per dag)

Felt	2007	Eierandel
Algerie: In Salah	25,9	31,85 %
Algerie: In Amenas(2)	9,7	50,00 %
Angola: Kizomba A	18,0	13,33 %
Angola: Kizomba B	17,1	13,33 %
Angola: Xikomba	1,3	13,33 %
Angola: Marimba North	1,1	13,33 %
Angola: Girassol/Jasmim	19,0	23,33 %
Angola: Dalia	43,4	23,33 %
Angola: Rosa	9,4	23,33 %
Aserbajdsjan: ACG	50,2	8,56 %
Aserbajdsjan: Shah Deniz	17,8	25,50 %
Canada: Hibernia	6,7	5,00 %
Canada: Terra Nova	17,4	15,00 %
Kina: Lufeng	2,8	75,00 %
Libya: Mabruk	2,2	25,00 %
Libya: Murzuq	3,6	8,00 %
Russland: Kharyaga	5,1	40,00 %
Storbritannia: Alba	7,2	17,00 %
Storbritannia: Caledonia	0,1	21,32 %
Storbritannia: Dunlin	0,9	28,76 %
Storbritannia: Jupiter	1,1	30,00 %
Storbritannia: Merlin	0,0	2,35 %
Storbritannia: Schiehallion	2,9	5,88 %
USA: Lorien	3,0	30,00 %
USA: Front Runner	2,6	25,00 %
USA: Spiderman Gas	0,9	18,33 %
USA: Q Gas	1,3	50,00 %
USA: San Jacinto Gas	1,1	26,67 %
USA: Zia	0,63	5,00 %
USA: Seventeen Hands	0,9	25,00 %
USA: Shelf	12,8	100,00 %
Venezuela: Sincor	20,9	15,00 %
Totalt	307,2	



Helge Lund, konsernsjef i StatoilHydro og Alexei Miller, styreformann i Gazprom, signerer Shtokman-avtalen 25. oktober 2007. Avtalen gir oss en eierandel på 24 prosent i Shtokman Development Company.

utbyggingen av fase 1 på Shtokman-feltet gjennom en eierandel på 24 prosent i selskapet Shtokman Development Company. Gjennomføringen av prosjektet er avhengig av en endelig investeringsbeslutning som etter planen vil bli tatt i andre halvdel av 2009.

Vi har også en eierandel på 40 prosent i det produserende oljefeltet Kharyaga.

USA/Mexicogolfen

Vi har gradvis utviklet en kvalitetsportefølje i Mexicogolfen gjennom en klar strategi som kombinerer oppkjøp og lettevirksomhet.

Vi er en av de største eierene av dypvannsområder i Mexicogolfen, med mer enn 400 lisenser. Det er gjort funn på dypt vann i brønnene Julia og Tonga West i 2007.

Spiderman, Q og San Jacinto startet produksjon i fjerde kvartal 2007. Vi har produksjon fra flere dypvannsfelt og i tillegg eierandeler i to oljefelt som er under utbygging, Tahiti and Thunder Hawk, og i flere funn som er under evaluering i Walker Ridge-områder, Jack og St. Malo.

Alle våre eiendeler på grunt vann i Mexicogolfen ble solgt til Mariner Energy med virkning fra 1. januar 2008.

Angola

Det er på angolansk sokkel vi i øyeblikket har vår største internasjonale produksjon. Den var på mer enn 100 000 fat oljeequivalenter per dag ved utgangen av 2007, noe som utgjør om lag 35 prosent av konsernets samlede olje- og gassproduksjon utenfor norsk sokkel.

Vi har eierandeler på 20 prosent i blokk

4/05, 13,33 prosent i blokk 15 og blokk 31. 5 prosent i blokk15/06, 23,33 prosent i blokk 17, og 50 prosent i blokk 34. Alle blokkene er offshore. Dagens produksjon fra Angola kommer fra feltene Kizomba A, Kizomba B, Xikomba, Marimba North og Mondo i blokk 15, og fra feltene Girasol, Jasmim, Rosa og Dalia i blokk 17. Marimba North og Rosa ble satt i drift i 2007 og Mondo 1. januar 2008.

Gimboa i blokk 4 og Saxi Batuque i blokk 15 ventes begge å bli satt i produksjon i 2008. I desember 2007 kunngjorde operatøren Total at Pazflor-feltet i blokk 17 er klart for utbygging med planlagt oppstart i 2011. Et nytt utbyggingsprosjekt, PSVM i blokk 31, ventes å bli godkjent i 2008. Det pågår arbeid for å starte utbygging av CLOV i blokk 17, videre utbygging i blokk 31 og nærliggende forekomster som Clochas og Mavacola i blokk 15.

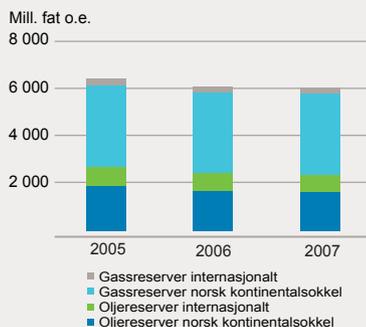
Algerie

Vi deltar i to produserende felt i landet, In Salah (31,8) og In Amenas (50 prosent). Begge feltene ligger på land. In Salah er Algeries tredje største gassutbygging og produserer i øyeblikket på platånivå. In Amenas er det fjerde største gassfeltet i Algerie og inneholder også væskevolumer. StatoilHydros andel er basert på de flytende volumene.

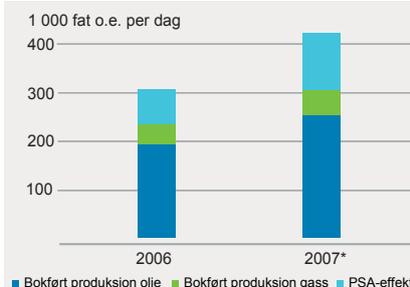
Vi er operatør for letefasen i lisensen Hassi Mouina (75 prosent). I løpet av 2007 boret vi tre letebrønner, og alle førte til funn av gass. En fjerde brønn ble ferdigstilt i første kvartal 2008, også den resulterte i funn.

Sonatrach har overtatt ansvaret for det algeriske kollegaprogrammet for bedre

SIKRE OLJE- OG GASSRESERVER



STATOILHYDROS OLJE- OG GASSPRODUKSJON UTENFOR NORGE



* Til USD 60/fat er PSA-effekten anslått til 107 000 fat o.e. per dag, som vil gi en bokført produksjon på 315 000 fat o.e. per dag

	2007	2006
Olje (tusen fat per dag)	252	194
Naturgass (tusen fat o.e. per dag)	55	40
Samlet produksjon (tusen fat o.e. per dag)	307	234

sikkerhet, som vi innførte og var med på å tilpasse til algeriske forhold.

Aserbajdsjan

Vi har en eierandel på 8,56 prosent i oljefeltet Azeri-Chirag-Gunashli (ACG) og en andel på 25,5 prosent i gass- og kondensatfeltet Shah Deniz.

ACG startet produksjon i 1997, og feltet blir bygd ut i flere faser. Det er ventet at den første oljen fra Fase III, som omfatter dypvannsfeltet Gunashli, vil leveres i løpet av andre kvartal i 2008. Vi forventer at den samlede, daglige produksjon fra ACG vil nå et platånivå på rundt én million fat per dag innen 2010.

Shah Deniz Fase I startet produksjon i desember 2006. Platånivået i Fase I er ventet å bli om lag 8,6 milliarder Sm³ i året og vil trolig nås etter to til tre års produksjon. Vi er kommersiell operatør for salg av gass, kontraktsadministrasjon og forretningsutvikling for feltet Shah Deniz Fase I. Det ble gjort et større nytt funn på Shah Deniz-lisensen i 2007 som har gitt grunnlag for en andre utbyggingsfase.

Brasil

I mars 2008 undertegnet vi en avtale med Anadarko om å overta deres andel på 50 prosent i Peregrino-prosjektet. Dette gir oss en eierandel på 100 prosent og operatøransvaret for utbyggingen. Utbyggingen ble godkjent i 2007, og feltet vil bygges ut

med produksjonsskip (FPSO) og to bore-/brønnhodeplattformer. Den første oljen skal etter planen produseres innen 2010.

Vi lyktes med bud på to blokker i den niende brasilianske lisensrunden i 2007. Det ble gjort et nytt funn i nærheten av Peregrino i 2007.

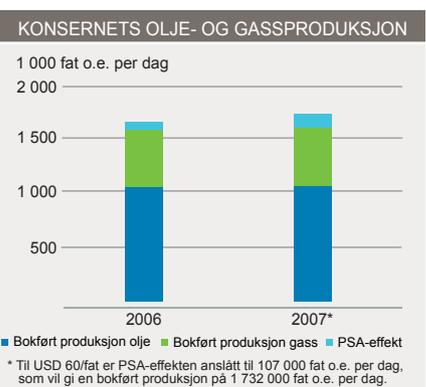
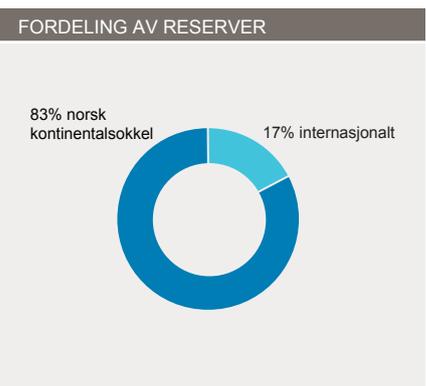
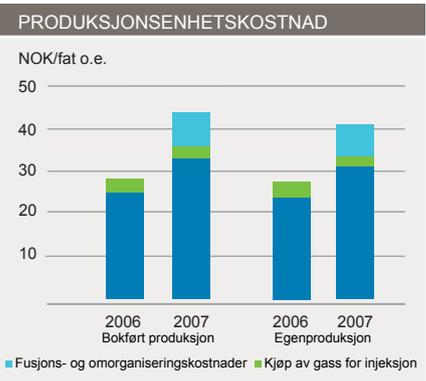
Nigeria

Agbami-feltet ligger på dypt vann utenfor kysten av Nigeria og bygges ut med et produksjonsskip (FPSO). Første olje ventes produsert i 2008. Det er Chevron som er operatør for Agbami, som strekker seg over to lisenser, OML 127 og OML 128. Vår andel i det unitiserte feltet er 18,85 prosent.

StatoilHydro er operatør for letevirk-somheten på lisensene OML 128 og OML 129. OML 129 inneholder funnene Bilah og Nnwa, som for øyeblikket er i en vurderingsfase. I tillegg har vi andeler i fire andre letelisenser.

Venezuela

I juni 2007 inngikk vi en avtale med den venezuelanske regjeringen om de viktigste vilkårene for deltakelse i det nye joint venture-selskapet som skulle opprettes for Sincor-prosjektet. Det ny sammensatte selskapet PetroCedeño S.A. trådte i kraft 9. februar 2008. Ved utgangen av 2007 hadde vi en eierandel på 15 prosent i Sincor-prosjektet, mens vår nye andel i PetroCedeño S.A. er 9,677 prosent.



Den første borelokasjonen i Hassi Mouina HTJ-2, Algerie i 2006. Vi er operatør for letefasen i lisensen Hassi Mouina.

Naturgass

Naturgass har ansvaret for transport, prosessering og markedsføring av StatoilHydros gass via rørledning og flytende naturgass (LNG) over hele verden. Forretningsområdet står for om lag 80 prosent av all norsk eksport av gass. Dette omfatter også markedsføring av gassen som kommer fra statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

Hammerfest LNG på Melkøya er verdens nordligste produksjonsanlegg for flytende naturgass.

NØKKELTALL

(i millioner kroner)	2007	2006
Driftsinntekter	73 434	97 069
Resultat før finanskostnader og skattekostnader	1 562	21 693
Brutto investeringer	2 100	3 200

NATURGASS

I henhold til International Energy Agency (IEA) er den årlige veksten i det globale gassforbruket beregnet til 2,1 prosent i perioden 2005-2030. Veksten i OECD-landene i Europa er i den samme perioden ventet å bli 1,4 prosent. Dette innebærer at europeisk etterspørsel etter gass i 2030 vil være om lag 770 milliarder Sm³ - eller om lag det seksdobbelte av den eksportkapasiteten Norge har i dag.

Økt europeisk behov

Fra omkring 2010 ventes det at Europa vil ha behov for enda større gassforsyninger for å dekke sin etterspørsel. Høy regularitet og geografisk nærhet gjør gass fra norsk sokkel konkurransedyktig i det europeiske markedet. Vi forventer derfor at etterspørselen etter gass fra Norge vil fortsette å øke.

Naturgass sin virksomhet er lokalisert på tre steder i Norge (Stavanger, Kårstø og Kollsnes) og er også representert med kontorer i Belgia, Storbritannia, Tyskland, Singapore, Aserbajdsjan, Kina og USA.

I 2007 solgte vi 34,8 milliarder Sm³ naturgass fra norsk sokkel, i tillegg til om lag 31,2 milliarder Sm³ naturgass fra norsk sokkel på vegne av staten. Fra vår internasjonale virksomhet (hovedsakelig Aserbajdsjan og USA), solgte vi 2,2 milliarder Sm³ gass i 2007, hvor om lag 0,8 milliarder Sm³ var egen gass.

Salg og markedsføring av gass

Vi markedsfører og selger vår egen gass sammen med den norske stats naturgass. Med en samlet europeisk markedsandel på om lag 15 prosent er vi den nest største leverandøren av gass i Europa, og den sjetteste største i verden. I tillegg selger vi gass som er kjøpt fra produksjonsområder utenfor norsk sokkel. Vi tror eksport av norsk naturgass vil fortsette å være svært konkurransedyktig på grunn av pålitelig-

het, tilgang på infrastruktur for transport og nærhet til det europeiske markedet. Gass er også en attraktiv energikilde sett fra et klimaperspektiv da den avgir langt mindre klimagasser ved forbrenning enn kull og olje.

De viktigste eksportmarkedene for gass fra norsk sokkel er Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Italia, Nederland og Spania. De største kundene våre er store nasjonale eller regionale gasselskaper. Gassen selges hovedsakelig gjennom langsiktige «take or pay»-kontrakter.

I Storbritannia selger vi gassen vår til store industrielle kunder, kraftprodusenter og grossister. Vi er også aktive i det britiske spotmarkedet. Naturgass har i tillegg en salgsvirksomhet for sluttbrukere i Belgia, som betjener store kunder i Belgia, Nederland og Frankrike. Konsernets tradingvirksomhet for gass er i hovedsak konsentrert rundt det britiske markedet som er et betydelig marked når det gjelder størrelse, og det mest liberaliserte markedet i Europa. Vi har også stadig større virksomhet på andre leveringspunkter for gass, slik som TTF (Title Transfer Facility) i Nederland og Zeebrugge Hub i Belgia.

Prosessering og ny infrastruktur

For å transportere norsk naturgass til europeiske kunder har norske gassprodusenter bygd et omfattende nett av rørledninger som forbinder gassfeltene med prosesseringsanleggene på det norske fastlandet og mottaksterminaler i Europa.

Den nye rørledningen Langeled som transporterer tørrgass fra Ormen Langefeltet via Sleipner til Easington i Storbritannia, ble satt i drift i oktober 2007. På platånivå av feltet ventes det at vår andel av produksjonen blir mer enn seks milliarder Sm³ gass i året. Det forventes at



Tyrkia er hovedmarkedet for gassen fra fase 1-utbyggingen av Shah Deniz-feltet i Aserbajdsjan.



I februar 2008 legger Arctic Discoverer til kai ved mottaksterminalen for gass på Cove Point på den amerikanske østkysten. Hun rommer den første lasten med Snøhvit-gass, og en ny forsyningsrute for gass fra norsk sokkel til USA er opprettet.

Ormen Lange vil stå for om lag 20 prosent av norsk gasseksport i 2010. Langeded er koblet til og utgjør en del av transportsystemet Gassled.

I oktober 2007 ble den strategisk viktige rørledningen Tampen Link offisielt åpnet. Tampen Link åpner en ny korridor til det britiske gassmarkedet. Denne rørledningen skaper en forbindelse mellom Statfjord-feltet og det allerede eksisterende britiske gasssystemet Flags (Far North Liquids and Associated Gas System) som går til St. Fergus i Skottland. Rørledningen øker vår evne til å transportere gass fra norsk sokkel, og har en maksimal tilgjengelig kapasitet på 26,5 millioner Sm³ per dag. Da Tampen Link var ferdig, ble eierskapet overført til Gassled.

I november 2007 kunngjorde den norske regjeringen at den ikke vil støtte planene om å øke gassproduksjonen fra Troll-feltet på grunn av en mulig negativ innvirkning på framtidig flytende produksjon. Som følge av dette ble planene om ytterligere en eksportørledning for gass fra Norge innstilt. Vi arbeider nå med en rekke prosjekter, for å realisere det fulle potensialet på norsk sokkel som alle vil bidra til å styrke vår posisjon som en viktig og pålitelig leverandør av naturgass i Europa.

StatoilHydro er teknisk driftsansvarlig for Europas største gassprosesseringsanlegg i sitt slag, på Kårstø nord for Stavan-ger, samt anlegget på Kollsnes utenfor Bergen. Gassco er operatør for de to prosessanleggene. For å møte tekniske krav og framtidige behov har 2007 vært et forberedelsesår for en større oppgraderingsplan av Kårstø, med oppstart i 2008. Total kostnadsramme er beregnet til 6,5 milliarder kroner, med forventet ferdigstillelse innen utgangen av 2012.

Internasjonal vekst

StatoilHydro har en eierandel på 25,5 prosent i feltet Shah Deniz i Aserbajdsjan og er kommersiell operatør med ansvar for transport og salg av all gass fra feltet. Det er Tyrkia som er hovedmarkedet for gassen fra fase 1 i utbyggingen av Shah Deniz. I tillegg inngår Georgia og Aserbajdsjan i salgsporføljen. Gassen transporteres til kunder via rørledningen South Caucasus Pipeline (SCP), som går fra Aserbajdsjan via Georgia til grensen mellom Georgia og Tyrkia. Produksjonen i fase 1 på Shah Deniz og den tilhørende gasstransporten i SCP ble trappet opp gjennom 2007.

Det arbeides nå med å definere utbyg-

gingen av fase 2 på Shah Deniz, og oppstart skal etter planen skje i slutten av 2013. Reservene i feltet indikerer at det kan bli en betydelig utbygging i fase 2, med forventning om minst like store volumer som fase 1 (om lag 8,6 bcm ved platåproduksjon). De viktigste aktivitetene for Naturgass i denne sammenheng er knyttet til kommersialisering av fase 2 gjennom organisering, planlegging og gjennomføring av markeds- og transportevalueringer og forhandlinger med aktører i regionen rundt Det kaspiske hav, Tyrkia og EU. I februar 2008 undertegnet StatoilHydro en avtale med det sveitsiske selskapet EGL om å opprette et felles selskap for utvikling, bygging og drift av rørledningen Trans Adriatic Pipeline (TAP) fra Hellas, gjennom Albania til Italia. Endelig investeringsbeslutning er planlagt til andre halvdel av 2009. En slik rørledning, som er forventet å komme i drift tidligst i 2011, vil åpne en ny korridor og nye markeder for naturgass fra området rundt Det kaspiske hav til Europa. StatoilHydro har valgt å gå inn i TAP som et ledd i arbeidet med å tilby en attraktiv eksport-rute for Shah Deniz-gassen til det europeiske markedet.

Et fullverdig medlem av LNG-familien

Den 20. oktober 2007 la det første skipet lastet med flytende naturgass fra Snøhvit-feltet ut fra havna på Melkøya. For første gang leverer vi gass i nedkjølt tilstand med skip fra norsk sokkel. LNG gir oss større fleksibilitet når det gjelder å markedsføre gass globalt. Anlegget på Melkøya er det første produksjonsanlegget for LNG i Europa og vil være en nøkkelfaktor i vår satsing på LNG, som er det gassmarkedet som har størst vekst i verden. Dette LNG-anlegget har hatt driftsproblemer, og det er fortsatt usikkerhet knyttet til når det vil få regelmessig og stabil drift. Våre leveringsforpliktelser overfor kundene Iberdrola og SNG startet 1. oktober 2006. For å møte disse forpliktelsene har vi iverksatt ulike alternative tiltak som eksempelvis kjøp av erstatningslaster og levering av gass via rørledning.



John Shaw er gasstrader ved vårt kontor i Stamford utenfor New York. Kontoret er blitt et brohode for selskapets olje- og gassalg i Nord-Amerika.



Anlegget på Melkøya er det første produksjonsanlegget for LNG i Europa og vil være en nøkkelfaktor i vår satsing på LNG, som er det gassmarkedet med størst vekst i verden.

Foredling og markedsføring

Foredling og Markedsføring (F&M) er ansvarlig for selskapets samlede drift i forbindelse med transport av olje, raffinering, salg av råolje og raffinerte produkter samt detaljvirksomhet. F&M har virksomhet i tolv land og driver to raffinerier, ett metanolanlegg, to råoljeterminaler, et omfattende distribusjonsnettverk og rundt 2 300 bensinstasjoner.

Fra Stamford i Connecticut selger Stein-Erling Brekke (t.v.), seniortrader, og Thor Abrahamsen, trading manager, olje og produkter til det amerikanske markedet.

NØKKELTALL

(i millioner kroner)	2007	2006
Driftsinntekter	428 043	411 990
Resultat før finanskostnader og skattekostnader	3 776	7 280
Brutto investeringer	4 800	2 500

FOREDLING OG MARKEDSFØRING

I 2007 fortsatte F&M arbeidet med å forbedre og effektivisere porteføljen gjennom investeringer og salg, standardiseringer og forenklinger over hele forretningsområdet, for å øke vår verdiskaping og få en effektiv organisasjon med fokus på verdikjeden.

Vi vil bidra til den integrerte verdikjeden for olje ved å bygge opp utvalgte konkurransedyktige posisjoner. Vi tar sikte på å maksimere verdien av råoljeproduksjonen og styrke verdien av konsernets oppstrømsportefølje

Global oljehandel

Med et gjennomsnittlig salgsvolum på 2,1 millioner fat per dag i 2007 er StatoilHydro fortsatt en av verdens største nettoselgere av råolje.

Selv om egenproduksjonen av råolje på norsk sokkel er på vei ned, fortsetter vi å styrke våre globale handelsposisjoner, og vi har økt vår fleksibilitet gjennom handel med volumer fra andre aktører. Det ble i gjennomsnitt solgt 524 000 fat per dag fra tredjeparter i løpet av 2007, noe som representerer en økning på om lag 25 prosent i forhold til 2006.

Vi tar også sikte på å styrke vår globale handelsposisjon videre gjennom å etablere fysisk infrastruktur for handel og lokal representasjon i utvalgte regioner, basert på egenproduksjon. For å skaffe volumer fra andre aktører har vi også planer om å evaluere infrastruktur som er uavhengig av vår egen produksjon.

Et annet satsingsområde er økt handelsaktivitet med nye produkter som oppstår i CO₂-markedet, bruk av biokomponenter i transport og substitusjon mellom energibærere.

Solid produksjon

Det har vært et høyt aktivitetsnivå på modifikasjon og vedlikehold gjennom året for å øke robustheten og holde høy

regularitet ved anleggene. Dette høye aktivitetsnivået har sammen med et stramt entreprenørmarked krevd økt involvering fra ledelsens side i forhold til HMS, effektivitet og prioritering.

Vi forventer å øke robustheten ved våre foredlingsanlegg gjennom videre bruk av teknologi for å oppnå bedre tilgjengelighet, optimalt vedlikehold og bedre HMS-resultater. F&M vil arbeide for å øke energieffektiviteten ved våre anlegg.

Vi vil også forsøke å iverksette kostnadseffektive og fleksible løsninger for transport av flytende produkter. Vi vil forsøke å oppnå økt verdiskaping gjennom å iverksette logistikk-løsninger som kan redusere råvarekostnadene og gi den fleksibiliteten som er nødvendig for å håndtere olje med høyt syretall (TAN) og tung råolje.

Mongstad hadde fortsatt god regularitet (97,8 prosent) i 2007, mens Tjeldbergodden hadde en omfattende revisjonsstans og en nedstengning på grunn av stopp i gassleveransene (30 dager), og Kalundborg hadde en svært omfattende revisjonsstans som varte i 62 dager.

Fokusert energi og detaljhandelsvirksomhet

Vi har opprettholdt vår ledende posisjon innenfor energi og detaljhandel, og er nummer én eller to i de fleste markedene vi har virksomhet i.

Arbeidet med å omstrukturere og optimalisere porteføljen som ble startet i 2004, med tilbakekjøp av ICAs andel på 50 prosent i Statoil Detaljhandel Scandinavia AS og salget av Statoil Irland i 2006, fortsatte også i 2007. I løpet av året har vi solgt vår energi- og detaljvirksomhet på Færøyene og inngått en avtale med ConocoPhillips om kjøp av stasjonsnettverket Scandinavian JET, som består av 271 ubemannede bensinstasjoner. Dette vil styrke



Produksjonsanlegget på Mongstad er et viktig knutepunkt for raffinering og eksport av norsk råolje.



StatoilHydro driver 2 000 fullservice Statoil-merkede bensinstasjoner i Skandinavia og 100 helautomatiske utsalgssteder. Vi driver også Statoil-merkede bensinstasjoner i Polen, Russland, Estland, Litauen og Latvia.



I 2007 kjøpte vi oss inn i biodieselanlegget Mestilla i Litauen. StatoilHydro har ansvaret for å markedsføre biodrivstoffproduktene fra anlegget.

vår posisjon i Skandinavia ytterligere, og gjøre oss enda bedre i stand til å følge opp forbrukernes behov og forbruksmønster. Denne avtalen venter fortsatt på godkjenning fra EU-kommisjonen.

Ledende leverandør av biodrivstoff

Vi har fortsatt arbeidet med å skape en posisjon som ledende leverandør av bio-

drivstoff i 2007. Biodrivstoff er nå tilgjengelig ved mer enn 1 300 bensinstasjoner i sju ulike land. Biodrivstoff kan være et viktig bidrag for å redusere klimagassutslippene fra transportsektoren. Vil vil videreutvikle vår strategi for biodrivstoff blant annet med sikte på å sikre at også framstillingen og anskaffelsen av biomasse skjer på en bærekraftig måte.

OLJEPRISEN

(USD per fat)	2005	2006	2007
Laveste:	38,21	55,89	96,02
Høyeste:	67,32	78,69	96,02
Gjennomsnitt:	54,52	63,2	70,5



Politibetjent Kristine Ellefsen ved Fyllingsdalen politistasjon fyller «bio E 85» på politibilen.



StatoilHydros raffineri i Kalundborg i Danmark foredler råolje og kondensat til bensin, flydrivstoff, diesel, propan, fyringsolje og brenselolje.

Teknologi og ny energi

Teknologi og ny energi (TNE) skal bidra til nye og konkurransedyktige teknologiske løsninger for leting, økt utvinning, feltutbygging, konseptutvikling og en sikker og effektiv drift. Forretningsområdet skal utvikle vekstposisjoner innen ny energi og er ansvarlig for forskning og utvikling.

StatoilHydro er verdens største operatør på havdyp over 100 meter og har betydelig erfaring med å takle de utfordringer som oppstår i værharde omgivelser. Likevel er det behov for å ta i bruk ny teknologi for å øke ressursbasen og oppnå maksimal produksjon. TNE har forskningssenter i Trondheim, Bergen og Porsgrunn i Norge og i Calgary i Canada. Noen av framskrittene vi har gjort de siste årene er presentert under.

Letevirksomhet

Det er gjort store framskritt når det gjelder geologisk kunnskap og geofysiske beskrivelser av letemuligheter og prospekter på dypt vann på Atlanterhavsmarginen, også for de områdene som ligger under tykke lag med salt.

Vi har også hatt god framdrift når det gjelder å utvide elektromagnetisk havbunnslogging fra todimensjonal til tredimensjonal og en kombinasjon av havbunnslogging og havbunnsseismikk. Begge teknikkene har som formål å senke risikoen for tørre brønner ved å skille mellom petroleums- og vannbærende prospekter før selve boringen skjer.

En annen nyvinning er utviklingen av et verktøy for leting uten rigg, som borer seg vei ned til et prospekt. Denne nyvinningen kan bidra til å skaffe sanntidig geologisk informasjon til en lav kostnad i forkant av boring.

Økt oljeutvinning (IOR)

Vi har også noen av petroleumindustriens høyeste utvinningsgrader på norsk sokkel, noe vi har oppnådd gjennom å kombinere fagkompetanse på geologi og ingeniørfag og en djerv satsing på ny teknologi. Produksjonen av hydrokarboner fra en rekke felt på norsk sokkel (for eksempel Gullfaks) er allerede økt gjennom å bruke konvensjonell tidsfordelt firedimensjonal seismikk (gjentatte tredimensjonale undersøkelser over tid) - en teknologi vi er ledende på i bransjen. Vi har også kommet langt med å utvikle et firedimensjonalt seismisk overvåkings-system (med Optoplan) basert på fiberoptisk teknologi.

Det gjøres også framskritt innenfor boring og brønnteknologi når det gjelder IOR. For eksempel gjør teknologi med boring og komplettering gjennom produksjonsrør at det er mulig å bore brønner sideveis fra hovedbrønnen for å få tilgang til lommer av ikke utvunnet olje og gass på modne felt. En optimal posisjonering av brønnen og boreretningen gjør det mulig å komme til mer fjerntliggende deler av et reservoar og bore produksjonsbrønner som ikke følger et enkelt spor. Fjernstyring av såkalte smarte brønner (inkludert flergrensbrønner) bidrar også til å øke den endelige utvinningsgraden.

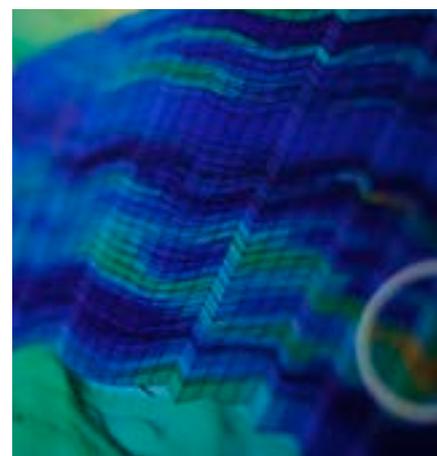
Feltutbygging under vann og langdistansetransport

Vi er bransjeleder på havbunnsutbygging og nest størst på antall undervannsbrønner. Det skjer videre en gradvis overgang fra installasjoner på havoverflaten til havbunnsinstallasjoner. Disse framskrittene legger til rette for utbygging på svært dypt vann og baner vei for virksomhet i arktiske strøk, dersom de kan kombineres med flerfasetransport over lange distanser og trykkøkning.

I 2007 nådde vi tre milepæler innenfor havbunnsutbygging: Oppstart av produksjon på feltene Ormen Lange og Snøhvit og installasjon av verdens første fullskala undervannsseparator på Tordis, noe som gjør det til verdens første felt med havbunnsprosessering. Ved å fjerne produsert sand og vann fra brønnstrømmen på Tordis og deretter pumpe dette ned i undergrunnen, forventes det at utvinningsgraden kan økes fra 49 til 55 prosent.



Verdens første fullskala havbunnsanlegg for injeksjon av vann og sand fra brønnstrømmen ble installert på Tordis-feltet i Nordsjøen 14. august 2007.



Viljen til å satse på ny teknologi har brakt StatoilHydro i teten innen økt oljeutvinning.



På oljefeltet Tres Hermanos i Mexico samarbeider StatoilHydro og det meksikanske statsoljeselskapet Pemex med å slukke tre av fire fakkelbatterier for å redusere utslipp av CO₂ og metan til atmosfæren.



Ved vårt raffineri på Mongstad har StatoilHydro, Gassnova, Dong Energy, Shell og Vattenfall inngått en avtale om å bygge et fullskalaanlegg for karbonfangst.

Gassløsninger

I tillegg til oppstarten av LNG-anlegget på Snøhvit, har vi fullført arbeidet med å spesifisere større produksjonslinjer for LNG, såkalte tog, ved å bruke vår egenutviklede MFC®-teknologi (mixed fluid cascade liquefaction process). Det er også gjort framskritt med utforming av et flytende offshore LNG-anlegg for utbygging av gassfelt som det er teknisk vanskelig eller ulønnsomt å bygge ut med konvensjonell offshoreteknologi.

Vi har også hatt framdrift i arbeidet med omdanning av naturgass til flytende drivstoff (diesel) med høy kvalitet, og andre væsker. I samarbeid med partnerne PetroSA og Lurgi har vi utviklet vår egen prosessteknologi for GTL (gas to liquids), som for øyeblikket blir demonstrert på et anlegg i Mossel Bay i Sør-Afrika.

Karbonfangst på Mongstad

Når det gjelder tiltak mot utslipp av karbondioksid har vi inngått en avtale med regjeringen om å bygge et fullskalaanlegg for karbonfangst ved vårt raffineri på Mongstad. Etter det første utbyggingstrinnet vil anlegget ha en kapasitet på 100 000 tonn CO₂ i året.

Denne første utbyggingen skal etter planen stå klar i 2011, ett år etter oppstarten av det planlagte kraftvarmeverket. Det består av et testsenter, som er et samarbeid mellom StatoilHydro, Dong Energy, Vattenfall, Shell og Gassnova SF. Det andre utbyggingstrinnet skal gi et fullskalaanlegg som er i stand til å fange CO₂ både fra kraftvarmeverket og andre relevante utslippskilder ved eller rundt raffineriet.

Europeisk testsenter

Det er satt opp følgende mål for etableringen av et europeisk testsenter for CO₂ på Mongstad:

- Demonstrere/kvalifisere og oppskalere høyrisikoteknologi/teknologiforbedringer i «post-combustion» karbonfangst (karbonat)
- Oppnå små forbedringer i teknologi i en generisk og fleksibel amintestenheter
- Bygge opp kunnskap hos samarbeidspartnerne for å realisere fullskala-

prosjektet (utstyr, løsninger og resultater bør være mulig å øke til full skala)

- Iverksette et testanlegg for karbonfangstteknologi som kan brukes både på gassfyrte og kullfyrte kraftverk, der det blir tatt hensyn til de ulike samarbeidspartnerne behov (anvendelse, geografi)
- Måle og sammenlikne testresultater i forhold til referansetilfeller for å oppnå strategiske ambisjoner
- Utvikle og dele kunnskap og kompetanse om karbonfangstteknologi mellom samarbeidspartnerne
- Skaffe kunnskap om kompetanse hos leverandører av karbonfangstteknologi, og etablere gode relasjoner til disse

Ny energi

Teknologiutviklingen i Ny energi skal støtte vår langsiktige strategi, mens kort-siktig vekst hovedsakelig er basert på anvendelse av eksisterende teknologi. Innenfor vindkraft er hovedsatsingsområdet utvikling av vindmøller som kan brukes til havs. Den flytende vindmøllemodellen Hywind, som har kapasitet på 2,3 megawatt, er testet med vellykket resultat.

Vi har også tilgang på andre typer teknologi for vindkraft til havs gjennom våre eierandeler i de norske selskapene Sway AS og ChapDrive AS.

I arbeidet med potensielle framtidige prosesser for syntetisk (andregenerasjons) biodrivstoff, har vi gjennomført en evaluering av BTL-teknologi (biomass-to-liquids) basert på biomasse fra skog. Studien er gjort i samarbeid med Norske Skog ASA og vil danne grunnlaget for en videre vurdering av BTL-teknologi.

Hydrogen, som i seg selv er en langsiktig løsning, danner også grunnlag for salg av teknologi for elektrolyse av vann hvor vi har en sterk markedsposisjon. Vi vil fortsette produktutviklingen basert på vår elektrolyseteknologi med sikte på nye markeder for generering av hydrogen basert på fornybar energi.

Gjennom investeringene og ventureaktivitetene til Ny energi har vi fått kunnskap om ledende teknologi innenfor bøl-

gekraft, tidevannskraft og utvikling av brenselceller.

StatoilHydros forskningsportefølje 2008

Forsknings- og utviklingsportefølje for 2008 er omstrukturert i fem programmer, noe som er i samsvar med vår teknologistrategi:

- Letevirksomhet (globale leteteknikker for rask identifisering av potensielle bassenger, bedre geofysiske beskrivelser av kompliserte geologiske miljøer, prediksjon og identifikasjon av mulige dypvannsprospekter, analyse av petroleumssystemer)
- Økt oljeutvinning (geofysisk kartlegging av gjenværende olje, bedre reservoarmodeller og utvinningsprosesser, autonom brønnstyring og nye borekonsepter)
- Nye utbyggingsløsninger (produksjon fra lavtrykksfelt, feltutbygging under vann og strømmingssikring over lange distanser, teknologi for prosessering og transport av tungolje til havs)
- Verdikjeder for olje og gass (neste generasjon LNG-anlegg, ukonvensjonell prosessering av olje og gass, rørdningsløsninger for dypvannsområder og arktiske strøk, bedre utvinning av ekstra tung olje)
- Ny energi og nye ideer (karbonfangst og -lagring, fornybare energikilder og -bærere, styringssystemer for HMS, banebrytende teknologi)

Vindturbiner og hydrogen forsyner ti husholdninger på øya Utsira utenfor Rogalandskysten med kraft. Målet med prosjektet er å demonstrere et uavhengig energisystem, hvor overskuddskraft lagres som kjemisk energi i form av hydrogen.



Prosjekter

Forretningsområdet Prosjekter har ansvaret for å planlegge og utføre alle utbyggingsprosjekter og store modifikasjoner. Prosjekter har også ansvar for å sikre nødvendig riggkapasitet. Mandatet er å sikre at konkrete prosjekter utvikles på en forutsigbar måte til riktig tid og kostnad og i samsvar med høy HMS-standard.



I oktober fullførte vi Ormen Lange-prosjektet, et av de største og mest krevende industriprosjekter i Norge. De neste tretti årene vil feltet dekke en betydelig del av Englands gassbehov.

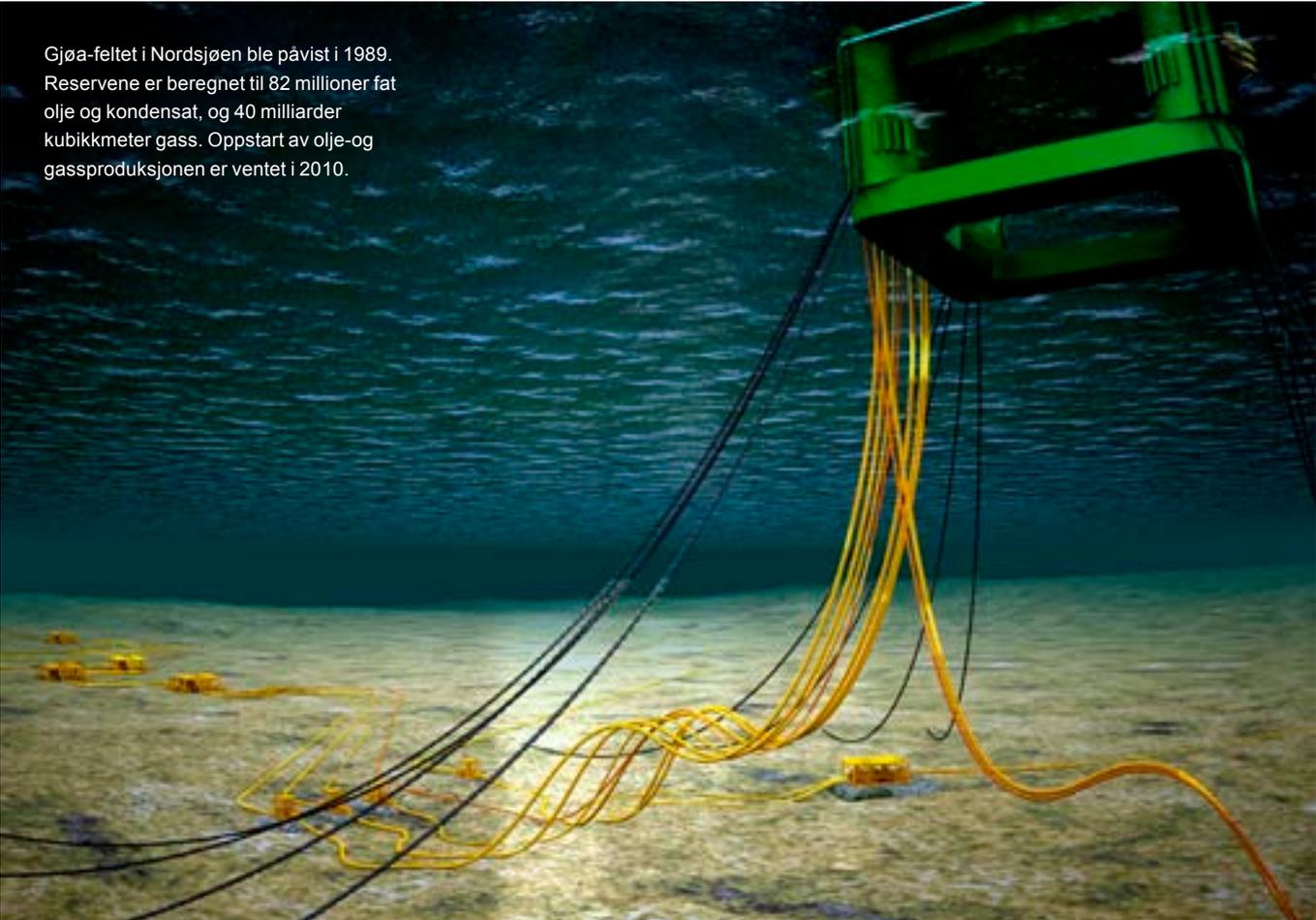
Snøhvit

Snøhvit er det nordligste LNG-anlegget i verden og det første som noen gang er bygd i et arktisk klima. Anlegget ble satt i drift i september, og i oktober kunne vi feire den første leveransen av LNG med skip fra Melkøya. LNG-anlegget har hatt driftsproblemer, og det er fortsatt usikkerhet knyttet til når det vil få regelmessig og stabil drift. Produksjonsinstallasjonen på havbunnen på Snøhvit-feltet drives fra anlegget på Melkøya som ligger rundt 145 kilometer unna.

Ormen Lange/Langeled

I oktober, tre og et halvt år etter at de første byggearbeidene startet, ble Ormen Lange-/Langeled-prosjektet erklært åpnet. Et av de største og mest krevende industriprosjektene som noen gang er utført i Norge, startet dermed sin eksport av gass til Storbritannia. Når Ormen Lange når full produksjon ventes det at feltet er i stand til å dekke 20 prosent av Storbritannias behov for gass.

Feltet er utbygd med havbunnsinstallasjoner helt ned til 1 100 meters dyp,



Gjøa-feltet i Nordsjøen ble påvist i 1989. Reservene er beregnet til 82 millioner fat olje og kondensat, og 40 milliarder kubikkmeter gass. Oppstart av olje- og gassproduksjonen er ventet i 2010.

kombinert med et landanlegg på Nyhamna i Aukra kommune for prosessering og eksport av gassen. Gassen eksporteres gjennom verdens lengste rørledning under vann, Langeled, som går 1 200 kilometer fram til Easington på østkysten av England. Gassen kan også transporteres via stigerørsplattformen på Sleipner-feltet i Nordsjøen til kunder på kontinentet.

Teknologisk krevende

Teknologisk sett har utbyggingen av Ormen Lange-feltet vært svært krevende. Blant annet måtte rørledningene og installasjonene plasseres på den sterkt kuperte havbunnen der Storegga-raset gikk for 8 000 år siden.

I tillegg må installasjonene tåle de sterke strømningsforholdene som kjennetegner denne delen av Norskehavet: En hav-

bunnstemperatur som er under frysepunktet og krevende vind- og bølgeforhold. For å forhindre at gass og vann danner hydrater i flerfaserørledningene, blir det sprøytet inn MEG (mono ethylene glycol) ved hvert brønnhode som transporteres sammen med brønnstrømmen til landanlegget.

StatoilHydro har vært operatør for utbyggingsfasen på Ormen Lange, og operatøransvaret ble overlevert til Shell i desember 2007.

Statfjord Senfase-prosjektet

Statfjord Senfase-prosjektet vil øke gassutvinningsgraden på Statfjord-feltet fra 58 til 74 prosent. Gasseksporten fra Statfjord til det britiske markedet startet 12. oktober gjennom den nye rørledningen Tampen Link. Ombyggingen av prosesseringsanlegget på Statfjord til gassproduksjon vil fortsette i 2008 og 2009.

Tordis IOR

I desember ble IOR-prosjektet på Tordis fullført, og produksjonen startet. Dette er første gangen et felt blir utbygd med havbunnsseparasjon. Prosjektet vil øke utvinningsgraden på Tordis-feltet fra 49 til 55 prosent.

Internasjonale prosjekter

Gjennomføring av prosjekter i internasjonale omgivelser blir en stadig mer vanlig del av vår virksomhet. I løpet av det siste året har vi utført forberedelser og utbyggingsarbeid i flere internasjonale prosjekter. Offshoredelen i utbyggingen av det iranske feltet South Pars, fase 6, 7 og 8, gasskompresjonsprosjektet In Salah i Algerie og det kanadiske Leismer demonstrasjonsanlegg for bruk av SAGD-teknologi (steam-assisted gravity drainage), er alle krevende prosjekter som vi har hatt god framdrift på i løpet av året.

STATOILHYDROS PROSJEKTER, 2008-2009

Volve	Offshore NCS
Oseberg Delta	Offshore NCS
Alve	Offshore NCS
Yttergryta	Offshore NCS
Tyrhans	Offshore NCS
Troll O2 bunnramme	Offshore NCS
Heidrun oppgradering av boreenhet	Modifikasjoner NCS
Tune lavtrykksproduksjon	Modifikasjoner NCS
Sleipner B kompresjon	Modifikasjoner NCS
Statfjord C til Vigdis vanninjeksjon	Modifikasjoner NCS
Troll C lavtrykksproduksjon	Modifikasjoner NCS
Heimdal New Power generator	Modifikasjoner NCS
Brage reinjeksjon av produsert vann	Modifikasjoner NCS
Snorre A videre utbygging	Modifikasjoner NCS
Statfjord Senfase	Modifikasjoner NCS
Tampen Link	Onshore
Kollsnes Flash Gas and Condensate (KFGC)	Onshore
NOx Mongstad	Onshore
Energiverk Mongstad (EVM)	Onshore
Mottaksterminal for LNG til Oslo	Onshore
South Pars Phase 6-8 (all phases)	Internasjonal
In Salah gasskompresjon	Internasjonal
Hywind Demo	Ny energi



Vi har hatt flere oppstartsproblemer ved LNG-anlegget på Melkøya, men tror dette vil bli et utstillingsvindu for oss når det gjelder miljøvennlig teknologi.

Mennesker og bedriften

I StatoilHydro er måten vi skaper resultater på like viktig som de resultatene vi skaper. Vi skal skape verdier for våre eiere med integritet og ufravikelige krav til helse, miljø og sikkerhet.

Vi kan tilby et stimulerende arbeidsmiljø, faglig og personlig utvikling for våre medarbeidere. Geolog Ali Jahanpanah og geofysiker Sharareh Manouchehri deltar på et internt geologiseminar i StatoilHydro.

Vår ambisjon er å være et globalt konkurransedyktig selskap. Vi har som mål å skape et stimulerende arbeidsmiljø og gi våre medarbeidere gode muligheter til faglig og personlig utvikling. Dette vil vi oppnå gjennom en sterk verdibasert prestasjonskultur, tydelige lederprinsipper og et effektivt styringssystem. Både eierstyring og selskapsledelse, verdiene, ledelsesmodellen, driftsmodellen og konsernets direktiver er beskrevet i StatoilHydro-boken som er gjort tilgjengelig på norsk og engelsk for alle ansatte.

Fusjonen

Fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet ga det nye selskapet tilgang på høyt kvalifiserte medarbeidere. For å møte våre mål og sikre den planlagte veksten, må selskapet være i stand til å tiltrekke seg og beholde talenter med riktig kompetanse og sterke verdier i et konkurranseutsatt marked. Undersøkelser viser at Statoil og Hydro, både hver for seg og etter fusjonen, var de mest foretrukne arbeidsgiverne i Norge i 2007.

Det er lagt vekt på å bygge på det beste fra begge selskaper og gi alle ansatte like muligheter. Utvikling av en felles bedriftskultur blir prioritert høyt.

Videre er det gjennomført en harmonisering av betingelser som gjelder lønns- og arbeidsvilkår i den fusjonerte virksomheten i samarbeid med de ansattes representanter.

Integrasjonsprosessen

I fusjonsavtalen mellom Statoil og Hydro ble det satt klare mål for gjennomføringen av integrasjonsprosessen. De viktigste var en fusjon av likeverdige parter, like muligheter for alle ansatte, bygge på det beste fra begge selskaper og legge til rette for en prosess preget av åpenhet og dialog. For å kunne følge opp disse målene skal det gjennomføres kvartalsvise spørreundersø-

kelser blant de ansatte for å kartlegge deres synspunkter og erfaringer.

Den første kvartalsvise undersøkelsen viser at prosessen har vært åpen og ærlig, og at de ansatte er blitt godt ivaretatt gjennom hele prosessen. Videre opplever ansatte at de har fått arbeidsoppgaver der de i høy grad får utnytte sin kompetanse og evner. De ansatte opplever i liten grad «de-og-vi»-holdninger og har tro på at selskapet vil oppnå ambisjonene for integrasjonen. De positive resultatene støttes av en måling gjennomført i samarbeid med Great Place to Work® Institute Norge, hvor 86 prosent av de ansatte gir topp score for spørsmålet om StatoilHydro er et flott sted å arbeide.

De viktigste forbedringsområdene er å sikre at vi bruker den beste fagkompetansen og arbeidsformene fra begge selskaper.

Ansatte i StatoilHydro

StatoilHydro hadde ved utgangen av året om lag 29 500 medarbeidere, hvorav 11 000 arbeider utenfor Norge. Fusjonen førte til at nærmere 5 000 medarbeidere ble overført fra Hydro til StatoilHydro. Fra februar til september 2007 ble det gjennomført en omfattende bemanningsprosess. Dette ga selskapet mulighet til å velge de beste kandidatene til de ulike stillingene og den enkelte medarbeider gode muligheter til å påvirke valg av ny stilling i det fusjonerte selskapet.

StatoilHydro er en kompetansebedrift hvor 55 prosent i morselskapet har høy-skole- eller universitetsutdanning og 21 prosent har fagbrev.

StatoilHydro ASA er Norges største lærlingbedrift med et stabilt og høyt nivå på utdanning av fagarbeidere. Etter fusjonen har antallet lærlinger økt til 316 fordelt på ulike fagområder.

Likestilling og mangfold

I det nye styret for StatoilHydro ASA er 40 prosent kvinner.



Lærling Lars Olive og Morten Ringstad undersøker en ny flammedetektor på Sleipnerfeltet. StatoilHydro er en av Norges største lærlingbedrifter.

Andel kvinner i ulike grupper i StatoilHydro i 2007:

- 40 prosent kvinner i styret i StatoilHydro ASA
- 26 prosent i lederstillinger i StatoilHydro-konsernet
- 35 prosent av arbeidsstyrken i StatoilHydro-konsernet
- 28 prosent av lærlingene i StatoilHydro ASA



Hilde Nafstad arbeider på StatoilHydro's handels- og markedsføringskontor i USA.

Likestilling er en viktig del av vår personalpolitikk. Etter fusjonen har konsernet en kvinneandel på 35 prosent. Andelen kvinnelige ledere er 26 prosent. Blant ledere under 45 år er kvinneandelen 34 prosent.

Kvinner er relativt godt representert innenfor tekniske disipliner. I 2007 var 22 prosent av overingeniørene kvinner, og de tjente i gjennomsnitt 98 prosent av det mannlige kolleger tjener. Blant overingeniørene med inntil 20 års erfaring var kvinneandelen 33 prosent. Lønnsnivået er tilnærmet det samme for kvinner og menn med liknende erfaringsbakgrunn og tilsvarende stilling.

Av våre fagarbeidere er 18 prosent kvinner. I snitt har kvinnelige fagarbeidere noe lavere grunnlønn enn mannlige fagarbeidere. Dette skyldes forskjeller i stilling og antall år med erfaring.

For konsernet som helhet tjener kvinner 91 prosent av lønnsnivået for menn. Dette skyldes ulik erfaringsbakgrunn og andelen kvinner og menn på de ulike stillingsnivåene i organisasjonen.

Et av tiltakene for å ivareta StatoilHydro's langsiktige rekrutteringsbehov og sikre tilgang til personer med ulik erfaring og kulturell bakgrunn, er konsernets traineeprogram. Vi mottok til sammen 2 000 søknader fra 91 land. Utvelgelse av kandidater ble gjort i februar 2008.

Fleksible arbeidsordninger

Selskapet har ordninger som fleksibel arbeidstid og fjernarbeid dersom arbeidets art gjør dette mulig uten særlige ulemper for virksomheten. Omfanget har økt etter fusjonen som resultat av at en i betydelig grad har valgt å opprettholde de geografiske kontorstedene til begge selskaper.

Som en følge av fusjonen inngikk om lag 300 personer en pendleravtale med selskapet, og et tilsvarende antall flyttet til nye kontorsteder.

Samarbeid med fagforeninger

I StatoilHydro ASA er 69 prosent av de ansatte fagorganiserte.

I fusjonsprosessen har de fagorganiserte fra Statoil og Hydro vært represen-

tert i Integrasjonsplanleggingskomiteen, som blant annet var ansvarlig for utviklingen av ny organisasjon samt utformingen av bemanningsprosessen. Samarbeidsklimaet har vært godt, og prosessen har hatt bred oppslutning blant de ansatte.

Selskapet mener det er grunnleggende å ha et godt og tillitsbasert forhold til de ansatte og deres tillitsvalgte.

Utvikling og belønning

I 2008 vil alle ansatte i StatoilHydro bli inkludert i den årlige individuelle utviklingsprosessen People@StatoilHydro. Prosessen skal sikre sammenheng mellom selskapets forretningsmål og den enkeltes individuelle mål. I tillegg skal den støtte utviklingen av våre medarbeidere og gi et klart bilde av deres prestasjoner og potensial. Ansatte i StatoilHydro belønnes i forhold til stilling, kompetanse, prestasjoner og atferd.

Fokus innen lederutvikling har vært oppstarten av de nye ledergruppene. Felles forståelse av de forretningsmessige utfordringene og selskapets verdier og ledelsesprinsipper er gjennomgående tema. Ved utgangen av 2007 har mer enn 100 ledergrupper gjennomført en strukturert prosess. Målet for 2008 er å gjennomføre denne prosessen i hele organisasjonen. Arbeidet med å oppgradere lederutviklingsprogrammene er igangsatt.

Det er etablert et eget program for utvikling av prosjektledere i samarbeid med University of California i Berkeley.

Det tilbys et bredt spekter av læringsprogrammer gjennom StatoilHydro-skolen. De fleste er åpne for alle ansatte i selskapet. I 2007 ble det gjennomført 6 225 kurs med til sammen 53 067 deltakere. Det samlede antallet undervisningstimer var 107 276. Som en del av fusjonsprosessen, ble det i fjerde kvartal 2007 gjennomført en rekke kurs knyttet til det nye selskapets felles systemer og IT-løsninger.

Helse og arbeidsmiljø

StatoilHydro arbeider systematisk med å legge til rette for et arbeidsmiljø som fremmer trivsel og helse. I vår virksomhet er det risikofaktorer som kan medføre fare

for helse og sikkerhet, og vi må ha gode systemer for å styre risikoen. Dette gjøres ved å stille krav til arbeidsmiljøet når vi utformer arbeidsplassene. Vi følger tett opp de fysiske, kjemiske og organisatoriske arbeidsmiljøforholdene og har et system for å følge opp risikoutsatte grupper. Kjemisk helsefare har spesielt fokus, og i 2007 er det utarbeidet handlingsplaner for de enkelte forretningsområdene.

Psykososialt arbeidsmiljø er viktig. Det skal være god balanse mellom arbeidskrav, den enkeltes mulighet for kontroll og medvirkning samt støtte fra kolleger og ledere. Selskapet har stort fokus på helse og trivsel i integrasjonsprosessen. I forkant av sammenslåingen ble det lagt vekt på å forberede lederne på å ivareta de ansatte og ha innsikt i menneskelige reaksjoner på endringer. Dette vil bli fulgt opp videre.

Selskapets helsetjeneste er tilpasset virksomheten og krav i de enkelte land. Det etableres nødvendig akuttmedisinsk beredskap.

StatoilHydro er en inkluderende arbeidslivsbedrift. Vi følger aktivt opp arbeidsmiljøet og tilrettelegger for å hindre sykefravær. Ved fravær følges den enkelte tett opp for å komme raskt tilbake i jobb. Selskapet er opptatt av å legge til rette for et stimulerende arbeidsmiljø og god personalpolitikk i alle faser av yrkeskarrieren.

Sykefraværet i StatoilHydro var på 3,5 prosent i 2007. Sykefraværet i StatoilHydro har vært stabilt lavt på 3,5 prosent de siste tre årene. Gjennomsnittlig sykefravær i Norge var i tredje kvartal 2007 på 6,0 prosent.

Sikkerhet

Vår førsteprioritet er sikker og effektiv drift. Vi har høstet stor anerkjennelse for vårt system for overvåking av teknisk sikkerhet og vårt sikkerhetsprogram, Kollegaprogrammet.

Ulykker utgjør en betydelig trussel for vår virksomhet. En grunnleggende forståelse for risiko og de faktorer som påvirker risiko og er avgjørende for å kunne drive en trygg virksomhet.

Det samlede antallet alvorlige HMS-hendelser i våre aktiviteter lå på et stabilt nivå i 2007. Antallet alvorlige gasslekkasjer på våre installasjoner og anlegg er redusert noe i 2007.

StatoilHydro hadde tre dødsulykker i 2007. I forbindelse med forøying av LPG-fartøyet «Goodwood» til havna ved Mongstad ble to av mannskapet om bord truffet av et trossetau og alvorlig skadet. En av dem døde på sykehuset senere samme dag. En av mannskapet på kranlekteren «Saipem 7000» ble truffet av en hydraulikkslange og falt over bord og druknet på Tordis-feltet. En lastebilsjåfør døde etter en trafikkulykke i Sverige.

Vi tror fullt og fast på at alle ulykker kan unngås, og vårt mål er fortsatt null personskader. Vi legger stor vekt på å arbeide kontinuerlig for bedre sikkerhetsresultater i alle våre aktiviteter.

I arbeidet med å forbedre våre resultater er vi stolte over å kunne si at selskapets sikkerhetsprogram, Kollegaprogrammet, til nå har hatt over 35 000 deltakere. Grunnlaget for dette programmet er de fem menneskelige sikkerhetsbarrierene: riktige prioriteringer, etterlevelse av krav, åpen dialog, løpende risikovurdering og omtanke for hverandre.

I arbeidet med å redusere risiko bruker vi et system for å overvåke teknisk sikkerhet. Sammen med daglig vektlegging av sikker drift i vår virksomhet, gjør dette at vi kan oppnå en systematisk reduksjon i risikoen for større ulykker. Selv om vi ikke nådde våre HMS-mål for 2007, mener vi at vi er på rett spor, og vi vil arbeide for å oppnå forbedringer i årene framover.



Paul Tiffany fra universitetet i Berkeley i California skolerer StatoilHydro-ledere innen prosjektutvikling og ledelse i vårt prosjektakademi.

Miljø

StatoilHydros ambisjon er å dekke det behovet for energi som er nødvendig for videre økonomisk og samfunnsmessig utvikling, samtidig som vi har omtanke for miljøet og aktivt går inn for å bekjempe globale klimaendringer. I 2007 har vi erfart at det å være pioner på iverksetting av ny teknologi også kan føre til problemer og tilbakeslag. Problemer med kjølesystemet på Snøhvit har ført til mer fakling og høyere CO₂-utslipp enn forutsatt. I tillegg har vi hatt et stort oljeutslipp i tilknytning til bøyelasting til skip fra Statfjord A-plattformen i Nordsjøen.

Alle våre aktiviteter, enten det er leting etter olje og gass, bygging og drift av anlegg, eller bruk av våre produkter, har potensial til å påvirke miljø og lokalsamfunn. Påvirkningen kan skyldes utslipp, bruk av landområder og begrensede naturressurser, trusler mot biologisk mangfold, kulturarv og menneskelig helse og velferd. Virkningen på miljøet avgjøres av tilstanden til det området som er berørt, type aktivitet, hvilken teknologi som brukes og driftsstandardene.

Miljø og klima

FNs klimapanel (UN Intergovernmental Panel of Climate Change, IPCC) har skaffet bevis for at verden allerede lider under menneskeskapte påvirkninger på klimaet i verden. Klimaendringer er blitt en av de aller viktigste sakene på den politiske agendaen verden over.

StatoilHydro erkjenner at det er en sammenheng mellom bruk av fossilt brensel og menneskeskapte klimaendringer. Vår klimapolitikk tar hensyn til:

- behovet for å bekjempe globale klimaendringer
- behovet for å øke innsatsen innenfor fornybar energi og ren teknologi
- vår ambisjon om å opprettholde StatoilHydros posisjon som bransjeleder på bærekraftig utvikling

Pioner innenfor fangst og lagring av CO₂

Vår erfaring fra mer enn ti års drift innenfor fangst og lagring av CO₂ (CCS) på for eksempel Sleipner, har vært viktig i forhold til å vinne bred anerkjennelse globalt for CCS som en viktig måte å bekjempe drivhuseffekten på, og for politikk og regulering som kan legge til rette for stor skalautvikling av CCS.

Planleggingen av CO₂-fangst i stor skala ved kraftvarmeverket på Mongstad er godt i gang. Demonstrasjonsanlegget

for CO₂-fangst på Mongstad (TCM) går videre med nye industrielle partnere som overtar deler av eierinteressene fra staten i dette industrisamarbeidet. Dette prosjektet er viktig for å kunne ta teknologit utviklingen for CO₂-fangst opp på et nytt nivå.

Det å være en pioner på iverksetting av ny teknologi kan også føre til problemer og tilbakeslag. På Snøhvit har oppstartsproblemer ført til mer fakling og utslipp av CO₂ enn planlagt. Det er søkt om utslippstillatelse for de økte utslippene. Et av resultatene er at vi ikke kan oppnå planlagte utslippsreduksjoner fra fangst og lagring av CO₂ i 2007. Prosjektet for fangst og lagring av CO₂ og økt oljeutvinning på Halten, som vi hadde satt i gang i samarbeid med Shell International, ble avsluttet sent i 2007 ettersom det ikke var økonomisk gjennomførbart under dagens rammebetingelser.

Kompetanse og rådgivning

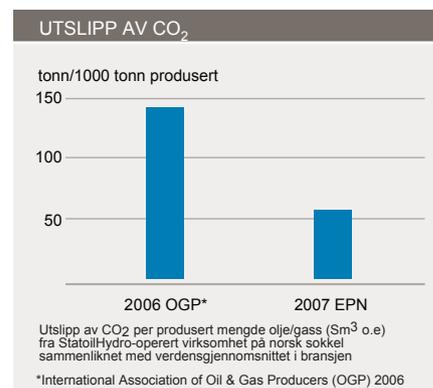
Fangst og lagring av CO₂ er anerkjent av mange land i 2007 som en viktig metode for å bekjempe globale klimaendringer. StatoilHydro har bidratt med erfaring og kompetanse og har vært engasjert som rådgiver i tilknytning til EU-direktiver for godkjenning og innlemming av CCS i EUs kvotehandelsystem. Det er gjort forsøk på å få aksept for at CCS er berettiget til CMD-kreditter, men på grunn av motstand fra enkelte land er dette fortsatt til vurdering i FNs klimakonvensjon (UNFCCC).

Vindkraft til havs

StatoilHydro arbeider med teknologit utvikling og demonstrasjon av vindkraftproduksjon til havs. Potensialet for framtidig vindkraftproduksjon til havs er stort, men det gjenstår fortsatt en del teknologiske og kommersielle utfordringer før dette kan oppgraderes til industrielt



EUs energikommisær Andris Piebalgs, tidligere olje- og energiminister Odd Roger Enoksen og Margareth Øvrum, StatoilHydros konserndirektør for Teknologi og Ny Energi, besøkte Sleipner-feltet hvor CO₂-håndtering har pågått i over ti år.





Det er et stort potensial i vindkraftsektoren til havs, og vi har investert i 25 lovende selskaper i energisektoren.



Vårt salg av biodrivstoff i 2007 bidro til å redusere CO₂-utslippene med 167 000 tonn i forhold til tilsvarende bruk av vanlig drivstoff.

nivå. Gjennom en StatoilHydro-venture har vi investert nærmere 1,2 milliarder kroner i 25 lovende selskaper i energisektoren, og er aktivt engasjert i deres utvikling.

Biodrivstoff fra 1999

Vi begynte med salg av biodrivstoff i Sverige i 1999, og selger i dag biodrivstoff fra servicestasjoner i Sverige, Danmark, Norge, Latvia, Litauen, Estland og Polen. I alt bidro salget vårt av biodrivstoff i 2007 til å redusere utslippene av karbondioksid med 167 000 tonn i forhold til tilsvarende bruk av vanlig drivstoff.

I august 2007 kjøpte StatoilHydro en eierandel på 42,5 prosent i det litauiske produksjonsanlegget Mestilla som driver produksjon av biodrivstoff basert på rapsfrø. Videre har vi inngått et samarbeid med Petrobras i Brasil om produksjon av bærekraftig biodrivstoff. Det er også fastsatt foreløpige kriterier for bærekraftig handel med biodrivstoff. Vi har startet en omfattende gjennomgang av miljø- og samfunnsrelaterte utfordringer for å sikre bærekraftig kvalitet i alle deler av produktets livssyklus.

Kvotehandling og Kyoto-mekanismene

I løpet av året er det blitt besluttet at Norges olje- og gassproduksjon blir inkludert i kvotehandlingssystemet fra 2008 og at Norge vil slutte seg til EUs kvotehandling fra samme tidspunkt. StatoilHydro har en kvotehandlingsorganisasjon som ivaretar forpliktelsene i forhold til kvotehandlingssystemet for alle anlegg som StatoilHydro driver.

StatoilHydro driver også forretningsutvikling gjennom prosjekter som gir kreditter for utslippsreduksjoner etter reglene i Kyoto-protokollen. Våre prosjekter er basert på StatoilHydros teknologi og kompetanse innenfor reduksjon av faking, energieffektivisering, kombinerte kraft-/varmeanlegg og nye energiløsninger. Målet med aktiviteten er kommersiell, men det gir også tilleggsgevinster i form av teknologioverføring og forsterkning av samarbeid med partnere i andre land.

Reduksjon av CO₂-utslipp

Utslippene av CO₂ økte i 2007 sammenliknet med 2006, noe som skyldes den forsinkede oppstarten av karbonlagring på Snøhvit og en noe mindre lagring av CO₂ på In Salah-feltet i Algerie sammenliknet med planlagt nivå. Vi forventer lavere utslipp når disse feltene når sitt planlagte nivå for lagring og CO₂, og kraftvarmeverket på Mongstad blir satt i drift.

Utslippene av CO₂ har økt fra 12,9 millioner tonn i 2006 til 14,6 millioner tonn i 2007. Hovedårsaken til de økte CO₂-utslippene er det ekstraordinære nivået på faking fra Snøhvit-anlegget på Melkøya som et resultat av oppstartsproblemer.

Utslippene av CO₂ per produsert tonn olje og gass på de feltene vi er operatør for, tilsvarer 39 prosent av gjennomsnittet i bransjen. Endringer i lovgivning knyttet til klimagassutslipp kan føre til ekstra utgifter til miljøvernutstyr.

Miljøstyring

Vårt miljøstyringssystem er en integrert del av det overordnede styringssystemet og er sertifisert i henhold til miljøstandarden ISO 14001. Vi kartlegger de viktigste miljøfaktorene for hvert anlegg og setter mål for forbedring.

Utslipp til sjø

Vi overvåker utslippene våre kontinuerlig, og det lave innholdet av olje i utslippsvannet fra mange av våre innretninger viser at vi blir stadig bedre. Det gjennomsnittlige utslipp av olje til vann fra StatoilHydros installasjoner på norsk sokkel var i 2007 lavere enn 10 mg per liter. Flere modifikasjonsprosjekter for ytterligere reduksjon er under gjennomføring.

Vi utfører en omfattende miljøovervåking, både gjennom lovpålagte miljøundersøkelser og gjennom andre initiativ som SERPENT (Scientific and environmental partnership) hvor ledig kapasitet på ROV-er (fjernstyrte undervannsfartøy) benyttes i miljøundersøkelser i forbindelse med leteboring. Resultatene fra miljøovervåking viser at det er i umiddelbar nærhet av plattformene vi finner igjen enkelte av de stoffene vi slipper ut.

Redusert utslipp ved lastning av olje til havs

StatoilHydro og bransjen for øvrig har i flere år arbeidet for å redusere utslippene av ikke-metanholdige, flyktige, organiske forbindelser (VOC) som stammer fra lastning av olje til havs. I 2007 ble det installert utstyr på et nytt skip, slik at det nå er nok skipskapasitet med utstyr for fjerning av ikke-metanholdige VOC på plass, men på grunn av driftsforholdene har ikke nødvendig kapasitet alltid vært tilgjengelig. I tillegg har ikke driftsregulariteten til selve utstyret vært helt tilfredsstillende. Reduksjonen i utslippene i 2007 var på 45 000 tonn, noe som var 30 prosent lavere enn målet. Bransjen undersøker andre tiltak for forbedring.

I tillegg er det oppnådd en reduksjon på 17 800 tonn i utslippene av ikke-metanholdige VOC fra lagring på flytende lagrings- og produksjonsskip (Åsgard, Norne og Njord) i 2007.

Forvaltning av vannressurser

Vi tar sikte på å øke vanneffektiviteten, minimere forurensingen og gå aktivt inn for å forbedre vannsituasjonen i de lokalsamfunnene vi driver virksomhet i. Dette vil være et viktig bidrag til en bærekraftig forvaltning av vannressurser.

Kravene til en bærekraftig forvaltning av vannressurser er tatt inn i våre styrende dokumenter. Retningslinjer for å oppfylle disse kravene og støtte opp om forretningsmessige beslutninger, er under utarbeiding og inkluderer også «Global water tool» som er utgitt av World Business Council for Sustainable Development.

Biologisk mangfold

Bevaring av biologisk mangfold er et nøkkelement i bærekraftig utvikling. Biologisk mangfold står sentralt i vår miljøpolicy. Det er fastlagt som et prinsipp at vi skal søke å opprettholde biologisk mangfold og viktige økosystemfunksjoner og der det er mulig bidra positivt til bevaring av biologisk mangfold.

Dette har vært et satsingsområde i flere av våre internasjonale prosjekter i 2007. På Belgica-banken utenfor Øst-Grønland

ble det gjennomført en kartlegging av marine pattedyr, mens det ble gjort observasjoner av marine pattedyr og havskilpadder i Rovuma-bassenget i Mosambik i tilknytning til todimensjonale seismiske data i 2007. Resultatene ble brukt som bakgrunn for miljøstyring av aktivitetene. Biologisk mangfold er også en viktig utfordring i forbindelse med vår oljesandvirksomhet i Canada.

Oljevern og uhellsutslipp

I 2007 etablerte vi overordnede prinsipper for oljevernberedskap i tilknytning til selskapets virksomhet. Vi har også videreført en omfattende forsknings- og utviklingsportefølje for tilpasning av oljevernberedskap til arktiske områder.

12. desember 2007 opplevde vi selskapets største oljeutslipp noensinne, da 4 400 standard kubikkmeter olje ved et uhell ble sluppet ut i sjøen under lastning til tankskip ved Statfjord A-plattformen i Nordsjøen. Et omfattende beredskapsapparat ble raskt mobilisert, inkludert fire oljevernfarer, overvåking fra fly og helikopter, samt prøvetaking og observasjoner for å vurdere miljøskader. Så snart værforholdene tillot det, ble det gjort forsøk på å samle opp olje, men flakene var tynne og oljen ble raskt løst opp som små dråper og blandet ned i vannmassene. Noen dager etter utslippet var det ikke mulig å observere gjenværende olje. Vi ser svært alvorlig på denne hendelsen. Det er iverksatt umiddelbare tiltak i tillegg til at det er gjennomført to omfattende granskinger. Iverksetting av korrigerende tiltak på grunnlag av resultater fra granskingen er gjort og pågår. For å hindre at liknende ulykker skjer i fremtiden, vil vi i 2008 legge stor vekt på å lære av denne hendelsen både på produksjonsanleggene og i organisasjonen for øvrig.



Biologisk mangfold står sentralt i StatoilHydros miljøpolicy.



Utslippet fra Statfjord A er det største i selskapets historie. Vi legger stor vekt på å bedre beredskapen i fremtiden.

Samfunn

StatoilHydro er opptatt av å bidra til en bærekraftig utvikling gjennom våre kjerneaktiviteter i de landene vi arbeider. Vi forplikter oss i forhold til åpenhet og antikorrupsjonsarbeid, respekt for menneskerettigheter og arbeiderrettigheter. Dette gjelder både i vår egen virksomhet og i de deler av verdikjeden som vi har betydelig innflytelse på. Vi ønsker å tilrettelegge for et forhold mellom selskapet og samfunnet basert på respekt til fordel for begge parter.



På vei til en av de mest suksessrike letelisensene i Libya: lisens NC186 på El-Sharara-feltet i Murzughassenen. Spanske Repsol er operatør og anslår de foreløpig påviste reservene i lisensen til mer enn én milliard fat olje. StatoilHydro er partner med Repsol, Total og OMV i lisensen.

Det er StatoilHydros ansvar å bidra til å skape verdier både for våre aksjonærer og vertsland. Dette er ikke bare et etisk forhold; det er også nødvendig for å kunne drive en forsvarlig og lønnsom virksomhet på lang sikt i komplekse omgivelser.

Vi er derfor opptatt av å bidra til bærekraftig utvikling gjennom våre kjerneaktiviteter i de landene vi arbeider i, ved å:

- fatte beslutninger basert på hvordan de påvirker våre interesser og interessene til samfunnet rundt oss
- sørge for åpenhet, antikorrupsjon og respekt for menneskerettigheter og arbeidstakerrettigheter
- skape positive ringvirkninger gjennom vår kjernevirksomhet for å bidra til at lokalsamfunn utvikles slik de selv ønsker

Samfunnsorientert risikostyring

Vi i StatoilHydro forplikter oss til nullskade-filosofien. Vi fatter våre beslutninger basert på hvordan de påvirker våre interesser og interessene til de lokalsamfunnene vi arbeider i.

Vi tar derfor sikte på å forstå og styre samfunnsrelatert risiko gjennom å vurdere behov og forventninger, redusere og dempe skadelige effekter på de lokalsamfunnene som påvirkes av vår virksomhet og på våre egne aktiviteter, og gjennom å kartlegge muligheter til utvikling som er relevant for vår forretningsvirksomhet.

Åpenhet og antikorrupsjon

Åpenhet og antikorrupsjonsarbeid er kjerneverdier i et godt styringssystem og et produktivt forretningsmiljø og nødvendige forutsetninger for et effektivt marked og en bærekraftig utvikling. I et slikt miljø vil fordelene fra vår virksomhet også lettere kunne deles av samfunnet som helhet. Åpenhet og antikorrupsjon er viktige prinsipper som vi har forpliktet oss til og som vi ikke vil gå på akkord med.

Våre forpliktelser i forhold til åpenhet og antikorrupsjon har solid forankring gjennom tilslutning til en rekke internasjonale tiltak, blant annet OECDs «Guidelines for Multinational Enterprises» og det tiende prinsippet i FNs Global Compact om antikorrupsjon. Videre har vi støttet «Extractive Industries Transparency Initiative» (EITI), og vi var det første større oljeselskapet som begynte å offentliggjøre alle inntekter og betalinger i landene hvor vi har virksomhet. Gjennom «World Economic Forum's Partnering Against Corruption Initiative» (PACI) er StatoilHydro også en aktiv deltaker i arbeidet med å samordne viktige internasjonale antikorrupsjonstiltak (Global Compact, Det internasjonale handelskammer og Transparency International) for å gjøre innsatsen enda mer effektiv. Vi har også en konsernavtale med Transparency International Norway og har samarbeidet med dem i utviklingen av «Business Principles for Countering Bribery» (BPCP).

Menneskerettigheter og arbeidsforhold

Respekt for menneskerettigheter og arbeidstakerrettigheter – både i vår egen virksomhet og i deler av verdikjeden vi har betydelig innvirkning på – er en viktig del av hvordan vi driver vår virksomhet. Vi ønsker et forhold mellom oss og samfunnet som er basert på respekt og som er til fordel for begge parter. Brudd på menneskerettigheter blir ikke akseptert i vår virksomhet og vil være et brudd på våre prinsipper og standarder.

Verdenserklæringen om menneskerettighetene er vårt felles etiske fundament. Vår forpliktelse er ytterligere rotfestet i vår støtte til OECDs «Guidelines for Multinational Enterprises» og prinsippene i FNs Global Compact, som omfatter menneskerettigheter og arbeidslivsstandarder i tillegg til miljø og antikorrupsjon.

Gjennomgang av Hydro-avtaler i Libya

Statoil ble 26. september 2007 informert om mulige lovstridige konsulentavtaler og transaksjoner knyttet til Hydros virksomhet i Libya, som i forbindelse med fusjonen mellom Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet er overført til StatoilHydro. Etter en foreløpig vurdering fra Statoils konsernrevisjon, besluttet konsernsjef Helge Lund i samråd med Statoils styre å iverksette en ekstern gjennomgang av de aktuelle forhold. Det amerikanske advokatfirmaet Sidley Austin LLP er i ferd med å foreta denne gjennomgangen sammen med det norske firmaet Simonsen Advokatfirma DA, med bistand fra StatoilHydros konsernrevisjon. Øvrige konsulentavtaler knyttet til Hydros internasjonale petroleumsvirksomhet blir også gjennomgått. Hydro og StatoilHydro samarbeider om å frambringe den dokumentasjon og informasjon som er nødvendig for å få fram fakta i saken.

Vi er også fortsatt en aktiv deltaker i «Business Leaders' Initiative on Human Rights» (BLIHR) og «Voluntary Principles on Security and Human Rights». Vi støtter også arbeidet til Amnesty International Norge, Norsk senter for menneskerettigheter ved Universitetet i Oslo, Flyktningehjelpen og Democratic Governance Thematic Trust Fund (UNDP) gjennom konsernavtaler.

Positive ringvirkninger

Olje- og gassindustrien har et stort potensial for å stimulere til økonomisk vekst. Behovet for spesialiserte fagfolk og teknologi kan imidlertid bety at de direkte fordelene vil være begrenset.

StatoilHydro tar sikte på å foreta bærekraftige investeringer som kan skape og maksimere delte verdier – det vil si investeringer som er til fordel både for våre aksjonærer og de vertslandene vi har virksomhet i. Vi gjør dette ved å sikre lokalt innhold og skape positive ringvirkninger fra vår kjernevirksomhet til støtte for vertslandets utviklingsambisjoner. Vi går inn for å rekruttere lokalt og viser dermed at vi er en god arbeidsgiver som tilbyr et trygt arbeidsmiljø, attraktive opplæringsmuligheter og som bygger på lokal kompetanse.

Vi fremmer lokale leveranser og samarbeider med lokale bedrifter som leverandører og kontraktører der disse finnes, og investerer i å utvikle bærekraftige og konkurransedyktige lokale bedrifter. Vi støtter utdanning og kompetansebygging i lokalsamfunnet og blant våre leverandører og kontraktører for å bygge opp varig kompetanse og hjelpe dem å utvikle de kvalifikasjoner, standarder og sertifiseringsordninger de trenger for å arbeide i olje- og gassindustrien.

Samfunnsinvesteringer

Vår internasjonale virksomhet foretok sosiale investeringer i størrelsesorden 7,7 millioner US-dollar i 2007. Sosiale investeringer inngår i StatoilHydros virksomhets- og samfunnsansvarsplaner for de landene hvor vi driver virksomhet. Disse investeringene er fordelt på ulike prosjekter som alle faller inn under våre tre

satsingsområder, nemlig åpenhet og anti-korrupsjon, menneskerettigheter og arbeidslivsstandarder samt lokale ringvirkninger. Disse investeringene støtter vår kjernevirksomhet ved å skape fellesverdier for våre interessenter i vertslandene hvor vi driver virksomhet.

Sosiale investeringer er basert på kommersielle betraktninger og tar sikte på å bygge selv bærende økonomiske aktiviteter. Vi tar sikte på å unngå å skape avhengighet og støtte uproduktive prosjekter.

Generelle resultater

I 2007 gjorde vi framskritt på alle disse områdene. Fusjonen har satt virksomhet basert på integritet og samfunnsansvar i sentrum for våre internasjonaliseringplaner, og integrasjonsprosessen for de to selskapene har styrket vår kapasitet når det gjelder å nå disse målene. I samarbeid med partnere har vi utviklet et rammeverk for å måle hvilken innvirkning virksomheten vår har og forbedre dialogen med vertslandene og andre interessegrupper.

Vi har også forbedret våre due diligence-prosedyrer for integritet slik at vi kan teste investeringer og leverandører for eventuelle brudd på integritet og menneskerettigheter. Videre har vi pilottestet et verktøy for vurdering av menneskerettigheter i fem land hvor vi har virksomhet. Vi har også startet en obligatorisk opplæring i etikk og anti-korrupsjon og investert i lokal opplæring, rekruttering og leverandørutvikling i viktige land, blant annet Algerie, Brasil, Russland og Venezuela. Vi samarbeider med andre aktører og deltar i internasjonale initiativer for å fremme felles standarder og framgangsmåter i bransjen.

I 2007 ble både Statoil og Hydro rangert som de mest bærekraftige selskapene i sine respektive sektorer på bærekraftindeksen «Dow Jones Sustainability World Index». Statoil fikk denne rangeringen for fjerde år på rad i olje- og gassektoren, mens Hydro fikk samme anerkjennelse i sektoren «basic resources» for andre år på rad.

Mer informasjon om dette finnes i bærekraftrapporten for 2007.



Vi samarbeider med universitetet i Murmansk og Arkhangelsk. Ved Arkhangelsk State Technical University utdannes mange av framtidens oljearbeidere og industriledere.



Sleipner står sentralt i utvinningen av ressursene på norsk sokkel.

Våre resultater

Styret i StatoilHydro karakteriserer fusjonen som ble gjennomført mellom Statoil og Hydros olje- og gassaktiviteter 1. oktober 2007 som en kraftfull respons på økende kompleksitet og internasjonal konkurranse i bransjen.

Fusjonen ble gjennomført med et vellykket resultat og representerer en viktig milepæl i et år med historisk høyt aktivitetsnivå.

Andre viktige milepæler i 2007 er fullføringen av Ormen Lange-prosjektet og første tanklast med flytende naturgass (LNG) fra Snøhvit ut fra anlegget på Melkøya. I tillegg er åtte prosjekter på norsk sokkel og fem internasjonale prosjekter satt i drift i løpet av året.

I løpet av 2007 fikk vi tilgang på nye muligheter til vekst. Selskapet kjøpte blant annet North American Oil Sands Corporation og skapte med dette en posi-

sjon innen canadisk oljesand. Mot slutten av året ble selskapet valgt som partner til utbyggingen av offshorefeltet Shtokman.

Det fusjonerte StatoilHydro har utvidet sin teknologibase og økt sin kompetanse når det gjelder å gjennomføre større og mer krevende prosjekter.

I 2007 leverte vi et solid årsresultat og er godt posisjonert for framtidig vekst og verdiskaping. Styret foreslår for generalforsamlingen et samlet ordinært og ekstraordinært utbytte på 8,50 kroner per aksje.

Årsberetning 2007

Fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassaktiviteter var en kraftfull respons på økende kompleksitet og internasjonal konkurranse i bransjen. Det fusjonerte StatoilHydro har utvidet sin teknologibase og økt sin kompetanse når det gjelder å gjennomføre større og mer krevende prosjekter. Selskapet har en større global tilstedeværelse og en sterkere portefølje av eiendeler. Se tidligere kapitler for informasjon om virksomhetens natur og omfang.

Fusjonen ble gjennomført med vellykket resultat 1. oktober 2007 og representerer en viktig milepæl i et år med historisk høyt aktivitetsnivå. Bokført produksjon av olje og gass økte med tre prosent, og 15 nye prosjekter ble satt i produksjon. Det er gjennomført et omfattende leteprogram, og selskapet har fått tilgang på nye kvalitetsprosjekter og leteområder. StatoilHydro leverte et solid årsresultat og er godt posisjonert for framtidig vekst og verdiskaping.

Høyt aktivitetsnivå i ny organisasjon

StatoilHydro hadde en samlet bokført produksjon av olje og gass på 1 724 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2007. Bidraget fra vår internasjonale virksomhet var rekordhøyt og sto for 18 prosent av den bokførte produksjonen. Solide prestasjoner og høye priser på olje og gass ble delvis oppveid av en økning i driftskostnader og en nedgang i produksjonen på den norske kontinentalsokkelen. Resultat før finansposter og skattekostnad for 2007 på 137 milliarder kroner ble også påvirket av omstrukturingskostnader i forbindelse med fusjonen på til sammen 11,1 milliarder kroner.

Selskapet nådde viktige milepæler i flere prosjekter på norsk sokkel. I løpet av høsten 2007 ble det startet produksjon og eksport til Storbritannia fra Ormen Lange-prosjektet, som ble offisielt åpnet i oktober. I oktober gikk også det første tankskipet med flytende naturgass (LNG) fra Snøhvit ut fra anlegget på Melkøya. Dette LNG-anlegget har hatt driftsproblemer, og det er fortsatt usikkerhet knyttet til når det vil få regelmessig og stabil drift. I tillegg har åtte prosjekter på norsk sok-

kel og fem internasjonale prosjekter startet drift i 2007. Selskapet har også godkjent 13 prosjekter for utbygging, hvorav fire ligger utenfor Norge.

I 2007 gjennomførte vi et omfattende leteprogram. Av til sammen 71 letebrønner, ble 47 boret utenfor norsk sokkel. Selskapet har deltatt i 36 funn, hvorav 18 er gjort internasjonalt. I løpet av 2007 har vi økt våre sikre reserver fra nye funn og utvidelser med 215 millioner fat oljeekvivalenter. Videre er reservene økt med 325 millioner fat oljeekvivalenter på grunnlag av revisjoner og økt utvinning. Til sammen har selskapet oppnådd en reserveerstatningsrate på 86 prosent i 2007.

I løpet av 2007 fikk StatoilHydro tilgang på nye muligheter til vekst. I juni kjøpte vi North American Oil Sands Corporation og skapte med dette en posisjon innenfor Canadisk oljesand. Posisjonen på dypt vann i den amerikanske delen av Mexico-golfen ble styrket gjennom tildeling av nye letelisenser i ordinære lisensrunder. Mot slutten av året ble selskapet valgt som partner til utbyggingen av offshorefeltet Shtokman, som består av gass og kondensat. Hittil i 2008 har vi styrket vår interna-

ved Snorre-feltet ved hjelp av avanserte verktøy for modellering av elveavsetninger som er utviklet av StatoilHydro. Produksjonen av hydrokarboner er økt på en rekke felt på norsk sokkel (inkludert Gullfaks) gjennom bruk av tidsfordelt firedimensjonal seismikk – en teknologi vi er blant de fremste i bransjen på. Vi har også gjort store framskritt når det gjelder utvikling av et firedimensjonalt seismisk overvåkingssystem basert på fiberoptisk teknologi.

Utgifter til forskning og utvikling var henholdsvis 1 969 og 1 616 millioner kroner i 2007 og 2006. Våre forsknings- og utviklingsutgifter er delvis finansiert av partnere i StatoilHydro-opererte lisenser. Vår andel av utgiftene er kostnadsført.

Risiko

Resultatene våre påvirkes i stor grad av en rekke faktorer, hovedsakelig de som påvirker prisene vi mottar i norske kroner for produktene vi selger. Disse faktorene omfatter spesielt prisnivået på råolje og naturgass, utviklingen i valutakursen på US-dollar, som råoljeprisene vanligvis er notert i, og norske kroner som våre regnskaper rapporteres i, og som en betydelig andel av våre kostnader påløper i, våre produksjonsvolumer av olje og naturgass som igjen avhenger av våre egenvolumer under produksjonsdelingsavtaler, og av tilgjengelige petroleumsreserver, vår egen og våre partners kompetanse og samarbeid når det gjelder å utvinne olje og naturgass fra disse reservene, og endringer i vår portefølje som følge av kjøp eller salg av eiendeler.

Resultatene vil også påvirkes av utviklingen i den internasjonale oljeindustrien, deriblant mulige tiltak fra myndighetene i de land vi har virksomhet i, eller mulige fortsatte tiltak av medlemmene i Organisasjonen av petroleumseksporterende land (OPEC) som påvirker prisnivå

og volum, raffineringmarginer, økte kostnader på tjenester relatert til oljeproduksjon, forsyning og utstyr, økt konkurranse om letemuligheter og operatørskap, og deregulering av markedet for naturgass, som kan føre til betydelige endringer i den eksisterende markedsstrukturen og det generelle prisnivået, i tillegg til stabiliteten i prisene.

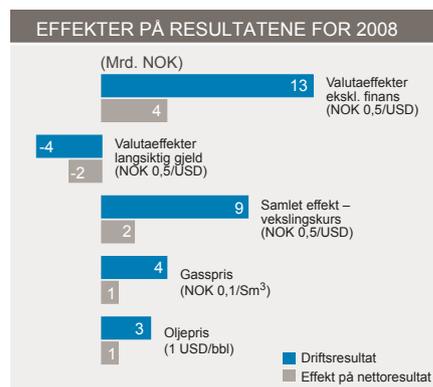
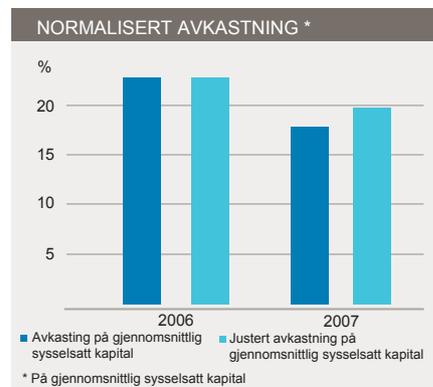
Tabellen nedenfor viser årlig gjennomsnitt for prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginen FCC (fluid catalytic cracking) og valutakursen NOK/USD for 2007 og 2006.

Illustrasjonen viser hvordan endringer i råoljeprisen, gasskontraktspriser, raffineringmarginer (FCC) og valutakursen USD/NOK kan påvirke våre regnskapsmessige resultater dersom de vedvarer et helt år, gitt det samme aktivitetsnivået som i 2007.

Forventet sensitivitet for hver av faktorene i forhold til våre økonomiske resultater er beregnet under forutsetning av at alle andre faktorer forblir uendret. Forventet effekt på de økonomiske resultatene vil avvike fra de som faktisk ville framkommet i StatoilHydro's konsernregnskap, fordi konsernregnskapet også ville gjenspeilet effekten på avskrivninger, handelsmarginer, letekostnader, inflasjon, mulige endringer i skattesystemet og virkningen av eventuelle sikringsaktiviteter.

Våre aktiviteter innenfor strategisk risikostyring av olje- og gasspriser skal bidra til å sikre vår langsiktige strategiske utvikling og måloppnåelse ved å opprettholde økonomisk handlefrihet og kontantstrømmer.

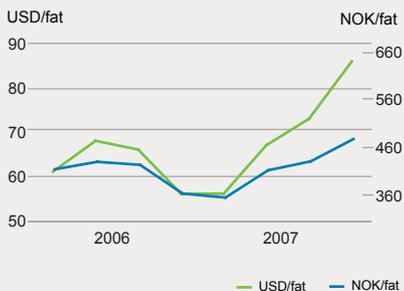
Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig angitt i eller drevet av US-dollar, mens våre driftskostnader og skattebetalinger for en stor del påløper i nor-



Arlig gjennomsnitt	2007	2006
Råolje (dollar per fat for Brent kvalitet)	70,5	63,2
Naturgass (kroner per kubikkmeter)(1)	1,69	1,94
Raffineringsmargin FCC kvalitet (US-dollar per fat)	8,4	7,1
Norske kroner/dollar	5,86	6,42

(1) Fra norsk sokkel

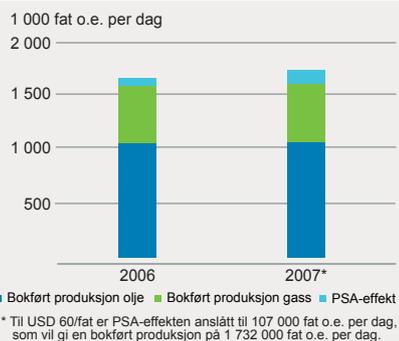
KONSERNETS REALISERTE OLJEPRIS



FORDELING AV SIKRE RESERVER



KONSERNETS OLJE- OG GASSPRODUKSJON



mens bidraget fra økt oljeløfting sto for 5,0 milliarder kroner. Det samlede salget av gass bidro med 3,6 milliarder. Dette ble motvirket av en nedgang i gassprisen som hadde en negativ innvirkning på 10,4 milliarder kroner.

Løftede oljevolumer vil over tid samsvare med produserte volumer. Volumene kan imidlertid være høyere eller lavere enn produksjonen i gitt periode på grunn av driftsfaktorer som påvirker tidspunktet for når selskapet løfter oljen fra feltene.

Det samlede salget av naturgass var 42,0 milliarder Sm³ i 2007 og 40,2 milliarder Sm³ i 2006. Økningen skyldes hovedsakelig høyere tredjeparts gassalg, som ble delvis motvirket av en netto nedgang i våre bokførte salgsvolumer.

Varekostnader inkluderer kostnaden av olje- og NGL-produksjonen som vi kjøper fra staten i henhold til avsetningsinstruksen. Varekostnadene økte til 260,4 milliarder kroner i 2007. Økningen skyldes hovedsakelig høyere oljepriser målt i norske kroner.

Driftskostnader omfatter produksjonskostnader i felt og transportsystemer knyttet til vår andel av olje- og gassproduksjonen. Driftskostnadene var 60,3 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 44,8 milliarder kroner i 2006. Økningen skyldes hovedsakelig omstillingskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen, i tillegg til høyere drifts- og vedlikeholdskostnader, økte transportkostnader og oppstart av nye felt.

Samlet bokført produksjon av olje og gass økte fra 1 708 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2006 til 1 724 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2007. Økningen i bokført produksjon var drevet av en vekst på 31 prosent internasjonalt, som delvis ble motvirket av en mindre nedgang på norsk sokkel. Egenproduksjonen av olje og gass økte fra 1 778 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2006 til 1 839 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2007.

Produksjonsenhetskostnaden målt i norske kroner var 44,10 kroner (8,12 US-dollar) per fat oljeekvivalenter i 2007, sammenliknet med 28,40 kroner (5,23 US-dollar) per fat i 2006. Økningen skyldes hovedsakelig omstillingskostnader,

oppstart av nye felt, økte vedlikeholdskostnader og et generelt kostnadspress i bransjen. Justert for omstillingskostnader og andre kostnader som har oppstått som følge av fusjonen, var den gjennomsnittlige produksjonsenhetskostnaden per fat 35,70 kroner i 2007. Dette beløpet inkluderer 2,50 kroner i kostnader til kjøp av gass til reinjisering som støtte for oljeproduksjonen. I forhold til egenproduksjonen var produksjonsenhetskostnaden målt i norske kroner 41,40 kroner per fat oljeekvivalenter i 2007, noe som er en økning på 14,10 kroner per fat sammenliknet med 2006.

Salgs- og administrasjonskostnader omfatter kostnader knyttet til salg og markedsføring av våre produkter, så som forretningsutviklingskostnader, lønnskostnader og andre ytelser til ansatte og utgjorde 14,2 milliarder kroner i 2007 sammenliknet med 10,8 milliarder kroner i 2006. Økningen skyldes hovedsakelig omstillingskostnader og andre kostnader som har oppstått som følge av fusjonen, som delvis oppveies av en gevinst før skatt på 0,6 milliarder kroner i 2006 fra salget av Statoil Ireland.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger inkluderer avskrivning av produksjonsinstallasjoner og transportsystemer, nedskrivning av felt i produksjon, amortisering av immaterielle eiendeler og avskrivning av balanseførte leteutgifter. Det omfatter også nedskrivning av forringede anleggsmidler. Avskrivnings-, amortiserings- og nedskrivningskostnadene utgjorde 39,4 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 39,5 milliarder kroner i 2006.

En reduksjon på 3,3 milliarder kroner i avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger i 2007 sammenliknet med 2006, ble motvirket av høyere fjerningskostnader på 2,1 milliarder kroner og oppstart av nye felt i 2007. Nedskrivningen av felt på sokkelen i Mexicogolfen og feltet Front Runner utgjorde 4,9 milliarder kroner i 2006, sammenliknet med 1,2 milliarder kroner i nedskrivninger på Lufeng, Front Runner, Thunder Hawk og felt på sokkelen i Mexicogolfen i 2007.

Leteutgifter blir balanseført i den utstrekning leteaktivitetene vurderes å føre til kommersielle funn, eller i påvente av en slik vurdering. Hvis ikke, blir de

kostnadsført. Letekostnadene består av den kostnadsførte delen av letekostnadene for 2007 og nedskrivning av letekostnadene som er balanseført i tidligere år. Letekostnadene var 11,3 milliarder kroner i 2007 og 10,7 milliarder kroner i 2006.

I 2007 ble det ferdigstilt til sammen 71 lete- og avgrensingsbrønner, 24 på norsk sokkel og 47 internasjonalt. I tillegg ble det ferdigstilt to leteforlengelser i samme periode. 34 av lete- og avgrensingsbrønnene resulterte i bekreftede funn, 16 på norsk sokkel og 18 internasjonalt. Begge de to leteforlengelsene førte til bekreftede funn.

I 2006 ble det ferdigstilt til sammen 73 lete- og avgrensingsbrønner, 18 på norsk sokkel og 55 internasjonalt. Fem leteforlengelser ble ferdigstilt i samme periode. 32 av lete- og avgrensingsbrønnene førte til bekreftede funn, åtte på norsk sokkel og 24 internasjonalt. To av leteforlengelsene resulterte i funn.

Resultat før finansposter og skattekostnad var 137,2 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 166,2 milliarder kroner i 2006. Nedgangen skyldes hovedsakelig en økning i drifts-, salgs- og administrasjonskostnader som delvis er knyttet til omstillingskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen på 11,1 milliarder kroner, tap på derivater på 10,0 milliarder kroner, oppstart av nye felt og et høyere aktivitetsnivå. Omstillingskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen er hovedsakelig bokført under driftskostnader og administrasjonskostnader og er allokert til forretningsområdene der det har vært mulig.

Omstillingskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen gjelder hovedsakelig kostnader til pensjoner og førtidspensjoner i tillegg til nedskrivning av eiendeler i Sverige.

I 2007 rapporterte vi en **netto finansinntekt** på 9,6 milliarder kroner, sammenliknet med en netto finansinntekt på 5,1 milliarder kroner i 2006. Endringen i forhold til fjoråret skyldes i hovedsak endringer i valutagevinster og -tap på den andelen av vår utestående langsiktige gjeld som er angitt i US-dollar og valutagevinster og -tap på sikringstransaksjoner i norske kroner. I begge tilfeller er valutata og -gevinster knyttet til endringer i valutakursen USD/NOK, grunnet svekkelsen av amerikanske dollar i forhold til norske kroner.

Valutabytteavtaler benyttes for risikostrøingsformål, for å sikre vår langsiktige rentebærende gjeld i US-dollar. Som følge av dette er vår langsiktige gjeldsportefølje eksponert for endringer i valutakursen USD/NOK. US-dollar svekket seg med 0,85 kroner i forhold til den norske kronen i 2007, mens den svekket seg med 0,51 kroner i 2006.

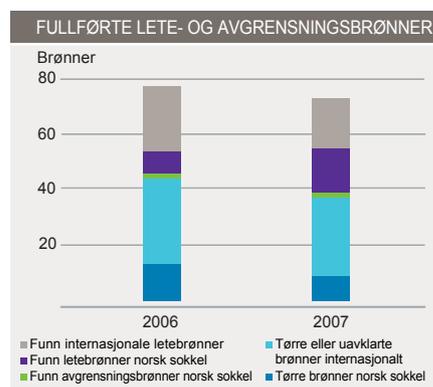
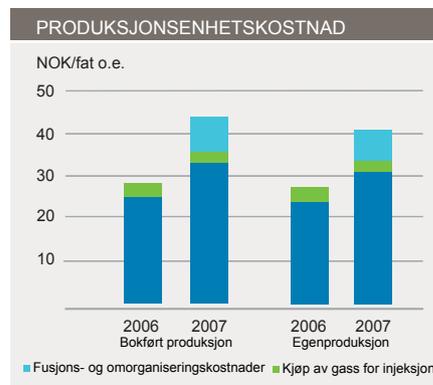
Renteinntekter og andre finansinntekter utgjorde 2,3 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 3,7 milliarder kroner i 2006.

Rentekostnader og andre finanskostnader utgjorde 2,7 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 3,1 milliarder kroner i 2006. Nedgangen skyldes hovedsakelig en nedgang i renteutgiftene på vår langsiktige låneportefølje, noe som skyldes valutaeffekter og gevinster på rentebytteavtaler knyttet til tidligere langsiktige rentebærende lån i Hydro.

Norges Banks sluttkurs for USD/NOK var 5,41 den 31. desember 2007 og 6,26 den 31. desember 2006. Disse sluttkursene er lagt til grunn i StatoilHydros regnskaper.

Den effektive **skattesatsen** var henholdsvis 69,6 og 69,7 prosent i 2007 og 2006.

Justert for en engangsreduksjon i utsatt skattegjeld på 2,0 milliarder kroner grun-



Letevirksomhet (i millioner kroner)	For året		Endring
	2007	2006	
Periodens leteutgifter (aktivitet)	14 241	13 391	6 %
Kostnadsført av tidligere balanseførte leteutgifter	1 660	1 447	15 %
Balanseført andel av periodens aktivitet	-4 569	-4 188	-9 %
Letekostnader	11 333	10 650	6 %

net nye skatteregler for allokering av finansposter i skatteregimet for norsk sokkel og midlertidige forskjeller i konserninterne transaksjoner, var skattesatsen 70,9 prosent i 2006. Skattesatsen i 2007 var lavere enn den justerte skattesatsen i 2006, hovedsakelig grunnet høyere netto finansinntekter og økt effekt av skattereduserende friinntekt på norsk sokkel. Den reduserte skattesatsen i 2007 ble delvis motvirket av relativt lavere inntekter fra felt utenfor norsk sokkel, som har en lavere skattesats enn den gjennomsnittlige skattesatsen.

Effektiv skattesats er skattekostnad dividert med resultat før skattekostnad. Svingningene i effektiv skattesats fra år til år skyldes hovedsakelig poster som ikke er fradragberettigede/skattepliktige (permanente forskjeller), endringer i forholdet mellom andelen av resultat før skatt fra norsk sokkel, som skattlegges til en marginalsats på 78 prosent, andelen fra annen norsk inntekt, inkludert landbasert andel av netto finansposter, som skattlegges med 28 prosent, og andelen fra andre land som skattlegges etter deres gjeldende skattesatser.

I 2007 var **minoritetsinteressene** i resultatet 0,6 milliarder kroner, sammenliknet med 0,7 milliarder kroner i 2006. Minoritetsinteressene gjelder hovedsakelig råoljeraffineriet på Mongstad.

Årets resultat var 44,6 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 51,9 milliarder kroner i 2006. Nedgangen skyldes hovedsakelig lavere driftsresultat som følge av omstillingskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen, negativ innvirkning av derivater og en høyere skattesats, som delvis ble motvirket av en høyere netto finansinntekt.

Styret foreslår for generalforsamlingen at det utbetales et ordinært utbytte på 4,20 kroner per aksje for 2007, i tillegg til 4,30 kroner per aksje i ekstraordinært utbytte, noe som til sammen utgjør 27 085 millioner kroner. Det gjenværende årsresultatet i morselskapet vil allokere til fond for vurderingsforskjeller og annen egenkapital med henholdsvis 4 772 millioner kroner og 12 012 millioner kroner. Selskapets frie egenkapital etter disponeringer utgjør 110,6 milliarder kroner.

I samsvar med regnskapslovens § 3-3 bekrefter styret at årsregnskapet er utar-

beidet på grunnlag av forutsetningen om fortsatt drift.

Kontantstrøm operasjonelle aktiviteter og investeringer

Vår viktigste kontantstrømkilde består av midler fra operasjonelle aktiviteter. Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 93,9 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 88,6 milliarder kroner i 2006. Økningen på 5,3 milliarder kroner i kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter fra 2006 til 2007 skyldes hovedsakelig endringer i arbeidskapital på 12,4 milliarder kroner, en reduksjon i langsiktige poster knyttet til driftsaktiviteter på 8,6 milliarder kroner og en reduksjon i betalt skatt på 5,8 milliarder kroner. Disse økningene ble delvis motvirket av en nedgang i kontantstrøm fra underliggende operasjoner på 21,5 milliarder kroner.

Bruttoinvesteringene, definert som investeringer i varige driftsmidler (inkludert immaterielle eiendeler og langsiktige aksjeinvesteringer) og balanseførte leteutgifter, utgjorde 75,0 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 64,3 milliarder kroner i 2006. Bruttoinvesteringene i 2007 var henholdsvis 31,1 milliarder kroner, 36,2 milliarder kroner, 2,1 milliarder kroner og 4,8 milliarder kroner i Undersøkelse og produksjon Norge, Internasjonal undersøkelse og produksjon, Naturgass og Foredling og markedsføring.

Avkastning på sysselsatt kapital

Avkastningen på sysselsatt kapital var 17,9 prosent i 2007, sammenliknet med 22,9 prosent i 2006. Nedgangen skyldes hovedsakelig høyere driftskostnader i tillegg til høyere sysselsatt kapital, og den ble delvis motvirket av økte netto finansinntekter. Justert for effekten av omstillingskostnader og andre kostnader knyttet til fusjonen, var avkastningen 19,9 prosent i 2007, sammenliknet med 22,9 prosent i 2006.

Forskning og utvikling

Ny teknologi som er utviklet og tatt i bruk i 2007 har på ulike måter bidratt til konsernets økonomiske resultater. Seismiske data bearbeides mer effektivt ved hjelp av bedre dataverktøy. Det er identifisert gjenværende olje i Statfjord-formasjonen

ved Snorre-feltet ved hjelp av avanserte verktøy for modellering av elveavsetninger som er utviklet av StatoilHydro. Produksjonen av hydrokarboner er økt på en rekke felt på norsk sokkel (inkludert Gullfaks) gjennom bruk av tidsfordelt firedimensjonal seismikk – en teknologi vi er blant de fremste i bransjen på. Vi har også gjort store framskritt når det gjelder utvikling av et firedimensjonalt seismisk overvåkingssystem basert på fiberoptisk teknologi.

Utgifter til forskning og utvikling var henholdsvis 1 969 og 1 616 millioner kroner i 2007 og 2006. Våre forsknings- og utviklingsutgifter er delvis finansiert av partnere i StatoilHydro-opererte lisenser. Vår andel av utgiftene er kostnadsført.

Risiko

Resultatene våre påvirkes i stor grad av en rekke faktorer, hovedsakelig de som påvirker prisene vi mottar i norske kroner for produktene vi selger. Disse faktorene omfatter spesielt prisnivået på råolje og naturgass, utviklingen i valutakursen på US-dollar, som råoljeprisene vanligvis er notert i, og norske kroner som våre regnskaper rapporteres i, og som en betydelig andel av våre kostnader påløper i, våre produksjonsvolumer av olje og naturgass som igjen avhenger av våre egenvolumer under produksjonsdelingsavtaler, og av tilgjengelige petroleumsreserver, vår egen og våre partners kompetanse og samarbeid når det gjelder å utvinne olje og naturgass fra disse reservene, og endringer i vår portefølje som følge av kjøp eller salg av eiendeler.

Resultatene vil også påvirkes av utviklingen i den internasjonale oljeindustrien, deriblant mulige tiltak fra myndighetene i de land vi har virksomhet i, eller mulige fortsatte tiltak av medlemmene i Organisasjonen av petroleumseksporterende land (OPEC) som påvirker prisnivå

og volum, raffineringmarginer, økte kostnader på tjenester relatert til oljeproduksjon, forsyning og utstyr, økt konkurranse om letemuligheter og operatørskap, og deregulering av markedet for naturgass, som kan føre til betydelige endringer i den eksisterende markedsstrukturen og det generelle prisnivået, i tillegg til stabiliteten i prisene.

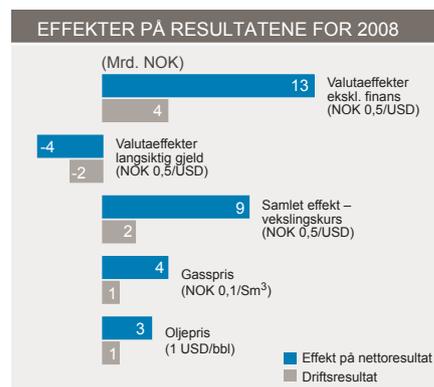
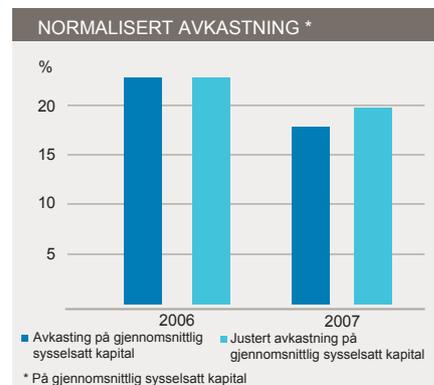
Tabellen nedenfor viser årlig gjennomsnitt for prisen på råolje, kontraktsprisene på naturgass, raffineringmarginen FCC (fluid catalytic cracking) og valutakursen NOK/USD for 2007 og 2006.

Illustrasjonen viser hvordan endringer i råoljeprisen, gasskontraktspriser, raffineringmarginer (FCC) og valutakursen USD/NOK kan påvirke våre regnskapsmessige resultater dersom de vedvarer et helt år, gitt det samme aktivitetsnivået som i 2007.

Forventet sensitivitet for hver av faktorene i forhold til våre økonomiske resultater er beregnet under forutsetning av at alle andre faktorer forblir uendret. Forventet effekt på de økonomiske resultatene vil avvike fra de som faktisk ville framkommet i StatoilHydro's konsernregnskap, fordi konsernregnskapet også ville gjenspeilet effekten på avskrivninger, handelsmarginer, letekostnader, inflasjon, mulige endringer i skattesystemet og virkningen av eventuelle sikringsaktiviteter.

Våre aktiviteter innenfor strategisk risikostyring av olje- og gasspriser skal bidra til å sikre vår langsiktige strategiske utvikling og måloppnåelse ved å opprettholde økonomisk handlefrihet og kontantstrømmer.

Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre driftsinntekter og kontantstrømmer er hovedsakelig angitt i eller drevet av US-dollar, mens våre driftskostnader og skattebetalinger for en stor del påløper i nor-



Arlig gjennomsnitt	2007	2006
Råolje (dollar per fat for Brent kvalitet)	70,5	63,2
Naturgass (kroner per kubikkmeter)(1)	1,69	1,94
Raffineringsmargin FCC kvalitet (US-dollar per fat)	8,4	7,1
Norske kroner/dollar	5,86	6,42

(1) Fra norsk sokkel

ske kroner. Vi prøver å styre denne eksponeringen ved å ta opp langsiktig gjeld i US-dollar og ved å foreta valutasikring. Dette er en del av vårt totale risikostyringsprogram. Vi styrer også valutarisiko for å dekke behov for annen valuta enn US-dollar, hovedsakelig norske kroner. Vi styrer vår renterisiko ved å benytte rentederivater (hovedsakelig rentebytteavtaler) basert på fastsatte mål for rentebindingstiden på vår samlede låneportefølje. Vanligvis vil en økning i verdien på US-dollar i forhold til norske kroner føre til en økning i våre inntekter. Fordi vår gjeld er i US-dollar, vil imidlertid fordelene for StatoilHydro på kort sikt bli oppveid av en økning av gjelden. En slik økning vil bli regnskapsført som en finanskostnad og vil følgelig ha en negativ virkning på resultatet. En reduksjon i valutakursen vil ha motsatt effekt og vil følgelig redusere resultatet, som på kort sikt vil bli motvirket av økte finansinntekter.

Utsikter for konsernet

Vi regner med å fortsette med det høye aktivitetsnivået på letevirksomheten i 2008 og har planer om å bore om lag 70 letebrønner. På norsk sokkel er en betydelig del av boreaktiviteten ventet å skje i modne områder i nærheten av eksisterende infrastruktur. Vi planlegger også å bore flere brønner i umodne områder i Norskehavet og Barentshavet. Internasjonalt vil vi fortsatt satse på et høyt aktivitetsnivå innenfor letevirksomheten sammen med målrettet forretningsutvikling i samsvar med vår strategi for å kunne utvide ressursbasen ytterligere. Det er sikret riggekapasitet for brønnene i boreprogrammet for 2008, og vi tror vi er godt posisjonert for videre leteboring utover 2008 basert på dagens boreprogram og rigggavtaler.

Forventet bokført produksjon for 2008 er om lag 1,75 millioner fat oljeekvivalenter per dag (til 75 US-dollar per fat). Det er også beregnet en økt egenproduksjon på 0,15 millioner fat oljeekvivalenter fra vår internasjonale virksomhet i 2008, noe som gir en samlet forventet egenproduksjon på 1,9 milliarder fat oljeekvivalenter i 2008. Vi forventer at produksjonsveksten vil fortsette både på norsk sokkel og internasjonalt og ser for oss en egenproduksjon på 2,2 millioner fat oljeekvivalenter per dag i

2012. Vurderinger tilsier at det er mulig å opprettholde en produksjon på rundt 1,5 millioner fat oljeekvivalenter per dag på norsk sokkel de neste ti årene.

Året 2007 var en av de mest ustabile periodene i markedet for produkter, flytende gass og råolje. Det ble notert høye priser i løpet av året, og vi tror at prisene fortsatt vil holde seg på et relativt høyt og ustabil nivå, i alle fall på kort sikt.

Endringer i tilbud, etterspørsel og kostnader på alternative drivstofftyper vil reflekteres i prisdannelsen på naturgass. Høyere utviklingskostnader i bransjen og økende transportdistanser mellom nye tilbudsregioner og markeder, indikerer derfor at gassprisen kan øke over tid for å sikre utbygging av tilstrekkelige leveranser. På den annen side er det en rekke andre faktorer som også kan føre til lavere priser. For eksempel vil prisene i det kortsiktige gassmarkedet påvirkes negativt av sesongvariasjoner, samtidig som ny kapasitet og nye felt blir startet opp i tiden fram til 2010. Verdien på naturgass vil også påvirkes av prisutviklingen og reguleringene i kraftsegmentet, hvor gass konkurrerer med kull, fornybar energi og kjernekraft. Vi har også sett at gassmarkedene går fra å være regionale til å bli mer påvirket av den globale likevekten mellom tilbud og etterspørsel. For eksempel ser vi at LNG i Atlanterhavsregionen reagerer på endringer i priser mellom store markeder i Europa, USA og Asia, og utnytter muligheter til arbitrasje, noe som skaper høyere ustabilitet. Vårt syn på disse forholdene gjør at vi totalt sett tror vi har større potensial for verdiskaping gjennom å kombinere infrastruktur med nærhet til viktige markeder med vår avanserte markedskompetanse.

Investeringer for konsernet er anslått til om lag 75 milliarder kroner i 2008, og omkring 80 milliarder kroner i 2009, med forutsetning om en valutakurs USD/NOK på 6,0 og eksklusive oppkjøp.

Enhetsproduksjonskostnaden for egenproduksjonen er anslått til 33–36 kroner per fat i perioden fra 2008-2012, når vi ser bort fra kjøp av drivstoff og gass til injeksjon.

Det er vår ambisjon å levere en konkurransedyktig avkastning på sysselsatt kapital sammenliknet med våre konkurranter.

Disse utsagnene om framtiden reflekterer nåværende syn på framtidige forhold og er, naturlig nok, utsatt for vesentlig risiko og usikkerhet fordi de er knyttet til hendelser og er avhengig av omstendigheter som vil finne sted i framtiden.

Personal og organisasjon

I StatoilHydro er måten vi skaper resultater på like viktig som de resultatene vi skaper. Vi skal skape verdier for våre eiere basert på et klart prestasjonsbasert rammeverk som defineres av våre verdier og prinsipper for HMS, etikk og ledelse.

Vår ambisjon er å være et globalt konkurransedyktig selskap. Vi har som mål å skape et stimulerende arbeidsmiljø og gi våre medarbeidere gode muligheter til faglig og personlig utvikling. Dette vil vi oppnå gjennom en sterk verdibasert prestasjonskultur, tydelige lederprinsipper og et effektivt styringssystem. Både eierstyring og selskapsledelse, verdiene, ledelsesmodellen, driftsmodellen og konsernets direktiver er beskrevet i StatoilHydro-boken, som er gjort tilgjengelig på norsk og engelsk for alle ansatte.

Fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet ga det nye selskapet tilgang på høyt kvalifiserte medarbeidere. For å møte våre mål og sikre den planlagte veksten må selskapet være i stand til å tiltrekke seg og beholde talenter med riktig kompetanse og sterke verdier i et konkurranseutsatt marked. Undersøkelser viser at Statoil og Hydro, både hver for seg og etter fusjonen, var blant de mest foretrukne arbeidsgiverne i Norge i 2007.

Det er lagt vekt på å bygge på det beste fra begge selskaper og gi alle ansatte like muligheter. Utvikling av en felles bedriftskultur blir prioritert høyt. Videre er det gjennomført en harmonisering av betingelser som gjelder lønns- og arbeidsvilkår i den fusjonerte virksomheten i samarbeid med de ansattes representanter.

StatoilHydro er en kompetansebedrift hvor 55 prosent av de ansatte i morselskapet har høyskole- eller universitetsutdanning og 21 prosent har fagbrev.

Førti prosent av medlemmene i StatoilHydro ASAs nye styre er kvinner.

Likestilling er en viktig del av vår personalpolitikk. Etter fusjonen har konsernet en kvinneandel på 35 prosent. Ande-

len kvinnelige ledere er 26 prosent. Blant ledere under 45 år er kvinneandelen 34 prosent.

Kvinner er relativt godt representert innenfor tekniske disipliner. I 2007 var 22 prosent av overingeniørene kvinner. Blant overingeniørene med inntil 20 års erfaring var kvinneandelen 33 prosent. Lønnsnivået er tilnærmet det samme for kvinner og menn med liknende erfaringsbakgrunn og tilsvarende stilling.

Helse, miljø og sikkerhet

Sikker og effektiv drift er vår høyeste prioritet. Vårt mål er null skader på mennesker, og vi tror at alle ulykker kan unngås. Kontinuerlige forbedringer med mål om å oppnå bedre sikkerhetsresultater har høy oppmerksomhet i alle våre virksomheter.

Ulykker utgjør en betydelig trussel for våre ansatte og vår virksomhet. Vi arbeider systematisk for å få forståelse for og dempe risikofaktorer som er kritiske for en trygg og pålitelig drift. Vi fortsetter med betydelige investeringer i to omfattende programmer for overvåking av tekniske sikkerhetsforhold og trygg atferd. Disse programmene er viktige verktøy for å forbedre sikkerheten og har fått bred anerkjennelse også utenfor selskapet.

StatoilHydro var involvert i tre dødsulykker i 2007. Frekvensen av alvorlige hendelser (SIF) i vår virksomhet var stabil, mens antallet alvorlige gasslekkasjer på våre installasjoner og anlegg ble redusert noe i 2007.

StatoilHydro arbeider systematisk med å legge til rette for et arbeidsmiljø som fremmer trivsel og helse. Vi har en tett oppfølging av de fysiske, kjemiske, organisatoriske og psykososiale arbeidsmiljøforholdene. Vi har etablert et system for å følge opp grupper eller enkeltpersoner som er utsatt for risiko i sitt arbeidsmiljø. Det legges særlig vekt på kjemisk helsefare, og det er utarbeidet handlingsplaner for de enkelte forretningsområdene i 2007.

Fusjonen og integrasjonsprosessen medførte fundamentale endringer for store deler av organisasjonen. Før fusjonen ble det lagt vekt på å forberede lederne våre i forhold til å forstå og håndtere endringer. Lederne ble oppmuntret til å engasjere seg i den enkeltes situasjon og øke sin innsikt i menneskelige reaksjoner

på endringer. Helse og jobbtilfredshet er fortsatt noe det legges stor vekt på i integrasjonsprosessen. Disse aspektene vil også følges nøye i tiden framover.

Sykefraværet i StatoilHydro var 3,5 prosent i 2007 og har vært stabilt på dette lave nivået de siste tre årene. Det gjennomsnittlige sykefraværet i Norge i tredje kvartal 2007 var 6,0 prosent.

Miljø og klima

StatoilHydros miljøstyringssystem er en integrert del av det overordnede styringssystemet. Vi er sertifisert i henhold til miljøstandarden ISO 14001. Vi kartlegger de viktigste miljøfaktorene ved alle anleggene og setter oss mål for forbedring.

De konserndekkende indikatorene for måling av miljøresultater i StatoilHydro er oljesøl, utslipp av karbondioksid og nitrogenoksid, energiforbruk og gjenvinningsgrad for ufarlig avfall. Vi arbeider aktivt for å begrense miljøeffektene av vår virksomhet og bekjempe globale klimaendringer. Vi har i dag et utslipp av CO₂ per tonn olje og gass fra StatoilHydro-opererte felt som tilsvarer 39 prosent av gjennomsnittet i bransjen. Økt energieffektivitet er fortsatt et prioritert område.

Vi har mer enn ti års erfaring fra drift innenfor karbonfangst og -lagring (CCS) på Sleipner-feltet. Dette prosjektet har bidratt til en økende internasjonal anerkjennelse av CCS som et viktig verktøy for å dempe drivhuseffekten. Det har også vært viktig i forhold til å fremme politikk og reguleringsprosesser som kan legge til rette for storskalautvikling av CCS. Det arbeidet som pågår ved demonstrasjonsanlegget for CO₂-fangst på Mongstad (TCM) er viktig for å utvikle en ny generasjon teknologi på dette området. Dette danner også grunnlaget for planlegging av CO₂-fangst i stor skala ved kraftvarmeverket på Mongstad som nå er godt i gang.

Det å være en pioner på utvikling og iverksetting av ny teknologi kan være utfordrende. Ved LNG-anlegget Snøhvit har problemer med kjølesystemene ført til flere oppstartsproblemer enn forventet. Anlegget har følgelig produsert med redusert kapasitet, noe som har ført til mer fakling og høyere utslipp av CO₂ enn planlagt. Det er søkt om utslippstillatelse for de økte utslippene.

Vi overvåker utslippene våre kontinuerlig. I 2007 var det gjennomsnittlige utslippet av olje til vann fra StatoilHydros installasjoner på norsk sokkel lavere enn 10 mg per liter. Flere ulike modifikasjonsprosjekter er under gjennomføring for å oppnå ytterligere reduksjoner. I 2007 etablerte vi konserndekkende prinsipper for oljevernberedskap i tilknytning til selskapets virksomhet. Vi har også videreført en omfattende FoU-portefølje med sikte på å tilpasse oljevernberedskapen til arktiske områder.

12. desember 2007 opplevde vi selskapets største oljeutslipp noensinne da 4 400 standard kubikkmeter olje ved et uhell ble sluppet ut i sjøen under lastning til tankskip ved Statfjord A-plattformen i Nordsjøen. Vi ser svært alvorlig på denne hendelsen. Det er iverksatt umiddelbare tiltak i tillegg til at det er gjennomført omfattende granskinger. Iverksetting av korrigerende tiltak på grunnlag av resultater fra granskingen er gjort og pågår. For å hindre at liknende ulykker skjer i framtiden, vil vi i 2008 legge stor vekt på å lære av denne hendelsen både på produktionsanleggene og i organisasjonen for øvrig.

Miljørapporteringen omfatter også:

- HMS-regnskap for 2007 (kapittel 6.7)
- Miljø (kapittel 5.9)
- Bærekraftrapporten (egen publikasjon og nettsider)

Samfunn

Det er StatoilHydros grunnleggende ansvar å skape verdier både for våre aksjonærer og vertsland. Dette er ikke bare et etisk forhold, men også helt nødvendig for å kunne drive en forsvarlig og lønnsom virksomhet på lang sikt i komplekse omgivelser.

Vi er derfor opptatt av å bidra til bærekraftig utvikling gjennom våre kjerneaktiviteter i de landene vi arbeider i, ved å:

- Fatte beslutninger basert på hvordan de påvirker våre interesser og interessene til samfunnet rundt oss
- Sørgje for åpenhet, antikorrupsjon og respekt for menneskerettigheter og arbeidstakerrettigheter
- Skape positive ringvirkninger gjennom vår kjernevirksomhet for å bidra til at lokalsamfunnene utvikler seg slik de selv ønsker

I 2007 har vi gjort framskritt på alle disse områdene. I samarbeid med partnere har vi utviklet et rammeverk for å måle hvilken innvirkning virksomheten vår har og forbedre dialogen med vertslandene og andre interessegrupper. Vi har også forbedret våre prosedyrer for selskaps-gjennomgang av integritet slik at vi kan teste investeringer og leverandører for eventuelle brudd på integritet og menneskerettigheter. Videre har vi pilottestet et verktøy for vurdering av menneskerettigheter i fem land hvor vi har virksomhet. Vi har også startet en obligatorisk opplæring i etikk og antikorrupsjon og investert i lokal opplæring, rekruttering og leverandørutvikling i viktige land, blant annet Algerie, Brasil, Russland og Venezuela. Vi samarbeider med andre aktører og deltar i internasjonale initiativer for å fremme felles standarder og framgangsmåter i bransjen.

I 2007 ble både Statoil og Hydro rangert som de mest bærekraftige selskapene i sine respektive sektorer på bærekraftindeksen «Dow Jones Sustainability World Index». Statoil ble rangert som nummer en for fjerde året på rad i olje- og gassektoren, mens Hydro fikk samme anerkjennelse i sektoren grunnleggende ressurser for andre år på rad. Vi er overbevist om at gode resultater over tid på flere resultatområder vil bidra til å sikre tilgang på nye ressurser og en langsiktig avkastning.

Utvikling i styret

Fram til 30. september besto styret i Statoil ASA av Jannik Lindbæk (leder), Kaci Kullman Five (nestleder), Finn A. Hvistendahl, Grace Reksten Skaugen, Knut Åm, Ingrid Wiik, Marit Arnstad, Lill-Heidi Bakkerud, Claus Clausen og Morten Svaan. Etter fusjonen av Statoil og Norsk

Hydro ASAs olje- og gassaktiviteter 1. oktober 2007, besto styret av konsernsjef Eivind Reiten i Norsk Hydro ASA (leder), Marit Arnstad (nestleder), Kjell Bjørndalen, Roy Franklin, Elisabeth Grieg, Grace Reksten Skaugen, Kurt Anker Nielsen, Lill-Heidi Bakkerud, Claus Clausen og Morten Svaan. Geir Nilsen og Ragnar Fritsvold er ansattvalgte observatører. 4. oktober 2007 besluttet Eivind Reiten å trekke seg som styreleder, og Marit Arnstad har vært fungerende styreleder fra denne datoen og fram til 1. april 2008.

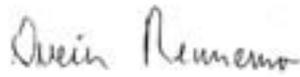
30. januar 2008 valgte bedriftsforsamlingen Svein Rennemo som ny styreleder med virkning fra 1. april 2008, i samsvar med valgkomiteens innstilling. Rennemo har vært konsernsjef for Petroleum Geo Services AS siden 2002, en stilling han forlot 1. april 2008.

Styret hadde 25 møter i 2007, og det var 93 prosent oppmøte på styremøtene. Revisjonskomiteen hadde sju møter med 99 prosent oppmøte. Per 31. desember 2007 besto revisjonskomiteen av Kurt Anker Nielsen (leder), Marit Arnstad, Roy Franklin og Morten Svaan. Kompensasjonskomiteen hadde åtte møter med 100 prosent oppmøte. Per 31. desember 2007 besto kompensasjonskomiteen av Grace Reksten Skaugen (fungerende leder), Elisabeth Grieg og Kjell Bjørndalen.

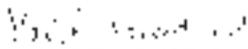
Styret gir sin anerkjennelse til alle ansatte for innsatsen i et begivenhetsrikt år. Det å gjennomføre en fusjon parallelt med selskapets ordinære virksomhet og forretningsutvikling har gitt organisasjonen en ekstraordinær arbeidsbelastning. Arbeidsstyrken i StatoilHydro har utvist kompetanse, kunnskap og holdninger som vil være avgjørende for selskapets suksess i årene som kommer.

Stavanger, 8. april 2008

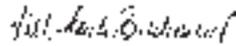
I STYRET FOR STATOILHYDRO ASA



SVEIN RENNEMO
LEDER



MARIT ARNSTAD
NESTLEDER



LILL-HEIDI BAKKERUD



KJELL BJØRNDALEN



CLAUS CLAUSEN



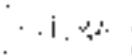
ROY FRANKLIN



KURT ANKER NIELSEN



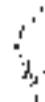
ELISABETH GRIEG



GRACE REKSTEN SKAUGEN



MORTEN SVAAN



HELGE LUND
KONSERNSJEF

Styret



Svein Rennemo (født 1947)

Styreleder fra 1. april 2008

Svein Rennemo er norsk statsborger og bosatt i Norge. Sosialøkonom fra Universitetet i Oslo. I perioden 1972–1982 var han analytiker og rådgiver innenfor pengepolitikk og samfunnsøkonomi i Norges Bank, OECD-sekretariatet i Paris og Finansdepartementet. Fra 1982 til 1994 har han hatt flere ulike lederstillinger i Statoil, senest som administrerende direktør for Petrokjemidivisjonen. Fra 1994–2001 var Rennemo ansatt i Borealis, først som visekonsernsjef og CFO og fra 1997 som konsernsjef. Rennemo er i dag styreleder i Integrated Optoelectronics AS. Han har også vært konsernsjef for Petroleum Geo Services AS siden 2002, en stilling han i henhold til avtale trådte ut av 1. april 2008. Rennemo har ingen lån i selskapet.



Marit Arnstad (født 1962)

Nestleder

Marit Arnstad er norsk statsborger og bosatt i Norge. Cand.jur fra Universitetet i Oslo. Olje- og energiminister i perioden 1997–2000. Stortingsrepresentant for Senterpartiet i 1993–97 og 2001–2005. Parlamentarisk leder fra 2003 til 2005. Førstekonsulent i Miljøverndepartementet. Advokatfullmektig i advokatfirmaet Wiersholm, Mellbye og Bech. Rådgiver i advokatfirmaet Schjødt. Styreleder ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Styremedlem i Adresseavisen ASA, NTE Nett AS, Aker Seafood ASA og Acta ASA. Arnstad var medlem av styret i Statoil fra juni 2006 og ble fungerende styreleder i StatoilHydro fra 4. oktober 2007. Hun har ingen lån i selskapet og er medlem av styrets revisjonskomité.



Kjell Bjørndalen (født 1946)

Styremedlem

Kjell Bjørndalen er norsk statsborger og bosatt i Norge. Fram til oktober 2007 var han forbundsleder i Fellesforbundet og medlem av LOs sekretariat. Han er medlem av styret i ABN AMRO Kapitalforvaltning AS og Bank 1 Oslo. Kjell Bjørndalen har ingen lån i selskapet. Han har vært styremedlem i StatoilHydro og medlem av styrets kompensasjonskomité siden 1. oktober 2007.



Roy Franklin (født 1953)

Styremedlem

Roy Franklin er britisk statsborger og bosatt i Storbritannia. Bachelor of Science i geologi fra Universitetet i Southampton i Storbritannia. Har bred erfaring fra lederstillinger i flere land, blant annet i BP, Paladin Resources plc og Clyde Petroleum plc. Han var leder for Brindex, interesseorganisasjonen for uavhengige olje- og gasselskaper, og medlem av den britiske oljeindustriens og myndighetenes felles arbeidsgruppe Pilot fra 2002–2005. Styreleder i Bateman Litwin NV, Novera Energy Ltd, et ledende britisk selskap innenfor fornybar energi, og Keller Group plc, et internasjonalt engineeringsselskap i London. Styremedlem i det australske olje- og gasselskapet Santos Ltd. Han ble i 2004 tildelt ordenen OBE for sin innsats for britisk olje- og gassindustri. Roy Franklin har ingen lån i selskapet. Han har vært styremedlem i StatoilHydro og medlem av styrets revisjonskomité siden 1. oktober 2007.



Elisabeth Grieg (født 1959)

Styremedlem

Elisabeth Grieg er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Styreleder i Grieg Shipping Group, medeier i Grieg Gruppen og administrerende direktør i Grieg International AS.

President i Norges Rederiforbund og styremedlem i Star Shipping AS, Grieg International AS, Grieg Maturitas AS, Grieg Foundation og SOS Barnebyer i Norge. Medlem av bedriftsforsamlingen og valgkomiteen i Orkla ASA og sitter i rådet til Det Norske Veritas. Medlem av styret i Norsk Hydro ASA fra 2001 til 2007 og ble styremedlem i StatoilHydro fra 1. oktober 2007. Elisabeth Grieg har ingen lån i selskapet. Hun er medlem av styrets kompensasjonskomité.

Elisabeth Grieg er deleier i familieselskapet Grieg Maturitas AS, som indirekte eier 20 prosent av AON Grieg. AON Grieg opptrådte som megler for Norsk Hydro og for Statoil i 2007 og mottok et samlet honorar på 17 676 216 kroner i honorar fra Norsk Hydro og Statoil i 2007. Griegs ektemann, Stig Grimsgaard Andersen, var styremedlem i AON Grieg i 2007. I tillegg har Grieg Maturitas AS og andre familieselskaper en direkte og indirekte eierandel på 75 prosent i Grieg Logistics. Ektemannen Stig Grimsgaard Andersen er styremedlem i Grieg Logistics. Grieg Logistics har levert logistikk- og transporttjenester til Statoil, til Hydros olje- og gassvirksomhet og til StatoilHydro i 2007 og har mottatt et samlet honorar på 102 159 731 kroner for dette. Elisabeth Grieg har ingen lån i selskapet. Hun er medlem av styrets kompensasjonskomité.



Kurt Anker Nielsen (født 1945)

Styremedlem

Kurt Anker Nielsen er dansk statsborger og bosatt i Danmark.

Har hatt ledende stillinger i Novo A/S og Novo Nordisk A/S, blant annet som økonomidirektør og administrerende direktør.

Nestleder i styret i Novozymes A/S og har styreverv i Novo Nordisk A/S, Novo Nordisk Fonden, ZymoGenetics Inc, Vestas Wind Systems A/S og Life Cycle Pharma A/S. Nielsen er styreleder i Reliance A/S og Collstrups Mindelegat.

Medlem av styret i Norsk Hydro ASA mellom 2004 og 2007 og har vært styremedlem i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Kurt Anker Nielsen har ingen lån i selskapet. Han er leder for styrets revisjonskomité.



Grace Reksten Skaugen (født 1953)

Styremedlem

Grace Reksten Skaugen er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Doktorgrad i laserfysikk fra Imperial College of Science and Technology ved Universitetet i London, og MBA fra Handelshøyskolen BI.

Selvstendig næringsdrivende konsulent, direktør i Corporate Finance i Enskilda Securities i Oslo fra 1994 til 2002.

Har tidligere arbeidet med risikokapital og shipping i Oslo og London, og drevet forskning innenfor mikroelektronikk ved Columbia University i New York. Styreleder i Entra Eiendom AS og Ferd Holding, styremedlem i de svenske børsnoterte selskapene Investor AB og Atlas Copco AB. Styremedlem i Statoil fra 2002 og styremedlem i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Grace Reksten Skaugen har ingen lån i selskapet. Hun er medlem av styrets kompensasjonskomité.



Lill-Heidi Bakkerud (født 1963)

Styremedlem

Lill-Heidi Bakkerud er norsk statsborger og bosatt i Norge. Representerer de ansatte i styret og er tillitsvalgt på heltid som leder for fagforeningen Industri Energi (IE). Utdannet fagarbeider i prosess/kjemi og har arbeidet som prosessingeniør ved det petrokjemiske anlegget i Bamble og på Gullfaks-feltet i Nordsjøen. Hun er styremedlem i IE og innehar en rekke verv som følge av dette. Ansattvalgt representant i Statoils styre fra 2004. Hun satt også i styret fra 1998–2002.

Lill-Heidi Bakkerud har ingen lån i selskapet. Hun er styremedlem i StatoilHydro fra 1. oktober 2007.



Claus Clausen (født 1954)

Styremedlem

Claus Clausen er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Representerer de ansatte, og er utdannet ingeniør fra Bergen Ingeniørhøgskole. Ansatt i Statoil siden 1991 og har hatt ulike stillinger innenfor prosessfaget siden 1997. I dag er han fagansvarlig for prosess i driftsteknikk på Statfjord-feltet.

Nestleder i Nitos bedriftsgruppe i Stavanger. Medlem av samarbeidsutvalget på forretningsområdet Undersøkelse og produksjon Norge i StatoilHydro. Claus Clausen har ingen lån i selskapet. Ansattvalgt representant i Statoils styre fra 2006, styremedlem i StatoilHydro fra 1. oktober 2007.



Morten Svaan (født 1956)

Styremedlem

Morten Svaan er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Representerer de ansatte og var hovedtillitsvalgt for NIF/Tekna fra 2000 til 2004. Utdannet dr. ing. i kjemi fra Norges teknisk-vitenskapelige universitet og bedriftsøkonomi fra Handelshøyskolen BI. Ansatt i Statoil siden 1985. Nå arbeider han med helse, miljø og sikkerhet (HMS) i enheten Teknologi og ny energi med hovedfokus på sikring og beredskap. Morten Svaan har et ansattlån i selskapet i samsvar med de vilkår som gjelder for alle ansatte på hans ansettelsesnivå. Dette lånet var på 61 000 kroner per 31. desember 2007. Medlem av Statoils styre fra juni 2004 og StatoilHydros styre 1. oktober 2007. Svaan er medlem av styrets revisjonskomité.



Ragnar Fritsvold (født 1948)

Observatør

Ragnar Fritsvold er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Ansattvalgt observatør i StatoilHydros styre siden 1. oktober 2007. Valgt inn som representant for de ansatte i Norsk Hydro ASAs styre i mai 2007. Begynte i Hydro i 1979 og er overingeniør i StatoilHydro og tillitsvalgt på heltid.

Fra 1999 til 2007 har han ledet Teknisk-naturvitenskapelig forening (Tekna) i Hydro.



Geir Nilsen (født 1955)

Observatør

Geir Nilsen er norsk statsborger og bosatt i Norge.

Ansattvalgt observatør i styret i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Ansatt som vedlikeholdsleder og representerer ansatte som er medlemmer i LO. Nilsen var ansattvalgt medlem av styret i Hydro fra 2003 til 2007.

Konsernledelsen



Helge Lund, (født 1962)

Konsernsjef

Konsernsjef i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Konsernsjef i Statoil siden 2004. Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole i Bergen og Master of Business Administration (MBA) fra INSEAD i Frankrike.

Kom til Statoil fra stillingen som konsernsjef i Aker Kværner ASA. Hadde sentrale lederstillinger i Aker RGI-systemet fra 1999. Har vært politisk rådgiver for Høyres stortingsgruppe, konsulent i McKinsey & Co og viseadministrerende direktør for Nycomed Pharma AS. Ingen eksterne verv.



Eldar Sætre (født 1956)

Konserndirektør, Økonomi og finans

Konserndirektør i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Konserndirektør i Statoil siden oktober 2003.

Siviløkonom fra Norges Handelshøyskole i Bergen. Ansatt i Statoil siden 1980. Har hatt flere lederstillinger i konsernet innenfor økonomi og finans. Styremedlem i Strømberg Gruppen AS



Tore Torvund (født 1952)

Konserndirektør, Undersøkelse og produksjon Norge

Konserndirektør i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Konserndirektør for Hydros forretningsområde Olje og Energi fra februar 2000.

Sivilingeniør i petroleumsteknologi fra Norges Tekniske Høgskole (NTH) i Trondheim. Ansvar for Hydros Utforskning og driftsoppgaver på norsk sokkel fra 1990 - 2000. Ulike lederstillinger i Hydros Utforskning og Produksjon knyttet til feltutbygginger i Nordsjøen. Ansatt i det franske oljeselskapet Elf Aquitaine fra 1977 - 1982, i Stavanger og Paris. Leder av styret i Oljeindustriens Landsforening (OLF).



Peter Mellbye (født 1949)

Konserndirektør, Internasjonal undersøkelse og produksjon

Konserndirektør i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Konserndirektør i Statoil siden mars 1992.

Cand. polit. fra Universitetet i Oslo. Ansatt i Statoil siden 1982 og hatt sentrale lederstillinger. Konserndirektør i Naturgass fra 1992 til 2004. Ansatt i Handelsdepartementet og Norges Eksportråd før han begynte i Statoil. Styremedlem i Energy Policy Foundation of Norway (EPF)



Rune Bjørnson (født 1959)

Konserndirektør, Naturgass

Konserndirektør i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Konserndirektør i Statoil siden 2004. Cand. polit fra Universitetet i Bergen. Ansatt i Statoil siden 1985. Har hatt ulike lederstillinger i forretningsområdet Naturgass og i perioden 2001 - 2003 vært direktør i Statoil UK. Ingen eksterne verv.



Jon Arnt Jacobsen (født 1957)

Konserndirektør, Foredling og markedsføring

Konserndirektør i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Konserndirektør i Statoil siden september 2004. Siviløkonom fra handelshøyskolen BI i Oslo, og Master of Business Administration (MBA) fra University of Wisconsin. Finansdirektør i Statoil fra 1998 til 2004. Tidligere ansatt 13 år i Den norske Bank, hvor han blant annet var banksjef og leder for DnBs virksomhet i Singapore. Ingen eksterne verv.



Margareth Øvrum (født 1958)

Konserndirektør, Teknologi og ny energi

Konserndirektør i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Konserndirektør i Statoil siden september 2004. Sivilingeniør fra Norges tekniske høyskole (NTH) i Trondheim, med spesialisering i teknisk fysikk. Ansatt i Statoil siden 1982. Har hatt sentrale lederstillinger i Statoil, blant annet som konserndirektør for Helse, miljø og sikkerhet og konserndirektør for Teknologi og prosjekter. Var selskapets første kvinnelige plattformsjef, på Gullfaksfeltet. Har vært produksjonsdirektør for Veslefrikk og direktør for Driftsstøtte norsk sokkel. Styremedlem i Elkem og medlem av representantskapet i Storebrand ASA.



Morten Ruud (født 1952)

Konserndirektør, Prosjekter

Konserndirektør for StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Direktør i Hydro Olje og Energi siden 1993 og direktør for Prosjekter i Hydro fra 1. januar 2004. Sivilingeniør fra Norges Tekniske Høyskole (NTH) i Trondheim og har en Master i Mechanical Engineering. Har hatt ledende stillinger innen Oseberg-prosjektet fra 1982 - 1989, prosjektdirektør for Brage-prosjektet fra 1989 - 1992 og prosjektdirektør for Troll Olje-prosjektet fra 1992 - 1996. Ansvarlig for Drift norsk sokkel fra 1996 - 1997 og Internasjonal Utforsking og Produksjon fra 1997 - 2004.



Hilde Merete Aasheim (født 1958)

Konserndirektør, Staber og konserntjenester

Konserndirektør i StatoilHydro siden 1. oktober 2007. Konserndirektør i Hydro siden oktober 2005. Siviløkonom og statsautorisert revisor fra Norges Handelshøyskole i Bergen. Ansatt i Hydro siden oktober 2005. Ansvar for stabene personal og organisasjon, kommunikasjon, helse, miljø og sikkerhet (HMS), integritet og samfunnsansvar, informasjonsstyring og -teknologi, styringssystemer og tjenesteenheten Global Business Services. Sentrale lederstillinger i Elkem i perioden 1986 - 2005. Medlem av Elkems konsernledelse i mange år. Styremedlem i Veidekke ASA.

Segmentene – resultater og analyse

Følgende tabell viser utvalgt finansiell informasjon for våre fire segmenter. Når resultatene fra segmentene summeres, foretar konsernet eliminerings av internt salg. Elimineringene omfatter blant annet transaksjoner i forbindelse med vår olje- og naturgassproduksjon i segmentene Undersøkelse og produksjon Norge (UPN) og Internasjonal undersøkelse og produksjon (INT), og i forbindelse med salg, transport og raffinering av vår olje- og gassproduksjon for segmentene Foredling og markedsføring og Naturgass. Segmentet UPN produserer olje som selges internt til Oljesalg, -handel og forsyning (OTS) i segmentet Foredling og markeds-

føring, som deretter selger oljen til markedet. UPN produserer også naturgass som selges internt til segmentet Naturgass for videresalg i markedet. En stor del av oljen og en liten del av gassen som produseres av segmentet INT selges på samme måte som oljen og gassen fra UPN. Resten av oljen og gassen fra INT selges direkte i markedet. Vi har en intern markedsbasert overføringspris, hvor vi fastsetter en intern pris for salg av olje og naturgass fra UPN til segmentene Foredling og markedsføring og Naturgass. Ledelsen har nylig bestemt seg for å oppdatere formelen for fastsetting av overføringspris på naturgass som er produsert

(i millioner kroner)	For året	
	2007	2006
Undersøkelse og produksjon Norge		
Sum inntekter	179 244	179 199
Resultat før finansposter og skattekostnad	123 150	135 140
Sum anleggsmidler	153 559	152 328
Internasjonal undersøkelse og produksjon		
Sum inntekter	41 601	32 602
Resultat før finansposter og skattekostnad	12 161	3 917
Sum anleggsmidler	109 731	98 553
Naturgass		
Sum inntekter	73 434	97 069
Resultat før finansposter og skattekostnad	1 562	21 693
Sum anleggsmidler	40 271	35 167
Foredling og markedsføring		
Sum inntekter	428 043	411 990
Resultat før finansposter og skattekostnad	3 776	7 280
Sum anleggsmidler	28 891	26 735
Øvrig virksomhet og eliminerings		
Sum inntekter	-199 525	-199 378
Resultat før finansposter og skattekostnad	-3 445	-1 866
Sum anleggsmidler	20 976	19 865
StatoilHydro-konsernet		
Sum inntekter	522 797	521 482
Resultat før finansposter og skattekostnad	137 204	166 164
Sum anleggsmidler	353 428	332 648

av UPN og markedsført og solgt av NG for bedre å kunne gjenspeile grunnleggende endringer siden den forrige formelen ble fastsatt i 2002 i markedene for konkurrerende energiformer, det vil si råolje, for utvikling i markedene for naturgass og endringer i porteføljen av salgskontrakter for naturgass. Endringen vil tre i kraft fra 1. januar 2008 og vil bli tatt hensyn til i framtidig rapportering uten at tidligere perioder blir omgjort.

For salg av olje fra UPN til Foredling og markedsføring er internprisen for olje gjeldende markedsreflektert pris minus en margin på 70 øre per fat. Internprisen for salg av naturgass mellom UPN og Naturgass utgjør 32 øre per Sm³, justert kvartalsvis for forholdet mellom gjennomsnittlig oljepris i US-dollar de siste seks månedene og en oljepris på 15 US-dollar. Gjennomsnittlig internpris for gass per Sm³ var 1,39 kroner i 2007 og 1,35 kroner i 2006.

Tabellen viser utvalgt økonomisk informasjon for segmentene, inkludert interne eliminerings for hvert av årene i toårsperioden fram til 31. desember 2007. Langsiktige utsatte skattefordeler er tatt ut i langsiktige eiendeler for segmentene, og innarbeidet i langsiktige eiendeler for Øvrig virksomhet og eliminerings.

Undersøkelse og produksjon Norge

Funn av nye ressurser er høyt prioritert. I 2007 deltok vi i 24 letebrønner, hvorav 16 resulterte i funn. I tillegg ferdigstilte vi to leteforlengelser, som begge resulterte i funn. De samlede letekostnadene utgjorde 3,6 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 3,5 milliarder kroner i 2006.

Det er ferdigstilt seks letebrønner så langt i 2008. Fire av disse har resultert i funn: Gamma, Marulk, M-strukturen og Obesum. I tillegg er det ferdigstilt en leteforlengelse, Fram C-Øst, som resulterte i funn.

Vi legger vekt på økt utvinning av olje og gass, og investerer for å øke utvinningsgraden på feltene våre. Fortsatt boring av nye produksjonsbrønner er av stor betydning for å stanse nedgangen i produksjonen fra modne felt på norsk sokkel. I 2007 boret vi 66 nye produksjonsbrønner, og vi vil etter planen bore om lag 80 brønner i 2008.

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var 1,417 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2007, sammenliknet med 1,474 millioner fat oljeekvivalenter per dag i 2006. Vår samlede produksjon ble negativt påvirket av hendelser som forårsaket driftsavbrudd på norsk sokkel og et lavere gassalg i Europa enn ventet, noe som ble delvis motvirket av oppstart av nye prosjekter.

Til sammen åtte prosjekter ble satt i drift på norsk sokkel i 2007, fire på nye felt og fire gjennom prosjekter knyttet til ombygging/økt oljeutvinning (IOR). Disse prosjektene gir et betydelig bidrag til vår produksjons- og transportkapasitet. Både Ormen Lange og Snøhvit startet driften i oktober, og produksjonen startet også fra Statfjord Senfase, Tordis havbunnsprosessering, Skinfaks/Rimfaks IOR, Huldra haleproduksjon og Njord gasseksport. I tillegg ble det godkjent ni nye prosjekter i 2007. Volve startet produksjon i februar 2008.

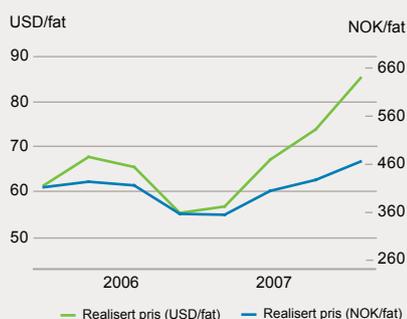
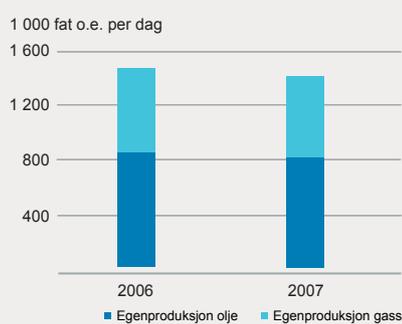
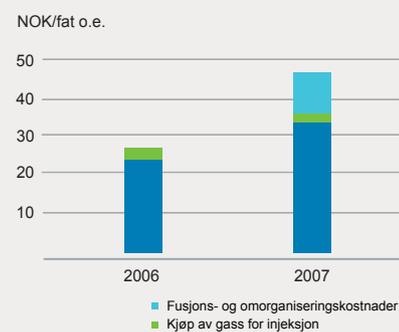
De samlede investeringene på 31,1 milliarder kroner i 2007 var høyere enn året før, som følge av mange prosjekter under utvikling.

Restruktureringskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen på 5,5 milliarder kroner ble belastet resultatet i 2007.

Resultatanalyse

Vi hadde inntekter på 179,2 milliarder kroner både i 2007 og 2006.

En økning på elleve prosent i den gjennomsnittlige oljeprisen i US-dollar på olje solgt fra UPN til Foredling og markedsføring bidro med 13,3 milliarder kroner, mens en økning på to prosent i den gjennomsnittlige internprisen målt i norske kroner på naturgass solgt fra UPN til Naturgass bidro med 1,1 milliarder kroner. Dette ble motvirket av et negativt valutakursavvik på 12,9 milliarder kroner som følge av en nedgang på ni prosent i valutakursen USD/NOK. Løftede volumer av råolje gikk ned med tre prosent, noe som utgjorde et negativt bidrag på 3,8 milliarder kroner, og det var en nedgang på to prosent i løftede volumer av naturgass, noe som ga et negativt bidrag på 0,9 milliarder kroner. I tillegg økte andre inntekter med 2,4 milliarder kroner, hovedsakelig som følge av høyere inntekter fra

REALISERT PRIS

PRODUKSJONSVOLUM

PRODUKSJONSENHETSKOSTNAD


(i millioner kroner)	2 007	2 006	Endring
Sum inntekter	179 244	179 199	0 %
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	29 426	19 641	50 %
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	23 030	20 938	10 %
Undersøkelseskostnader	3 638	3 480	5 %
Sum driftskostnader	56 094	44 059	27 %
Resultat før finansposter og skattekostnad	123 150	135 140	-9 %

Operasjonelle data

Gjennomsnittlig oljepris (USD per fat)	70,9	63,6	11 %
Produksjonskostnad per fat	43,3	27,0	60 %

Løfting

Olje (1 000 fat per dag)	831	856	-3 %
Naturgass (1 000 fat o.e. per dag)	599	610	-2 %
Total olje- og gassløfting (1 000 fat o.e. per dag)	1 430	1 467	-3 %

Produksjon

Bokførte mengder olje (1 000 fat per dag)	818	864	-5 %
Bokførte mengder naturgass (1 000 fat o.e. per dag)	599	610	-2 %
Sum bokførte mengder olje og naturgass (1 000 fat o.e. per dag)	1 417	1 474	-4 %

derivater og høyere prosesseringsinntekter.

Gjennomsnittlig daglig oljeløfting i 2007 var 831 000 fat per dag sammenliknet med 856 000 fat per dag i 2006.

Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon av olje i 2007 var 818 000 fat per dag, sammenliknet med 864 000 fat per dag i 2006. Den reduserte produksjonen skyldtes hovedsakelig nedstengningen av Kvitebjørn-feltet fra 1. mai 2007 for å sikre trygge boreoperasjoner, i tillegg til en naturlig nedgang på Oseberg-feltet. Kvitebjørn startet driften igjen 16. januar 2008, og produserer i øyeblikket med full kapasitet, selv om det ventes at det vil stenges ned på nytt i om lag tre måneder fra slutten av juni 2008 i forbindelse med reparasjonsarbeider på den skadde gass-eksportørledningen. Produksjonsnedgangen ble delvis motvirket av økt produksjon på Kristin-feltet, som nå har nådd platånivå.

Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon av gass var 599 000 fat oljeequivalenter i 2007 (tilsvarende 95,2 millioner Sm³), sammenliknet med 610 000 fat olje-

ekvivalenter i 2006 (tilsvarende 97,0 millioner Sm³).

Produksjonsehetskostnaden var 8,09 US-dollar per fat i 2007 og 4,21 US-dollar per fat i 2006. Målt i norske kroner var produksjonsehetskostnaden 46,26 kroner per fat i 2007 og 26,93 kroner per fat i 2006. Produksjonskostnadene består hovedsakelig av plattformkostnader.

Økningen på 60 prosent fra 2006 til 2007 skyldes både en kostnadsøkning på 65 prosent og en reduksjon i produksjonen på fire prosent. Indirekte driftskostnader økte med 5,5 milliarder kroner grunnet omstillingskostnader i forbindelse med fusjonen i 2007. Plattformkostnadene økte med 3,2 milliarder kroner, både på grunn av økt aktivitetsnivå og økt kostnadspress i bransjen.

Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader var 29,4 milliarder kroner i 2007 og 19,6 milliarder kroner i 2006. Driftskostnadene utgjorde 29,1 milliarder kroner i 2007 og 19,2 milliarder kroner i 2006. Salgs- og administrasjonskostnadene i 2006 og 2007 besto hovedsakelig av forsknings- og utviklingskostnader.

Økningen i drifts-, salgs- og administrasjonskostnader på 9,8 milliarder kroner fra 2006 til 2007 skyldes for det meste en økning i andre kostnader på 6,3 milliarder kroner, hovedsakelig som følge av restruktureringsskostnader knyttet til fusjonen i 2007 og en økning på 3,2 milliarder i plattformkostnader, som igjen hovedsakelig skyldes en økning i brønnvedlikeholdskostnader på 0,9 milliarder kroner, høyere drifts- og vedlikeholdskostnader på 0,8 milliarder kroner, høyere produksjonsavgift, hovedsakelig på grunn av en innføring av avgift på utslipp av nitrogenoksid på 0,4 milliarder kroner i 2007, kjøp av gass til Grane for til sammen 0,3 milliarder kroner, høyere forretningsutviklingskostnader på 0,3 milliarder kroner og høyere forsknings- og utviklingskostnader ved hovedkontoret på 0,2 milliarder kroner. I tillegg økte prosesseringskostnadene med 0,4 milliarder kroner fra 2006 til 2007.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger var 23,0 milliarder kroner i 2007 og 20,9 milliarder kroner i 2006. Økningen på 2,1 milliarder kroner fra 2006 til 2007 skyldes hovedsakelig høyere avskrivningskostnader som følge av høyere kostnader til fjerning og høyere avskrivning offshore som følge av endringer i porteføljen av produserende felt.

Leteutgiftene (inkludert balanseførte letetekostnader) utgjorde 5,7 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 4,6 milliarder kroner i 2006. Økningen i leteutgifter fra 2006 til 2007 skyldes hovedsakelig økt boring og seismisk aktivitet, i tillegg til en betydelig økning i arealavgiften. Borekostnadene økte med om lag 0,4 milliarder kroner, mens økningen i kostnadene til seismisk aktivitet utgjorde 0,3 milliarder kroner. Økningen i arealavgiften skyldes nye forskrifter på norsk sokkel, og bidro med om lag 0,4 milliarder kroner til de økte kostnadene.

Letekostnadene i 2007 var 3,6 milliarder kroner, sammenliknet med 3,5 milliarder kroner i 2006.

I 2007 ble det ferdigstilt 24 lete- og avgrensingsbrønner og to leteforlengelser. Av disse førte 16 av lete- og avgrensingsbrønnene og begge leteforlengelsene til funn. I 2006 ble det ferdigstilt 18 lete- og avgrensingsbrønner og fem leteforlengelser, hvorav åtte av lete- og avgrensingsbrønnene og to leteforlengelser resulterte i funn.

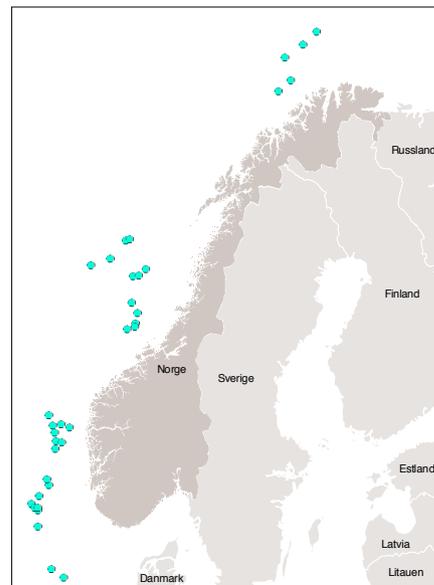
Det pågikk boring av fem letebrønner og to leteforlengelser ved utgangen av 2007.

Avstemming av leteutgifter og leteutgifter er vist i tabellen under.

Resultat før finanskostnader og skattekostnader var 123,2 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 135,1 milliarder kroner i 2006. Nedgangen på 11,9 milliarder kroner i 2007 skyldes hovedsakelig pris- og volumeffekter, 5,5 milliarder kroner er knyttet til restrukturering og andre kostnader i forbindelse med fusjonen, 3,2 milliarder kroner skyldes høyere drifts- og vedlikeholdskostnader og brønnvedlikehold, økte avskrivninger, hovedsakelig på grunn av høyere fjerningskostnader, som bidro med 2,1 milliarder kroner til nedgangen, en økning i andre driftskostnader på 1,0 milliarder kroner og økte prosesserings- og transportkostnader på 0,4 milliarder kroner i 2007.

Utsikter

Vi regner med å fortsette med det høye aktivitetsnivået innenfor letevirksomheten i 2008, og vil etter planen bore 35 nye letebrønner på norsk sokkel. En betydelig del av boreaktivitetene er ventet å skje i modne områder i nærheten av eksisterende infrastruktur. Vi planlegger også å bore flere brønner i umodne områder i Norskehavet og Barentshavet. Vi har sikret riggekapasitet for borevirksomheten i 2008.



Letevirksomhet (i millioner kroner)	2007	2006
Periodens leteutgifter (aktivitet)	5 749	4 649
Kostnadsført av tidligere balanseførte leteutgifter	50	177
Balanseført andel av periodens aktivitet	-2 161	-1 346
Letekostnader	3 638	3 480

Det er iverksatt tiltak for å forbedre regulariteten på installasjonene og øke boreeffektiviteten. Det er ikke ventet at vi vil realisere den fulle effekten av disse forbedringsprogrammene i 2008, men de vil være avgjørende for at vi skal nå vår produksjonsambisjon i 2012.

Det er usikkerhet knyttet til Snøhvit. LNG-anlegget har hatt driftsproblemer, og det er fortsatt usikkerhet knyttet til når det vil få regelmessig og stabil drift. Gasseksporten fra Kvitebjørn og Visund vil stanses i forbindelse med reparasjonene av gassrørledningen fra Kvitebjørn i midten av 2008.

Internasjonal undersøkelse og produksjon

Strategien til Internasjonal undersøkelse og produksjon (INT) er å få tilgang på nye ressurser gjennom letevirsomhet i verdensklasse og fokusert forretningsutvikling. Vi vil benytte vår lange erfaring innen prosjektgjennomføring og drift fra norsk sokkel til å sette ressursene effektivt i produksjon.

Aktivitetsnivået i Internasjonal undersøkelse og produksjon var rekordhøyt i 2007. I løpet av året har vi boret 58 brønner, hvorav 47 er ferdigstilt. 18 brønner har resultert i bekreftede funn ved utgangen av året. Flere brønner er fortsatt under evaluering. De samlede letekostnadene var 7,7 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 7,2 milliarder kroner i 2006.

Oppkjøp i 2007 omfattet kjøpet av 100 prosent av aksjene i North American Oil Sands Corporation og kjøpet av de britiske tungoljefeltene Mariner, Mariner East og Bressay. Vår eierandel på disse feltene er henholdsvis 44,44 prosent, 62 prosent og 81,63 prosent. I tillegg er det inngått en egen avtale med de canadiske selskapene Silverstone og Wilderness om kjøp av 30 prosent av funnet Broch i blokk 9/16.

Vi har undertegnet en rammeavtale med Gazprom om å inngå som partner i første fase av utbyggingen av Shtokman, noe som gir oss en eierandel på 24 prosent i selskapet Shtokman Development Company. I 2007 solgte vi noen modne produserende felt på sokkelen i den amerikanske delen av Mexicogolfen og i Storbritannia.

I 2007 økte vår bokførte internasjonale produksjon til 307 000 fat oljeekvivalenter per dag fra 234 000 fat oljeekvivalenter per

dag i 2006. Den gjennomsnittlige egenproduksjonen av olje og gass var 422 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2007, sammenliknet med 304 000 fat oljeekvivalenter i 2006. Forskjellen mellom bokført produksjon og egenproduksjon er et resultat av fradrag for blant annet royalty og vertslandenes andel av inntjeningen i henhold til vilkårene i de fleste PSA-regimer.

De samlede investeringene på 36,2 milliarder kroner i 2007 var høyere enn i tidligere år, som følge av mange prosjekter under utbygging og kjøp av nye eidelere for å sikre vekst på lengre sikt, som NAOCS i Canada og de britiske tungoljefeltene.

Restruktureringskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen på til sammen 1,3 milliarder kroner ble belastet resultatet i 2007.

Resultatanalyse

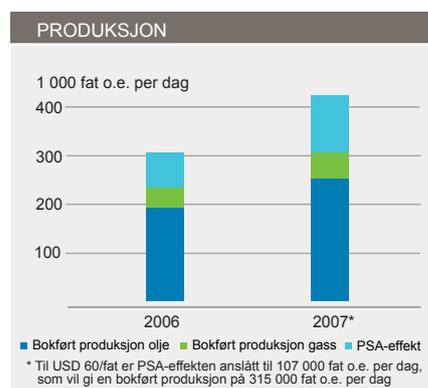
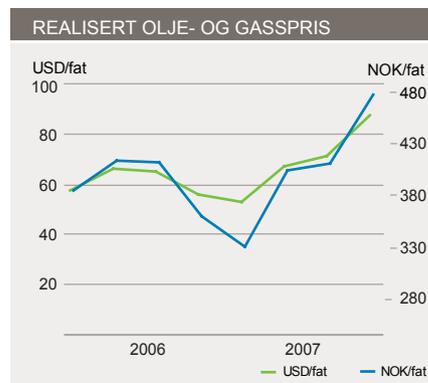
Vi hadde **inntekter** på 41,6 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 32,6 milliarder kroner i 2006. Økningen skyldes hovedsakelig en økning på 32 prosent i løftede volumer, som bidro med 9,8 milliarder kroner, og en økning på fire prosent i realiserte oljepriser i norske kroner, som bidro med 1,3 milliarder kroner, delvis motvirket av en nedgang på 29 prosent i den realiserte gassprisen målt i norske kroner, som bidro negativt med 1,5 milliarder kroner.

Gjennomsnittlige daglig oljeløfting var 250 000 fat i 2007, sammenliknet med 191 000 fat i 2006.

Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon av olje var 252 000 fat i 2007, sammenliknet med 194 000 fat i 2006. Økningen på 30 prosent i daglig oljeproduksjon fra 2006 til 2007 skyldes i hovedsak økning av produksjonen på Dalia, Øst- og Vest-Azeri på ACG-feltet og In Amenas, som startet produksjon i fjerde kvartal 2006, oppstart av nye felt, som Rosa og Marimba, som startet drift i henholdsvis andre og tredje kvartal 2007, i tillegg til økt produksjon fra Terra Nova, som ble nedstengt gjennom det meste av 2006. Dette ble delvis motvirket av lavere bokført produksjon under produksjonsdelingsavtalene i Angola.

Gjennomsnittlig daglig bokført produksjon av gass var 55 000 fat oljeekvivalenter i 2007 (tilsvarende 9,35 millioner

(i millioner kroner)	2007	2006	Endring
Sum inntekter	41 601	32 602	28 %
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	10 642	7 145	49 %
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	11 103	14 370	-23 %
Undersøkelseskostnader	7 695	7 170	7 %
Sum driftskostnader	29 440	28 685	3 %
Resultat før finansposter og skattekostnad	12 161	3 917	210 %
Operasjonelle data			
Gjennomsnittlig oljepris (USD per fat)	69,1	60,9	13 %
Produksjonskostnad per fat	5,87	5,84	1 %
Løfting			
Olje (1 000 fat per dag)	250	191	31 %
Naturgass (1 000 fat o.e. per dag)	55	40	37 %
Total olje- og gassløfting (1 000 fat o.e. per dag)	305	232	32 %
Produksjon			
Bokførte mengder olje (1 000 fat per dag)	252	194	30 %
Bokførte mengder naturgass (1 000 fat o.e. per dag)	55	40	37 %
Sum bokførte mengder olje og naturgass (1 000 fat o.e. per dag)	307	234	31 %



Sm³), sammenliknet med 40 000 fat oljeekvivalenter i 2006 (tilsvarende 6,8 millioner Sm³). Økningen på 37 prosent i daglig gassproduksjon var hovedsakelig knyttet til oppstart av nye felt, så som Shah Deniz i første kvartal 2007 og feltene i den østlige delen av Mexicogolfen (Q, San Jacinto og Spiderman) i tredje og fjerde kvartal 2007.

Gjennomsnittlig egenproduksjon av olje og gass var 422 000 fat oljeekvivalenter per dag i 2007, sammenliknet med 304 000 fat oljeekvivalenter i 2006.

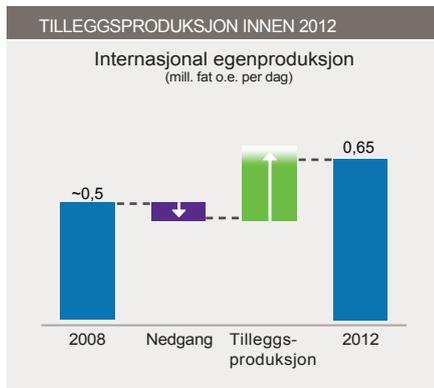
Produksjonshetskostnaden basert på bokførte volumer var 5,87 US-dollar per fat oljeekvivalenter i 2007 og 5,84 US-dollar per fat oljeekvivalenter i 2006. Målt i norske kroner var den 34,41 kroner per fat oljeekvivalenter i 2007 og 37,50 kroner i 2006. Reduksjonen på åtte prosent i produksjonshetskostnaden målt i norske kroner fra 2006 til 2007 skyldes hovedsakelig en nedgang i valutakursen USD/NOK.

Produksjonshetskostnaden basert på egenproduserte volumer var 4,27 US-dollar per fat oljeekvivalenter i 2007 og

4,50 US-dollar i 2006. Målt i norske kroner var den 25,04 kroner per fat oljeekvivalenter i 2007 og 28,87 i 2006.

Drifts-, salgs- og administrasjonsutgifter. På grunn av økt royalty og utvinningsavgift i Venezuela og Canada, høyere transportkostnader, nye felt i produksjon, høyere kostnader knyttet til oppkjøpet av NAO SC, pensjonskostnader og generelle driftskostnader, økte de samlede drifts-, salgs- og administrasjonsutgifter med 3,5 milliarder kroner fra 2006 til 2007, hvorav restruktureringskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen utgjorde 1,3 milliarder kroner.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger var 11,1 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 14,4 milliarder kroner i 2006. Nedgangen på 23 prosent i 2007 sammenliknet med 2006 var hovedsakelig forårsaket av nedskrivningen av feltene på sokkelen og Front Runner i Mexicogolfen som ble gjort i vår amerikanske portefølje i 2006. Nedgangen ble delvis utlignet av en nedskrivning på 1,2 milliarder kroner på Lufeng, Front Runner, Thunder Hawk og sokkelfelt i



Mexicogolfen i 2007. En endring i anslaget på sikre reserver i 2007, som danner grunnlaget for beregning av avskrivninger, og økt avskrivning på nye felt som har startet produksjon, bidro også til økningen.

Leteutgiftene var 8,5 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 9,5 milliarder i 2006. Reduksjonen skyldes hovedsakelig høyere boreaktivitet i 2006.

Letekostnadene var 7,7 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 7,2 milliarder kroner i 2006. De økte borekostnadene var hovedsakelig knyttet til høyere kostnadsføring av letekostnader som er balanseført i tidligere år, delvis motvirket av en nedgang i leteutgiftene knyttet til en noe lavere boreaktivitet i 2007 enn i 2006.

Til sammen ble det ferdigstilt 47 lete- og avgrensingsbrønner i 2007 og ved utgangen av året var 18 av dem vurdert som funn eller bekreftede funn. Ved utgangen av året var det 14 brønner som avventet endelig evaluering. I 2006 ble det ferdigstilt 55 lete- og avgrensingsbrønner, hvorav 24 ble vurdert som funn.

Resultat før finansposter og skattekostnad i 2007 var 12,2 milliarder kroner, sammenliknet med 3,9 milliarder kroner i 2006. I tillegg til pris- og volumeffekter, var økningen hovedsakelig knyttet til en nedgang på 3,3 milliarder kroner i avskrivningskostnader, som ble motvirket av en økning på 3,5 milliarder kroner i drifts-, salgs- og administrasjonskostnader, hvorav restrukturering og andre kostnader i forbindelse med fusjonen sto for 1,3 milliarder kroner, og en økning på 0,5 milliarder kroner i letekostnader.

Utsikter

Vi forventer at den internasjonale egenproduksjonen vil fortsette å vokse til et nivå på 650 000 fat per dag i 2012. Hvis vi forutsetter en oljepris på 75 US-dollar per fat, forventer vi en negativ effekt fra produksjonsdelingsavtaler på egenproduksjonen på om lag 240 000 fat oljeekvivalenter per dag, 75 prosent av de nye feltene som skal bidra til produksjonen i 2012 er godkjent. Øvrige felt som etter planen skal starte produksjon i 2008 er Saxi Batuque og Gimboa i Angola, Agbami i Nigeria og ACG fase III i Aserbajdsjan.

Vi vil fortsatt satse på et høyt aktivi-

tetsnivå innenfor letevirksomheten, kombinert med målrettet forretningsutvikling i samsvar med vår strategi for å kunne utvide ressursbasen ytterligere. Vi vil benytte vår lange erfaring innen prosjektgjennomføring og drift fra norsk sokkel til å sette ressursene effektivt i produksjon.

Det vil etter planen bores om lag 35 lete- og avgrensingsbrønner i 2008, hvorav 10-12 vil ventes boret i bassenger med høy risiko, men også mulighet for signifikante funn.

Det er sikret riggkapasitet for boreprogrammet for 2008, og vi tror vi er godt posisjonert for leteboring utover 2008 basert på dagens boreprogram og riggtaler.

Naturgass

Vi er i øyeblikket den nest største leverandøren av naturgass til Europa, med en markedsandel på om lag 15 prosent i Europa, inkludert volumene fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Gasseksporten fra norsk sokkel var igjen på et høyt nivå i 2007, og dette nivået er ventet å øke. I 2007 solgte selskapet 35,6 milliarder Sm³ med bokført gass. I tillegg solgte vi 31,2 milliarder Sm³ gass fra norsk sokkel på vegne av SDØE. Mesteparten av gassen ble solgt til kontinentale energileverandører under langsiktige kontrakter. Vår markedsandel i 2007 var om lag 20-25 prosent i Tyskland og Frankrike, og om lag 15 prosent i Storbritannia.

I 2007 ble den første gassen fra Shah Deniz-feltet i Aserbajdsjan levert til Tyrkia, som er hovedmarkedet for denne gassen. På platånivå ventes det at Shah Deniz fase 1 vil produsere rundt 8,6 milliarder Sm³ i året. En potensiell fase 2 på Shah Deniz er under utvikling.

Viktige strategiske milepæler for oss i 2007 var åpningen av rørledningen Tappen Link, oppstarten av Ormen Lange-feltet og den første LNG-leveransen fra Snøhvit.

To viktige faktorer hadde stor innvirkning på våre økonomiske resultater: Den eksterne salgsprisen og den interne overføringsprisen. I 2007 gikk prisen på naturgass ned sammenliknet med det høye nivået i 2006. Den gjennomsnittlige prisen vi fikk på naturgass via rørledning til Europa var 1,69 kroner per kubikkmeter i 2007.

All gassen fra norsk sokkel som er solgt av forretningsområdet Naturgass er kjøpt fra Undersøkelse og produksjon Norge. Formelen for den interne overføringsprisen er knyttet til oljeprisen på Brent Blend. Høye oljepriser gjennom hele 2007 har ført til relativt høye interne gasspriser. I kombinasjon med den relativt lave eksterne salgsprisen på gass, har dette resultert i en betydelig reduksjon i våre marginer i 2007. I tillegg har en reduksjon i virkelig verdi på derivater også påvirket våre resultater i 2007.

De samlede investeringene på 2,1 milliarder kroner i 2007 var lavere enn i tidligere år, som følge av færre prosjekter under utvikling. I tillegg er tre LNG-skip og tilhørende LNG-selskaper overført fra Undersøkelse og produksjon Norge til Naturgass i 2007, til et beløp på 2,4 milliarder kroner.

Restruktureringskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen på til sammen 1,3 milliarder kroner ble belastet resultatet i 2007.

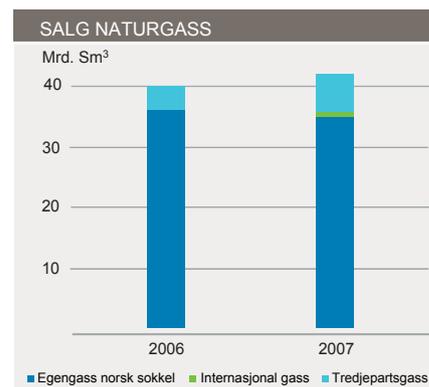
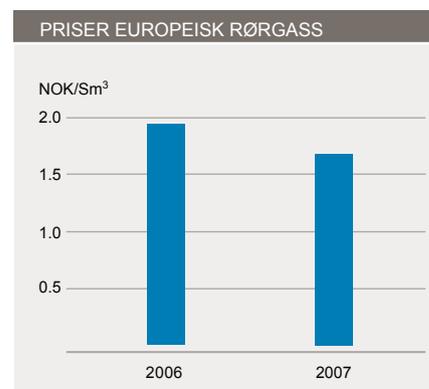
Resultatanalyse

Sum inntekter for Naturgass består hovedsakelig av gassalg under våre langsiktige gasskontrakter og tariffinntekter fra transport og prosesseringsanlegg. Naturgass hadde inntekter på 73,4 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 97,1 milliarder kroner i 2006. Nedgangen

på 24 prosent fra 2006 til 2007 kan hovedsakelig tilskrives en reduksjon i prisen på naturgass målt i norske kroner i 2007 og negative endringer i virkelig verdi på derivater.

Det samlede salget av naturgass var 42,0 milliarder Sm³ i 2007 og 40,2 milliarder Sm³ i 2006. Økningen i solgte volumer på fire prosent fra 2006 til 2007 skyldes i hovedsak økt tredjepartssalg, men dette ble delvis motvirket av en netto nedgang i vårt bokførte salgsvolum. Nedgangen i bokført salgsvolum er hovedsakelig knyttet til produksjonsproblemer på Kvitebjørn gjennom hele 2007, og ble delvis motvirket av oppstarten på Ormen Lange i oktober 2007.

Av totalt naturgassalg i 2007 var 35,6 milliarder Sm³ egenprodusert, som inkluderer 0,8 milliarder Sm³ fra Shah Deniz i Aserbajdsjan. Den gjennomsnittlige prisen på vårt salg av gass i Europa var 1,69 kroner per Sm³ i 2007, sammenliknet med 1,94 per Sm³ i 2006, en nedgang på 13 prosent. Prisnedgangen fra 2006 til 2007 kan hovedsakelig tilskrives en nedgang i prisen på oljeprodukter (som gassolje og brenselolje) og andre konkurrerende energikilder, i tillegg til lavere gasspriser på National Balancing Point (NBP) i Storbritannia. Salget av naturgass fra In Salah blir rapportert av forretningsområdet Internasjonal undersøkelse og produksjon.



(i millioner kroner)	2007	2006	Endring
Sum inntekter	73 434	97 069	-24 %
Varekostnad	56 650	61 342	-8 %
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	13 377	12 609	6 %
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	1 845	1 425	29 %
Sum driftskostnader	71 872	75 376	-5 %
Resultat før finansposter og skattekostnad	1 562	21 693	-93 %
Operasjonelle data			
Solgt naturgass (bokførte StatoilHydro-mengder) (Sm ³)	35,6	35,9	-3 %
Solgt naturgass (3. partsvolumer) (Sm ³)	6,4	4,3	51 %
Sum solgte mengder (Sm ³)	42,0	40,2	3 %
Gjennomsnittspris for naturgass (kroner/kubikkmeter)	1,69	1,94	-13 %
Internpris for naturgass (kroner/kubikkmeter)	1,39	1,35	2 %
Regularitet ved leveringspunkt	100 %	100 %	0 %

Varekostnader gikk ned med åtte prosent fra 2006 til 2007, nærmere bestemt fra 61,3 milliarder kroner til 56,7 milliarder kroner. Nedgangen i varekostnader gjelder hovedsakelig en nedgang i prisen på naturgass kjøpt fra tredjeparter. Dette ble delvis motvirket av en liten økning i overføringsprisen betalt til UPN og en økning i volumer kjøpt fra tredjeparter fra 2006 til 2007.

Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader økte med seks prosent fra 2006 til 2007. Dette er hovedsakelig knyttet til avsetninger for førtidspensjon og økte avsetninger til fjerningskostnader.

Resultat før finansposter og skattekostnad for 2007 var 1,6 milliarder kroner, sammenliknet med 21,7 milliarder kroner i 2006. Nedgangen på 20,1 milliarder kroner skyldes hovedsakelig en nedgang på 13 prosent i prisen på naturgass via rørledning, som reduserte resultatet med 9,5 milliarder kroner, og negative endringer tilsvarende 10,3 milliarder kroner i virkelig verdi på derivater.

Utsikter

Vi tror det er tilstrekkelig forsyning i Europa, Asia og Nord-Amerika til å dekke forventet etterspørsel på kort sikt. På lengre sikt er imidlertid markedsbalansen mer usikker, og vil avhenge av en rekke faktorer, som hvordan etterspørselen vil reagere på gass- og energipriser, utbygging av LNG-prosjekter og oppstart av eventuelle russiske leveranser.

Vi tror at de framtidige gassprisene vil gi effektive signaler både til brukere av gass og eiere av potensielle gassprosjekter. Høyere kostnader i bransjen tilsier også at salgsprisen kan øke over tid for å sikre tilstrekkelig forsyning.

Det kortsiktige gassmarkedet påvirkes av ny kapasitet og oppstart av nye felt. Vi har også sett at LNG i Atlanterhavet reagerer på endringer i priser mellom de største markedene, og utnytter muligheter til arbitrasje. Det britiske gassmarkedet har blitt mer likvid, og bør kunne absorbere gassvolumene fra Ormen Lange uten større priseffekter. Vårt syn på disse begivenhetene gjør at vi tror vi har et økt verdiskapingspotensial gjennom større gasseksport på grunn av den nærhet vår infrastruktur har til gunstige markeder.

På lang sikt har vi fortsatt et positivt

syn på gass som energikilde til Europa. Produksjonen av gass internt i EU er ventet å gå ned, mens etterspørselen ventes å øke, spesielt på grunn av at gass har lavere karbonutslipp enn olje og kull. Den trenden vi ser med bruk av LNG som bindeledd mellom kontinentale markeder er ventet å fortsette etter hvert som det blir startet produksjon av mer LNG, noe som vil føre til at gass som råvare i økende grad vil prises på global basis på lang sikt.

I 2008 vil vi satse på videre verdiskaping gjennom balansering, handel og optimalisering, maksimering av verdien på vår langsiktige portefølje for salg av gass og utvikle neste generasjon gassvirksomhet. Viktige aktiviteter vil være planlegging med tanke på å utnytte kapasiteten ved Cove Point, videre forberedelser til fase 2 for Shah Deniz og fokus på å opprettholde et lavt kostnadsnivå. Vi vil fortsette arbeidet med alternative tiltak for å møte våre kontraktsforpliktelse i 2008.

Oppgraderingen av gassanlegget på Kårstø og den forventede oppstarten av gasslageret Aldbrough er begge prosjekter som har stor betydning for oss i 2008. Det er ventet at Aldbrough vil starte kommersiell drift sent i 2008. Dette lageranlegget vil gi oss et nytt verktøy i vår handels- og optimaliseringsvirksomhet.

Foredling og markedsføring

I 2007 la vi fortsatt vekt på å strømlinjeforme porteføljen gjennom investeringer og avhendelser, standardiseringer og forenklinger på tvers av forretningsområdet for å skape større verdier og en effektiv og verdikjedefokusert organisasjon.

De samlede investeringene på 4,8 milliarder kroner i 2007 var høyere enn i tidligere år, som følge av høy aktivitet i prosjekter og modifiseringer ved våre raffinerier.

Restruktureringskostnader og andre kostnader i forbindelse med fusjonen på til sammen 1,2 milliarder kroner ble belastet resultatet i 2007.

Oljesalg, handel og forsyning

Med et gjennomsnittlig salg av råolje og kondensat på 2,1 millioner fat per dag i 2007, rangerer vi fortsatt som en av verdens største nettoselgere av råolje. Av vårt

daglige salg på 2,1 millioner fat, var om lag 1,0 million fat egenprodusert, mens 0,5 millioner fat var tredjepartsvolumer og 0,6 millioner fat volumer fra SDØE. Med NGL inkludert var det gjennomsnittlige salgsvolumet 2,4 millioner fat per dag i 2007, sammenliknet med 2,3 millioner fat per dag i 2006.

Selv om produksjonen av råolje på norsk sokkel er synkende, satser vi fortsatt på å styrke vår globale handelsposisjon, og har økt vår fleksibilitet gjennom handel med tredjepartsvolumer. Det gjennomsnittlige daglige salget av råolje fra tredjeparter i 2007 på 524 000 fat var en økning på om lag 25 prosent i forhold til 2006.

Foredling

Mongstad hadde fortsatt god regularitet (97,8 prosent) i 2007, mens Tjeldbergodden hadde en planlagt, men utvidet revisjonsstans og en 30 dagers driftsstans grunnet forstyrrelser i gassleveransene i juli og august. Kalundborg hadde også en planlagt, men utvidet revisjonsstans i deler av raffineriet som varte i 62 dager. Anlegget i Kalundborg startet driften igjen i juni.

Energi og detaljhandel

Vi har opprettholdt våre ledende posisjoner innenfor energi og detaljhandel, og har størst eller nest størst andel i de fleste av de markedene vi har virksomhet i.

I 2007 solgte vi vår energi- og detaljvirksomhet på Færøyene og inngikk en avtale med ConocoPhillips om kjøp av stasjonsnettverket Scandinavian JET,

som består av 271 ubemannede bensinstasjoner. Kjøpet er gjenstand for godkjenning fra EU-kommisjonen.

Vi har også styrket vår posisjon som ledende leverandør av biodrivstoff i 2007. Biodrivstoff er nå tilgjengelig ved mer enn 1 300 bensinstasjoner i sju ulike land.

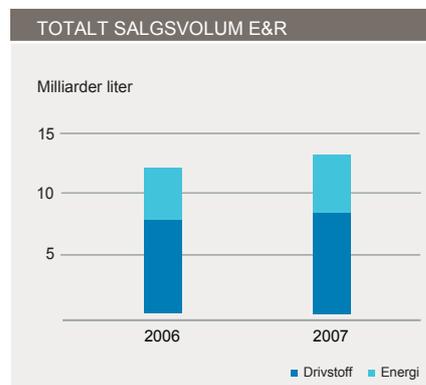
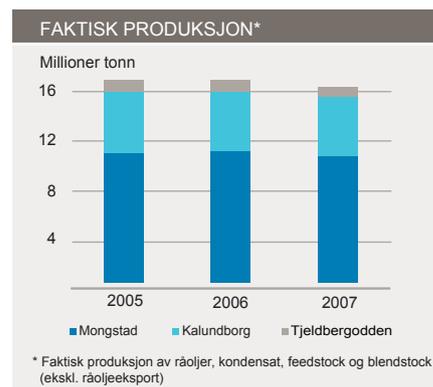
Resultatanalyse

Sum inntekter økte fra 412 milliarder kroner i 2006 til 428 milliarder kroner i 2007. Økningen fra 2006 til 2007 skyldes hovedsakelig høyere priser og volumer for råolje og gassoljeprodukter. Den gjennomsnittlige oljeprisen økte med 12 prosent fra 63,2 US-dollar per fat i 2006 til 70,50 US-dollar per fat i 2007, noe som ble delvis motvirket av en svekkelse i den gjennomsnittlige valutakursen USD/NOK på nesten ni prosent fra 6,42 USD/NOK i 2006 til 5,86 USD/NOK i 2007.

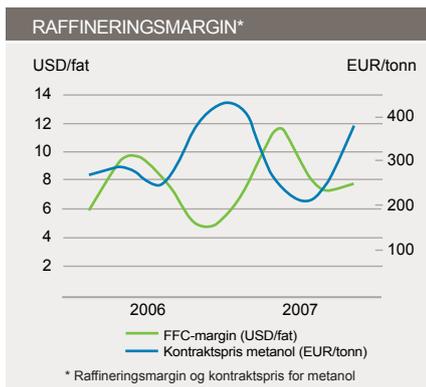
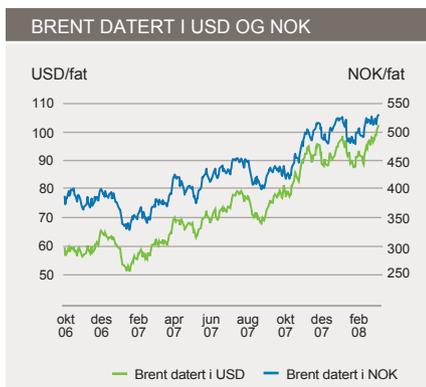
Varekostnader økte fra 383 milliarder kroner i 2006 til 402 milliarder kroner i 2007. Dette skyldes hovedsakelig økt råoljepris og større kjøpte volumer.

Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader økte med tre prosent i 2007 sammenliknet med 2006, hovedsakelig på grunn av avsetninger til pensjonsforpliktelser på 0,7 milliarder kroner, hovedsakelig knyttet til førtidspensjonering. Hele beløpet er inkludert i restruktureringskostnader i forbindelse med fusjonen og belastet resultatet.

Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger utgjorde til sammen 2,8 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med 2,3 milliarder kroner i 2006. Øknin-



(i millioner kroner)	2007	2006	Endring
Sum inntekter	428 043	411 990	4 %
Varekostnad	401 804	383 362	5 %
Drifts-, salgs- og administrasjonskostnader	19 630	19 068	3 %
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	2 833	2 280	24 %
Sum driftskostnader	424 267	404 710	5 %
Resultat før finansposter og skattekostnad	3 776	7 280	-48 %
Operasjonelle data			
FCC margin (USD/fat)	8,4	7,1	18 %
Gjennomsnittlig kontraktspris for metanol (EUR/tonn)	317	300	6 %



gen skyldes hovedsakelig økt verditap i energi- og detaljvirksomheten i Sverige, fra 0,2 milliarder kroner i 2006 til 0,95 milliarder kroner i 2007, hvorav 0,5 milliarder kroner er inkludert i restruktureringskostnader i forbindelse med fusjonen og belastet resultatet.

I 2007 var **resultatet før finansposter og skattekostnad** 3,8 milliarder kroner, sammenliknet med 7,3 milliarder kroner i 2006. Forskjellen skyldes hovedsakelig økte kostnader til førtidspensjonering på 0,7 milliarder kroner, negative valutaeffekter på 0,7 milliarder kroner, en nedgang i handelsresultatet på 0,6 milliarder kroner, en gevinst på 0,6 milliarder kroner i 2006 på salget av detaljvirksomheten vår i Irland, og verditap og avsetninger på 0,5 milliarder kroner grunnet svake markedsforhold og restrukturering i detaljvirksomheten i Sverige.

Oljesalg, handel og forsyning

I 2007 var resultat før finansposter og skattekostnad 1,3 milliarder kroner, sammenliknet med 2,2 milliarder kroner i 2006. Nedgangen i 2007 skyldes hovedsakelig 0,7 milliarder i valutatap, en reduksjon i resultatet fra handelsvirksomheten på 0,6 milliarder kroner sammenliknet med 2006, og en utsatt lagergevinst som delvis ble motvirket av gevinster på operasjonelle lager.

Foredling

I 2007 var resultatet før finansposter og skattekostnad 3,3 milliarder kroner, sammenliknet med 4,4 milliarder kroner i 2006. Nedgangen i 2007 skyldes hovedsakelig lavere regularitet og høyere driftskostnader på grunn av revisjonsstanser. Svekkelsen i valutakursen på US-dollar i forhold til norske kroner og lavere kapasitetsutnyttelse bidro også negativt. Marginene var gode på Mongstad, men de var lavere enn forventet ved Kalundborg på grunn av store forskjeller i råoljeprisen og en forsinkelse i drivstoffreduksjonsprosjektet. Gjennomsnittlig kontraktpris på metanol økte med seks prosent fra 300 euro per tonn i 2006 til 317 euro per tonn i 2007.

Energi og detaljhandel

Resultat før finansposter og skattekostnad var 0 milliarder kroner 2007, sammenlik-

net med 0,6 milliarder kroner i 2006. Vi har hatt økte inntekter i løpet av 2007, hovedsakelig på grunn av en volumøkning på åtte prosent for transportdrivstoff ved våre utvalg, fra 7,7 milliarder til 8,3 milliarder liter sammen med en økning i marginene. I løpet av samme periode økte marginene på matvareprodukter med 15 prosent. Nedgangen i årsresultatet skyldes hovedsakelig økte nedskrivninger og avsetninger på 0,6 milliarder kroner i 2006 og 1,1 milliarder kroner i 2007 på grunn av svakere markedsforhold og restrukturering av vår detaljvirksomhet i Sverige. Det var også en netto gevinst på 0,6 milliarder kroner i 2006 knyttet til salget av detaljvirksomheten vår i Irland.

Utsikter

Oljesalg, handel og forsyning

Året 2007 var en av de mest stabile periodene i markedet for produkter, flytende gass og råolje. Det ble notert høye priser i løpet av året, og vi tror at prisnivået fortsatt vil holde seg høyt og ustabil, i alle fall på kort sikt.

Foredling

Utsiktene i raffineringsindustrien er fortsatt gode, og det ventes høy kapasitetsutnyttelse. Det vil imidlertid komme betydelige mengder ny kapasitet i løpet av de kommende årene. Kombinert med lavere økonomisk vekst globalt, ventes det at denne nye kapasiteten vil ha en negativ innvirkning på marginene i bransjen. Lønnsomheten vil imidlertid i stor grad avhenge av vår evne til å utnytte tilgjengelige råmaterialer og levere optimale produktkvaliteter. Den gjennomsnittlige råoljen blir stadig tyngre og surere, mens produktspesifikasjonene er blitt strengere. Begge faktorene krever ytterligere fleksibilitet og kapasitet i prosesseringen. Foredling til brenselolje ventes å øke, i tillegg til at biokomponenter ventes å øke sin markedsandel. Etter store kostnadskutt på 90-tallet, har de høye marginene i det siste ført til økt vektlegging av pålitelighet og kapasitetsutnyttelse. Kombinert med stort press i arbeids- og kontraktørmarkedet, har kostnadstrenden endret seg, og vedlikehold og oppgradering ventes fortsatt å kreve ledelsens oppmerksomhet. De høye energikostnadene

kan også gjøre nye tiltak for energieffektivitet mer attraktive.

Prisen på metanol er ventet å gå tilbake til et moderat nivå, etter hvert som ny kapasitet i mer utilgjengelige gassområder blir gjort tilgjengelig. Europa ventes fortsatt å være netto importør av metanol, og de europeiske produsentene vil derfor ha et geografisk konkurransefortrinn.

Energi og detaljhandel

Den største veksten i Energi og detaljhandel er ventet å komme fra drivstoff til transport, hovedsakelig som følge av vekst innenfor diesel og kiosk/dagligvarer med et nytt innendørs matvarekonsept og kostnadseffektiv drift.

Gitt EU-kommisjonens godkjenning, vil oppkjøpet av Jet i Skandinavia styrke vår posisjon innenfor skandinavisk detaljhandel.

Vi har gått inn på markedet i St. Petersburg i Russland og med dette styrket vår

langsiktige ambisjon om salgsvekst i Øst-Europa. Vi har allerede en sterk posisjon i de baltiske landene og utvider i Polen.

Vi tror at bruken av tungoljeprodukter i stasjonær energibruk gradvis vil erstattes enten av gassbaserte energibærere (LNG og LPG), eller andre energibærere som ikke er basert på fossilt brensel.

Eliminering og øvrig avhendelser og virksomhet

Øvrig virksomhet omfatter konserntjenester, konsernsenter, konsernregnskap og de to konserndekkende, tekniske tjenesteleverandørene, Teknologi og ny energi og Prosjekter. I forbindelse med vår øvrige virksomhet noterte vi et tap før finansielle poster, skatt og minoritetsinteresser på 3,4 milliarder kroner i 2007, sammenliknet med et tap på 1,9 milliarder kroner i 2006. Økningen skyldes hovedsakelig avsetninger for tidligpensjon og pensjonsytelser.

Eierstyring og selskapsledelse

God eierstyring og selskapsledelse er en forutsetning for et sunt og bærekraftig selskap og bygges på åpenhet og likebehandling av alle aksjonærer. Selskapets styringsstruktur og kontrollrutiner bidrar til at vi kan drive vår virksomhet på en forsvarlig og lønnsom måte til fordel for ansatte, aksjonærer, samarbeidspartnere, kunder og samfunn.

StatoilHydro er et allmennaksjeselskap og har en styringsstruktur som er basert på norsk lov. StatoilHydros hovedbørsnotering er på Oslo Børs, og aksjen er også notert på New York Stock Exchange.

StatoilHydros styre følger den norske anbefalingen for eierstyring og selskapsledelse (oppdatert 4. desember 2007). En redegjørelse for bruken av denne anbefalingen, og eventuelle avvik fra den, er

gjort tilgjengelig nedenfor. En fullstendig rapport om eierstyring og selskapsledelse i StatoilHydro i henhold til punktene i anbefalingen finnes på våre nettsider.

Det kreves at StatoilHydro redegjør for tilfeller der selskapets praksis for eierstyring og selskapsledelse skiller seg vesentlig fra de som gjelder for selskaper i USA i henhold til standardene for børsnotering på NYSE. En detaljert beskrivelse av disse forskjellene er oppgitt på våre nettsider.

Etiske retningslinjer

Vår evne til å skape verdier er avhengig av en høy etisk standard. Vi ser etikk som en integrert del av vår forretningsvirksomhet, og vi handler innenfor loven og godt innenfor våre egne etiske prinsipper. Vi krever en høy etisk standard av alle som opptrer på vegne av oss, og vi vil opprettholde en åpen dialog om etiske spørsmål, både internt og eksternt. StatoilHydros etiske retningslinjer beskriver kravene som gjelder for selskapets forretningsvirksomhet. Målgruppen er alle ansatte og medlemmer av styret i StatoilHydro og konsernets datterselskaper. De etiske retningslinjene er tilgjengelige på våre nettsider. Sammen med våre verdier danner de grunnlaget og rammene for den prestasjonskulturen vi ønsker å utvikle.

Vi forventer også at våre samarbeidspartnere har etiske standarder som er forenlige med våre.

Vedtekter for StatoilHydro ASA

Sammendrag av våre vedtekter

Selskapets navn

Vårt registrerte navn er StatoilHydro ASA. Vi er et norsk allmennaksjeselskap.

Forretningskontor

Selskapets forretningskontor er i Stavanget kommune, og selskapet er registrert i foretaksregisteret med foretaksnummer 913 609 016

Selskapets formål

Formålet med vår virksomhet er å drive undersøkelse etter og utvinning, trans-

Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse	Informasjon er presentert
Redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	Kapittel om eierstyring og selskapsledelse i årsrapporten (side 88-94) og under eget område på våre nettsider: http://www.statoilhydro.com/cg
Virksomhet	Vår overordnede strategi er presentert på side 4, mens strategiene for det enkelte forretningsområdet er presentert på side 20. Selskapets vedtekter er gjengitt på side 88-89
Selskapskapital og utbytte	Avsnitt om dividende på side 95
Likebehandling av aksjeeiere og transaksjoner med nærstående	Avsnitt om våre hovedaksjonærer på side 96-97
Fri omsettelighet	StatoilHydro har én aksjeklasse og alle aksjer er fritt omsettelig
Generalforsamling	Side 89
Valgkomité	Side 92
Bedriftsforsamling og styre, sammensetning og uavhengighet	Side 90-92, styremedlemmene er presentert på side 70-73
Styrets arbeid	Styrets beretning, side 60-70
Risikostyring og intern kontroll	Avsnitt om «kontrollrutiner og prosedyrer» på side 93-94, samt kapittel om risikostyring (5.2.1) i årsrapporten på form 20-F
Godtgjørelse til styret	Årsregnskap 2007 etter norske regnskapsprinsipper (NGAAP), note 3
Godtgjørelse til ledende ansatte	Årsregnskap 2007 etter norske regnskapsprinsipper (NGAAP), note 3
Informasjon og kommunikasjon	Side 95-96
Overtakelse	I redegjørelsen til norsk anbefaling på våre nettsider
Revisor	side 92-93

port, foredling og markedsføring av petroleum og avlede produkter, samt annen virksomhet, enten på egen hånd eller i samarbeid med andre selskaper.

Aksjekapital

Vår aksjekapital er på 7 971 617 757,50 kroner, fordelt på 3 188 647 103 ordinære aksjer.

Nominell verdi på aksjer

Den nominelle verdien på hver ordinære aksje er 2,50 kroner.

Styre

I henhold til vedtektene våre skal styret skal bestå av ti medlemmer. Styrets medlemmer, herunder leder og nestleder, velges av bedriftsforsamlingen.

Bedriftsforsamling

Vi har en bedriftsforsamling med 18 medlemmer, som velges for en periode på to år. Generalforsamlingen velger tolv medlemmer med fire varamedlemmer, mens seks medlemmer med varamedlemmer for disse, velges av og blant de ansatte.

Generalforsamling

Ordinær generalforsamling holdes hvert år innen utgangen av juni måned, med to ukers innkallingsfrist.

Generalforsamlingen behandler årsregnskap og årsberetning og andre saker som etter lov eller vedtekter hører inn under generalforsamlingen.

Markedsføring av petroleum på statens vegne

I henhold til vedtektene våre har vi ansvar for å markedsføre og selge den petroleum som produseres fra SDØEs deltakerandeler i utvinningstillatelser på norsk kontinental sokkel, i tillegg til petroleum som mottas fra staten som royalt, sammen med vår egen produksjon. Generalforsamlingen vedtok en instruks i forhold til dette salget 25. mai 2001.

Valgkomité

Generalforsamlingen besluttet å endre våre vedtekter 7. mai 2002 for å etablere en valgkomité. Valgkomiteens oppgaver er å avgi en innstilling til generalforsamlingen om valg av og honorar til aksjonærvalgte medlemmer og varamedlem-

mer til bedriftsforsamlingen, og å avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av og honorar til aksjonærvalgte medlemmer til styret.

De fullstendige vedtektene finnes på våre nettsider.

Generalforsamlingen

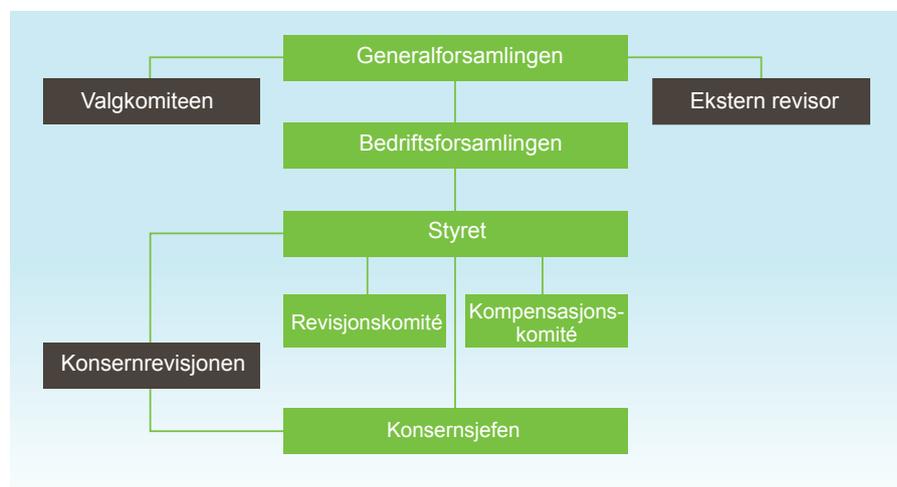
Generalforsamlingen er selskapets øverste organ. I henhold til StatoilHydros vedtekter og norsk allmennaksjelov skal generalforsamlingen:

- Velge representanter for aksjonærene til bedriftsforsamlingen
- Velge medlemmer til valgkomiteen
- Velge ekstern revisor og fastsette revisors godtgjørelse
- Godkjenne årsberetningen i henhold til norske krav, regnskapet og utbyttet som er foreslått av styret og anbefalt av bedriftsforsamlingen
- Behandle eventuelle andre saker som er satt opp på sakslisten i møteinnkallingen

I henhold til selskapets vedtekter skal generalforsamlingen avholdes innen utgangen av juni hvert år.

Innkalling og saksdokumenter til generalforsamlingen publiseres på våre nettsider sammen med årsrapporten og sendes til aksjonærene per post. Dokumentasjon fra avholdte generalforsamlinger er tilgjengelig på våre nettsider.

Alle aksjonærer har rett til å få sine forslag diskutert på generalforsamlingen, dersom forslaget er sendt inn skriftlig til styret i tide for enten å tas med i innkallingen til møtet eller i en ny innkalling som skal sendes ut senest to uker før gene-



ralforsamlingen skal avholdes. Som en generell regel kan generalforsamlingen ikke diskutere saker som ikke er med i innkallingen.

Alle aksjonærer som er registrert i verdipapirsystemet (VPS) vil motta innkalling til generalforsamlingen og har rett til å fremme forslag og avgi sin stemme direkte eller gjennom fullmektig. Påmeldingsfristen er fire dager før generalforsamlingen.

Bedriftsforsamlingens leder er normalt møteleder på generalforsamlingen. Dersom det skulle være uenighet rundt enkeltsaker hvor bedriftsforsamlingens leder tilhører en av fraksjonene, eller av andre grunner ikke regnes som upartisk, vil det utpekes en annen møteleder for å sikre uavhengighet til sakene som behandles.

Gitt det store antallet aksjonærer og deres geografiske spredning vil det være begrenset hvor mange som har mulighet til å delta på generalforsamlingen ved personlig fram møte. StatoilHydro tilbyr derfor sine aksjonærer muligheten til å følge generalforsamlingen via webcast. Generalforsamlingen avholdes på norsk og oversettes simultant til engelsk.

Alle de ordinære aksjene har lik stemmerett på generalforsamlingen. Dersom ikke annet er bestemt, kan beslutninger som aksjonærene er berettiget til å ta i henhold til norsk lov eller våre vedtekter, fattes med enkelt flertall av de avgitte stemmene. I forbindelse med valg blir de personer som får flest avgitte stemmer valgt. Imidlertid må det ved visse beslutninger gis godkjenning fra minst to tredjedeler av det samlede antall avgitte stemmer i tillegg til to tredjedeler av aksjekapitalen som er representert på generalforsamlingen. Dette gjelder beslutninger om å fravike fortrinnsretter i forbindelse med en eventuell aksjeemisjon, godkjenning av en fusjon eller fisjon, endringer i våre vedtekter eller fullmakt til å øke eller redusere aksjekapitalen.

StatoilHydro vil introdusere elektronisk stemmegivning på sine generalforsamlinger så snart norsk lovgivning åpner for dette.

Ekstraordinær generalforsamling

I henhold til norsk lov kan bedriftsforsamlingen, bedriftsforsamlingens leder,

revisor eller aksjeeiere som representerer minst fem prosent av aksjekapitalen, be om at det avholdes ekstraordinær generalforsamling for å få behandlet en bestemt sak. Styret skal sørge for at generalforsamlingen holdes innen én måned etter at kravet er framsatt.

I 2007 innkalte styret til ekstraordinær generalforsamling 5. juli for å innhente aksjonærenes godkjenning av planen for fusjon av Statoil og Norsk Hydros petroleumsaktiviteter.

Styret

StatoilHydros vedtekter krever at styret har ti medlemmer. Konsernledelsen er ikke representert i styret, og et flertall av styremedlemmene anses som «uavhengige.» I henhold til norsk selskapslovgivning kreves det at de ansatte er representert med tre medlemmer i styret. Ingen av styremedlemmene har avtale om pensjonsordning eller etterlønn fra selskapet.

Styret i StatoilHydro ASA er ansvarlig for den overordnede forvaltningen av StatoilHydro-konsernet og for å føre tilsyn med konsernets aktiviteter generelt. Styret behandler saker av stor betydning eller av ekstraordinær karakter, men kan be administrasjonen om å legge fram alle typer saker for behandling. Styret utnevner konsernsjefen og fastsetter arbeidsinstruks, fullmakter og ansettelsesvilkår for konsernsjefen.

Styret har to underkomiteer: revisjonskomiteen og kompensasjonskomiteen.

Utvikling i styret i 2007

Styret hadde 25 møter i 2007. Det var 93 prosent oppmøte på styremøtene.

Fram til 30. september besto styret i Statoil ASA av Jannik Lindbæk (leder), Kaci Kullman Five (nestleder), Finn A. Hvistendahl, Grace Reksten Skaugen, Knut Åm, Ingrid Wiik, Marit Arnstad, Lill-Heidi Bakkerud, Claus Clausen og Morten Svaan. Etter fusjonen av Statoil og Norsk Hydro ASAs olje- og gassaktiviteter 1. oktober 2007, besto styret av konsernsjef Eivind Reiten i Norsk Hydro ASA (leder), Marit Arnstad (nestleder), Kjell Bjørndalen, Roy Franklin, Elisabeth Grieg, Grace Reksten Skaugen, Kurt Anker Nielsen, Lill-Heidi Bakkerud, Claus Clausen og Morten Svaan. Geir Nil-

sen og Ragnar Fritsvold er ansattvalgte observatører. 4. oktober 2007 besluttet Eivind Reiten å trekke seg som styreleder, og Marit Arnstad har vært fungerende styreleder siden da.

30. januar 2008 valgte bedriftsfor­samlingen Svein Rennemo (60) som ny styreleder med virkning fra 1. april 2008, i samsvar med valgkomiteens innstilling.

Styrets revisjonskomité

Styret velger opptil fire av sine medlemmer til revisjonskomiteen. Nåværende medlemmer av revisjonskomiteen er Kurt Anker Nielsen (leder), Marit Arnstad, Roy Franklin og Morten Svaan. Revisjonskomiteen er en underkomité av styret, og målet er å foreta en mer grundig vurdering av bestemte saker innenfor StatoilHydro-konsernet og rapportere til styret. Revisjonskomiteen skal støtte styret i saker som gjelder (1) kvaliteten og integriteten i selskapets regnskapsføring og finansielle rapportering, (2) ekstern revisors kvalifikasjoner og uavhengighet, (3) ekstern revisors arbeid i forhold til kravene i norsk lovgivning og lover og regler i de landene selskapet er børsnotert, (4) selskapets internrevisjon, internkontroll, risikostyring og kontrollrutiner, (5) om selskapet følger lover og regler, herunder de kravene som gjelder notering på børs og (6) om selskapet følger egne etiske retningslinjer, herunder konsernets aktiviteter for å motarbeide korrupsjon.

Internrevisjonen rapporterer direkte til styret og til konsernsjefen. Revisjonskomiteen støtter styret i tilsynet med denne funksjonen. Revisjonskomiteen mottar også jevnlig informasjon og rapporter om internkontroll og etiske spørsmål.

I henhold til norsk lov skal selskapets eksterne revisor velges av aksjonærene på generalforsamlingen. Revisjonskomiteen avgir innstilling til styret når det gjelder valg av ekstern revisor basert på en evaluering av kvalifikasjoner og uavhengighet for den revisor som foreslås valgt eller gjenvalgt. Revisjonskomiteen møtes minst seks ganger i året og har jevnlig møter med både internrevisjon og ekstern revisor.

Revisjonskomiteen skal også vurdere omfanget av revisjonen og eventuelle

andre tilleggstenester som ytes av ekstern revisor. Ekstern revisor rapporterer jevnlig direkte til revisjonskomiteen. Revisjonskomiteen håndhever også prosedyrer for mottak, registrering og behandling av klager selskapet mottar vedrørende regnskapsføring, internkontroll eller revisjon, i tillegg til fortrolige og anonyme meldinger fra selskapets ansatte om bekymringer i forhold til regnskapsføring og revisjonsspørsmål. Revisjonskomiteen har fullmakt til å engasjere uavhengige rådgivere som kan hjelpe komiteen med å utføre sine oppgaver.

Revisjonskomiteen hadde sju møter i 2007. Det var 99 prosent oppmøte på møtene.

Komiteens mandat er tilgjengelig på våre nettsider.

Økonomisk ekspert i revisjonskomiteen

Styret har besluttet at Kurt Anker Nielsen tilfredsstillende kravene som økonomisk ekspert i revisjonskomiteen, slik det er definert i punkt 16A i Form 20-F. Styret har også konkludert med at Nielsen er uavhengig i henhold til kravene i Rule 10A-3 i amerikansk børslov (Securities Exchange Act).

Unntak fra krav i amerikansk børslovgivning for revisjonskomiteen

StatoilHydro benytter seg av unntaket i Rule 10A-3(b)(1)(iv)(C) fra kravene til uavhengighet i den amerikanske børsloven (Securities Exchange Act) når det gjelder Morten Svaan, som er medlem av revisjonskomiteen og også et av de ansattvalgte styremedlemmene som er valgt inn i styret i henhold til norsk lov. Svaan er ikke medlem av ledelsen. StatoilHydro har vurdert at det å benytte seg av dette unntaket for Morten Svaan ikke vil svekke revisjonskomiteens evne vesentlig når det gjelder å opptre som uavhengig og tilfredsstillende øvrige krav til revisjonskomiteen i henhold til Rule 10A-3.

Styrets kompensasjonskomité

Kompensasjonskomiteen er en underkomité av styret som bistår styret i forbindelse med (1) videreutvikling av filosofi og strategi for belønning generelt, og for belønning av konsernsjefen spesielt, (2) planlegging av internt samsvarende og

eksternt konkurransedyktige belønningssystemer for å tiltrekke, beholde og belønne konsernsjefen og sentrale ledere for deres oppnådde resultater, verdier og lederstil og (3) rettledning, styring og overvåking av selskapets belønningssystemer i forhold til aksjonærenes langsiktige interesser.

Komiteen består av tre styremedlemmer. Ved utgangen av 2007 var det Grace Reksten Skaugen (fungerende leder), Elisabeth Grieg og Kjell Bjørndalen.

Komiteen hadde åtte møter i 2007. Det var 100 prosent oppmøte på komitémøtene.

Komiteens mandat er tilgjengelig på våre nettsider.

Bedriftsforsamlingen

Bedriftsforsamlingens oppgave er å overvåke styrets og konsernsjefens forvaltning av selskapet. Bedriftsforsamlingen fatter vedtak basert på forslag fra styret i investeringssaker av betydelig omfang målt i forhold til selskapets samlede ressurser, og ved rasjonalisering eller omlegging av driften som vil medføre større endringer eller omdisponering av arbeidsstyrken. Bedriftsforsamlingen har ansvaret for å velge medlemmer til styret.

Bedriftsforsamlingen hadde fire møter i 2007.

Under følger en liste over medlemmer av bedriftsforsamlingen per 31. desember 2007.

Konsernledelsen

Konsernsjefen har ansvaret for den daglige driften av selskapet. Konsernsjefen skal utarbeide selskapets forretningsstrategi og legge den fram for styret for vedtak, gjennomføre strategien og styrke en prestasjonsdrevet og verdibasert bedriftskultur.

Konsernsjefen utnevner medlemmer til konsernledelsen som har et kollektivt ansvar for å sikre og fremme selskapets interesser og å gi konsernsjefens best mulig grunnlag for å angi retning, fatte beslutninger, sikre gjennomføring og følge opp forretningsaktiviteter. I tillegg har hvert av medlemmene i konsernledelsen ansvaret for egne forretningsenheter eller stabsfunksjoner.

Valgkomiteen

Valgkomiteen velges av generalforsamlingen i samsvar med selskapets vedtekter. Komiteen er uavhengig av både styret og den daglige ledelsen av selskapet.

Valgkomiteen har til oppgave å:

- Avgi innstilling til generalforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til bedriftsforsamlingen
- Avgi innstilling til bedriftsforsamlingen om valg av aksjonærvalgte medlemmer til styret
- Framlegge forslag til honorar for styrets og bedriftsforsamlingens medlemmer

Medlemmene av valgkomiteen velges for to år av gangen.

Valgkomiteen hadde 28 møter i 2007.

Medlemmene av valgkomiteen er:

- Olaug Svarva (leder), administrerende direktør i Folketrygdfondet
 - Benedicte Schilbred Fasmer, divisjonsdirektør i Sparebanken Vest
 - Tom Rathke, administrerende direktør i Vital Forsikring og konserndirektør i DnB NOR
 - Bjørn Ståle Haavik, ekspedisjonssjef i Olje- og energidepartementet
- Instruksen for valgkomiteen og skjema for forslag til kandidater er tilgjengelig på våre nettsider.

Navn	Bosted	Alder	Stilling
Olaug Svarva	Oslo	50	Leder, aksjonærvalgt
Idar Kreutzer	Oslo	45	Nestleder, aksjonærvalgt
Erlend Grimstad	Oslo	40	Aksjonærvalgt
Greger Mannsverk	Kirkenes	46	Aksjonærvalgt
Steinar Olsen	Stavanger	58	Aksjonærvalgt
Benedicte Berg Schilbred	Tromsø	61	Aksjonærvalgt
Ingvald Strømmen	Ranheim	57	Aksjonærvalgt
Inger Østensjø	Stavanger	54	Aksjonærvalgt
Rune Bjerke	Oslo	47	Aksjonærvalgt
Gro Brækken	Snarøya	55	Aksjonærvalgt
Benedicte Schilbred Fasmer	Godvik	42	Aksjonærvalgt
Kåre Rommetveit	Hjellestad	62	Aksjonærvalgt
Anne Synnøve Hebnes	Stavanger	35	Ansatt representant
Per Helge Ødegård	Porsgrunn	45	Ansatt representant
Arvid Færaas	Vormedal	45	Ansatt representant
Einar Arne Iversen	Molde	45	Ansatt representant
Tore Amund Fredriksen	Porsgrunn	54	Ansatt representant
Per Martin Labråthen	Brevik	46	Ansatt representant
Stein Bredal	Finnøy	57	Ansatt representant, observatør
Anne K.S. Horneland	Hafsfjord	51	Ansatt representant, observatør

Uavhengig revisor

Vår eksterne revisor er uavhengig i forhold til StatoilHydro og er valgt av generalforsamlingen. Godtgjørelsen til revisor godkjennes av generalforsamlingen.

I henhold til instruks er styrets revisjonskomité ansvarlig for å påse at selskapet har en uavhengig og effektiv ekstern og intern revisjon.

I evalueringen av uavhengig revisor legges det vekt på selskapets kompetanse, kapasitet, tilgjengelighet lokalt og internasjonalt, i tillegg til honorarets størrelse.

Styrets revisjonskomité vurderer og gir sin innstilling til valg av ekstern revisor og har ansvar for å sikre at uavhengig revisor oppfyller de krav som stilles av myndigheter i Norge og i de landene StatoilHydro er børsnotert. Uavhengig revisor er underlagt amerikansk lovgivning, som krever at ansvarlig partner ikke kan inneha hovedansvaret i mer enn fem sammenhengende år.

Styrets revisjonskomité behandler alle rapporter fra uavhengig revisor før styrebehandling. Revisjonskomiteen har regelmessige møter med uavhengig revisor uten at administrasjonen er til stede.

Retningslinjer for forhåndsgodkjenning i revisjonskomiteen

Alle tjenester som gjøres av uavhengig revisor må forhåndsgodkjennes av revisjonskomiteen. Gitt at forslaget til tjenester er tillatt i henhold til retningslinjer fra Securities and Exchange Commission i USA, blir det vanligvis gitt forhåndsgodkjenning på ordinære møter i revisjonskomiteen. Lederen av revisjonskomiteen har fullmakt til å forhåndsgodkjenne tjenester i henhold til etablerte retningslinjer, gitt at tjenester som forhåndsgodkjennes på denne måten presenteres for den samlede revisjonskomiteen på komiteens neste møte. Noen forhåndsgodkjenninger kan derfor gis på adhocbasis av lederen av revisjonskomiteen dersom det er ansett som nødvendig med et hurtig svar.

Godtgjørelse til uavhengig revisor i 2007

Ernst & Young AS er selskapets nåværende uavhengige registrerte revisor, mens Deloitte reviderte Norsk Hydros olje- og gassvirksomhet. Tabellen under viser kostnadsført honorar til ekstern revisor i henholdsvis 2007 og 2006.

Alle honorarer i tabellen ble godkjent av revisjonskomiteen.

Revisjonstjenester defineres som standard revisjonsarbeid som må utføres hvert år for å kunne gi en oppfatning om regnskapene i StatoilHydro, og å utarbeide rapporter om regnskapet som er lovfestet i henhold til IFRS. Det omfatter også andre revisjonstjenester som det kun er uavhengig revisor som med rimelighet kan utføre, så som revisjon av engangsposter og anvendelse av nye regnskapsprinsipper, revisjon av omfattende og nylig implementerte systemkontroller og forhåndsuttalelser om kvartalsresultater.

Revisjonsrelaterte tjenester omfatter andre tjenester som revisor utfører, men som ikke er begrenset til det som med rimelighet kan utføres av den eksterne revisor som undertegner revisjonsberetningen, som knyttet til resultater av revisjonen eller gjennomgåelsen av selskapets regnskaper så som due diligence ved oppkjøp, revisjon av pensjons- og ytelsesplaner, rådgivning vedrørende regnskapsføring og rapporteringsstandarder.

I tillegg til tallene i tabellen over utgjør revisjonshonorar og andre honorarer til Deloitte henholdsvis 39,4 millioner kroner og 5,6 millioner kroner for henholdsvis 2006 og 2007, mens revisjonshonorarer til Ernst & Young knyttet til StatoilHydro-opererte lisenser, utgjorde henholdsvis 6,1 og 4,0 millioner kroner for 2007 og 2006.

Det ble ikke utbetalt andre honorarer til Ernst & Young.

Endringen i revisjonshonorar og revisjonsrelatert honorar fra 2006 til 2007

(i millioner kroner)	Revisjonshonorar	Revisjonsrelaterte tjenester	Totalt
2007			
Ernst & Young - Norge	18,6	7,4	26,0
Ernst & Young - utenfor Norge	26,2	1,1	27,3
Sum	44,8	8,5	53,3
2006			
Ernst & Young - Norge	15,9	4,2	20,1
Ernst & Young - utenfor Norge	19,9	2,4	22,3
Sum	35,8	6,6	42,4

skyldes hovedsakelig økt aktivitet i forbindelse med fusjonen mellom Statoil og Hydros olje- og gassvirksomhet.

Godtgjørelse til styrende organer

Godtgjørelse til styre, konsernledelse, valgkomité og bedriftsforamling

I 2007 ble det utbetalt til sammen 580 000 kroner i honorar til medlemmene av bedriftsforamlingen, 3 255 344 kroner til medlemmene av styret, 348 000 kroner til medlemmene av valgkomiteen og 63 284 000 kroner til medlemmene av konsernledelsen.

For nærmere informasjon om godtgjørelse som ble betalt til styret og konsernledelsen i 2007, viser vi til note 3 til årsresultatet for StatoilHydro ASA for 2007 (NGAAP).

Aksjeeierskap

Antall StatoilHydro-aksjer som eies av medlemmene i styret og konsernledelsen,

og/eller av deres nærstående parter, er angitt i tabellen under. Ingen eier mer enn en prosent av de utestående aksjene i selskapet.

Medlemmene i bedriftsforamlingen eide til sammen 3 529 aksjer per 31. desember 2007.

Kontrollrutiner og prosedyrer

Vurdering av kontrollrutiner og prosedyrer for informasjonsframlegging

Ledelsen i selskapet, inkludert konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans har ved utgangen av perioden som dekkes av Form 20-F, evaluert effektiviteten i utformingen og anvendelsen av våre kontrollrutiner og prosedyrer for informasjonsframlegging i henhold til den amerikanske loven Exchange Act Rule 13a-15(b). Basert på denne evalueringen har konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans med rimelig grad av sikkerhet konkludert med at disse kontrollrutinene og prosedyrene er effektive.

For å legge til rette for evalueringen, opprettet StatoilHydro en komité for informasjonsframlegging i januar 2008 som skal bistå i arbeidet med å sikre at vesentlig informasjonsframlegging fra StatoilHydro er fri for eventuelle feil og utelatelser. Komiteen ledes av konserndirektør for økonomi og finans og består ellers av lederne for investorerelasjoner, regnskap og finansiell kontroll, skatt og av juridisk direktør og kan ellers suppleres av annet internt og eksternt personell. Leder for internrevisjonen er observatør på komiteens møter.

I utformingen og evalueringen av våre kontrollrutiner og prosedyrer for informasjonsframlegging, har ledelsen, med deltakelse av konsernsjefen og konserndirektøren for økonomi og finans, erkjent at enhver kontrollrutine eller prosedyre, uansett hvor godt utformet og anvendt den er, bare kan gi rimelig grad av sikkerhet for at de ønskede formål blir nådd, og at ledelsen nødvendigvis må bruke skjønn når det gjelder å vurdere kost-/nytteforholdet av eventuelle kontrollrutiner og prosedyrer. På bakgrunn av alle kontrollsystemers naturlige begrensning, kan ingen evaluering av kontrollrutiner gi absolutt sikkerhet for at alle problemstil-

Eierskap til StatoilHydro-aksjer (inkludert «nærstående» aksjeeierskap)	
Per 31. desember 2007	
Medlemmer av konsernledelsen	
Helge Lund	5 980
Eldar Sætre	2 639
Margareth Øvrum	4 284
Rune Bjørnson	1 347
Jon Arnt Jacobsen	3 821
Peter Mellbye	4 401
Tore Torvund	33 368
Morten Ruud	5 087
Hilde Aasheim	117
Medlemmer av styret	
Marit Arnstad	0
Elisabeth Grieg	33 108
Kjell Bjørndalen	0
Grace Reksten Skaugen	400
Kurt Anker Nielsen	0
Roy Franklin	0
Lill-Heidi Bakkerud	330
Claus Clausen	165
Morten Svaan	633
Ragnar Fritsvold (observatør)	259
Geir Nilsen (observatør)	453

linger og eventuelle tilfeller av bedrageri i selskapet blir oppdaget.

Ledelsens rapport om intern kontroll over finansiell rapportering

Ledelsen i StatoilHydro ASA er ansvarlig for å etablere og opprettholde en forsvarlig intern kontroll over finansiell rapportering. Vår interne kontroll over finansiell rapportering er en prosess som under øverste leder og øverste økonomiansvarliges tilsyn utformes for å gi rimelig sikkerhet for en pålitelig finansiell rapportering og utarbeidelse av regnskap for eksterne formål i samsvar med IFRS slik de er vedtatt av EU. Regnskapsprinsippene som anvendes i konsernet samsvarer også med IFRS slik de er fastsatt av International Accounting Standards Board (IASB).

I vurderingen av intern kontroll over finansiell rapportering har vi utelatt Norsk Hydros olje- og gassvirksomhet (konsoliderte datterselskaper) som fusjonerte med Statoil ASA med virkning fra 1. oktober 2007, som i sine regnskaper reflekterer samlede eiendeler og inntekter som utgjør henholdsvis 24 og 14 av de relaterte beløpene i konsernregnskapet per og for året som sluttet 31. desember 2007.

Ledelsen har vurdert effektiviteten i selskapets interne kontroll over finansiell rapportering basert på kriteriene i rammeverket «Internal Control – Integrated Framework issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)». Basert på denne vurderingen har ledelsen konkludert med at StatoilHydros interne kontroll over finansiell rapportering var effektiv per 31. desember 2007.

StatoilHydros interne kontroll over finansiell rapportering omfatter retnings-

linjer og prosedyrer som sikrer at regnskapsføringen i tilstrekkelig detalj reflekterer transaksjoner og disposisjoner av selskapets eiendeler på en nøyaktig og korrekt måte, gir rimelig sikkerhet for at transaksjonene er bokført på en slik måte at regnskapet kan settes opp i samsvar med IFRS, og at selskapets inn- og utbetalinger kun skjer i samsvar med ledelsens og styrets retningslinjer og gir rimelig sikkerhet for å forhindre eller raskt oppdage eventuelle ikke-godkjente anskaffelser eller avhendelser eller ikke-autorisert bruk av StatoilHydros eiendeler som vesentlig kunne påvirke regnskapet.

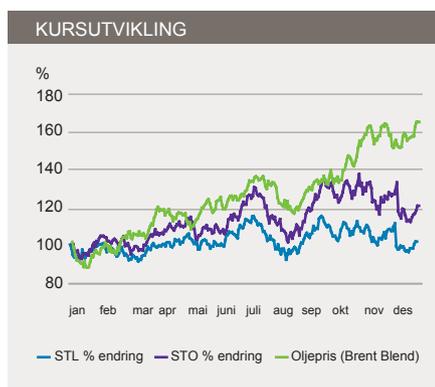
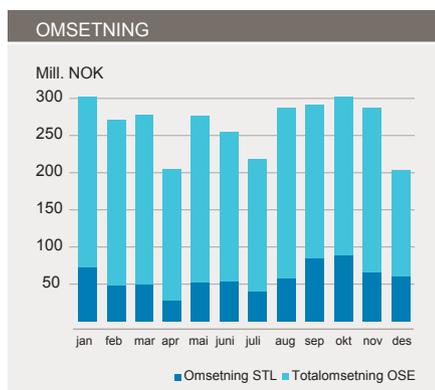
På grunn av iboende begrensninger i den interne kontrollen, vil den ikke alltid kunne forhindre eller oppdage feil. Å framskrive vurderingen av effektiviteten på intern kontroll til senere perioder vil dessuten være forbundet med risiko siden kontrollen kan bli ineffektiv på grunn av endringer eller at overholdelse av retningslinjer eller prosedyrer kan svekkes.

Effektiviteten i selskapets interne kontroll over finansiell rapportering per 31. desember 2007, er revidert av Ernst & Young AS, et uavhengig revisjonsselskap som også har revidert konsernregnskapet i denne årsrapporten. Deres revisjonsberetning vedrørende intern kontroll over finansiell rapportering er tatt med i regnskapsdelen i denne rapporten.

Endringer i intern kontroll over finansiell rapportering

Det har ikke vært endringer i vår interne kontroll over finansiell rapportering i perioden som dekkes av Form 20-F som i vesentlig grad har påvirket, eller som med rimelig sikkerhet kan forventes å påvirke vår interne kontroll over finansiell rapportering.

StatoilHydro-aksjen



Fusjonen mellom Norsk Hydro ASAs olje- og gassvirksomhet og Statoil ASA for å danne StatoilHydro ASA ble fullført 1. oktober 2007. Etter fusjonen hadde StatoilHydro ASA 3 188 647 103 aksjer¹⁾. StatoilHydro ASA har en aksjeklasse, og hver aksje gir en stemme på generalforsamlingen.

StatoilHydro er det største selskapet notert på Oslo Børs og omsettes under tickerkoden STL. 31. desember 2007 representerte StatoilHydro 25 prosent av de samlede selskapsverdiene som var registrert på Oslo Børs.

Aksjekursen økte fra 165,25 kroner ved utgangen av 2006 til 169,00 kroner ved utgangen av 2007. På bakgrunn av selskapets gode resultater i 2007 har styret foreslått et utbytte på 4,20 kroner per aksje, i tillegg til 4,30 kroner i ekstraordinært utbytte som skal godkjennes av generalforsamlingen 20. mai 2008. Det samlede utbyttet på 8,50 kroner per aksje som foreslås utdelt til våre aksjonærer, tilsvarer en direkte avkastning på om lag 5 prosent, og vi vil dele ut 61 prosent av årsresultatet for 2007. Resultat per aksje utgjorde 13,80 kroner per aksje i 2007, noe som er en nedgang på 13 prosent sammenliknet med 2006.

Igjennomsnitt ble det omsatt 16,5 millioner StatoilHydro-aksjer hver dag på Oslo Børs i 2007, noe som tilsvarer en økning på 31 prosent sammenliknet med året før. Aksjen sto for 21,8 prosent av omsatt markedsverdi gjennom året (se illustrasjon).

StatoilHydro hadde ved utgangen av 2007 nærmere 97 700 aksjonærer registrert i Verdipapirsentralen (VPS), noe som er en økning på 43 prosent sammenliknet med året før. Antallet depotbevis (American Depositary Receipts) registrert på New York Stock Exchange, økte med 70 prosent i løpet av året, fra 67,1 millioner til 113,8 millioner aksjer. Økningen i

antall aksjonærer var først og fremst et resultat av fusjonen²⁾.

Utbytte

StatoilHydros ambisjon er å utbetale et økende ordinært kontantutbytte målt i NOK per aksje. StatoilHydro har videre til hensikt å distribuere til sine aksjonærer, gjennom kontantutbytte og tilbakekjøp av egne aksjer, et beløp i størrelsesorden 45–50 prosent av konsernets årsoverskudd i henhold til IFRS.

Det enkelte år kan imidlertid summen av kontantutbytte og tilbakekjøp utgjøre en høyere eller lavere andel av årsoverskuddet enn 45–50 prosent, avhengig av selskapets vurdering av forventet kontantstrømutvikling, investeringsplaner, finansieringsbehov og hensiktsmessig finansiell fleksibilitet

Tilbakekjøp av aksjer er en integrert del av vår utbyttepolitikk. 15. mai 2007 ga generalforsamlingen i Statoil ASA styret fullmakt til å kjøpe Statoil-aksjer i markedet. Fullmakten gjelder kjøp av opptil 50 millioner aksjer til en kurs mellom 50 og 500 kroner per aksje. Aksjer som er kjøpt i henhold til denne fullmakten, kan bare slettes gjennom en kapitalreduksjon. Denne fullmakten gjelder til mai 2008. StatoilHydro ASA benyttet seg ikke av fullmakten i 2007, men styret i StatoilHydro har kommet med forslag om et nytt tilbakekjøpsprogram for perioden 2008–2009 som skal godkjennes på generalforsamlingen 20. mai 2008.*] xxx to be updated

For mer informasjon om utbytte og kjøp av StatoilHydro-aksjer, se kapittel 6 i årsrapporten på form 20-F.

Informasjon til markedet

Vi legger vekt på å holde aksjemarkedet og omverdenen godt informert om selskapets resultatutvikling og framtidsutsikter. Informasjonen til aksjemarkedet skal være preget av åpenhet og likebehand-

1) En aksje i Norsk Hydro ASA ga hver aksjonær rett til 0,8622 aksjer i StatoilHydro ASA.

2) I henhold til Hydros årsrapport hadde JPMorgan Chase & Co, som depotbank for Hydros depotbevis (ADR), 67,7 millioner ordinære aksjer i Norsk Hydro ASA per 28. februar 2007.

ling. Den har som mål å sikre at aksjonærer får korrekt, tydelig og relevant informasjon til rett tid som gir et grunnlag for å vurdere verdien på selskapet. StatoilHydro-aksjen er notert ved børsene i Oslo og New York, og selskapet distribuerer all kursrelevant informasjon til Oslo Børs og det amerikanske kredittilsynet, Securities and Exchange Commission.

Kontoføreren vår forvalter alle aksjene vi har registrert på Oslo Børs på våre vegne, og står for forbindelsen til Verdipapirsentralen (VPS). De tjenestene kontoføreren tilbyr er investortjenester for private aksjonærer, utbetaling av utbytte og bistand på våre generalforsamlinger. På nåværende tidspunkt er DnB NOR kontofører for StatoilHydro.

Investorkontakt

Vår Investor Relations-avdeling (IR) er koordinator for selskapets kontakt med aksjonærene.

Vi legger stor vekt på at kapitalmarkedet får relevant informasjon til rett tid. Med utgangspunkt i antallet og mangfold

det blant våre aksjonærer, er mulighetene til direkte aksjonærkontakt relativt begrenset. Våre nettsider er derfor utformet særlig med tanke på investorer og analytikere som ønsker å følge med på selskapets utvikling.

<http://www.statoilhydro.com/ir>.

Kvartalspresentasjonen overføres direkte via internett, og de tilhørende rapportene blir gjort tilgjengelige på selskapets nettsider sammen med annen relevant informasjon.

StatoilHydro oppfyller kravene til informasjons- og engelskmerket som utstedes av Oslo Børs.



Tickerkoder

Oslo Børs STL
New York Stock Exchange STO
Reuters STL.OL
Bloomberg STL NO

Hovedaksjonærer

Den norske stat er den største aksjonæren i StatoilHydro. Eierandelen forvaltes av Olje- og energidepartementet.

Statoil ble delvis privatisert og børsnotert 18. juni 2001 da det ble gjort om til et allmennaksjeselskap. Etter den første emisjonen eide staten 81,7 prosent av aksjene i Statoil. I juli 2004 reduserte Olje- og energidepartementet sitt eierskap i Statoil til 75,47 prosent gjennom salg til institusjonelle investorer og andre aktører. Den 16. februar 2005 solgte Olje- og energidepartementet 100 millioner aksjer i Statoil gjennom et bloksalg etter stengt tid på Oslo Børs. Dette representerte 4,6 prosent av våre aksjer på det aktuelle tidspunktet. Aksjene ble solgt til en global investeringsbank og ble videreplassert hos institusjonelle investorer i Norge og utlandet. I tillegg ble 17,65 millioner aksjer gjort tilgjengelige for salg til private investorer, til den kursen som ble fastsatt i det institusjonelle salget.

Etter disse transaksjonene eide staten 70,9 prosent av aksjene i Statoil før

StatoilHydro aksje	2007	2006	2005	2004	2003
Aksjekurs, høyeste sluttkurs (NOK)	191,50	210,50	166,50	103,50	75,25
Aksjekurs, laveste sluttkurs (NOK)	151,50	147,25	91,25	74,00	51,50
Aksjekurs, sluttkurs ved utgangen av året (NOK)	169,00	165,25	155,00	95,00	74,75
Markedsverdi ved årets slutt (milliarder NOK)	539	358	336	206	162
Daglig omsetning (millioner aksjer)	16,5	12,6	10,1	6,7	3,3
Resultat per aksje (EPS) (NOK) ¹⁾	13,80	15,82	14,19	11,50	7,64
P/E ¹⁾²⁾	12,25	10,45	10,92	8,26	9,78
Utbetalt utbytte per aksje (NOK) ³⁾	8,50	9,12	8,20	5,30	2,95
Utbytterate ⁴⁾	61 %	57 %	58 %	46 %	39 %
Direkte avkastning ⁵⁾	5,0 %	5,5 %	5,3 %	5,6 %	3,9 %
Netto gjeld på sysselsatt kapital ¹⁾⁶⁾	12,4%	20,5 %	15,1 %	18,9 %	22,6 %
Antall gjennomsnitt utestående aksjer	3 195 866 843	3 230 849 707	2 165 740 054	2 166 142 636	2 166 143 693
Antall utestående aksjer ved årets slutt	3 188 647 103	3 208 800 400	2 189 585 600	2 189 585 600	2 189 585 600

1) Tallene for 2003, 2004, og 2005 er i USGAAP, gjelder tidligere Statoil (STL).

2) Aksjekurs ved årets slutt delt på resultat per aksje.

3) Foreslått utbytte for 2007, inkluderer ordinært og ekstraordinært utbytte.

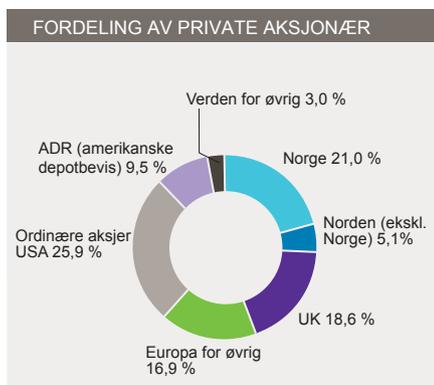
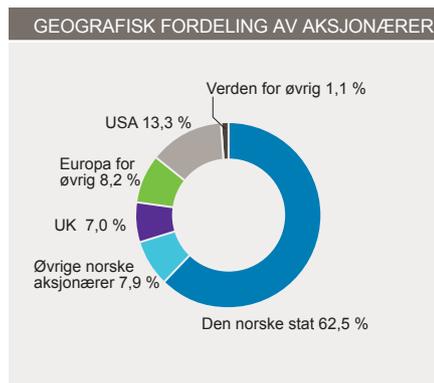
4) Utbetalt utbytte delt på resultat per aksje.

5) Utbetalt utbytte delt på aksjekurs ved årets slutt.

6) Forhold mellom netto rentebærende gjeld og sysselsatt kapital.

Aksjonærer per 31. desember	Antall aksjer	Eierandel
Den norske stat (Olje- og energidepartementet)	1 992 959 739	62,50 %
Bank of New York, ADR department	113 822 751	3,57 %
State Street Bank	105 703 220	3,31 %
Folketrygdfondet	75 112 119	2,36 %
JP Morgan Chase Bank	56 756 683	1,78 %
Clearstream Banking	31 805 904	1,00 %
The Northern Trust	29 318 375	0,92 %
Mellon Bank	28 336 711	0,89 %
Mellon Bank	18 227 541	0,57 %
Vital Forsikring ASA	18 023 513	0,57 %
JP Morgan Chase Bank	17 839 634	0,56 %
State Street Bank	16 267 561	0,51 %
The Northern Trust	12 362 347	0,39 %
Investors Bank	11 967 612	0,38 %
Investors Bank	11 816 247	0,37 %
Svenska Handelsbank	11 313 411	0,35 %
Fidelity Funds Europe	10 934 861	0,34 %
State Street Bank	10 472 727	0,33 %
DnB Nor Norge	9 961 835	0,31 %
RBC Dexia Investors	9 389 955	0,29 %

Kilde: Verdipapirsentralen



fusjonen med Hydros olje- og gassaktiviteter.

I henhold til det avtalte bytteforholdet i fusjonen med Hydros olje- og gassaktiviteter er statens eierandel i StatoilHydro i dag 62,5 prosent, noe som tilsvarer 1 992 959 739 aksjer. I samsvar med Stortingets vedtak i 2001 om minst to tredjedelers eierandel i Statoil, har regjeringen uttrykt intensjon om å øke statens eierandel i StatoilHydro til 67 prosent over tid.

Per 31. desember 2007 eide Folketrygdfondet 75 112 119 aksjer, eller 2,4 prosent av det samlede antallet ordinære aksjer. Staten er den eneste enheten som oss bekjent har enten direkte eller indirekte eierskap til mer enn fem prosent av de utestående aksjene. Per 25. mars 2008 er vi ikke blitt kjent med andre eiere som har indirekte eller direkte eierskap til fem prosent eller mer av våre ordinære aksjer.

I forbindelse med den første emisjonen av ordinære aksjer i juni 2001 etablerte vi en forvalterkonto for depotbevis (American Depositary Receipts, ADR) hos Bank of New York som kontofører, der det utstedes depotbevis som representerer amerikanske depotaksjer (American Depositary Shares, ADS).

StatoilHydro har én aksjeklasse, og hver aksje gir rett til én stemme på generalforsamlingen. Statens stemmerettigheter er ikke noe annerledes enn de andre aksjonærenes. I henhold til allmennaksjeloven kreves det et flertall på mer enn to tredjedeler av avgitte stemmer og av alle stemmer som er representert på generalforsamlingen for å endre på vedtektene. Så lenge staten eier mer enn en tredjedel av aksjene, vil den kunne forhindre eventuelle endringer i vedtektene.

Dersom staten, representert ved Olje- og energidepartementet, øker sin eierandel utover to tredjedeler av aksjene i selskapet, vil staten ha enerett til å endre våre vedtekter. I tillegg vil staten som majoritetseier kunne kontrollere alle beslutninger som krever flertall på generalforsamlingen, inkludert valg av flertallet av medlemmene til bedriftsforsamlingen som har myndighet til å velge selskapets styremedlemmer og godkjenne styrets forslag til utbetaling av utbytte.

Staten stiller seg bak prinsippene i «Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse» og har uttrykt en forventning om at selskaper der staten har en eierinteresse, følger anbefalingen. Prinsippet om å sikre likebehandling av ulike aksjegrupper står sentralt i statens egne retningslinjer. I selskaper der staten er aksjonær sammen med andre, ønsker staten å opptre med samme rettigheter og plikter som enhver annen aksjonær og ikke opptre slik at andre aksjonærs rettigheter eller økonomiske interesser påvirkes negativt. I tillegg til prinsippet om likebehandling av aksjonærer, legges det også vekt på åpenhet knyttet til statens eierskap og at generalforsamlingen skal benyttes som beslutningsarena.

StatoilHydro-konsernet - IFRS

KONSERNRESULTATREGNSKAP

(i millioner kroner)	Note	2007	2006
DRIFTSINNEKTER			
Salgsinntekter		521 665	518 960
Resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden		609	679
Andre inntekter		523	1 843
Sum inntekter	5	522 797	521 482
DRIFTSKOSTNADER			
Varekostnader		-260 396	-249 593
Driftskostnader		-60 318	-44 801
Salgs- og administrasjonskostnader		-14 174	-10 824
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger		-39 372	-39 450
Undersøkelseskostnader		-11 333	-10 650
Sum driftskostnader		-385 593	-355 318
Resultat før finansposter og skattekostnad	5	137 204	166 164
FINANSPOSTER			
Netto gevinst/-tap på utenlandsk valuta		10 043	4 457
Renteinntekter og andre finansinntekter		2 305	3 675
Rentekostnader og andre finanskostnader		-2 741	-3 060
Netto finansposter	8	9 607	5 072
Resultat før skattekostnad		146 811	171 236
Skattekostnad	9	-102 170	-119 389
Årets resultat		44 641	51 847
Tilordnet:			
Aksjonærer i morselskapet		44 096	51 117
Minoritetsinteressenter		545	730
		44 641	51 847
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer - ordinært og utvannet	10	13,80	15,82

KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember	
		2007	2006
EIENDELER			
<i>Anleggsmidler</i>			
Varige driftsmidler	11	278 352	272 163
Immaterielle eiendeler	12	44 850	31 205
Investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	13	8 421	8 556
Eiendeler ved utsatt skatt	9	793	808
Pensjonsmidler	21	1 622	1 113
Finansielle investeringer	14	15 266	14 012
Finansielle derivater	28	609	450
Finansielle fordringer	14	3 515	4 341
Sum anleggsmidler		353 428	332 648
<i>Omløpsmidler</i>			
Varelager	15	17 696	15 256
Kundefordringer og andre fordringer	16	69 378	62 359
Fusjonsfordring Norsk Hydro ASA	3	0	18 687
Finansielle derivater	28	21 093	21 323
Finansielle investeringer	17	3 359	1 032
Betalingsmidler	18	18 264	7 518
Sum omløpsmidler		129 790	126 175
SUM EIENDELER		483 218	458 823

KONSERNBALANSE

(i millioner kroner)	Note	31. desember	
		2007	2006
EGENKAPITAL OG GJELD			
<i>Egenkapital</i>			
Aksjekapital		7 972	8 022
Egne aksjer		- 6	-54
Overkursfond		41 370	44 684
Overkursfond knyttet til egne aksjer		- 359	-3 605
Opptjent egenkapital		140 909	122 153
Andre fond		-12 611	-3 367
<hr/>			
StatoilHydro aksjonærers egenkapital		177 275	167 833
<hr/>			
Minoritetsinteresser		1 792	1 574
<hr/>			
Sum egenkapital	19	179 067	169 407
<hr/>			
<i>Langsiktig gjeld</i>			
Finansielle forpliktelser	20	44 373	49 215
Forpliktelser ved utsatt skatt	9	67 477	72 084
Pensjonsforpliktelser	21	19 092	11 028
Andre avsetninger	22	43 845	42 173
Finansielle derivater	28	1	66
<hr/>			
Sum langsiktig gjeld		174 788	174 566
<hr/>			
<i>Kortsiktig gjeld</i>			
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	23	64 624	55 595
Betalbar skatt	9	50 941	47 149
Finansielle forpliktelser	20	6 166	5 557
Finansielle derivater	28	7 632	6 549
<hr/>			
Sum kortsiktig gjeld		129 363	114 850
<hr/>			
Sum gjeld		304 151	289 416
<hr/>			
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		483 218	458 823

KONSERNOPPSTILLING AV INNREGNEDE INNTEKTER OG KOSTNADER

(i millioner kroner)	2007	2006
Omregningsdifferanser	-9 858	-3 817
Estimatavvik på pensjonsordninger for ansatte	74	-3 032
Endringer i virkelig verdi på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg	1 039	-524
Endringer i virkelig verdi på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg overført til resultatregnskapet	-113	0
Skatt på inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital	-175	2 321
Inntekter og kostnader innregnet direkte mot egenkapital	-9 033	-5 052
Årsresultat	44 641	51 847
Sum innregnede inntekter og kostnader	35 608	46 795
Tilordnet:		
Aksjonærer i morselskapet	35 063	46 065
Minoritetsinteresser	545	730
	35 608	46 795

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	2007	2006
OPERASJONELLE AKTIVITETER		
Resultat før skattekostnad	146 811	171 236
<u>Justeringer for å avstemme årets resultat med kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter:</u>		
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	39 372	39 450
Kostnadsføring av tidligere års balanseførte undersøkelsesutgifter	1 660	1 447
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner	-559	-1 197
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler og andre poster	-188	-2 371
Sluttvederlag	8 633	0
<u>Endringer i arbeidskapital (unntatt betalingsmidler):</u>		
• (Økning) reduksjon i varelager	-2 434	-2 850
• (Økning) reduksjon i kundefordringer og andre fordringer	-6 493	1 060
• (Økning) reduksjon i netto kortsiktige finansielle derivater	1 307	-12 450
• Økning (reduksjon) i kortsiktige finansielle investeringer	-2 327	5 810
• Økning (reduksjon) i leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	10 447	-3 496
Betalte skatter	-102 422	-108 174
• (Økning) reduksjon i langsiktige poster knyttet til operasjonelle aktiviteter	119	128
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	93 926	88 593
INVESTERINGSAKTIVITETER		
Investeringer i varige driftsmidler	-63 785	-45 177
Balanseførte undersøkelsesutgifter	-4 569	-4 188
Endring i andre immaterielle eiendeler	-7 186	-10 507
Endring i utlån og andre langsiktig poster	-652	-726
Salg av eiendeler	1 080	3 423
Kontantstrøm benyttet til investeringsaktiviteter	-75 112	-57 175

KONSOLIDERT KONTANTSTRØMSOPPSTILLING

(i millioner kroner)	2007	2006
FINANSIERINGSAKTIVITETER		
Ny langsiktig rentebærende gjeld	1 723	97
Nedbetaling langsiktig gjeld	-2 876	-2 270
Beløp betalt til minoritetsaksjonærer	-327	-741
Betalt utbytte*	-25 695	-17 756
Kjøp egne aksjer	-217	-1 012
Norsk Hydro ASA fusjonsbalanse	18 687	-10 025
Netto endring kortsiktige lån, kassekreditt og annet**	797	329
Kontantstrøm benyttet til finansieringsaktiviteter	-7 908	-31 378
Netto økning (reduksjon) i betalingsmidler	10 906	40
Effekt av valutakursendringer på betalingsmidler	-160	42
Betalingsmidler ved årets begynnelse	7 518	7 436
Betalingsmidler ved årets utgang	18 264	7 518
Betalte renter	3 709	3 611
Mottatte renter	2 256	2 296

* Utbetalt utbytte i 2007 inkluderer 6,1 milliarder kroner belastet Hydro Petroleum fra Norsk Hydro ASA i henhold til fusjonsplanen.

** StatoilHydro har i 2007 betalt 2,4 milliarder kroner til staten vedrørende innløsningen av aksjer eid av staten.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

1. SELSKAPET OG SELSKAPSSTRUKTUR

StatoilHydro ASA, tidligere Den Norske Stats Oljeselskap AS, ble stiftet i 1972 og er registrert og hjemmehørende i Norge.

Aksjonærene i Statoil ASA og Norsk Hydro ASA (Hydro) godkjente på ekstraordinære generalforsamlinger 5. juli 2007 fusjonen mellom Statoil ASA og olje- og gass aktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum). Fusjonen ble gjennomført 1. oktober 2007 og Statoil ASAs navn ble endret til StatoilHydro ASA fra denne dato.

StatoilHydros virksomhet består i hovedsak av leting etter og produksjon av olje og naturgass, transport, videreføring og markedsføring av petroleum og petroleumprodukter.

StatoilHydro ASA er notert på Oslo Børs (Norge) og New York Stock Exchange (USA). Selskapet har forretningsadresse Forusbeen 50- N 4035 Stavanger, Norge.

2. VESENTLIGE REGNSKAPSPRINSIPPER

Konsernregnskapet er avlagt i samsvar med Internasjonale Regnskapsstandarder (IFRS'er) som er vedtatt av den europeiske unionen (EU). Regnskapsprinsippene som anvendes av konsernet er også i samsvar med IFRS'er som er utgitt av International Accounting Standards Board (IASB).

Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet

I årsregnskapet er prinsippene i et historisk kost regnskap lagt til grunn, med enkelte unntak som er beskrevet nedenfor. Regnskapsprinsippene er anvendt konsistent for alle perioder som presenteres i dette årsregnskapet og ved utarbeidelsen av åpningsbalansen i henhold til IFRS per 1. januar 2006 i forbindelse med overgangen til IFRS, med visse unntak som er tillatt i IFRS 1. Se note 31 IFRS konvertering.

Fusjonen mellom tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum er regnskapsført som en sammenslåing av foretak under felles kontroll fordi både Statoil ASA og Norsk Hydro ASA var under kontroll av Den norske stat. StatoilHydros ledelse anser at videreføring av historisk regnskapsførte verdier for eiendeler og gjeld gir den beste fremstillingen av fusjonen mellom de to selskapene for regnskapsformål. Regnskapet er omarbeidet for det sammenslåtte selskapet som om det alltid hadde vært én regnskapsrapporterende enhet. Regnskapet til Hydro Petroleum er omarbeidet slik at regnskapsprinsippene harmoniserer med Statoils regnskapsprinsipper.

Driftskostnader i resultatregnskapet er presentert som en kombinasjon av funksjon og art i samsvar med bransjepraksis. Varekostnad og Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger er presentert på egne linjer basert på art, mens Andre kostnader, Salgs- og administrasjonskostnader og Undersøkelseskostnader er presentert basert på funksjon. Vesentlige kostnader som lønn, pensjoner, o.s.v. er presentert basert på art i noter til regnskapet.

Tidlig anvendelse av regnskapsstandarder og fortolkninger

Selskapet har valgt å anvende følgende regnskapsstandarder, tillegg til regnskapsstandarder og fortolkninger før de tre i kraft: IAS 23 (*Revised Borrowing Costs*) (trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2009 eller senere); IFRS 8 Operating Segments (trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2009 eller senere); IFRIC 11 IFRS 2 *Group and Treasury Share Transactions* (trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. mars 2007); IFRIC 13 *Customer Loyalty Programmes* (trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. juli 2008 eller senere).

Standarder og fortolkninger som ikke er implementert

I tillegg til standardene og fortolkningene beskrevet over og som er tatt i bruk av selskapet før de har trådt i kraft, er følgende endringer i regnskapsstandarder og fortolkninger vedtatt men ikke trådt i kraft på tidspunktet for regnskapsavleggelsen:

Endringer i IAS 1 *Presentation of Financial Statements* ble utgitt i september 2007 og vil tre i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2009 eller senere. Revidert IAS 1 introduserer enkelte endringer til oppstilling av Konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader. I tillegg må selskapet oppstille en åpningsbalanse for den tidligste perioden som presenteres i balansen dersom det foretas omarbeidelser eller omklassifiseringer. Endringene vil ikke ha noen effekt på StatoilHydros rapporterte netto resultat eller egenkapital.

Revidert versjon av IFRS 3 *Business Combinations* vil tre i kraft for virksomhetssammenslutninger som finner sted fra og med 1. juli 2009. Implementering vil ikke ha noen effekt på StatoilHydros netto resultat eller egenkapital.

Revidert versjon av IAS 27 *Consolidated and Separate Financial Statements* ble utgitt i januar 2008 og tre i kraft for regnskapsår som begynner 1. juli 2009 eller senere. StatoilHydro er ikke ferdig med å vurdere hvilken effekt endringene i IAS 27 vil ha for selskapet.

Endringer i IAS 32 og IAS 1 ble utgitt i 2008 og tre i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2009 eller senere. StatoilHydro er ikke ferdig med å vurdere hvilken effekt endringene vil ha for selskapet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Endringer i IFRS 2 *Share-Based Payments* (utgitt i januar 2008), IFRIC 12 *Service Concession Arrangements* (trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2008 eller senere) og IFRIC 14 IAS 19- *The Limit on a Defined Benefit Asset; Minimum Funding Requirements and their interaction* (trer i kraft for regnskapsår som begynner 1. januar 2008 eller senere) er ikke relevante for StatoilHydro.

Konsolidering

Datterselskap

Konsernregnskapet omfatter regnskapene for StatoilHydro ASA og datterselskap. Datterselskap er foretak som kontrolleres av selskapet. Kontroll foreligger når konsernet har direkte eller indirekte myndighet til å fastsette foretakets finansielle eller operasjonelle prinsipper med det formål å oppnå fordeler fra foretakets aktiviteter. Datterselskap konsolideres fra oppkjøpstidspunktet, det vil si fra det tidspunkt StatoilHydro oppnår kontroll, og frem til kontroll opphører.

Konserninterne transaksjoner og konsernmellomværende, inkludert urealiserte interne gevinster og tap, er eliminert. Minoritetsinteresser representerer den andel av resultat og netto eiendeler i datterselskaper som ikke eies av konsernet. Minoritetsinteresser presenteres på egen linje innenfor egenkapitalen i den konsoliderte balansen.

Felleskontrollerte eiendeler, tilknyttede foretak og felleskontrollert virksomhet

Andeler i felles kontrollerte eiendeler er innregnet ved å inkludere selskapets andel av eiendeler, gjeld, inntekter og kostnader linje for linje i konsernregnskapet. Andeler i felles kontrollert virksomhet blir regnskapsført etter egenkapitalmetoden. Investeringer i foretak hvor konsernet ikke har kontroll, men har mulighet til å utøve betydelig innflytelse over operasjonelle og finansielle prinsipper, klassifiseres som tilknyttet foretak og regnskapsføres etter egenkapitalmetoden.

StatoilHydro som operatør for felleskontrollerte eiendeler

Indirekte kostnader som personalkostnader er akkumulert i kostnadspooler. Slike kostnader er allokert til forretningsområder og StatoilHydro-opererte felleskontrollerte eiendeler med utgangspunkt i påløpte timer. Kostnader allokert til de andre parternes andeler i felleskontrollerte eiendeler reduserer kostnadene i StatoilHydros resultatregnskap. Kun StatoilHydros ideelle andel av resultatposter og balanseposter relatert til StatoilHydro-opererte felleskontrollerte eiendeler er reflektert i resultatregnskapet og balansen til konsernet.

Valuta

Funksjonell valuta

Funksjonell valuta for et foretak som inngår i konsernet er den valutaen som benyttes i det primære økonomiske miljøet hvor foretaket driver virksomhet.

Omregning av utenlandsk valuta

Ved utarbeidelse av regnskapene til de enkelte selskapene blir transaksjoner i andre valutaer enn selskapets funksjonelle valuta omregnet til funksjonell valuta ved å benytte kursen på transaksjonsdagen. Eiendeler og gjeld som er pengeposter omregnes til funksjonell valuta ved å benytte valutakurser på balansedagen. Omregningsdifferanser som oppstår inngår i resultatregnskapet. Poster som ikke er pengeposter og som måles basert på historisk kost i utenlandsk valuta, omregnes ved å bruke kursen på transaksjonstidspunktet.

Omregning av regnskaper fra utenlandske foretak

Ved utarbeidelse av konsernregnskapet blir resultat, eiendeler og forpliktelser for hvert datterselskap omregnet til norske kroner som er presentasjonsvaluta for StatoilHydros konsernregnskap.

Når et datterselskap har en annen funksjonell valuta enn norske kroner (NOK) omregnes eiendeler og gjeld til NOK basert på kursen på balansedagen. Inntekter og kostnader omregnes basert på gjennomsnittlige månedskurser, som tilnærmet tilsvarer kursen på transaksjonstidspunktet. Omregningsdifferanser føres direkte mot konsernets egenkapital og presenteres på egen linje i Konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader.

Virksomhetssammenslutninger og goodwill

For at et kjøp skal utgjøre en virksomhetssammenslutning må eiendelene eller gruppen av eiendeler som overtas utgjøre en virksomhet. En virksomhet består av integrerte aktiviteter og eiendeler som styres med det formål å gi avkastning til investorer. Normalt består en virksomhet av innsatsfaktorer som bearbeides og gir en resulterende produksjon. Skjønn må utøves for hvert enkelt kjøp for å vurdere hvorvidt kjøpet tilfredsstiller kriteriene for virksomhetssammenslutning. Kjøp av lisenser hvor utbygging ikke er besluttet behandles som kjøp av eiendeler. Kjøp av lisenser hvor det foreligger utbyggingsbeslutning vurderes basert på kriteriene beskrevet over i forhold til om transaksjonen representerer en virksomhetssammenslutning eller kjøp av eiendeler.

Virksomhetssammenslutninger, med unntak av transaksjoner mellom selskaper under felles kontroll (se avsnittet Grunnlag for utarbeidelse av årsregnskapet) regnskapsføres etter oppkjøpsmetoden. Identifiserbare materielle og immaterielle eiendeler, gjeld og betingede forpliktelser måles til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet. Anskaffelseskost som overstiger virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler regnskapsføres som goodwill.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Goodwill ved oppkjøp måles til anskaffelseskost på oppkjøpstidspunktet. I etterfølgende perioder måles goodwill til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte tap ved verdifall.

Goodwill kan også oppstå ved investering i felleskontrollert virksomhet og tilknyttede selskaper, dersom anskaffelseskost for investeringen overstiger konsernets andel av virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler. I disse tilfellene regnskapsføres goodwill sammen med investeringen i felles kontrollert virksomhet og tilknyttet selskap, og eventuell nedskrivning regnskapsføres sammen med resultat fra felles kontrollert virksomhet og tilknyttede selskap.

Prinsipper for inntektsføring

Inntekter knyttet til salg og transport av råolje, naturgass, petroleumsprodukter og kjemiske produkter samt andre varer regnskapsføres når eiendomsretten overføres til kunden, normalt på varenes leveringstidspunkt basert på de kontraktfestede vilkårene i avtalen.

Inntekter knyttet til olje og gassproduksjon fra felt hvor StatoilHydro har eierandel sammen med andre selskaper, regnskapsføres i henhold til salgsmetoden. Salgsmetoden innebærer at salget regnskapsføres i den perioden volumene løftes og selges til kundene. Dersom det er løftet og solgt et større volum enn det selskapets eierandel tilsier, blir det avsatt for kostnadene knyttet til overløftet. Dersom det er løftet og solgt mindre enn det selskapets eierandel tilsier, utsettes kostnadsføringen knyttet til underløftet.

Inntekter regnskapsføres eksklusive toll, forbruksavgifter og produksjonsavgifter som betales i form av avgiftsolje ("royalty in-kind").

Fysiske råvaresalg- og kjøp som ikke gjøres opp på nettbasis blir inkludert brutto i regnskapslinjene Salgsinntekter og Varekostnad i resultatregnskapet. Handel med råvarebaserte finansielle instrumenter regnskapsføres netto, og marginen inkluderes under Salgsinntekter.

Transaksjoner med Den norske stat

StatoilHydro markedsfører og selger statens andel av olje- og gassproduksjonen fra den norske kontinentalsokkelen. Den norske stats deltakelse i petroleumsvirksomhet er organisert gjennom Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført som Varekostnad og Salgsinntekter. StatoilHydro selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter refundert fra staten, er regnskapsført netto i StatoilHydros regnskap. Refunderte beløp inkluderer utgifter knyttet til aktiviteter gjennomført for å sikre markedsadgang, transport, prosesseringskapasitet samt investeringer foretatt for å maksimere lønnsomheten fra salget av naturgass.

Ytelser til ansatte

Ytelser til lønn, bonus, trygdeavgifter, ferie og sykefravær med lønn kostnadsføres i den perioden den ansatte har utført tjenester for selskapet gjennom sitt arbeid. Regnskapsprinsipp for aksjebasert avlønning og pensjoner beskrives under.

Aksjebasert avlønning

StatoilHydro har et bonusaksjeprogram for ansatte. Kostnaden ved aksjebaserte transaksjoner med ansatte som gjøres opp i egenkapital (bonusaksjetildeling) måles med utgangspunkt i virkelig verdi på datoen for tildeling og innregnes som en kostnad over innvinningsperioden på to år. Verdien av de tildelte aksjene regnskapsføres som en lønnskostnad i resultatregnskapet (se note 6) og som en egenkapitaltransaksjon (inkludert i annen innskutt egenkapital).

Forskning og utvikling

StatoilHydro driver forskning og utvikling både gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensvirksomhet og for egen regning og risiko. Selskapets egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling og de totale utgiftene ved egne prosjekter er utviklingskostnader som vurderes med hensyn på balanseføring.

Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler balanseføres bare dersom selskapet kan demonstrere at: de tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den; selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den; den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler; selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen og selskapets evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen. Alle andre forsknings og utviklings utgifter kostnadsføres når de påløper.

I etterfølgende perioder rapporteres balanseførte utviklingskostnader til anskaffelseskost med fradrag for akkumulerte av- og nedskrivninger.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Inntektsskatt

Inntektsskatt består av summen av betalbar skatt og utsatt skatt. Inntektsskatt innregnes i resultatregnskapet med unntak av skatteeffekten knyttet til poster som er ført direkte mot egenkapitalen. For slike poster innregnes også skatteeffekten direkte i egenkapitalen.

Betalbar skatt er beløpet som skal betales basert på skattepliktig inntekt i regnskapsperioden, inklusive justeringer av betalbar skatt for tidligere år. Usikre skatteposisjoner og mulige skattekrav vurderes individuelt. Forventede fremtidige utbetalinger inngår med beste estimat i betalbar skatt og/eller utsatt skatt. Fremtidig forventet tilbakebetaling av allerede innbetalt skatt reduserer betalbar skatt og/eller utsatt skatt kun når slik gjenvinning anses som sikker. Renteinntekter og rentekostnader relatert til skattesaker estimeres og regnskapsføres i den perioden de er opptjent eller påløpt, og inngår i finansposter i resultatregnskapet.

Utsatt skatt beregnes etter gjeldsmetoden. Etter denne metoden beregnes eiendeler og forpliktelser ved utsatt skatt på skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller mellom skattemessige verdier og tilhørende balanseførte verdier, med enkelte unntak for førstegangsinnregning. Utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i forventet betaling eller gjenvinning av skatteøkende og skattereduserende midlertidige forskjeller. I beregningen benyttes de på balansedagen vedtatte skattesatser, med mindre forhold på balansedagen tilsier at andre satser i praksis vil være gjeldende.

Eiendel ved utsatt skatt balanseføres kun i den utstrekning det er sannsynlig at selskapet vil ha fremtidig skattepliktig inntekt slik at eiendelen kan utnyttes. Ubenyttede fremførbare underskudd vil som regel være en sterk indikator på usikkerhet knyttet til fremtidig skattepliktig inntekt. For å balanseføre eiendel ved utsatt skatt basert på en forventning om fremtidige skattepliktige inntekter kreves derfor en høy grad av sikkerhet. Faktorer som underbygger fremtidig utnyttelse kan være eksisterende kontrakter, fremtidig produksjon av sikre olje- og gassreserver, observerbare markedspriser i aktive markeder, forventet volatilitet i handelsmarginer og liknende forhold.

Selskaper som driver petroleumsvirksomhet og rørtransport på norsk kontinentalsokkel ilegges en særskatt på resultatet fra petroleumsvirksomheten. Særskatten ilegges for tiden med en skattesats på 50 prosent og kommer i tillegg til ordinær inntektsskatt på 28 prosent, slik at total marginal skattesats på resultatet fra petroleumsvirksomheten utgjør 78 prosent. Grunnlaget for beregning av petroleumsskatt tilsvarer grunnlaget for beregning av normal inntektsskatt, med unntak av at tap som er pådratt knyttet til selskapets virksomhet på land ikke kommer til fradrag, og at det innrømmes en friinntekt med 7,5 prosent per år. Friinntekten beregnes basert på investeringer i offshore produksjonsinstallasjoner. Friinntekten kommer til fradrag i skattepliktig inntekt i fire år, fra og med året investeringen blir foretatt. Friinntekten innregnes i det år den kommer til fradrag i selskapets selvangivelse og påvirker periodeskatt. Ikke benyttet friinntekt har ubegrenset fremføringsadgang.

Regnskapsføring av olje- og gassvirksomheten

StatoilHydro benytter «successful efforts»- metoden for å regnskapsføre undersøkelses- og utbyggingsutgifter innenfor olje- og gassvirksomheten. Utgifter knyttet til å erverve mineralinteresser i olje- og gassområder og til å bore og utstyre undersøkelsesbrønner balanseføres som undersøkelses- og evalueringskostnader og inngår i linjen for Immaterielle eiendeler inntil det er avklart om det er funnet sikre reserver. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver vurderes balanseførte kostnader for nedskrivning. Geologiske og geofysiske utgifter, samt andre undersøkelsesutgifter, kostnadsføres.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes hvert kvartal med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseførte kostnader overstiger gjenvinnbart beløp. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, kan forbli balanseført i mer enn ett år. De viktigste vilkårene for fortsatt balanseføring er at det enten er vedtatt planer for fremtidig leteboring i lisensen eller at utbygging forventes vedtatt i nær fremtid. Tap ved verdifall som har resultert i en nedskrivning av en letebrønn blir reversert i den grad betingelsene for nedskrivningen ikke lenger er til stede.

Utgifter til å bore og utstyre undersøkelsesbrønner som påviser sikre reserver balanseføres og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som forventes produsert fra bølven. Utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner balanseføres som olje og gassrelaterte eiendeler i gruppen Varige driftsmidler og avskrives basert på produksjonsenhetsmetoden over sikre utbygde reserver som forventes å produseres i løpet av konsesjons- eller avtaleperioden. Balanseførte kostnader knyttet til kjøp av andeler eller eiendeler med sikre reserver avskrives basert på produksjonsenhetsmetoden over totale sikre reserver. Utgifter til driftsforberedelser kostnadsføres løpende.

Varige driftsmidler

Varige driftsmidler regnskapsføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Opprinnelig anskaffelseskost inkluderer kjøpesum eller utbyggingsutgift, eventuelle utgifter nødvendig for å sette eiendelen i drift, estimat på utgifter til å demontere og fjerne eiendelen og eventuelle låneutgifter som henføres til eiendeler som kvalifiserer for balanseføring av låneutgifter.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av eiendelene som oppgis med mindre byttetransaksjonen mangler forretningsmessig innhold eller verken den mottatte eller avgitte eiendelens virkelige verdi kan måles pålitelig.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Utgifter ved større vedlikeholdsprogrammer og reparasjoner omfatter utgifter for å erstatte eiendeler eller deler av eiendeler samt utgifter ved inspeksjoner og ettersyn. Utgiftene blir balanseført i de tilfellene en eiendel eller en del av en eiendel erstattes og det er sannsynlig at fremtidige økonomiske fordeler vil tilflyte selskapet. Utgifter ved inspeksjon og ettersyn i tilknytning til et større vedlikeholdsprogram balanseføres og avskrives over perioden frem til neste inspeksjon. Alle andre utgifter til vedlikehold kostnadsføres i den perioden de påløper.

Installasjoner for produksjon av olje og gass og feltspesifikke transportsystemer avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på sikre utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Øvrige eiendeler og transportsystemer som brukes av flere felt avskrives lineært på grunnlag av forventet økonomisk levetid. Komponenter av en eiendel som har en kostpris som er betydelig i forhold til eiendelen totalt avskrives separat. For oppstrømsrelaterte eiendeler er det etablert separate avskrivningskategorier som minimum omfatter plattformer, rørledninger og brønner.

Forventet økonomisk levetid for eiendelene gjennomgås årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt. En komponent av en eiendel blir fraregnet dersom eiendelen avhendes eller når ingen framtidige økonomiske fordeler forventes fra eiendelens bruk. Gevinst eller tap ved fraregning (beregnet som forskjellen mellom netto salgssum og balanseført verdi av eiendelen) inkluderes i Andre inntekter eller Andre kostnader i den perioden eiendelen fraregnes.

Leieavtaler

Leieavtaler som i all vesentlighet overfører risiko og avkastning som er forbundet med eierskap til StatoilHydro, regnskapsføres som finansielle leieavtaler. Eiendelene innregnes som varige driftsmidler med motpost under langsiktig gjeld. Alle andre leieavtaler klassifiseres som operasjonelle leieavtaler og utgiftene innregnes i resultatregnskapet lineært over leieperioden eller basert på et annet systematisk grunnlag dersom dette gir et mer representativt bilde av de økonomiske fordelene knyttet til leieavtalene.

Eiendeler under finansielle leieavtaler regnskapsføres til det laveste av eiendelens virkelige verdi og minsteleienes nåverdi beregnet ved leieavtalens begynnelse, med fradrag for akkumulerte avskrivninger og akkumulert tap ved verdifall. Avskrivningsperioden fastsettes som den korteste av estimert økonomisk levetid og leieperiode.

Immaterielle eiendeler

Immaterielle eiendeler balanseføres til kostpris med fradrag for akkumulerte avskrivninger og akkumulerte nedskrivninger. Immaterielle eiendeler inkluderer utgifter til leting etter og evaluering av olje- og gass ressurser, goodwill og andre immaterielle eiendeler. En immateriell eiendel anskaffet utenom en virksomhetssammenslutning balanseføres til anskaffelseskost. Immaterielle eiendeler som er anskaffet som en del av en virksomhetssammenslutning innregnes i balansen til virkelig verdi separat fra goodwill dersom de kan skilles fra andre eiendeler eller oppstår som følge av kontraktsmessige eller juridiske rettigheter og virkelig verdi kan måles pålitelig.

Immaterielle eiendeler knyttet til leting etter og evaluering av olje- og gassressurser avskrives ikke. Disse eiendelene vurderes for nedskrivning når det er indikasjoner på at balanseført verdi overstiger gjenvinnbart beløp. Eiendelene omklassifiseres til varige driftsmidler når utbyggingsbeslutning foreligger. Andre immaterielle eiendeler avskrives lineært over den forventede økonomiske levetiden. Den forventede økonomiske levetiden blir vurdert årlig og endringer i forventet levetid blir regnskapsført prospektivt.

Nedskrivning

Immaterielle eiendeler og varige driftsmidler

Immaterielle eiendeler og varige driftsmidler testes for nedskrivning dersom det er indikasjoner på at den balanseførte verdien overstiger gjenvinnbart beløp. Eiendeler grupperes basert på det nivået hvor det er mulig å identifisere inngående kontantstrømmer som er uavhengig av kontantstrømmer fra andre grupper eiendeler. Olje og gass felt eller installasjoner anses normalt som separate vurderingsenheter for nedskrivningsformål. Ved evaluering av balanseførte undersøkelseskostnader anses hver undersøkelsesbrønn som en separat kontantgenererende enhet.

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

Nedskrivning reverseres i den grad betingelsene for nedskrivningen ikke lenger er til stede.

Goodwill

Goodwill testes for tap ved verdifall minst årlig og oftere dersom det foreligger indikasjoner på at eiendelen kan ha falt i verdi. Goodwill som oppstår i forbindelse med virksomhetssammenslutning tilordnes de kontantgenererende enheter som forventes å få fordeler av synergieffektene av sammenslutningen.

Eventuelt verdifall identifiseres ved å vurdere gjenvinnbart beløp for den kontantgenererende enheten som goodwill er tilordnet. Dersom gjenvinnbart beløp for enheten er lavere enn balanseført verdi, blir tapet innregnet ved først å redusere goodwill og deretter ved å redusere verdien av andre eiendeler forholdsmessig. Nedskrivning av goodwill blir ikke reversert.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler innregnes første gang til virkelig verdi når konsernet blir part i kontrakten. For ytterligere informasjon om virkelig verdi beregninger, se "Måling av virkelig verdi" nedenfor. Finansielle eiendeler fraregnes balansen når de kontraktsmessige rettighetene til kontantstrømmene utløper eller overføres.

Finansielle eiendeler klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, mens eiendeler med forfall mer enn 12 måneder etter balansedagen klassifiseres som langsiktige.

Konsernet klassifiserer finansielle eiendeler i følgende kategorier ved førstegangsinnregning; finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet, lån og fordringer, og finansielle eiendeler tilgjengelig for salg.

Langsiktige finansielle investeringer består av unoterte aksjer, sertifikater, obligasjoner og børsnoterte aksjer.

Unoterte aksjer klassifiseres som tilgjengelig for salg. Finansielle investeringer klassifisert som tilgjengelig for salg innregnes i balansen til virkelig verdi. Gevinst eller tap som følge av endringer i virkelig verdi regnskapsføres direkte mot egenkapitalen. Akkumulert gevinst eller tap på finansielle investeringer som tidligere er regnskapsført mot egenkapitalen reverseres når investeringene fraregnes eller nedskrives, og gevinst eller tap resultatføres.

Langsiktige sertifikater, obligasjoner og børsnoterte aksjer styres samlet av konsernets forsikringsselskap (captive) som en investeringsportefølje og eies for å overholde særskilte kapitaldekningskrav. Investeringsporteføljen styres og vurderes på basis av virkelig verdi i samsvar med investeringsstrategi. Porteføljen regnskapsføres ved å bruke virkelig verdi-muligheten (fair value option) med gevinster og tap innregnet over resultatregnskapet.

Kortsiktige finansielle investeringer omfatter kortsiktige investeringer og klassifiseres som virkelig verdi med verdiendringer over resultatet.

Finansielle investeringer til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet er eiendeler klassifisert som holdt for omsetning og andre eiendeler utpekt ved kontraktsinngåelse. Eiendelene er regnskapsført i balansen til virkelig verdi, med verdiendring over resultatet.

Langsiktige fordringer og andre fordringer omfatter langsiktig rentebærende fordringer og klassifiseres som lån og fordringer.

Kundefordringer og andre fordringer klassifiseres som lån og fordringer.

Lån og fordringer bokføres til amortisert kost ved bruk av effektiv rente-metode. Gevinster og tap innregnes i resultatet når lån og fordringer fraregnes, nedskrives eller amortiseres. Kundefordringer og andre fordringer regnskapsføres til opprinnelig fakturert beløp med fradrag for avsetning for tap. Avsetning for tap regnskapsføres når det foreligger indikasjoner på at konsernet ikke vil motta oppgjør i samsvar med opprinnelige betingelser. Fordringen avskrives når det er sannsynlig at den ikke kan gjenvinnes.

Betalingsmidler omfatter kontanter, bankinnskudd og andre likvide investeringer med maksimal løpetid på tre måneder.

Nedskrivning på finansielle eiendeler

StatoilHydro vurderer på hver balansedag om en finansiell eiendel eller en gruppe av finansielle eiendeler har falt i verdi.

For eiendeler bokført til amortisert kost vil, dersom det foreligger objektive indikasjoner på verdifall på utlån og fordringer, eiendelens balanseførte verdi reduseres. En senere periodes reversering av verdifall innregnes i resultatet.

Hvis en eiendel som er tilgjengelig for salg nedskrives (vesentlig eller varig verdifall), blir forskjellen mellom kost og virkelig verdi overført fra egenkapital til resultatregnskapet. Verdifall på gjeldsinstrumenter reverseres over resultatregnskapet. Verdifall på egenkapitalinstrumenter klassifisert som tilgjengelig for salg reverseres ikke.

Varelager

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Kostpris beregnes med utgangspunkt i sist innkjøpte mengder (FIFO-prinsippet) og inkluderer direkte anskaffelseskostnader, produksjonskostnader, frakt og andre tilvirkningskostnader.

Finansielle forpliktelser

Rentebærende obligasjonslån, banklån og annen gjeld som klassifiseres som finansielle forpliktelser, regnskapsføres til virkelig verdi når konsernet blir part i kontrakten. Etter førstegangsinnregning måles rentebærende gjeld og lån til amortisert kost ved effektiv rentemetoden. Utstedelseskostnader og eventuell rabatt eller overkurs på oppgjør blir hensyntatt ved beregning av amortisert kost. Finansielle forpliktelser

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

fraregnes i balansen når den kontraktmessige forpliktelsen utløper, er oppfylt eller kansellert. Gevinster og tap som oppstår som følge av tilbakekjøp, oppgjør eller kansellering av forpliktelser innregnes som henholdsvis renteinntekter og andre finansinntekter og rentekostnader og andre finanskostnader.

Forpliktelser klassifiseres som kortsiktige dersom gjenværende løpetid er mindre enn 12 måneder fra balansedagen, mens forpliktelser med forfall mer enn 12 måneder fra balansedagen klassifiseres som langsiktig.

Pensjonsforpliktelser

StatoilHydro ASA og enkelte av datterselskapene har pensjonsplaner for de ansatte som enten gir den ansatte rett til et nærmere definert beløp fra pensjonstidspunktet, eller er basert på definerte tilskudd til den enkeltes pensjonssparing. For ytelsesplaner er det beløp den ansatte vil motta avhengig av mange faktorer, herunder opptjeningstid, pensjonsår og fremtidig lønnsøkning.

Selskapets netto pensjonsforpliktelse knyttet til ytelsesplaner beregnes separat for hver plan ved å estimere det fremtidige beløpet som den ansatte har opptjent basert på ytelse i inneværende og tidligere perioder. Dette beløpet diskonteres for å beregne nåverdien av forpliktelsen og virkelig verdi av eventuelle pensjonsmidler trekkes fra. Diskonteringsrenten som benyttes fastsettes med henvisning til markedsrenten på balansedagen og reflekterer løpetiden knyttet til selskapets forpliktelser. Beregningene blir utført av en ekstern aktuar.

Rentelementet representerer endringen i nåverdien av forpliktelsen som et resultat av tid og beregnes ved å multiplisere diskonteringsrenten fastsatt i begynnelsen av perioden med nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen gjennom hele perioden, tatt hensyn til alle vesentlige endringer i pensjonsforpliktelsen. Den forventede avkastningen på pensjonsmidler er basert på en vurdering ved begynnelsen av perioden av markedets forventninger til avkastning over hele levetiden til den tilknyttede forpliktelsen. Den forventede avkastningen justeres for endringer i den virkelige verdien av pensjonsmidlene som følge av faktiske bidrag innbetalt til ordningen og faktiske ytelser utbetalt fra ordningen. Nettoen av den forventede avkastningen på pensjonsmidlene og rentekostnaden innregnes i resultatregnskapet som en kostnad.

Kostnader ved tidligere perioders pensjonsopptjening innregnes umiddelbart fra det tidspunktet ytelsen er innvunnet eller basert på lineær fordeling over opptjeningsperioden. Ved eventuelt oppgjør eller avkorting blir forpliktelsen og de tilhørende pensjonsmidlene målt på nytt basert på oppdaterte aktuarmessige forutsetninger og den beregnede gevinsten eller tapet innregnes i resultatregnskapet når avkorting eller oppgjør skjer.

Estimatavvik innregnes i Konsernopstilling av innregnede inntekter og kostnader i den perioden gevinsten eller tapet oppstår.

Tilskudd til pensjonsplaner som er tilskuddsplaner kostnadsføres etter hvert som tilskuddsbeløpene opptjenes av de ansatte.

Forpliktelser og betingede eiendeler

Forpliktelser regnskapsføres dersom en tidligere hendelse innebærer at selskapet har en juridisk forpliktelse eller på annet grunnlag antas å ha en forpliktelse som med sannsynlighet vil medføre fremtidig utbetalinger, forutsatt at forpliktelsen kan estimeres pålitelig. Hvis tidsverdien er vesentlig beregnes avsetningen som den neddiskonterte verdien av de forventede fremtidige kontantstrømmene. Diskonteringsrenten er en før skatt rente som reflekterer eksisterende markedsvurderinger og tar hensyn til spesifikke risikoforhold knyttet til forpliktelsen. Økning i avsetningen som følge av tidsfaktoren inngår i andre finanskostnader.

Betingede eiendeler som har oppstått ved tidligere hendelser, men som er avhengig av usikre fremtidige hendelser, er ikke regnskapsført. Selskapet opplyser om slike betingede eiendeler dersom det er sannsynlig at selskapet vil oppnå fremtidige økonomiske fordeler som følge av hendelsen.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres når selskapet har en forpliktelse til å demontere og fjerne et anlegg eller en del av et anlegg og bringe området tilbake til opprinnelig stand, og forpliktelsen kan estimeres med tilstrekkelig grad av pålitelighet. Estimater baseres på gjeldende krav og teknologi. Forpliktelsen knyttet til en ny installasjon, som for eksempel en olje- og gass installasjon eller transportsystem, oppstår normalt når installasjonen bygges eller installeres. Forpliktelser kan også oppstå i løpet av produksjonsperioden gjennom en endring i lovgivningen eller gjennom en beslutning om å opphøre med en virksomhet. Forpliktelsen regnskapsføres når kravet oppstår og inngår i Andre avsetninger i balansen. Forpliktelsen beregnes til nåverdien av de estimerte fremtidige utgiftene i henhold til lokale krav. For raffineri- og prosesseringsanlegg som ikke har en forventet konsesjonsperiode anses levetiden for ubestemt og det er derfor ikke mulig å estimere fjerningsforpliktelsen for disse anleggene. Forpliktelser knyttet til detaljutsalg estimeres på porteføljnivå.

Når forpliktelsen regnskapsføres, blir samme beløp balanseført som en del av kostprisen til den relaterte eiendelen og avskrives sammen med denne.

Endring i estimatet for nedstengning og fjerning behandles som en justering av forpliktelsen med tilsvarende justering av eiendelen.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Leverandørgjeld og annen gjeld

Leverandørgjeld og annen gjeld balanseføres til kontraktsfestet betaling.

Finansielle derivater og sikringsbokføring

StatoilHydro benytter finansielle derivater for å styre eksponering som oppstår ved svingninger i valutakurser, renter og råvarepriser. Finansielle derivater innregnes til virkelig verdi ved inngåelse og blir målt til virkelig verdi i etterfølgende perioder. Finansielle derivater presenteres som eiendel når virkelig verdi er positiv og gjeld når virkelig verdi er negativ.

Kontrakter om kjøp eller salg av en ikke-finansiell gjenstand som kan gjøres opp netto i kontanter, i et annet finansielt instrument eller ved bytte av finansielle instrumenter, som om kontraktene var finansielle instrumenter, regnskapsføres som finansielle instrumenter. Et viktig unntak er kontrakter som er inngått og fortsatt innehas med det formål å motta eller levere en ikke-finansiell gjenstand i samsvar med konsernets forventede innkjøps-, salgs- eller brukskrav. Disse regnskapsføres ikke som finansielle instrumenter. Dette unntaket gjelder svært mange kontrakter for kjøp og salg av råolje og naturgass.

Innebygde derivater i andre finansielle instrumenter eller i andre vertskontrakter behandles som separate derivater når vertskontrakten ikke er bokført til virkelig verdi og de økonomiske kjennetegnene og den økonomiske risikoen ved det innbygde derivatet ikke er nært relatert til de økonomiske kjennetegnene og den økonomiske risikoen til vertskontrakten. Vurdering i forhold til innebygd derivat gjøres når konsernet blir part i kontrakten, herunder ved virksomhets sammenslutning. Innebygde derivater måles til virkelig verdi. Gevinster og tap som følge av endringer i virkelig verdi, innregnes i resultatregnskapet.

For derivater utpekt som sikringsinstrumenter og hvor sikringsbokføring anvendes, dokumenteres sikringsforholdet ved inngåelse av sikringen. Dokumentasjonen omfatter identifisering av sikringsinstrumentet, sikringsobjekt eller transaksjon, arten av risiko som sikres og hvordan sikringsinstrumentets effektivitet vil bli vurdert. Ved inngåelsen forventes slik sikring å være svært effektiv. Virkelig verdi-sikring anvendes ved sikring av eksponeringen for endringer i virkelig verdi av en balanseført eiendel eller forpliktelse.

Balanseført verdi av sikringsobjektet justeres for gevinst eller tap som kan henføres til den sikrede risikoen. Sikringsinstrumentet måles til virkelig verdi. Gevinster og tap fra sikringsobjektet og sikringsinstrumentet innregnes i resultatet på samme linje. For sikringsobjekt som regnskapsføres til amortisert kost amortiseres justeringen over resultatet slik at den vil være fullt ut amortisert ved forfall. Når et ikke balanseført bindende tilsagn blir utpekt som et sikringsobjekt, innregnes eiendelen eller forpliktelsen i balansen med den kumulative endringen i den virkelige verdien av det bindende tilsagnet som er henførbart til den sikrede risikoen. Konsernet avslutter regnskapsføring av virkelig verdi-sikring dersom sikringsinstrumentet utløper eller selges, avsluttes eller utøves, sikringen ikke lenger oppfyller kriteriene for sikringsbokføring, eller tilbakekaller øremerkingen.

Måling av virkelig verdi

Virkelig verdi av noterte finansielle eiendeler og forpliktelser og derivater fastsettes med referanse til henholdsvis kjøpskurs eller salgskurs på balansedagen. Virkelig verdi av finansielle instrumenter notert i et aktivt marked, slik som råvarebaserte terminkontrakter, opsjoner og egenkapitalinstrumenter, baseres på noterte markedspriser innhentet fra relevante børser eller oppgjørssentraler.

Når det ikke foreligger aktivt marked, fastsettes virkelig verdi ved hjelp av verdsettingsmetoder. Disse omfatter bruk av nylig foretatte markedstransaksjoner på armlengdes avstand, henvisning til virkelig verdi av et annet instrument som er praktisk talt det samme, diskonterte kontantstrømsberegninger og prisingsmodeller. Estimert virkelig verdi for langsiktige råvarebaserte kontrakter baseres på noterte terminpriser, underliggende indekser i kontraktene og forventninger til terminpriser og marginer når det ikke foreligger tilgjengelige markedspriser. Virkelig verdi av rente- og valutabytteavtaler baseres på relevante noteringer fra aktive markeder, tilsvarende noterte instrumenter og andre hensiktsmessige verdsettelsesmetoder. Virkelig verdi av opsjoner som ikke er notert i aktive markeder, beregnes ved å bruke verdsettelsesmetoder utviklet og brukt av tredjepart.

Konsernets beste estimat på virkelig verdi av finansielle instrumenter som ikke er notert i aktive markeder tilsvarende forventede gevinster eller tap dersom kontraktene hadde blitt lukket ved årsskiftet. Realisert resultat kan avvike på grunn av anvendte forutsetninger.

Skjønn og usikkerhet i estimater

Bruk av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene

Nedenfor beskrives områder som involverer stor grad av skjønn ved anvendelse av regnskapsprinsippene, og som har stor betydning for regnskapet.

Regnskapsmessig behandling av fusjonen med Hydro Petroleum

Som beskrevet under avsnittet "Grunnlaget for utarbeidelse av årsregnskapet" ovenfor er fusjonen mellom tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum regnskapsført ved å videreføre historisk regnskapsførte verdier for eiendeler og gjeld. For å komme frem til regnskapsmessig behandling vurderte StatoilHydro først hvorvidt tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum var under felles kontroll av Den norske stat. Etter å ha

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

konkludert med at begge selskapene var under kontroll av Den norske stat, ble det vurdert hvilken metode for regnskapsføring som ville gi best fremstilling for regnskapsformål. StatoilHydro konkluderte med at en slik omorganisering best kunne fremstilles ved å videreføre historisk kost for eiendeler og gjeld, og ved å omarbeide regnskapet for alle tidligere perioder som om selskapene alltid hadde vært sammenslått.

Inntektsføring- brutto eller netto presentasjon av SDØE volumer

Som beskrevet over i avsnittet "Transaksjoner med Den norske stat" markedsfører og selger StatoilHydro Den norske stats andel av olje og gass produksjon fra den norske kontinentalsokkelen. Kjøp og salg av SDØEs oljeproduksjon er regnskapsført brutto som Varekostnad og Salgsinntekter. Vurdering av brutto eller netto presentasjon har tatt utgangspunkt i de detaljerte kriteriene i IAS 18 Revenue. Spesielt ble det vurdert hvorvidt risiko og avkastning knyttet til oljeproduksjonen var blitt overført fra SDØE til StatoilHydro.

StatoilHydro selger også Den norske stats produksjon av naturgass i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko. Dette salget og relaterte utgifter som refunderes fra staten er regnskapsført netto i StatoilHydros regnskap. De samme kriteriene med hensyn til overgang av risiko og avkastning som beskrevet over er vurdert og det er konkludert med at risiko og avkastning ikke har blitt overført fra SDØE til StatoilHydro ASA.

Estimering under usikkerhet

Utarbeidelse av regnskap krever at ledelsen benytter estimater og bygger på forutsetninger. Nedenfor beskrives forhold som er vesentlige for å forstå det skjønn som må utøves for å utarbeide regnskapet og den usikkerhet som i vesentlig grad kan påvirke virksomhetens resultat, balanse og kontantstrømmer.

Sikre olje- og gassreserver

Selskapets eksperter har estimert StatoilHydros olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder. Selskapets reserver er vurdert av uavhengig tredjepart, og resultatet av denne vurderingen er ikke vesentlig forskjellig fra StatoilHydros estimater. Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og NGL (Natural Gas Liquids) som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir utarbeidet. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, og ikke til generelle endringer i antatte priser og marginer.

Reserveestimerer blir benyttet ved testing av oppstrømseiendeler for tap ved verdifall. Sikre reserver og sikre utbygde reserver benyttes ved beregning av avskrivninger og amortiseringer. Fremtidige endringer i sikre olje- og gassreserver, for eksempel som følge av endringer i priser, kan ha en vesentlig effekt for avskrivninger og nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, samt for testing for tap ved verdifall. Endringene kan ha en vesentlig negativ effekt på regnskapet dersom de resulterer i økte avskrivninger eller nedskrivninger.

Undersøkelseskostnader og kjøpte leterettigheter. StatoilHydro balansefører midlertidig utgifter til boring av undersøkelsesbrønner i påvente av en vurdering av om brønnene har funnet sikre olje- og gassreserver. Selskapet balansefører også kjøpte letearealer og signaturbonuser som betales for å oppnå tilgang til ikke utviklede olje- og gassarealer. Vurderinger knyttet til hvorvidt disse utgiftene skal forbli balanseførte eller nedskrives i perioden, vil i betydelig grad påvirke periodens resultat.

Balanseførte undersøkelseskostnader vurderes hvert kvartal med hensyn til om det foreligger indikasjoner på at balanseførte kostnader overstiger gjenvinnbart beløp. Hvis evaluering viser at en undersøkelsesbrønn ikke har påvist sikre reserver vurderes brønnen for nedskrivning. Undersøkelsesbrønner som har påvist reserver, men hvor klassifisering som sikre reserver avhenger av om betydelige investeringer kan forsvares, kan forbli balanseført i mer enn ett år. De viktigste vilkårene er at det enten er vedtatte planer for fremtidig leteboring i lisensen eller at en utbygging forventes vedtatt i nær fremtid.

Tap ved verdifall/reversering av tap ved verdifall. StatoilHydro har betydelige investeringer i varige driftsmidler. Endringer i forventninger med hensyn til eiendelens fremtidige bruk eller inntjening kan være en indikasjon på verdifall og kan medføre at den balanseførte verdien må nedskrives til gjenvinnbart beløp. Dersom gjenvinnbart beløp senere øker, reverseres nedskrivningen. Vurderingen av hvorvidt en eiendel skal skrives ned, eller om en nedskrivning skal reverseres, bygger i stor grad på skjønsmessige vurderinger og forutsetninger om fremtiden.

Beregning av gjenvinnbart beløp kan være kompleks når beløpet må beregnes med utgangspunkt i fremtidige kontantstrømmer som må estimeres basert på forutsetninger om fremtiden og neddiskonteres til nåverdi.

Testing for tap ved verdifall krever at det utarbeides langsiktige forutsetninger knyttet til en rekke ofte volatile økonomiske faktorer, slik som fremtidige markedspriser, valutakurser, driftsmidlets fremtidige produktivitet, politisk risiko og landrisiko, og andre faktorer som er nødvendige for å kunne estimere relevante fremtidige kontantstrømmer. Langsiktige forutsetninger blir etablert på konsernnivå. Det er en stor grad av skjønn involvert når disse forutsetningene etableres og når andre relevante faktorer fastsettes, slik som terminkurver, estimert fremtidig produksjon og estimert avhendingsverdi for eiendelen.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Pensjonsforpliktelse. Ved estimering av nåverdien av ytelsesbaserte pensjonsplaner som representerer en langsiktig forpliktelse i balansen, og indirekte, periodens pensjonskostnad i resultatregnskapet, etablerer StatoilHydro en rekke kritiske forutsetninger som påvirker disse estimatene. Først og fremst gjelder dette forutsetninger om hvilken diskonteringsrate som skal anvendes på fremtidige utbetalinger, den forventede avkastningen på pensjonseiendeler og den forventede årlige lønnsveksten. Disse forutsetningene har en direkte og betydelig påvirkning på beløpene som presenteres. Betydelige endringer i disse forutsetningene mellom perioder vil kunne ha en betydelig effekt på regnskapet.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse. StatoilHydro har betydelige juridiske forpliktelser knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner ved utgangen av produksjonsperioden. Myndighetspålegg knyttet til nedstengning og fjerning av varige driftsmidler regnskapsføres til virkelig verdi når forpliktelsen oppstår. Ved innregning av en forpliktelse balanseføres den estimerte fremtidige fjerningsutgiften som en del av den relaterte varige eiendelen og avskrives over eiendelens levetid.

Det er vanskelig å estimere kostnaden knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktivitetene. Estimaten er basert på gjeldende regelverk og dagens teknologi. Mesteparten av fjerningsaktivitetene vil finne sted mange år inn i fremtiden, og teknologi og fjerningskostnader er i konstant forandring. Estimaten inkluderer forutsetninger om hvor lang tid det vil ta å fjerne installasjonene og hva dagratene for rigg, marine operasjoner og tungløflektene. Disse faktorene kan variere betydelig avhengig av hvilket fjerningskonsept som forutsettes. Både den første innregningen av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse med tilhørende balanseførte kostnader, og den etterfølgende justeringen av disse balansepostene, involverer dermed betydelig skjønn.

Finansielle derivater og sikringsaktiviteter. StatoilHydro regnskapsfører alle derivater til markedsverdi i balansen. Endringer i virkelig verdi av derivater innregnes i resultatet. For lån hvor sikringsbokføring anvendes, blir balanseført verdi justert for virkelig verdi endringen knyttet til den sikrede risikoen. Denne justeringen motsvarer den vesentligste delen av endringen i virkelig verdi på derivatet i sikringsforholdet.

Når virkelig verdi av derivater ikke er direkte observerbar i aktive markeder, beregnes virkelig verdi basert på interne forventninger og direkte observerbar markedsinformasjon, herunder pris- og avkastningskurver for råvarer, valuta og renter. Endringer i forventninger og terminkurver kan ha vesentlig effekt for beregnet virkelig verdi av derivater og korresponderende inntekt eller tap i resultatregnskapet og da spesielt for langsiktige kontrakter.

Inntektsskatt. StatoilHydro betaler årlig betydelige beløp i skatt under ulike skatteregimer, og regnskapsfører betydelige endringer i eiendeler og gjeld ved utsatt skatt. Kvaliteten på estimatene avhenger av hvordan selskapet fortolker gjeldende lover, forskrifter og rettspraksis, selskapets evne til å anvende til dels svært komplekse regler, identifisere og implementere endringer i regelverket, samt forutse fremtidig inntjening for å anvende utsatt skattefordel knyttet til fremførbare underskudd.

3 FUSJON MED HYDRO PETROLEUM

Aksjonærene i Statoil ASA og Norsk Hydro ASA (Hydro) godkjente fusjon mellom Statoil ASA og olje- og gass aktivitetene til Norsk Hydro ASA (Hydro Petroleum) på ekstraordinær generalforsamling 5. juli 2007. Fusjonen er regulert i en fusjonsplan mellom de to partene. I fusjonsplanen fremgår det at styringsstrukturen og ledelsessystemene til det fusjonerte selskapet i all hovedsak vil bli basert på modellen til tidligere Statoil. Fusjonen er effektiv fra 1. oktober 2007.

Som en følge av fusjonen er Statoils aksjekapital øket med 2 606 655 590 kroner fra 5 364 962 167,50 kroner til 7 971 617 757,50 kroner ved utstedelse av 1 042 662 236 aksjer med nominell verdi 2,50 kroner til Hydros aksjonærer. Hydros aksjonærer mottok 0,8622 aksjer i det fusjonerte selskapet for hver Hydro aksje. Etter kapitalutvidelsen eier Hydros aksjonærer 32,7 prosent og tidligere Statoils aksjonærer 67,3 prosent i det fusjonerte selskapet StatoilHydro ASA. Den norske stat eier 65 prosent i det fusjonerte selskapet per 31. desember 2007. Se informasjon i note 2 for ytterligere informasjon om endringer i organisering og presentasjon av regnskapet til StatoilHydro konsernet som følge av fusjonen.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Før fusjonen besto Hydro Petroleum av olje og gass virksomheten til Hydro, Hydros vindkraftvirksomhet og andeler i kraftgenererende virksomhet samt et informasjonsteknologiselskap. Hydro Petroleum var en internasjonal olje- og gassvirksomhet og en betydelig aktør i de nordiske og europeiske energimarkedene. Virksomheten omfattet utbygging, produksjon og salg av olje og gass og var aktiv i forhold til utvikling av nye energiformer som vindkraft og hydrogen. De senere årene har Hydro Petroleum vokst som et resultat av betydelige investeringer. Hydro Petroleum kjøpte Saga Petroleum ASA, som var et norsk oljeselskap, i 1999, i tillegg til at nye olje og gassandeler på norsk kontinentalsokkel ble anskaffet ved kjøp fra Den norske stat. Hydro Petroleum var den nest største operatøren på norsk kontinentalsokkel målt etter produksjon, og blant de ledende olje- og energi selskapene internasjonalt.

Regnskapsinformasjonen for Hydro Petroleum for 2006 har blitt omarbeidet for å samsvare med regnskapsprinsippene i StatoilHydro. Omarbeidingen gjelder regnskapsmessig behandling av friinntekt, overgang til salgsmetoden for olje- og gass inntekter og over- underløfts posisjoner og regnskapsmessig behandling av pensjon. Samlet effekt av disse endringene var en reduksjon av netto egenkapital på 3 milliarder kroner for regnskapsåret 2006.

Etter Allmennaksjeloven paragraf 14-11 er StatoilHydro ASA og Hydro solidarisk ansvarlig for visse forpliktelser oppstått i tidligere Hydro før fusjonen. Totalt utgjør dette om lag 8,3 milliarder kroner og forpliktelsene løper frem til 2050. Det er på nåværende tidspunkt lite sannsynlig at disse forpliktelsene vil påvirke StatoilHydro ASA.

I henhold til fusjonsplanen ble et mellomværende mellom tidligere Statoil og Norsk Hydro ASA etablert per 31. desember 2006. Fusjonsmellomværende som kunne være gjeld eller fordring ble beregnet ved å trekke kontanter og kortsiktige investeringer fra gjelden i Hydro Petroleum. Resulterte ble at StatoilHydro fikk en fordring mot Norsk Hydro ASA som er inkludert i balansen ved utgangen av 2006 og i kontantstrømanalysen 2007 i forbindelse med oppgjøret.

Hydro Petroleum var ikke eget selskap i Hydro og hadde felles bank- og egenkapitalbalanser med Hydro. Enkelte kontantstrømmer til eller fra Hydro er regnskapsmessig behandlet som egenkapital-uttak og innskudd til eller fra Hydro. Dette er reflektert i konsolidert kontantstrømsoppstilling som «Norsk Hydro ASA funksjonsbalanse» og i konsernets egenkapital som «Fusjonsrelaterte justeringer bestående av endringer i fusjonsbalansen med Norsk Hydro ASA», se note 19.

StatoilHydro ASA har regnskapsført totalt 10,7 milliarder kroner før skatt relatert til restruktureringsutgifter og andre utgifter som følge av fusjonen. Dette er i all hovedsak utgifter knyttet til pensjoner samt førtidspensjoner som er tilbudt ansatte i StatoilHydro ASA som har fylt 58 år (avhengig av at visse betingelser oppfylles).

Nedenfor vises effektene av fusjonen på resultatregnskapet og balansen per 31.12.2006. Kolonnen «Tidligere Hydro Petroleum» inkluderer IFRS regnskapsinformasjon fra det reviderte utfisjonerte regnskapet til Hydro Petroleum. Kolonnen «Tidligere Statoil» er hentet fra IFRS konverteringsdokumentet til Statoil ASA. Kolonnen «Effekt av fusjonen og andre eliminerings» inkluderer StatoilHydro ledelsens konsolideringsposter og justeringer for å a) tilpasse IFRS regnskapsinformasjonen i Hydro Petroleum til StatoilHydros regnskapsprinsipper, b) inkludere andre justeringer knyttet til fusjonen (inkludert fusjonsmellomværende og overtakelse av definert obligasjonsgjeld fra Norsk Hydro ASA) og c) eliminere interne transaksjoner mellom de to fusjonerte selskapene.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Sammentrukket resultatregnskap og balanse

(i millioner kroner)	31. desember 2006			
	Hydro Petroleum	Tidligere Statoil konsern	Fusjons justeringer og andre eliminerings	StatoilHydro konsern
Sum inntekter	97 910	433 966	-10 394	521 482
Sum driftskostnader	-51 192	-315 009	10 883	-355 318
Netto finansposter	563	3 797	712	5 072
Skatte kostnad	-36 188	-81 889	-1 312	-119 389
Årets resultat	11 093	40 865	-111	51 847
Sum anleggsmidler	100 508	233 074	-934	332 648
Sum omløpsmidler	24 446	86 872	14 857	126 175
Sum eiendeler	124 954	319 946	13 923	458 823
Sum egenkapital	32 238	126 517	10 652	169 407
Sum langsiktig gjeld	54 727	113 313	6 526	174 566
Sum kortsiktig gjeld	37 989	80 116	-3 255	114 850
Sum egenkapital og gjeld	124 954	319 946	13 923	458 823

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

4. VESENTLIGE OPPKJØP

Den 27. april 2007 inngikk StatoilHydro ASA avtale om å kjøpe alle aksjene i selskapet North American Oil Sand Corporation (NAOSC) for 20 kanadiske dollar per aksje. Transaksjonsverdier er omlag 2,2 milliarder kanadiske dollar, som tilsvarer om lag 2 milliarder amerikanske dollar. NAOSC, som er lokalisert i Calgary, ble stiftet i 2001. Selskapet opererer oljesand lisenser som strekker seg over et område på 257.200 acre (1.110 kvadratkilometer) i Athabasca regionen i Alberta, nord-øst for Edmonton. Transaksjonen ble regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Transaksjonen anses ikke som en virksomhetssammenslutning.

Den 15. september 2006 inngikk StatoilHydro avtale om kjøp av to dypvannslisenser og ett leteprospekt i den amerikanske delen av Mexicogulfen for 700 millioner amerikanske dollar. Andelene er lokalisert i områdene Greater Tahiti og Walker Ridge. Transaksjonen ga StatoilHydro 17,5 prosent andel i Caesar funnet og 12,5 prosent andel i Big Foot funnet. Transaksjonen ble gjennomført i fjerde kvartal 2006 og ble regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Transaksjonen anses ikke som en virksomhetssammenslutning.

Den 3. november 2006 inngikk StatoilHydro avtale med Anadarko Petroleum Corporation om å overta andeler i to funn og ett leteprospekt i den amerikanske delen av Mexicogulfen for 901 millioner amerikanske dollar. Lisensene er lokalisert i områdene Greater Tahiti og Walker Ridge. Som et resultat av transaksjonen har StatoilHydro 27,5 prosent i Big Foot-funnet, inkludert andelene fra transaksjonen beskrevet over. Transaksjonen ble gjennomført i første kvartal 2007 og er regnskapsført i segmentet Internasjonal undersøkelse og produksjon. Transaksjonen anses ikke som en virksomhetssammenslutning.

5. SEGMENTINFORMASJON

Informasjon om segmentene

StatoilHydro har organisert virksomheten innenfor fire segmenter; Undersøkelse og produksjon Norge, Internasjonal undersøkelse og produksjon, Naturgass og Foredling og markedsføring. Segmentene Undersøkelse og produksjon Norge og Internasjonal undersøkelse og produksjon leter etter, utvikler og produserer råolje og naturgass og utvinner NGL (natural gas liquids). Segmentet Naturgass transporterer og markedsfører naturgass og naturgassprodukter. Foredling og markedsføring har ansvaret for petroleumsraffinering og markedsføring av alle petroleumsprodukter unntatt naturgass og NGL.

"Øvrig virksomhet" inkluderer Konsernstaber og finans, Teknologi & Ny Energi og Prosjekter. "Elimineringer" inkluderer elimineringer av internt salg og intern urealisert fortjeneste, hovedsakelig fra salg av olje og oljeprodukter. Interne salg beregnes basert på estimerte markedspriser.

Oppdelingen i segmenter samsvarer med den interne rapporteringen til ledelsen, og fastsettes ut fra forskjeller i virksomhet, produkter og tjenester. StatoilHydro benytter Resultat før finansposter og skattekostnad som mål for segmentets resultat.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Nedenfor presenteres segmentdata for 2007 og 2006:

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
Året 2007							
Eksternt salg							
(inkluderer Andre inntekter)	5 925	13 483	72 447	427 342	2 851	140	522 188
Salg mellom segmenter	173 259	27 746	927	468	1 600	-204 000	0
Resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	60	372	60	233	-116	0	609
Sum inntekter	179 244	41 601	73 434	428 043	4 335	-203 860	522 797
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	23 030	11 103	1 845	2 833	561	0	39 372
Vesentlige poster uten kontanteffekt, eksklusive avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger							
- Pensjonskostnader**	5 300	738	700	700	1 300	0	8 738
- Råvarebaserte derivater	-2 920	577	3 318	1 031	-88	0	1 918
- Nedskrivning av undersøkelses- kostnader balanseført tidligere år	50	1 610	0	0	0	0	1 660
Årets nedskrivning	0	1 246	250	937	-3	0	2 430
Resultat før finansposter og skattekostnad	123 150	12 161	1 562	3 776	-2 260	-1 185	137 204
Segmentets anleggsmidler*	153 434	107 478	35 755	27 825	20 515	0	345 007
Investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	125	2 253	4 516	1 066	461	0	8 421
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	31 100	36 200	2 100	4 800	800	0	75 000

* Eksklusive «investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden»

** Pensjonskostnad inkluderer kostnader knyttet til tidligpensjon (hensyntatt effekt knyttet til avkortning) og kostnad knyttet til tidligere perioders pensjonsopptjening.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

(i millioner kroner)	Undersøkelse og produksjon Norge	Internasjonal undersøkelse og produksjon	Naturgass	Foredling og markedsføring	Øvrig virksomhet	Elimineringer	Sum
Året 2006							
Eksternt salg (inkluderer Andre inntekter)	3 576	11 987	96 040	410 689	1 778	-3 267	520 803
Salg mellom segmenter	175 544	20 608	832	899	1 986	-199 869	0
Resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	79	7	197	402	-6	0	679
Sum inntekter	179 199	32 602	97 069	411 990	3 758	-203 136	521 482
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	20 938	14 370	1 425	2 280	437	0	39 450
Vesentlige poster uten kontanteffekt, eksklusive avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger							
- Nedskrivning av undersøkelses- kostnader balanseført tidligere år	177	1 270	0	0	0	0	1 447
- Råvarebaserte derivater	69	-354	-6 894	-136	12	0	-7 303
Årets nedskrivning	230	4 902	0	57	0	0	5 189
Resultat før finansposter og skattekostnad	135 140	3 917	21 693	7 280	-1 427	-439	166 164
Segmentets anleggsmidler* Investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	152 093	96 172	30 396	25 771	19 660	0	324 092
Tilgang varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	235	2 381	4 771	964	205	0	8 556
	29 200	28 900	3 200	2 500	500	0	64 300

* Eksklusive «investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden»

StatoilHydro ASA har regnskapsført totalt 10,7 milliarder kroner før skatt relatert til restruktureringsutgifter og andre utgifter som følge av fusjonen. Dette er i all hovedsak utgifter knyttet til pensjoner samt førtidspensjoner som er tilbudt ansatte i StatoilHydro ASA som har fylt 58 år (betinget gitte vilkår). Kostnaden påvirker resultat før finansposter og skattekostnad i alle segmenter og særlig segmentet Undersøkelse og produksjon Norge. Se note 3 for ytterligere informasjon om konsekvensene av fusjonen.

I 2006 er det foretatt nedskrivninger med 4,9 milliarder kroner før skatt relatert til eiendeler i Mexicogulven.

Reduksjonen i resultat før finansposter og skattekostnad for Naturgass segmentet sammenlignet med 2006 skyldes hovedsakelig nedgang i prisene på transportert gass og en negativ endring i virkelig verdi av derivater.

Geografisk inndeling

StatoilHydro har aktivitet i 40 land, og selskapets fire segmenter styres globalt. Ved presentasjon av informasjon basert på geografisk inndeling blir inntekter fra eksterne kunder henført til det landet der inntekten har oppstått.

Henføring av eiendeler til segment baseres på eiendelens lokalisering.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Nedenfor presenteres segmentdata for 2007 og 2006.

(i millioner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
Året 2007						
Norge	209 764	62 911	47 119	52 772	14 107	386 673
USA	24 142	5 269	1 766	22 823	-864	53 136
Sverige	0	0	0	16 378	6 731	23 109
Danmark	0	0	0	16 958	-2 038	14 920
Singapore	13 861	0	0	367	0	14 228
Andre	13 290	2 485	139	5 094	9 114	30 122
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden)	261 057	70 665	49 024	114 392	27 050	522 188

(i millioner kroner)	Olje	Gass	NGL	Raffinerte produkter	Annet	Sum
Året 2006						
Norge	200 536	72 831	46 447	49 475	23 998	393 287
USA	21 070	3 731	2 089	17 436	1 296	45 622
Sverige	0	0	0	15 431	6 304	21 735
Danmark	0	0	0	14 552	87	14 639
Singapore	8 218	0	0	425	3	8 646
Andre	10 768	7 157	3	10 363	8 583	36 874
Sum inntekter (eksklusive resultatandel fra investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden)	240 592	83 719	48 539	107 682	40 271	520 803

Segmentenes eiendeler henført til geografiske områder

(i millioner kroner)	2007	2006
Norge	204 401	200 220
USA	38 672	33 841
Aserbajdsjan	16 279	17 444
Angola	15 906	16 371
Canada	14 423	3 160
Algerie	8 371	9 699
Andre områder	33 571	31 189
Sum anleggsmidler (eksklusive utsatt skatt, pensjonsmidler og langsiktige finansielle eiendeler)	331 623	311 924

Store kunder

StatoilHydro har ikke driftsinntekter fra transaksjoner med enkeltkunder som utgjør 10 prosent eller mer av selskapets samlede driftsinntekter.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

6. GODTGJØRELSE

(i millioner kroner, unntatt antall årsverk)	2007	2006
Lønnskostnader	17 243	15 980
Pensjonskostnader	3 131	2 281
Arbeidsgiveravgift	2 930	2 368
Andre sosiale kostnader	1 997	1 567
Lønnsrelaterte kostnader totalt	25 301	22 196
Gjennomsnittlig antall årsverk	27 641	26 899

Pensjonskostnader inkluderer ikke sluttvederlag, se note 21.

Lønnsrelaterte kostnader er delvis viderebelastet partnerne i StatoilHydro-opererte lisenser, delvis balanseført eller innregnet i resultatregnskapet. Lønnsrelaterte kostnader som er innregnet i resultatregnskapet inngår hovedsakelig i linjene Andre kostnader, Salgs- og administrasjonskostnader og Utviklingskostnader.

Detaljer om beregning av pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse fremgår av note 21.

Aksjebasert avlønning

StatoilHydro's aksjespareprogram gir de ansatte muligheten til å kjøpe aksjer i StatoilHydro gjennom månedlige lønnstrekk. Dersom aksjene beholdes i to hele kalenderår med sammenhengende ansettelse i StatoilHydro, vil de ansatte bli tildelt en bonusaksje for hver aksje de har kjøpt.

Beregnet kostnad for StatoilHydro relatert til 2007 og 2006 programmene, inkludert tilskudd og arbeidsgiveravgift, utgjør henholdsvis 246 og 96 millioner kroner. Gjenstående beløp per 31. desember 2007 som skal kostnadsføres over programmenes resterende opptjeningsperiode utgjør 533 millioner kroner. Beregnet kostnad for StatoilHydro for 2008 programmet (avtaler inngått i 2007) utgjør 331 millioner kroner.

7. ANDRE KOSTNADER

Godtgjørelse til revisor

(i millioner kroner)	Revisjonshonorar	Revisjonsrelaterte tjenester	Totalt
2007			
Ernst & Young - Norge	18,6	7,4	26,0
Ernst & Young - utenfor Norge	26,2	1,1	27,3
Totalt	44,8	8,5	53,3
2006			
Ernst & Young - Norge	15,9	4,2	20,1
Ernst & Young - utenfor Norge	19,9	2,4	22,3
Totalt	35,8	6,6	42,4

I tillegg til beløpene i tabellen over utgjør godtgjørelse til Deloitte for revisjon og andre tjenester henholdsvis 39,4 og 5,6 millioner kroner for 2006. Godtgjørelse til Ernst & Young for revisjon av StatoilHydro-opererte lisenser kommer også i tillegg og utgjør henholdsvis 6,1 og 4,0 millioner kroner for 2007 og 2006.

Økningen i godtgjørelse for revisjon og revisjonsrelaterte tjenester fra 2006 til 2007 skyldes hovedsakelig økt aktivitet i forbindelse med fusjonen med Hydro Petroleum.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Utgifter til forskning og utvikling

Utgifter til forskning og utvikling (FoU) utgjorde henholdsvis 1 969 millioner kroner og 1 616 millioner kroner i 2007 og 2006. Utgiftene er delvis finansiert av partnere på StatoilHydro-opererte lisenser. StatoilHydro's andel av utgiftene har blitt kostnadsført i resultatregnskapet.

8. FINANSPOSTER

(i millioner kroner)	2007	2006
Agioeffekter langsiktige finansielle forpliktelser	5 944	3 190
Andre agioeffekter	4 099	1 267
Agioeffekter, netto	10 043	4 457
Mottatt utbytte	523	554
Verdipapirgevinst/-tap	-723	646
Renter verdipapirer	338	612
Renter langsiktige finansielle fordringer	197	204
Renter og andre finansinntekter kortsiktige finansielle eiendeler	1 970	1 659
Renter og andre finansinntekter	2 305	3 675
Balanseførte renter	2 680	3 255
Rentekostnader fjerningsforpliktelse	-2 099	-1 304
Renter langsiktig gjeld inkludert finansielle derivater	-1 948	-3 424
Renter og andre finanskostnader finansielle forpliktelser	-1 374	-1 587
Renter og andre finanskostnader	-2 741	-3 060
Netto finansposter	9 607	5 072

Netto gevinst på finansielle eiendeler tilgjengelig for salg som er ført direkte mot egenkapitalen utgjør 1 039 millioner kroner i 2007, sammenlignet med netto tap på 524 millioner kroner i 2006.

9. SKATTER

Resultat før skattekostnad består av

(i millioner kroner)	2007	2006
Norge - sokkel	124 707	151 556
Norge - land	7 331	6 402
Andre land - oppstrøm 1)	13 727	7 038
Andre land - nedstrøm 1)	1 046	6 240
Resultat før skattekostnad	146 811	171 236

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Spesifikasjon av skattekostnad

(i millioner kroner)	2007	2006
Norge - sokkel	98 203	111 095
Norge - land	1 924	1 149
Andre land - oppstrøm 1)	9 928	628
Andre land - nedstrøm 1)	535	5 434
Friinntekt	-4 365	-3 759
Betalbar skatt	106 225	114 547
Norge - sokkel	-555	6 065
Norge - land	373	856
Andre land - oppstrøm 1)	-3 688	-2 669
Andre land - nedstrøm 1)	-185	589
Utsatt skatt	-4 055	4 842
Total skattekostnad	102 170	119 389

1) Inkluderer norsk skatt på aktiviteter i utlandet.

Avstemming mellom norsk nominell skattesats på 28 prosent og effektiv skattesats

(i millioner kroner)	2007	2006
Norge - sokkel	124 707	151 556
Norge - land	7 331	6 402
Andre land - oppstrøm	13 727	7 038
Andre land - nedstrøm	1 046	6 240
Resultat før skattekostnad	146 811	171 236
Beregnet skatt etter nominelle satser:		
Beregnet skatt etter nominell sats (28%) i Norge	41 107	47 946
Særskatt petroleum etter nominell sats (50%) i Norge	62 353	75 357
Skatteeffekt av friinntektsfradrag*	-4 365	-3 759
Andre land oppstrøm (gjennomsnittlig nominell sats)	2 397	1 019
Andre land nedstrøm (gjennomsnittlig nominell sats)	57	-754
Annet	621	-420
Total skattekostnad	102 170	119 389
Effektiv skattesats	69,59%	69,72%

* Resultatet fra olje- og gassvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen skattlegges i henhold til Petroleumsskatteloven. I tillegg til ordinær selskapsbeskatning på 28 prosent fastsettes det en særskatt på 50 prosent etter fradrag for friinntekt. Friinntektsfradraget er på 7,5 prosent per år i fire år fra og med det året investeringen foretas. Per 31. desember 2007 utgjør ikke periodisert friinntekt 17,3 milliarder kroner.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Utsatt skatt eiendel og forpliktelse består av:

(i millioner kroner)	Varelager	Andre kortsiktige poster	Fremførbare skattemessige underskudd	Varige driftsmidler	Lete-kostnader	Fjerningsforpliktelser	Pensjoner	Andre langsiktige poster	Total
Utsatt skatt 31. desember 2006									
Utsatt skatt eiendeler	1 848	4 231	3 670	5 747	0	30 360	5 215	3 683	54 754
Utsatt skatt forpliktelser	0	-8 855	0	-92 835	-16 288	0	0	-8 052	-126 030
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2006	1 848	-4 624	3 670	-87 088	-16 288	30 360	5 215	-4 369	-71 276
Utsatt skatt 31. desember 2007									
Utsatt skatt eiendeler	1 257	4 429	2 888	6 361	0	30 238	10 491	2 477	58 141
Utsatt skatt forpliktelser	0	-7 135	0	-91 474	-17 511	0	0	-8 705	-124 825
Netto eiendel/(forpliktelse)									
31. desember 2007	1 257	-2 706	2 888	-85 113	-17 511	30 238	10 491	-6 228	-66 684

Analyse utsatt skatt gjennom året

	2007	2006
Utsatt skatt forpliktelse 1. januar	71 276	69 300
Innregnet i resultatoppstillingen	-4 055	4 842
Innregnet i egenkapital	175	-2 321
Omregningsdifferanser og annet	-712	-545
Utsatt skatt forpliktelse 31. desember	66 684	71 276

Utsatt skatt eiendeler og forpliktelser motregnes når de relaterer seg til samme skattesystemet og at det foreligger juridisk grunnlag for motregning.

Utsatt skatt eiendeler

Per 31. desember 2007 har StatoilHydro innregnet fremførbare skattemessige underskudd på totalt 2,9 milliarder kroner, i hovedsak i USA og Aserbajdsjan. Det er sannsynlig at skattepliktige overskudd vil oppstå, slik at underskuddene kan komme til anvendelse. Kun en mindre del av fremførbare underskudd utløper før 2019.

Ikke innregnede utsatt skatt eiendeler:

(i millioner kroner)	2007	2006
Skattereduserende midlertidige forskjeller	3 860	3 362
Fremførbare skattemessige underskudd	3 143	2 059

Fremførbare skattemessige underskudd som det ikke er innregnet utsatt skatt eiendeler til i balansen knytter seg i hovedsak til USA og utløper i perioden 2019 til 2025. Ikke innregnede utsatt skatt eiendeler knyttet til de skattereduserende midlertidige forskjellene er i hovedsak knyttet til Angola og vil ikke utløpe under eksisterende skatteregler. Utsatt skatt eiendel er ikke innregnet for disse skatteposisjonene da det ikke finnes sterke nok holdepunkter for å underbygge at fremtidige skattemessige resultater vil medføre at de innvinnes.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

10. RESULTAT PER AKSJE

Ordinært resultat per aksje

Ved beregning av resultat per aksje er vektet gjennomsnittlig antall utestående ordinære aksjer blitt satt til summen av Statoils vektete gjennomsnitt av antall ordinære utestående aksjer og Hydros vektete gjennomsnitt av antall ordinære utestående aksjer multiplisert med antall ordinære Statoil aksjer som Hydros aksjonærer mottok for hver Hydro aksje i forbindelse med fusjonen.

Beregningen av ordinært resultat per aksje for 2007 er basert på 44 096 millioner kroner (2006: 51 117 millioner kroner) i årets resultat og 3 195 866 843 (2006: 3 230 849 707) i vektet gjennomsnitt av ordinære utestående aksjer for morselskapet og beregnet som følger:

	2007	2006
Årets resultat tilordnet aksjeeiere i morselskapet (i millioner kroner)	44 096	51 117
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer (antall aksjer i tusen)		
Antall utestående ordinære aksjer 1. januar	2 166 144	2 189 586
Effekt av egne aksjer	-21 681	-28 557
Effekt av aksjer utstedt ved fusjon med Hydro Petroleum	1 051 404	1 069 822
Vektet gjennomsnittlig antall ordinære utestående aksjer	3 195 867	3 230 850
Resultat per aksje for resultat tilordnet selskapets aksjonærer - ordinært og utvannet (NOK)	13,80	15,82

Konsernet har ikke aksjeprogrammer med vesentlig utvanningseffekt og beregnet utvannet resultat per aksje avrundes til samme beløp som resultat per aksje.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

11. VARIGE DRIFTSMIDLER

(i millioner kroner)	Maskiner, inventar og transportmidler	Prod. anlegg olje og gass, inkl. rørled.	Prod. anlegg på land	Bygninger og tomter	Skip	Anlegg under oppføring	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2005	11 130	428 090	41 816	13 271	546	62 032	556 885
Tilgang og overføringer	678	51 972	947	1 670	2 345	7 735	65 347
Avgang til anskaffelseskost	-510	-3 778	-805	-131	-87	-240	-5 551
Omregningsdifferanse	430	-4 251	-800	149	0	-1 851	-6 323
Anskaffelseskost 31. desember 2006	11 728	472 033	41 158	14 959	2 804	67 676	610 358
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2005	-7 539	-263 975	-23 424	-4 412	-358	-1 784	-301 492
Årets avskrivning	-718	-29 809	-1 831	-1 267	-261	0	-33 886
Årets nedskrivning	0	-5 183	-30	0	0	0	-5 213
Avskrivning på årets tilgang	0	-3 740	0	0	0	0	-3 740
Akkumulerte avskrivninger							
årets avgang	510	3 868	87	54	87	36	4 642
Omregningsdifferanse	-291	1 804	310	-55	0	-274	1 494
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2006	-8 038	-297 035	-24 888	-5 680	-532	-2 022	-338 195
Balansført verdi 31. desember 2006	3 690	174 998	16 270	9 279	2 272	65 654	272 163
Anskaffelseskost 31. desember 2006	11 728	472 033	41 158	14 959	2 804	67 676	610 358
Tilgang og overføringer	1 579	63 879	1 661	1 196	2 174	-15 158	55 331
Avgang til anskaffelseskost	-230	-2 829	-162	-1 161	-160	-23	-4 565
Omregningsdifferanse	-198	-9 869	-1 557	-178	-121	-3 570	-15 493
Anskaffelseskost 31. desember 2007	12 879	523 214	41 100	14 816	4 697	48 925	645 631
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2006	-8 038	-297 035	-24 888	-5 680	-532	-2 022	-338 195
Årets avskrivninger	-889	-33 875	-1 356	-660	-230	0	-37 010
Årets nedskrivning	0	-1 470	-105	0	0	0	-1 575
Akkumulerte avskrivninger							
årets avgang	174	2 820	118	618	158	-16	3 872
Omregningsdifferanse	170	4 425	538	161	28	307	5 629
Akkumulerte av- og nedskrivninger							
31. desember 2007	-8 583	-325 135	-25 693	-5 561	-576	-1 731	-367 279
Balansført verdi 31. desember 2007	4 296	198 079	15 407	9 255	4 121	47 194	278 352
Estimert levetid (år)							
fra anskaffelsestidspunkt	3 - 10	*	15-20	20 - 33	20 - 25		

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Balansførte renteutgifter utgjorde henholdsvis 2,7 milliarder kroner og 3,3 milliarder kroner i 2007 og 2006. I tillegg til avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger som fremgår i tabellen over er immaterielle eiendeler (se note 12) amortisert med henholdsvis 787 millioner kroner og 351 millioner kroner i 2007 og 2006.

Overføring av eiendeler til Varige driftsmidler fra Immaterielle eiendeler utgjorde henholdsvis 3,2 milliarder kroner og 3,3 milliarder kroner i 2007 og 2006.

* Se note 2 vedrørende avskrivninger etter produksjonsenhetsmetoden.

Nedskrivning

Ved vurderingen av om et varig driftsmiddel må nedskrives sammenlignes driftsmiddelets bokførte verdi med gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er vanligvis konsernets estimerte bruksverdi, som beregnes ved bruk av diskonterte kontantstrømmer. De fremtidige forventede kontantstrømmer risikojusteres i forhold til det aktuelle driftsmiddel og neddiskonteres ved bruk av en reell diskonteringsrente på 6,5 prosent etter skatt (2006: 6,5 prosent). Diskonteringsrenten er basert på konsernets gjennomsnittlige kapitalkostnad (WACC) etter skatt.

I 2007 inkluderer regnskapslinjen for avskrivninger, amortisering og nedskrivninger totalt 1,6 milliarder kroner før skatt i nedskrivninger relatert til eiendeler knyttet til Lufeng- feltet i Sørkinahavet, felt i Mexicogulften og Energi og Detaljhandel i Sverige.

I 2006 inkluderer regnskapslinjen for avskrivninger, amortisering og nedskrivninger totalt 5,2 milliarder kroner før skatt i nedskrivninger hovedsakelig relatert til eiendeler knyttet til felt i Mexicogulften (4,9 milliarder før skatt).

12. IMMATERIELLE EIENDELER

(i millioner kroner)	Balansførte undersøkelsesutgifter	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2005	19 742	6 884	26 626
Tilganger gjennom virksomhetssammenslutning	2 719	485	3 204
Andre tilganger	10 216	44	10 260
Avgang til anskaffelseskost	-362	-47	-409
Overføringer immaterielle eiendeler	-3 343	0	-3 343
Nedskrivning av tidligere balansførte undersøkelsesutgifter	-1 447	0	-1 447
Omregningsdifferanse - immaterielle eiendeler	-1 429	-570	-1 999
Anskaffelseskost 31. desember 2006	26 096	6 796	32 892
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2005	0	-1 508	-1 508
Årets av- og nedskrivninger	0	-351	-351
Akkumulerte av- og nedskrivninger årets avgang	0	47	47
Omregningsdifferanse - av og nedskrivninger	0	125	125
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2006	0	-1 687	-1 687
Balansført verdi 31. desember 2006	26 096	5 109	31 205

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

(i millioner kroner)	Balanseførte undersøkelsesutgifter	Andre immaterielle eiendeler	Sum
Anskaffelseskost 31. desember 2006	26 096	6 830	32 926
Andre tilganger	23 237	742	23 979
Avgang til anskaffelseskost	0	-191	-191
Overføringer av immaterielle eiendeler	-3 090	-79	-3 169
Nedskrivning av tidligere balanseførte undersøkelsesutgifter	-2 061	0	-2 061
Reversering av tidligere nedskrivning	134	0	134
Omregningsdifferanse - immaterielle eiendeler	-3 805	-704	-4 509
Anskaffelseskost 31. desember 2007	40 511	6 598	47 109
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2006	0	-1 721	-1 721
Årets av- og nedskrivninger	0	-787	-787
Akkumulerte av- og nedskrivninger årets avgang	0	191	191
Omregningsdifferanse - av og nedskrivninger	0	58	58
Akkumulerte av- og nedskrivninger 31. desember 2007	0	-2 259	-2 259
Balanseført verdi 31. desember 2007	40 511	4 339	44 850

Immaterielle eiendeler har enten begrenset eller udefinert levetid. Immaterielle eiendeler med begrenset levetid avskrives over estimert levetid, som er 10-20 år.

Tilgang immaterielle eiendeler i 2007 på 24 milliarder kroner gjelder hovedsakelig signaturbonuser og andre leterettigheter som er anskaffet i forbindelse med kjøp av eiendeler fra Anadarko Petroleum Corporation og North American Oil Sands Corporation.

Goodwill beløper seg til 3 milliarder kroner og er inkludert i Andre immaterielle eiendeler.

Årets av- og nedskrivninger er inkludert i Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger i konsernresultatregnskapet.

13. SAMMENDRAG AV FINANSIELL INFORMASJON FOR SELSKAPER REGNSKAPSFØRT ETTER EGENKAPITALMETODEN

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Bokført verdi av investeringer etter egenkapitalmetoden	8 421	8 556
Resultat etter skatt for investeringer etter egenkapitalmetoden	609	679

Nedenfor vises en oppstilling over finansiell informasjon for vesentlige tilknyttede foretak og felles kontrollerte virksomheter. StatoilHydros investering i disse foretakene er regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

Investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetode - 100%

(i millioner kroner)	Hjemmehørende	Eiendeler	Gjeld	Inntekter	Årets resultat	Andel
2007						
South Caucasus PHC Ltd	Aserbajdsjan	7 609	334	762	110	25,50%
BTC Pipeline company	Aserbajdsjan	29 593	2 626	6 826	3 173	8,71%
2006						
South Caucasus PHC Ltd	Aserbajdsjan	8 715	513	87	51	25,50%
BTC Pipeline company	Aserbajdsjan	31 600	1 770	2 535	532	8,71%

South Caucasus Pipeline Holding Company Limited er operatør for gassrørledningen fra Baku i Aserbajdsjan til Tyrkia. Rørledningen kom i drift i 2007.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Rørledningsselskapet BTC's aktivitet er knyttet til drift av BTC (Baku-Tbilisi-Ceyhan) rørledningen. Selskapet er organisert som en enhet hvor deltakerne har felles kontroll gjennom avtaleverket. Investeringen er derfor regnskapsført etter egenkapitalmetoden.

14. LANGSIKTIGE FINANSIELLE EIENDELER

Langsiktige finansielle investeringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Investeringer tilgjengelig for salg	3 291	2 262
Sertifikater	605	1 365
Obligasjoner	7 140	5 785
Omsettelige aksjer	4 230	4 600
Sum langsiktige finansielle investeringer, se note 28	15 266	14 012

Alle langsiktige investeringer regnskapsføres til virkelig verdi. Per 31. desember 2007 relaterer 11 975 millioner kroner seg til investeringer knyttet opp til konsernets forsikrings plan, og blir forvaltet som en investeringsportefølje med langsiktig avkastnings som strategi. Disse investeringene blir klassifisert som langsiktige finansielle investeringer med virkelig verdi opsjon anvendt. 41 millioner kroner av Statoil Forsikrings portefølje er brukt som sikring for handel med OTC instrumenter.

Endringer i virkelig verdi på investeringer tilgjengelig for salg bokføres mot annen egenkapital. Endringer i virkelig verdi på sertifikater, obligasjoner og omsettelige aksjer bokføres mot resultatet.

Langsiktige finansielle fordringer

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Rentebærende fordringer	2 784	3 202
Ikke rentebærende fordringer	731	1 139
Sum langsiktige finansielle fordringer, se note 28	3 515	4 341

Per 31. desember 2007 var 934 millioner kroner i rentebærende fordringer knyttet til BTC prosjekt finansieringen, mens 1 086 millioner kroner er tilknyttet Sincor finansieringen. Tilsvarende balanser for 2006 var 1 133 millioner kroner for BTC finansieringen og 1 310 millioner kroner for Sincor finansieringen.

15. VARELAGER

Varelager vurderes til det laveste av kostpris og netto realisasjonsverdi. Lager av råolje, raffinerte produkter og lager som ikke er knyttet til petroleumsaktivitet beregnes basert på først inn, først ut prinsippet (FIFO).

Varelager i balansen ved inngangen til året har i det alt vesentlige blitt kostnadsført i løpet av året, og inngår i regnskapslinjen Varekostnader i resultatregnskapet.

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Råolje	8 097	6 537
Petroleumsprodukter	7 186	6 233
Andre	2 413	2 486
Sum	17 696	15 256

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

16. KUNDEFORDRINGER OG ANDRE FORDRINGER

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Kundefordringer	62 060	57 926
Fordringer felleskontrollerte virksomheter	6 115	4 294
Fordringer tilknyttede selskaper og andre nærstående parter	1 203	139
Sum kortsiktige fordringer og andre fordringer	69 378	62 359

Hoveddelen av kundefordringene forfaller innen 30 dager.

17. KORTSIKTIGE FINANSIELLE INVESTERINGER

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Sertifikater	3 204	825
Andre investeringer	155	207
Sum kortsiktige finansielle investeringer, se note 28	3 359	1 032

Alle kortsiktige finansielle investeringer regnskapsføres til virkelig verdi. Per 31. desember 2007 anses alle balanser å inngå i en handelsportefølje og regnskapsføres til virkelig verdi med urealisert gevinst og tap inkludert i resultatet. Kostprisen for kortsiktige finansielle investeringer var henholdsvis 3 400 og 912 millioner kroner per 31. desember 2007 og 2006.

18. BETALINGSMIDLER

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Bankinnskudd	3 837	2 764
Tidsinnskudd med en kortere gjenværende løpetid enn tre måneder	14 427	4 754
Sum betalingsmidler, se note 28	18 264	7 518

Kassekreditt og trekkfasiliteter er inkludert i andre kortsiktige finansielle forpliktelser i note 20.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

19. EGENKAPITAL

(i millioner kroner, unntatt aksjedata)	Antall utstedte aksjer	Aksje kapital	Egne aksjer	Annen innskutt egenkapital	Annen egenkapital vedrørende egne aksjer	Opptjent egenkapital	Andre fond			Statoll-Hydro aksjonærers egenkapital	Minori tets- interesser	Sum
							Finansielle eiendeler til- gjengelig for salg	Omregnings- differ- ranser				
1. januar 2006	3 232 247 836	8 081	-60	44 623	- 96	101 518	727	0	154 793	1 592	156 385	
Årsresultat						51 117			51 117	730	51 847	
Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapital						-958	-277	-3 817	-5 052		-5 052	
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											46 795	
Utbytte						-17 756			-17 756		-17 756	
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										-748	-748	
Nedsettelse av aksjekapital	-23 441 885	-59	59						0		0	
Aksjebaserte betalinger ført mot egenkapital				61					61		61	
Endring egne aksjer			-53		-3 509				-3 562		-3 562	
Fusjonsrelaterte justeringer bestående av endringer i fusjonsbalansen med Norsk Hydro ASA						-11 768			-11 768		-11 768	
31. desember 2006	3 208 805 951	8 022	-54	44 684	-3 605	122 153	450	-3 817	167 833	1 574	169 407	
Årsresultat						44 096			44 096	545	44 641	
Inntekter og kostnader ført direkte mot egenkapital						211	614	-9 858	-9 033		-9 033	
Sum innregnede inntekter og kostnader i perioden*											35 608	
Utbytte						-25 694			-25 694		-25 694	
Kontantutbetalinger (til) fra minoritetsaksjonærer										-327	-327	
Gjennomføring av sletting, se informasjon nedenfor	-20 158 848	-50	50	-3 426	3 426				0		0	
Aksjebaserte betalinger gjort opp i egenkapital				112					112		112	
Endring egne aksjer (netto av fordelte aksjer)			-2		-180				-182		-182	
Fusjonsrelaterte justeringer						143			143		143	
31. desember 2007	3 188 647 103	7 972	-6	41 370	-359	140 909	1 064	-13 675	177 275	1 792	179 067	

* For detaljert informasjon, se Konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Se note 3 for informasjon vedrørende endringer i egenkapital relatert til fusjonen med Hydro Petroleum. Fusjonsrelaterte justeringer i 2006 består av endringer i Fusjonsfordring med Norsk Hydro ASA.

I 2001 ble det utstedt 25 000 000 egne aksjer. I løpet av 2002 og 2003 ble 1 558 115 av egne aksjer utstedt som bonusaksjer til investorene i tilbudet til allmennheten ved børsnoteringen i 2001. Den 10. mai 2006 ble det i den årlige ordinære generalforsamlingen vedtatt å nedsette selskapets aksjekapital med totalt 58 604 712,50 kroner gjennom sletting av de resterende egne aksjer.

Den årlige ordinære generalforsamlingen i 2006 ga styret fullmakt til tilbakekjøp av egne aksjer for påfølgende sletting. Ifølge avtale med den norske stat vil en proporsjonal andel av statens aksjer senere innløses og slettes, slik at statens eierandel forblir uforandret. Både de kjøpte aksjene og forpliktelsen til innløsning har vært inkludert i egne aksjer helt siden egne aksjer ble kjøpt i det åpne marked i henhold til fullmakten. Den 5. juli 2007 vedtok den ekstraordinære generalforsamlingen å nedsette selskapets aksjekapital med 50 397 120 kroner gjennom sletting av 5 867 000 egne aksjer, og innløsning og sletting av 14 291 848 av den norske stats aksjer. Staten, representert ved Olje- og energidepartementet mottok en utbetaling på 2 441 899 894 kroner for aksjene. Beløpet tilsvarte den gjennomsnittlige volumvektede prisen for de egne aksjer kjøpt i markedet med et tillegg for renter. Per 31. desember 2007 hadde den norske stat en eierandel i StatoilHydro på 65 prosent. Den norske stat er definert som nærstående part, se note 26.

Etter slettingen utgjorde StatoilHydros aksjekapital 7 971 617 757,50 kroner bestående av 3 188 647 103 aksjer pålydende 2,50 kroner.

Styret har fullmakt til på vegne av selskapet å erverve egne aksjer i markedet. Fullmakten kan benyttes til å erverve egne aksjer med en samlet pålydende verdi på inntil 15 millioner kroner. Styret avgjør på hvilken måte erverv av StatoilHydro-aksjer skal skje. Slike aksjer ervervet i henhold til fullmakten kan kun benyttes til salg og overdragelse til ansatte i StatoilHydro-konsernet som ledd i konsernets aksjespareprogram godkjent av styret. Laveste beløp som kan betales per aksje er 50 kroner, høyeste beløp som kan betales per aksje er 500 kroner. Fullmakten gjelder til neste ordinære generalforsamling.

I løpet av 2007 har StatoilHydro ervervet 1 272 790 egne aksjer for 217 millioner kroner. Per 31. desember har StatoilHydro 2 195 213 egne aksjer som alle er relatert til konsernets aksjesparingsprogram.

StatoilHydro ASA har én aksjeklasse og alle aksjer har stemmerett. Aksjeeiere har rett på å motta det til en hver tid foreslåtte utbytte og har en stemmerett per aksje ved selskapets generalforsamling.

Foreslått og betalt utbytte per aksje var 9,12 kroner og 8,20 kroner i henholdsvis 2007 og 2006 for tidligere Statoil ASA. I tillegg, i henhold til vilkårene i fusjonsplanen, ble Hydro Petroleum belastet for utbyttet på 6,1 milliarder kroner betalt av Norsk Hydro ASA til sine aksjonærer i 2007. Utbytte betalinger ført mot StatoilHydros egenkapital vedrører både utbetalinger fra tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum. Styret foreslår for generalforsamlingen i mai 2008 et utbytte for 2007 på 8,50 kroner per aksje, tilsvarende en total utbytteutbetaling på 27,1 milliarder kroner. Foreslått utbytte er ikke innregnet som en forpliktelse i finansregnskapet.

Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte utgjør 137 638 millioner kroner per 31. desember 2007 (før avsetninger for foreslått utbytte på 27 085 millioner kroner for 2007). Opptjent egenkapital som kan utdeles som utbytte er basert på norske regnskapsstandarder og rettsregler, og er begrenset til opptjent egenkapital i morselskapet. Dette avviker fra konsernets opptjente egenkapital på 140 909 millioner kroner. Utdeling av utbytte er ikke tillatt i den utstrekning det bringer morselskapets egenkapital under 10 prosent av totale eiendeler.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

20. FINANSIELLE FORPLIKTELSER

Langsiktige finansielle forpliktelser

	Vektet gjennomsnittlig rentesats 1%		Balanse i millioner kroner 31. desember	
	2007	2006	2007	2006
Finansielle forpliktelser til amortisert kost				
Obligasjonslån				
Amerikanske dollar (USD)	7,00	7,07	17 418	20 348
Norske kroner (NOK)	6,21	4,00	500	500
Euro (EUR)	5,62	5,52	5 316	6 802
Japanske yen (JPY)	1,50	1,08	869	1 470
Britiske pund (GBP)	6,13	6,13	2 429	2 780
Sum			26 532	31 901
Usikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	5,09	5,25	2 530	1 288
Sikrede banklån				
Amerikanske dollar (USD)	7,45	7,29	2 683	3 335
Andre valutaer	6,57	4,60	80	333
Finansiell leasingforpliktelse			4 011	2 764
Annen gjeld			38	217
Sum			9 342	7 937
Finansielle forpliktelser til amortisert kost, justert for virkelig verdi av sikret risiko				
Obligasjonslån med sikringsbokføring				
Amerikanske dollar (USD)	6,29	6,29	7 845	8 708
Euro (EUR)	5,13	5,13	1 627	1 712
Sveitsiske franc (CHF)	4,01	4,01	982	1 065
Japanske yen (JPY)	0,47	0,47	241	260
Sum			10 695	11 745
Sum rentebærende finansielle forpliktelser			46 569	51 583
Fratrukket kortsiktig andel			2 196	2 367
Sum langsiktige finansielle forpliktelser			44 373	49 215

Tabellen ovenfor viser amortisert kost justert for virkelig verdi av sikret risiko av lån per valuta for obligasjoner som kvalifiserer for sikringsbokføring. Tabellen reflekterer derfor ikke den økonomiske effekten av valutabytteavtaler for forskjellige valutaer til USD. Se note 28 for ytterligere informasjon.

Vektet gjennomsnittlig rentesats er beregnet for lån per valuta, og reflekterer ikke valutabytteavtaler.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Detaljer for de største obligasjonslånene:

Obligasjoner	Fast rente	Forfall (år)	I millioner kroner 31. desember	
			2007	2006
USD 500 millioner	6,500%	2028	2 675	3 091
USD 500 millioner	5,125%	2014	2 704	3 125
USD 480 millioner	7,250%	2027	2 600	3 014
USD 375 millioner	5,750%	2009	2 026	2 339*
USD 300 millioner	7,750%	2023	1 623	1 882
USD 300 millioner	6,360%	2009	1 623	1 882
EUR 500 millioner	5,125%	2011	3 961	4 092
EUR 300 millioner	6,250%	2010	2 388	2 479
GBP 225 millioner	6,125%	2028	2 432	2 760

* Netto etter tilbakekjøp henholdsvis 1 765 millioner kroner og 2 035 millioner kroner i 2007 og 2006.

Valutabytteavtaler brukes for styring av risiko. Av obligasjonslånene er 25 263 millioner kroner utstedt i USD og 11 964 millioner kroner er byttet til USD. Ingen av valutabytteavtalene som brukes for økonomisk sikring er gjenstand for regnskapsmessig sikring. Rentebytteavtaler brukes for styring av renterisiko på obligasjonslån med fast rente. Som et resultat av dette er totalporteføljen byttet fra fast til flytende rente. Finansielle derivater er ikke klassifisert som rentebærende finansielle forpliktelser, og er derfor ikke inkludert i tabellen ovenfor. Se note 27 og 28 for ytterligere informasjon.

Stort sett samtlige obligasjonslån og usikrede banklån inneholder bestemmelser som begrenser pantsettelse av eiendeler for å sikre fremtidige låneopptak, med mindre eksisterende obligasjonsinnehavere og långivere samtidig gis en tilsvarende status.

Konsernets sikrede banklån i USD er sikret ved en garanti-forpliktelse på 45 millioner USD i tillegg til pant i aksjer i et datterselskap og andre investeringer med en samlet bokført verdi på 2 294 millioner kroner, et bankinnskudd med en bokført verdi på 2 020 millioner kroner, samt konsernets andel av inntekter fra visse prosjekter.

Konsernet har utestående totalt 31 obligasjonslån, der avtalene inneholder bestemmelser som gir konsernet rett til å tilbakekjøpe gjelden til pålydende, eller til en forhåndsavtalt kurs, hvis det blir foretatt endringer i norsk skattelovgivning. Netto etter tilbakekjøp utgjør lånene 34 956 millioner kroner til oppgjørskurs per 31. desember 2007

Konsernet har inngått avtale med ett banksyndikat for bindende langsiktig løpende kreditt på i alt USD 2,0 milliard. Ingen del av kreditten var benyttet per 31. desember 2007. Beredskapsprovisjonen er 0,0575 prosent per år.

Tilbakebetalingsprofil for langsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
1-3 år	8 097	8 131
3-5 år	9 337	7 766
Etter 5 år	26 939	33 319
Sum tilbakebetaling av langsiktige finansielle forpliktelser	44 373	49 215

	31. desember	
Langsiktige finansielle forpliktelser	2007	2006
Langsiktige finansielle forpliktelser (i millioner kroner)	44 373	49 215
Vektet gjennomsnittlig tilbakebetalingstid (år)	10	11
Vektet gjennomsnittlig rentesats	6,11%	6,23%

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Kortsiktige finansielle forpliktelser

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Finansielle forpliktelser til amortisert kost		
Banklån og kassekreditt	1 100	596
Kortsiktig andel av langsiktige finansielle forpliktelser	1 919	2 176
Første års avdrag finansiell leasingforpliktelse	277	191
Annet	2 870	2 594
Sum kortsiktige finansielle rentebærende forpliktelser	6 166	5 557
Vektet gjennomsnittlig rentesats	5,56%	4,85%

Per 31. desember 2007 og 2006 hadde konsernet ingen kommitterte kortsiktige kreditt-fasiliteter tilgjengelige eller benyttet.

21. PENSJONSORDNINGER FOR ANSATTE

Norske selskaper som inngår i konsernet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenestepensjon. StatoilHydros pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

De ansatte i StatoilHydro ASA og mange av datterselskapene er dekket av pensjonsordninger som gir rett til definerte fremtidige ytelser (ytelsesplaner). Pensjonsytelsene er vanligvis avhengig av opptjeningstid og lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder. Kostnadene ved ytelsesplaner innregnes over perioden de ansatte er i arbeid og opparbeider seg rett til pensjonsytelsene (opptjeningstiden). Forpliktelsene i ytelsesplanene er beregnet av uavhengige aktuarer.

Noen av selskapene i konsernet har tilskuddsplaner. Årets innskudd innregnes som pensjonskostnad i resultatregnskapet. StatoilHydro har i tillegg inngått avtale om avtalefestet førtidspensjon (AFP), som er en felles ytelsesplan for mange arbeidsgivere (flerforetaksordning). Administrator for AFP-ordningen kan ikke beregne konsernets andel av eiendeler og forpliktelser i denne ytelsesplanen. Derfor er pensjonskostnad knyttet til planen regnskapsført som en tilskuddsplan.

Pensjonsforpliktelsene knyttet til ytelsesplanene er beregnet per 31. desember 2007 og 31. desember 2006. Nåverdien av bruttoforpliktelsen, årets pensjonsopptjening og kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening er beregnet basert på en lineær opptjeningsmodell. Forventningene til gjennomsnittlig lønnsøkning, pensjonsregulering og regulering av folketrygdens grunnbeløp er underbygget med historiske tall. Diskonteringsrenten på fem prosent per 31. desember 2007 er basert på norske langsiktige statsobligasjoner projisert til en 30-års rente som tilsvarer gjennomsnittlig forfallstid for opptjente forpliktelser.

Norske statsobligasjoner strekker seg ikke utover 10 år. StatoilHydro mener det er mest korrekt å beregne en langsiktig rente (utover 10 år) ved å ekstrapolere 10-årsrenten til en 30-års rente basert på rentekurven til europeiske og amerikanske renter (likt vektet). Dette er land med tilsvarende markedstrender og rentenivå som Norge.

Norsk RegnskapsStiftelse (NRS) utgir retningslinjer vedrørende fastsettelse av pensjonsforutsetninger i NRS(V) Pensjonsforutsetninger. I henhold til retningslinjene fra NRS skal diskonteringsrente på 4,5 prosent benyttes per 31. desember 2007, basert på ekstrapolering av renten på norske statsobligasjoner med en rentekurve basert på norsk rentebytteavtale. Dette medfører en fallende rentekurve på lang sikt. StatoilHydro mener at over tid vil en norsk rentekurve være tilnærmet lik en internasjonal rentekurve, og ekstrapolering basert på rentekurvene i Europa og USA har derfor vært selskapets beste estimat. Estimeringsmetoden er konsistent med hva som er anvendt i tidligere perioder og innebærer at tilfeldige svingninger fra et år til et annet unngås.

Estimatavvik innregnes direkte i egenkapitalen i den periode de oppstår og presenteres i konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader.

Arbeidsgiveravgift er beregnet på grunnlag av pensjonsplanenes netto underfinansiering. Beregnet arbeidsgiveravgift inkluderes i brutto pensjonsforpliktelse.

StatoilHydro har mer enn en ytelsesplan. Noteinformasjon er gitt samlet for alle planer, da planene ikke har vesentlige risikoforskjeller. Planer utenfor Norge er ubetydelige og er derfor ikke opplyst om særskilt.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Netto pensjonskostnader

(i millioner kroner)	2007	2006
Nåverdi av årets opptjening	2 611	2 065
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	1 713	1 421
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-1 829	-1 407
Amortisering av kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening	2 075	0
Gevinst/tap ved avkorting og oppgjør	-1 641	0
Netto pensjonskostnader på ytelsesplaner	2 929	2 079
Tilskuddsplaner	160	155
Flerforetaksplaner	42	47
Sluttvederlag	8 633	49
Sum netto pensjonskostnader	11 764	2 330

Pensjonskostnader inkluderer arbeidsgiveravgift.

Som et ledd i harmoniseringen av pensjonsplaner for ansatte i tidligere Hydro og tidligere Statoil har StatoilHydro gjort endringer i eksisterende ytelsesplaner. Opptjente rettigheter knyttet til endringene utgjør 2,1 milliarder kroner, som er innregnet som kostnad i resultatregnskapet i 2007 som tidligere perioders pensjonsopptjening.

StatoilHydro ASA har tilbudt tidligpensjon (sluttvederlag) til ansatte over 58 år (betinget gitte vilkår). Kostnaden inngår i Andre kostnader og Salgs- og administrasjonskostnader med henholdsvis 5,6 milliarder kroner og 3,0 milliarder kroner. Som omtalt i note 25 har StatoilHydro kunngjort at en forholdsmessig andel av kostnadene vil bli viderebelastet partnere på StatoilHydro opererte lisenser. Som en følge av besluttet tidligpensjon er StatoilHydros forpliktelser knyttet til ordinær førtidspensjon (Avtalefestet pensjon) redusert. Effekten av denne avkortingen er innregnet som inntekt i resultatregnskapet for 2007.

Ordinære pensjonskostnader inngår i Andre kostnader eller Salgs- og administrasjonskostnader avhengig av kostnadsfunksjon. Deler av kostnadene er viderebelastet partnere på StatoilHydro-opererte lisenser.

For informasjon om pensjonsytelser til nøkkelpersoner i ledelsen viser vi til note 26.

Endring i brutto pensjonsforpliktelse (PBO)

(i millioner kroner)	2007	2006
Brutto pensjonsforpliktelse 1. januar	40 185	33 083
Nåverdi av årets opptjening	2 611	2 065
Rentekostnad på pensjonsforpliktelsen	1 713	1 421
Estimatavvik	198	4 169
Kostnad ved tidligere perioders pensjonsopptjening	2 075	0
Utbetalte ytelser fra ordningene	-605	-481
Avkortinger	-1 641	0
Sluttvederlag	8 633	0
Innløste forpliktelser	-329	-63
Omregningsdifferanse	-49	-6
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	52 791	40 188

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Endring i pensjonsmidler

(i millioner kroner)	2007	2006
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 1. januar	30 110	25 624
Avkastning på pensjonsmidlene	1 829	1 407
Estimatavvik	-236	1 139
Innbetalt av selskapet (inklusive arbeidgiveravgift)	3 777	2 301
Utbetalte ytelser fra ordningene	-338	-331
Salg av virksomhet	11	-34
Omregningsdifferanse	5	4
Virkelig verdi av pensjonsmidlene 31. desember	35 158	30 110

Endring i netto pensjonsforpliktelser

(i millioner kroner)	2007	2006
Netto pensjonsforpliktelse 1. januar	-10 078	-7 459
Årets pensjonskostnad	-2 929	-2 079
Estimatavvik innregnet i konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader	-434	-3 030
Innbetalt av selskapet/utbetalte ytelser fra ordningene	4 047	2 451
Innløste forpliktelser	340	29
Omregningsdifferanse	54	10
Sluttvederlag	-8 633	0
Netto pensjonsforpliktelse 31. desember	-17 633	-10 078

Over-/ (underfinansiering) per 31. desember

(i millioner kroner)	2007	2006
Over-/ (underfinansiering) per 31. desember	-17 633	-10 078
Spesifikasjon:		
Eiendeler innregnet som pensjonsmidler	1 622	1 113
Forpliktelser innregnet som langsiktige pensjonsforpliktelser	-19 092	-11 028
Forpliktelser innregnet som kortsiktige forpliktelser	-163	-163

Den ytelsesbaserte pensjonforpliktelsen kan fordeles som følger

(i millioner kroner)	2007	2006
Sikrede pensjonsplaner	-33 278	-29 649
Usikrede pensjonsplaner	-19 513	-10 539
Brutto pensjonsforpliktelse 31. desember	-52 791	-40 188

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Akkumulert estimatavvik innregnet i egenkapital

(i millioner kroner)	2007	2006
Akkumulert estimatavvik 1. januar	0	0
Årets estimatavvik på pensjonmidlene	-272	-1 139
Årets estimatavvik på pensjonsforpliktetser	198	4 169
Innregnet i konsernoppstilling over innregnede inntekter og kostnader	74	-3 030
Akkumulert estimatavvik 31. desember	0	0

Faktisk avkastning på pensjonsmidlene

(i millioner kroner)	2007	2006
Faktisk avkastning på pensjonsmidlene	1 593	2 546

Historisk oversikt over estimatavvik

	2007	2006
Estimatavvik på pensjonsmidlene (i millioner kroner)	272	1 139
I prosent av pensjonsmidler ved årets begynnelse	0,90%	4,45%
Estimatavvik på pensjonsforpliktetser (i millioner kroner)	-198	-4 169
I prosent av pensjonsforpliktelse ved årets begynnelse	-0,49%	-12,60%
Totalt estimatavvik (i millioner kroner)	74	-3 030
I prosent av nåverdien av pensjonsforpliktelse ved årets begynnelse	0,25%	-9,16%

Akkumulert effekt av estimatavvik innregnet som andre endringer i egenkapital utgjør 4,2 milliarder kroner etter skatt (negativ effekt på egenkapitalen).

Økonomiske forutsetninger for resultatelementer (i prosent)	2007	2006
Diskonteringsrente	4,50	4,25
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	5,75	5,75
Forventet lønnsvekst	4,25	3,00
Forventet vekst i løpende pensjoner	2,75	2,50
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	4,00	2,75
Forventet inflasjon	2,25	2,25

Økonomiske forutsetninger ved årets utgang for balanselementer (i prosent)	2007	2006
Diskonteringsrente	5,00	4,50
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	6,25	5,75
Forventet lønnsvekst	4,50	4,25
Forventet vekst i løpende pensjoner	3,25	2,75
Forventet regulering av folketrygdens Grunnbeløp	4,25	4,00
Forventet inflasjon	2,25	2,25

Gjennomsnittlig gjenværende opptjeningstid i antall år	15	15
--	----	----

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Forutsetningene presentert over gjelder konsernselskaper i Norge som er del i StatoilHydros pensjonskasse. Andre datterselskaper har også ytelsesplaner, men disse utgjør uvesentlige beløp for konsernet.

Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2007 var på henholdsvis 4,0 prosent, 1,5 prosent, 1,3 prosent, 0,5 prosent og 0,0 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år. Forventet sannsynlighet for frivillig avgang 31. desember 2006 var på henholdsvis 5,0 prosent, 1,3 prosent, 1,2 prosent, 0,5 prosent og 0,0 prosent i kategoriene ansatte under 30 år, 30 til 39 år, 40 til 49 år, 50 til 59 år og 60 til 67 år.

Forventet uttak av AFP (Avtalefestet pensjon) er 50 prosent for arbeidstakere på 62 år og 30 prosent for arbeidstakere fra 63 år og oppover.

For ansatte i Norge er dødelighetstabellen K 2005 benyttet som beste estimat. Uførlighetstabellen, KU, utviklet av forsikringselskapet Storebrand, tilsvarende risiko for uførlighet for ansatte i StatoilHydro.

Nedenfor presenteres et utvalg demografiske faktorer slik de er lagt til grunn 31. desember 2007. Tabellen viser sannsynligheten for at en ansatt i en gitt aldersgruppe skal bli utsatt for uførlighet eller død i det kommende år, samt forventet levetid.

Alder	Uføre (i prosent)		Dødelighet (i prosent)		Forventet levetid	
	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner	Menn	Kvinner
20	0,12	0,15	-	-	80,51	84,35
40	0,21	0,35	0,07	0,04	80,83	84,60
60	1,48	1,94	0,63	0,36	82,27	85,51
80	N/A	N/A	5,91	3,90	87,97	89,74

Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser estimater for effektene av endringer i vesentlige forutsetninger som inngår i beregning av ytelsesplanene. Estimaten er basert på relevante forhold per 31. desember 2007. Faktiske tall kan avvike vesentlig fra disse estimatene.

(i millioner kroner)	Diskonteringsrente		Forventet lønnsvekst		Forventet regulering av folketrygdens grunnbeløp		Forventet vekst i løpende pensjoner	
	1%	-1%	1%	-1%	1%	-1%	1%	-1%
Endring i								
Pensjonsforpliktelse	-8 295	11 001	6 339	-5 156	-2 251	2 307	6 622	(5 444)
Nåverdi av årets opptjening	-495	633	869	-682	-303	314	665	(545)

Pensjonsmidler

Virkelig verdi av pensjonsmidlene i ytelsesplanene er målt 31. desember 2007 og 31. desember 2006. Den langsiktige avkastningsraten på pensjonsmidlene tar utgangspunkt i en tilsvarende langsiktig risikofri avkastningsrate med justering for en risikopremie basert på midlenes faktiske investeringsprofil.

Pensjonsfondets målsetning er å oppnå en langsiktig avkastning som bidrar til å dekke fremtidige pensjonsforpliktelser. Midlene forvaltes med ønske om å oppnå så høy avkastning som mulig, basert på prinsipper om forsvarlig risikostyring og i overensstemmelse med offentlig regelverk. Fondets avkastningsmål innebærer at det er nødvendig å investere i eiendeler med risiko. Risikoen reduseres gjennom å opprettholde en diversifisert portefølje. Diversifisering oppnås både gjennom forskjellige typer investeringer og gjennom å spre investeringene på lokasjoner. Derivater benyttes kun innen gitte rammer for å effektivisere forvaltningen av pensjonsmidlene.

Fordeling av pensjonsmidlene på ulike investeringsklasser

(i prosent)	2007	2006
Egenkapitalinstrumenter	50,50	36,00
Obligasjoner	31,90	44,00
Pengemarkedsplasseringer	8,60	11,00
Eiendom	6,90	5,00
Andre eiendeler	2,10	4,00
Sum	100,00	100,00

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Eiendommer eiet av StatoilHydros pensjonskasse utgjør 1,1 milliarder per 31. desember 2007 og disse blir leid ut til selskap i StatoilHydro konsernet.

StatoilHydros pensjonskasse investerer både i finansielle eiendeler og i eiendom. Forventet avkastning på eiendomsinvesteringer forventes å ligge mellom avkastningen på egenkapitalinstrumenter og avkastningen på obligasjoner. Tabellen nedenfor viser porteføljevækt og avkastningsforventning for finansporteføljen i 2008, godkjent av styret i StatoilHydros pensjonskasse.

Finansportefølge StatoilHydros pensjonskasser

(Alle tall i prosent)		Porteføljevækt 1)	Avkastningsforventning
Egenkapitalinstrumenter	35,1	(+/- 5)	X + 4
Obligasjoner	55,4	(+/- 5)	X
Pengemarkedsplasseringer	9,5	(+15/-0,5)	X - 0,4
Sum finansportefølge	100,0		

1) Parentesene angir rammene for Statoil Kapitalforvaltning ASAs (forvalters) taktiske avvik i prosentpoeng.

X = Langsiktig avkastning på obligasjoner.

Pensjonspremie fra selskapet er hovedsaklig knyttet til ansatte i Norge. Premien kan enten betales kontant eller trekkes fra pensjonspremiefond. Pensjonspremiefondet utgjorde 7,3 milliarder kroner per 31. desember 2007. Avgjørelsen om premien skal betales kontant eller trekkes fra premiefondet tas årlig. Kontant betaling fra selskapet i 2007 utgjorde 3,4 milliarder kroner (eksklusive arbeidsgiveravgift). Av dette var 1,0 milliarder kroner frivillig innbetaling til premiefondet.

Forventet innbetaling fra selskapet for kommende år er 2,2 milliarder kroner.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

22. AVSETNINGER FOR NEDSTENGNINGS- OG FJERNINGSFORPLIKTELSE OG ANDRE AVSETNINGER

(i millioner kroner)	
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 1. januar 2006	30 570
Tilgang nye forpliktelser/estimatendringer	12 082
Faktisk fjerning	-438
Reversering av ubenyttede avsetninger	0
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	-3 372
Avgang	-127
Rentekostnad på forpliktelser	1 304
Omregningsdifferanse	-107
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 31. desember 2006	39 912
Kortsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	616
Spesifikasjon av Andre avsetninger i balansen per 31. desember 2006	
Langsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	39 296
Andre forpliktelser	2 877
Langsiktige avsetninger	42 173
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 1. januar 2007	39 912
Tilgang nye forpliktelser/estimatendringer	-1 644
Faktisk fjerning	-636
Reversering av ubenyttede avsetninger	0
Effekt av endring i diskonteringsfaktor	443
Avgang	-120
Rentekostnad på forpliktelser	2 099
Omregningsdifferanse	-473
Avsetninger for nedstengnings- og fjerningsforpliktelser 31. desember 2007	39 581
Kortsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	575
Spesifikasjon av Andre avsetninger i balansen per 31. desember 2007	
Langsiktig andel av nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	39 006
Andre forpliktelser	4 839
Langsiktige avsetninger	43 845

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Den største delen av utgiftene knyttet til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser forventes å komme til utbetaling i perioden mellom 2015 og 2025, og kun en mindre del av utgiftene forventes å utbetales i løpet av de neste fem årene. Tidspunkt for utbetaling avhenger primært av tidspunkt for nedstengning av produksjonen ved det enkelte anlegg. For ytterligere informasjon vedrørende anvendte metoder og påkrevde estimater, se note 2.

Forpliktelser knyttet til miljøtiltak og opprydding knyttet til olje- og gassproduserende eiendeler er inkludert i nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

23. LEVERANDØRGJELD OG ANNEN KORTSIKTIG GJELD

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Leverandørgjeld	-21 776	-16 122
Andre forpliktelser og påløpte kostnader	-29 918	-31 921
Leverandørgjeld tilknyttede selskaper og andre nærstående parter	-12 930	-7 552
Sum	-64 624	-55 595

Andre forpliktelser og påløpte kostnader inkluderer avsetninger knyttet til enkelte tvister og rettsaker som er nærmere omtalt i note 25, Andre forpliktelser.

24. LEIEAVTALER

StatoilHydro leier visse eiendeler, i hovedsak skip og borerigger.

StatoilHydro har inngått operasjonelle leieavtaler for et antall rigger per 31. desember 2007. Gjenværende kontraktperiode for de vesentlige kontraktene varierer fra 3 måneder til 8 år. Enkelte av kontraktene inneholder opsjoner på forlengelse. Leieavtaler for rigger er i de fleste tilfeller basert på faste dagrater. StatoilHydro's leieavtaler har delvis blitt inngått for å sikre riggekapasitet for sanksjonerte prosjekter og planlagte brønner, og delvis for å sikre langsiktig strategisk kapasitet til fremtidig lete- og produksjonsboring. Noen av riggene har blitt fremleiet for hele eller deler av leieperioden hovedsakelig til StatoilHydro opererte lisenser på den norske kontinentalsokkelen. Disse leieavtalene er vist brutto under operasjonelle leieavtaler i tabellen under. For leieavtaler der lisensen er leietaker inkluderes kun StatoilHydros ideelle andel av riggleien.

Som deltaker i "Snøhvit Seller's group" har StatoilHydro inngått leieavtaler for tre LNG skip på vegne av StatoilHydro og SDØE. StatoilHydro innregner disse avtalene som finansielle leieavtaler i balansen for den samlede StatoilHydro og SDØE andelen, mens videreleie til SDØE behandles som en operasjonell fremleie. De finansielle leieavtalene reflekterer en fast leieperiode på 20 år. I tillegg har StatoilHydro opsjon på å utvide leieperioden i to perioder, hver på fem år.

I 2007 utgjorde brutto leiekostnad 7 168 millioner kroner hvorav betalinger for minsteleie utgjorde 7 111 millioner kroner og innbetalinger fra fremleie utgjorde 1 484 millioner kroner. I 2006 utgjorde brutto leiekostnad 5 853 millioner kroner og innbetalinger fra fremleie utgjorde 1 002 millioner kroner.

Tabellen under viser minsteleie under uoppsigelige leieavtaler per 31. desember 2007. I tillegg har StatoilHydro inngått delvis motsvarende fremleieavtaler som innebærer fremtidige leieinntekter på 5 941 millioner kroner.

Beløp knyttet til finansielle leieavtaler omfatter fremtidige betalinger for minsteleie for balanseførte eiendeler ved utgangen av regnskapsåret 31. desember 2007.

(i millioner kroner)	Operasjonelle leieavtaler	Finansielle leieavtaler		
		Minsteleie	Renter	Avdrag
2008	10 892	435	15	420
2009	12 442	429	29	400
2010	10 012	401	44	357
2011	7 822	417	57	360
2012	5 344	408	59	349
Deretter	7 844	3 649	1 525	2 124
Sum fremtidig minsteleie	54 356	5 739	1 729	4 010

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Varige driftsmidler inkluderer følgende beløp for leieavtaler som er balanseført per 31. desember 2007 og 2006:

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Skip og annet utstyr	5 503	3 227
Akkumulerte avskrivninger	-836	-348
Sum balanseført verdi	4 667	2 879

25. ANDRE FORPLIKTELSER

Kontraktsmessige forpliktelser

(i millioner kroner)	2008	2009	Deretter	Total
Forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler:				
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til pågående utbyggingsprosjekter	10 220	6 306	6 762	23 288
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til investeringer og varige driftsmidler	1 819	1 106	171	3 096
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til anskaffelse av immaterielle eiendeler	450	25	14	489
Sum forpliktelser knyttet til felleskontrollerte eiendeler	12 489	7 437	6 947	26 873
Øvrige forpliktelser:				
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til pågående utbyggingsprosjekter	700	92	0	792
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til investeringer og varige driftsmidler	26	26	81	133
Kontraktsmessige forpliktelser knyttet til anskaffelse av immaterielle eiendeler	6	6	0	12
Sum øvrige forpliktelser	732	124	81	937
Sum	13 221	7 561	7 028	27 810

Disse kontraktsmessige forpliktelsene består i hovedsak av konstruksjon og kjøp av varige driftsmidler.

StatoilHydro har inngått avtaler om rørledningstransport for størsteparten av konsernets kontraktsfestede fremtidige gassalg. Disse avtalene gir rett til transport av gassproduksjonen, men medfører også en plikt til å betale for bestilt kapasitet. I tillegg har konsernet inngått forpliktelser knyttet til andre former for transportkapasitet, samt til terminal-, prosesserings-, lagrings- og inngangskapasitet. Tabellen under gir en oversikt over nominelle minimumsforpliktelser fordelt på fremtidige år. Tilsvarende kostnader for årene 2007 og 2006 var henholdsvis 8 900 og 8 519 millioner kroner.

StatoilHydro har også inngått en del generelle eller feltspesifikke langsiktige rammeavtaler knyttet i hovedsak til tilgang på laste- og transportkapasitet for råolje. De vesentligste kontraktene løper tilsvarende forventet levetid av respektive felt. Slike kontrakter er ikke inkludert i tabellen nedenfor med mindre de inneholder spesifikke minimumsforpliktelser.

Konsernets forpliktelser overfor tilknyttede selskaper som bokføres etter egenkapitalmetoden er vist brutto i tabellen. Der konsernet reflekterer både eierinteresser og transportforpliktelser knyttet til samme rørledningssystem i konsernregnskapet, viser imidlertid beløpene i tabellen netto betalingsforpliktelser for StatoilHydro.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Transportkapasitets- og øvrige forpliktelser 31. desember 2007:

(i millioner kroner)	
2008	8 500
2009	6 908
2010	6 914
2011	6 891
2012	5 993
Thereafter	37 455
Totalt	72 661

StatoilHydro har inngått forpliktende avtaler med det amerikanske energiselskapet Dominion, som i 2009 vil medføre terminalkapasitet på cirka 10,1 milliarder kubikkmeter gass for en periode på 20 år ved Cove Point terminalen for flytende naturgass i USA. Disse forpliktelsene inngår fullt ut i tabellen over, men har delvis blitt gjort på vegne av og på regning og risiko for SDØE. StatoilHydros og SDØEs fremtidige respektive andeler av kapasiteten på Cove Point terminalen og av forpliktelser i den forbindelse, vil være gjenstand for nærmere vurderinger. Resultatet av disse vurderinger vil kunne medføre endring i omfanget av den fremtidige terminalkapasitet som kommer StatoilHydro til gode samt de fremtidige forpliktelser som StatoilHydro har påtatt seg.

Garantier

Statoil Detaljhandel har avgitt garantier på totalt SEK 1,1 milliarder (0,9 milliarder kroner), som i hovedsak er knyttet til finansielle garantier til og på vegne av forhandlere. Balanseført forpliktelse knyttet til disse garantiforpliktelsene er basert på virkelig verdi i henhold til IAS 39 og er uvesentlig ved utløpet av 2007.

Som del av bytteavtalen med Petro Canada i 1996 garanterer StatoilHydro at totale utvinnbare oljereserver i Veslefrikk feltet på den norske kontinentalsokkelen utgjør et visst volum. StatoilHydro må levere olje til Petro Canada dersom utvinnbare reserver er mindre enn et spesifisert volum. Per 31. desember 2007 er verdien av gjenværende volum som dekkes av garantien beregnet til 2 327 millioner kroner, basert på priser på balansedagen. Avsetningen under IAS 37 for denne garantien er uvesentlig.

Erstatningsansvar og forsikring

Selskapet har tegnet ansvarsforsikring for å dekke ansvar som oppstår gjennom sin verdensomspennende virksomhet, inklusive forurensningsansvar. De fleste av konsernets produksjonsanlegg er dekket gjennom Statoil Forsikring AS, som igjen benytter det internasjonale forsikringsmarkedet til å reassurere deler av risikoen. Ettersom all betydelig aktivitet i Statoil Forsikring gjelder forsikring for selskaper og virksomhet som inngår i konsernets regnskaper, har IFRS 4 ikke blitt lagt til grunn for ved utarbeidelsen av konsernregnskapet.

Statoil Forsikring AS er medlem i to gjensidige forsikringselskaper, Oil Insurance Ltd og sEnergy Insurance Ltd. sEnergy avsluttet virksomheten den 15. mai 2006 og er i avviklingsfasen. Medlemskapene i selskapene medfører at Statoil Forsikring AS er ansvarlig for sin forholdsmessige andel av eventuelle tap som måtte oppstå i forbindelse med disse selskaperes virksomhet, og medlemmene har solidaransvar for eventuelle tap som oppstår i "poolene".

Andre forpliktelser

I forbindelse med tildeling av konsesjoner for leting og utvinning av olje og gass kan deltakerne måtte forplikte seg til å bore et visst antall brønner. Ved utløpet av 2007 er StatoilHydro forpliktet til å delta i 28 brønner på norsk sokkel og 41 brønner utenfor Norge, med en gjennomsnittlig eierandel på cirka 47 prosent. StatoilHydros andel av estimerte kostnader knyttet til disse brønnene utgjør omlag 11 milliarder kroner. Brønner som StatoilHydro i tillegg kan bli forpliktet til å delta i boringen av, avhengig av fremtidige funn på visse lisenser, er ikke inkludert i disse tallene.

PetroCedeño prosjektet (tidligere Sincor prosjektet) vedrører utvinning av ekstra tung råolje fra reservoarer i Orinoco-beltet. I 2007 utstedte Venezuelas regjering en forordning som innebærer omforming av Sincor og alle tilsvarende strategiske samarbeidsavtaler til nye juridiske selskaper med en statlig majoritetsandel på minst 60 prosent (såkalte «mixed companies»). Som en konsekvens har vår eierandel, effektiv etter utgangen av 2007, blitt redusert fra 15 prosent til 9,677 prosent. Betingelsene for omformingen inneholder kompensasjon for utvanning av eierandelen. Vår gjenværende andel i Sincor vil fortsatt inngå i konsernregnskapet etter egenkapitalmetoden, ettersom StatoilHydro har betydelig innflytelse i det nye selskapet.

Det nye selskapet, PetroCedeño S.A. ble registrert i slutten av 2007 og fikk tidlig i januar 2008 godkjenning til å drive oljeaktivitet, inklusive oppgradering av tungoljen. Selskapet vil derfor utføre virksomheten i Sincor.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Långiverne til det tidligere Sincor prosjektet har akseptert å bli långivere til PetroCendefio S.A. Den restrukturerte finansieringen ble effektiv 18. mars 2008.

En gruppe norske pensjonister har saksøkt StatoilHydro ASA i forbindelse med endringer i pensjonskassens vedtekter i 2002, knyttet til grunnlag for regulering av pensjonsutbetalingene etter det tidspunktet. Stavanger Tingretts dom i saken i 1. kvartal 2007 ga StatoilHydro medhold. Dommen ble anket, og Gulating Lagmannsrett ga i fjerde kvartal 2007 pensjonistene medhold. Denne dommen ble anket til Høyesterett 28. desember 2007. Dersom StatoilHydro skulle tape saken, er den regnskapsmessige effekten estimert til omtrent 3 milliarder kroner før skatt.

StatoilHydro ASA avga i 1999 en erklæring til det norske Olje- og energidepartementet (OED) i forbindelse med en tvist mellom fire Åsgard-partnere og StatoilHydro, knyttet til oppføringen av nye anlegg for Åsgard-utbyggingen på Kårstø-terminalen. Erklæringen bekreftet at OED vil bli gitt en tilsvarende behandling som de fire lisensinnehaverne for de omtvistede forhold. OED har indikert at et krav vil bli fremmet basert på den avgitte erklæringen.

Prisrevisjon for to langsiktige gassalgskontrakter er ved utløpet av 2007 gjenstand for voldgiftssaker. Kontraktspris for et volum på 6,2 milliarder kubikkmeter gass, levert frem til 31. desember 2007, og for fremtidige leveranser knyttet til disse kontraktene kan bli positivt eller negativt påvirket når voldgiftsdom foreligger. På dette tidspunktet kan endelig utfall ikke estimeres for disse sakene.

StatoilHydro ASA har besluttet å tilby økonomiske pakker ved frivillig pensjonering til ansatte over 58 år (betinget gitte vilkår). Tilbudet omfatter to faser, ansatte som arbeider på land utgjør første fase, og ansatte offshore samt på landbaserte produksjons- og terminalanlegg utgjør andre fase. StatoilHydro har gjort det kjent at en forholdsmessig andel av disse kostnadene vil bli belastet partnere i StatoilHydro opererte lisenser. Fordringen på partnerne knyttet til første fase er en betinget eiendel som utgjør cirka 2 milliarder kroner, mens fordringen knyttet til andre fase for tiden ikke kan fastsettes.

StatoilHydro mottok 26. september 2007 informasjon om mulige konsulentavtaler og transaksjoner knyttet til Hydros virksomhet i Libya, som kan være i strid med gjeldende anti-korrupsjonslovgivning i Norge og USA. Denne virksomheten ble overført til StatoilHydro 1. oktober 2007 som en del av fusjonen med Hydros petroleumsvirksomhet. Basert på en foreløpig vurdering utført av StatoilHydros konsernrevisjon, besluttet konsernsjef Helge Lund etter rådføring med StatoilHydros styre å igangsette en intern gransking av alle relevante forhold. Hensikten er å fastslå relevante fakta i forhold til gjeldende anti-korrupsjonslovgivning i Norge og USA, og som StatoilHydro sin virksomhet er underlagt. Det amerikanske advokatselskapet Sidley, Austin LLP er i gang med granskningen i samarbeid med det norske advokatselskapet Simonsen Advokatfirma DA, og med støtte fra StatoilHydro konsernrevisjon. Selskapet har også satt i gang en gjennomgang av andre konsulentavtaler knyttet til Hydros internasjonale petroleumsvirksomhet. Både Hydro og StatoilHydro samarbeider om å sikre den nødvendige dokumentasjon og informasjon til å klargjøre fakta rundt avtalene.

StatoilHydro er gjennom sin ordinære virksomhet involvert i rettsaker, og det finnes for tiden flere uavklarte tvister. Det endelige omfanget av konsernets forpliktelser knyttet til slike tvister og krav lar seg ikke beregne på dette tidspunkt. StatoilHydro har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av rettsakene og tvistene.

26. NÆRSTÅENDE PARTER

Transaksjoner med Den norske stat

Den norske stat er hovedaksjonær i StatoilHydro og eier betydelige eierandeler i andre selskaper. Eierskapstrukturen medfører at StatoilHydro deltar i transaksjoner med flere parter som er under en felles eierskapstruktur og derfor tilfredsstiller definisjonen av nærstående parter. Alle transaksjoner er vurdert å være i henhold til normale «armlengde» prinsipper.

Den norske stats eierinteresse i StatoilHydro blir ivaretatt av Olje- og energidepartementet (OED). Følgende transaksjoner er foretatt mellom StatoilHydro og OED for årene som er presentert i regnskapet:

Samlet kjøp av olje og våtgass fra staten beløp seg til 98 498 millioner kroner (237 millioner fat oljeekvivalenter) og 104 628 millioner kroner (254 millioner fat oljeekvivalenter) i henholdsvis 2007 og 2006. Kjøp av naturgass fra staten (inkluderer ikke kjøp fra lisenser) utgjorde 287 millioner kroner og 293 millioner kroner i henholdsvis 2007 og 2006. Skyldig beløp til staten for disse kjøpene er inkludert i regnskapslinjen Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld i balansen, se note 23.

StatoilHydro selger, i eget navn, men for Den norske stats regning og risiko, statens produksjon av naturgass. Dette salget, og relaterte utgifter påløpt i StatoilHydro er refundert fra Staten og ført netto i StatoilHydros regnskap.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Andre transaksjoner

I forbindelse med den ordinære virksomheten som omfatter rørledningstransport, lagring av gass og prosessering av petroleumprodukter har StatoilHydro normale transaksjoner med enkelte tilknyttede foretak som ikke er konsolidert. Slike transaksjoner er foretatt i henhold til "armlengde" prinsipper og er inkludert i de relevante regnskapslinjene i konsernresultatregnskapet.

Godtgjørelse til ledende ansatte

Godtgjørelse til ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året utgjør:

(i norske kroner)	2007	2006
Kortsiktige ytelser	44 463 395	41 601 519
Pensjonsytelser	17 414 247	13 938 077
Andre langsiktige ytelser	110 778	135 080
Aksjebasert avlønning	94 015	39 788

Lån til ledende ansatte (medlemmer av styret og konsernledelsen) i løpet av året utgjør utgjør mindre enn 0,4 millioner kroner.

27. STYRING AV FINANSIELL RISIKO

Generell informasjon relevant for risiko

StatoilHydros overordnede tilnærming til risikostyring omfatter identifisering, evaluering, og styring av risiko i alle våre aktiviteter. Vi styrer risiko for å sikre en betryggende drift og for at vi skal nå våre forretningsmessige mål i henhold til fastsatte krav. Med en samlet risikostyring menes det at StatoilHydro

- har fokus på risiko og avkastning i alle nivåer i organisasjonen,
- evaluerer vesentlig risikoeksponering i forhold til vesentlige forpliktelser, og
- styrer og koordinerer risiko i konsernet som helhet.

StatoilHydro deler risikostyring inn i tre kategorier

- (1) Strategiske risikoer som er langsiktige grunnleggende risikoer som overvåkes av vår konsernriskokomiteé. Vår konsernriskokomiteé ledes av vår konserndirektør for økonomi og finans (CFO) og består blant annet av representanter for våre hovedforretningsområder. Konsernriskokomiteéen har ansvar for å definere og iverksette strategiske retningslinjer for håndtering av markedsrisiko, og møtes én gang i måneden for å fastsette strategier for risikostyring, inkludert sikrings- og handelsstrategier og verdsettelsesmetoder.
- (2) Taktiske risikoer som er kortsiktig handelsrisiko basert på underliggende eksponering og som styres av linjeledelsen, og
- (3) Forsikringsbare risikoer som styres av StatoilHydros forsikringsselskap som opererer i det norske og internasjonale forsikringsmarkedet.

For å håndtere våre taktiske og strategiske markedsrisikoer har vi utviklet retningslinjer for å styre den underliggende volatiliteten som vi er eksponert for gjennom vår underliggende forretning, og i henhold til disse retningslinjene benytter vi avledede finans- og råvareinstrumenter.

StatoilHydros aktiviteter eksponerer konsernet for ulike finansielle risikoer: Markedsrisiko (som inkluderer renterisiko, valutarisiko, egenkapitalpriserisiko og råvarepriserisiko), likviditetsrisiko, og kredittisiko.

Effektiv fra 1. oktober 2007 fusjonerte tidligere Statoil ASA med Hydro Petroleum og overtok som en følge av dette en del risikoer som tidligere ble styrt etter Hydro Petroleums risikostyringsprogram, interne retningslinjer og prosedyrer. Selv om tidligere Statoil ASA og Hydro Petroleum var eksponert mot samme type finansielle risikoer kan styringen av disse risikoene ha vært ulik i de periodene som er presentert. Effektiv fra 1. oktober 2007 blir alle finansielle instrumenter styrt i samsvar med StatoilHydros risikostyringsprogram, interne retningslinjer og prosedyrer.

Styring av markedsrisiko

StatoilHydro opererer i verdensmarkedene for råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet, og er eksponert for markedsrisikoer knyttet til endringer i prisene på hydrokarboner, valutakurser, rentesatser, og elektrisitetspriser som kan påvirke inntekter og kostnader ved drift, investeringer og finansiering. Risikoene styres på lang og kort sikt, med fokus på hvordan StatoilHydro best kan oppnå optimal risikojustert avkastning.

StatoilHydro har etablert et konsernomfattende risikostyringsprogram, som fastsetter retningslinjer for å inngå avtaler (derivater) for å styre råvarepriserisiko, valutakursrisiko og renterisiko. StatoilHydro har i dette programmet utviklet en omfattende modell som inkluderer våre mest

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

betydelige markeds- og driftsrisikoer og som tar hensyn til korrelasjon, forskjellige skatteordninger, fordeling av kapital på forskjellige nivåer og VaR ("Value at risk") på forskjellige nivåer, i den hensikt å optimalisere risikoustert avkastning.

StatoilHydro har benyttet, og vil fortsatt benytte, finansielle instrumenter og råvarebaserte derivatkontrakter for å styre risikoen knyttet til inntjening og kontantstrøm. For å styre eksponeringen mot endringer i verdien av fremtidig kontantstrømmer, hovedsaklig fra kjøp og salg av råolje og raffinerte oljeprodukter, benytter StatoilHydro seg av bytteavtaler, opsjoner, futures og ikke-børsnoterte terminkontrakter. Løpetiden for olje- og raffinerte oljeproduktderivater er vanligvis under ett år. Bytteavtaler, opsjoner, terminkontrakter og futures for naturgass og elektrisitet brukes til å sikre eksponering knyttet til fremtidig salg av naturgass og elektrisitet. Disse derivatene har vanligvis en løpetid på cirka tre år eller mindre. StatoilHydro benytter bytteavtaler for å styre renterisiko knyttet til vår langsiktige gjeldsportefølje.

Strategisk markedsrisiko

StatoilHydro definerer strategisk markedsrisiko som langsiktige risikoer som er grunnleggende for driften av vår virksomhet. Risikoene blir overvåket og fulgt opp for å unngå sub-optimalisering, redusere sannsynligheten for at vi utsettes for økonomiske vanskeligheter og forbedre konsernets mulighet til å finansiere fremtidig vekst også under vanskelige markedsforhold. Ut fra dette har vi iverksatt strategier og rutiner med sikte på å redusere vår samlede eksponering for strategiske risikoer.

Taktiske markedsrisikoer

Alle aktiviteter i forbindelse med styring av taktiske risikoer skjer innenfor rammen av etablerte interne mandater og følges løpende opp mot disse.

Råvarepriserisiko

Råvarepriserisikoen er vår største taktiske risiko. For å begrense effektene av den kortsiktige volatiliteten i råvareprisene og sammenstille kostnader og inntekter, inngår vi råvarebaserte derivatkontrakter som består av futures-kontrakter, opsjoner, ikke-børsnoterte («over-the-counter» - OTC) terminkontrakter, og ulike typer bytteavtaler knyttet til råolje- og petroleumsprodukter, naturgass og elektrisitet.

Derivater knyttet til råolje og øvrige petroleumsprodukter handles hovedsakelig på International Petroleum Exchange (IPE) i London, New York Mercantile Exchange (NYMEX), i det ikke børsnoterte Brent-markedet og i markeder for bytteavtaler knyttet til råolje og raffinerte produkter. Derivater knyttet til naturgass og elektrisitet er hovedsakelig OTC fysiske terminkontrakter og opsjoner, Nordpool terminkontrakter, samt NYMEX og IPE futures.

Rente- og valutarisiko

StatoilHydro utsettes for valutarisiko og renterisiko som vurderes på et porteføljnivå i samsvar med godkjente strategier og mandater. Ved styring av markedsrisikoer og ved handel benytter vi bare standardderivater. Disse omfatter futureskontrakter og opsjoner som handles på regulerte børser, ikke-børsnoterte bytteavtaler samt opsjons- og terminkontrakter.

Endringer i valutakursene kan ha betydelig innvirkning på våre resultater. Våre positive kontantstrømmer er hovedsakelig i USD eller drevet av USD, mens våre negative kontantstrømmer, slik som driftskostnader og betalbar skatt, i hovedsak er i NOK. Vår eksponering mot utenlandske valutaer er følgelig hovedsaklig USD mot NOK. Vi søker å styre valutaforskjellen gjennom å utstede eller å bytte langsiktig finansiell gjeld over i USD.

Vi er eksponert for rentesvingninger både på eiendels- og gjeldssiden, og vi styrer renterisikoen ved hjelp av forskjellige typer rentekontrakter. Vi inngår rentederivater, først og fremst rentebytteavtaler, for å redusere finansieringskostnadene og diversifisere finansieringskildene. I en rentebytteavtale gjør vi avtale med en motpart om, til fastsatte intervaller, å bytte differansen mellom rentebeløp beregnet på grunnlag av en avtalt hovedstol og avtalt fast eller flytende rente.

Rentestyring

Styringen av våre rentesatser er hovedsakelig basert på at den langsiktige gjeldsporteføljen skal ha flytende rente. Den modifiserte durasjonen (den prosentvise endringen i verdi som følge av ett prosentpoengs endring i markedsrenten) er uttrykk for hvordan vi overvåker renterisikoen. Generelt skal vår modifiserte durasjon være mellom 0 og 0,5 prosent. Avvik kan av og til tillates. Avvik må begrunnes ut i fra forhold som konsernriskohensyn, skattehensyn, store oppkjøp, kredittklassifiseringshensyn, etc.

Styring av likvidetsrisiko

Hensikten med likvidetsstyring og kortsiktig finansiering er å sikre at StatoilHydro til enhver tid har nok tilgjengelige midler til å dekke finansielle forpliktelser.

På månedsbasis genererer StatoilHydro positiv kontantstrøm fra driften. Imidlertid er kontantstrømmen typisk begrenset i måneder med betaling av skatt (april og oktober) eller utbytte (typisk i mai/juni).

Størrelsen på likvide midler vil som regel følge et syklisk mønster og øke fra måned til måned, med unntak for måneder med betaling av skatt og utbytte da midlene reduseres betraktelig. I periodene etter skatte- og utbyttebetalinger vil størrelsen av de likvide midlene ofte være vesentlig

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

redusert. Et behov for kortsiktig finansiering vil bli utløst fram til denne er betalt og det skjer en ny akkumulering av likvide midler i etterfølgende perioder.

Kortsiktig finansiering kan oppnås bilateralt gjennom lån direkte fra banker, forsikringselskaper, etc. et alternativ er å utstede kortsiktige obligasjoner under et av de eksisterende finansieringsprogrammene. De ulike finansieringsprogrammene er som følge:

- Et USD 2 milliarder markedspapir-program i USA. Dette er det mest fleksible programmet, og brukes til arbeidskapital, inkludert tidsproblematikk knyttet til skatte- og utbyttebetalinger, og til periodisk oppkjøpsfinansiering
- En kommittert kredittfasilitet fra internasjonale banker på USD 2 milliarder som inneholder en "swingline"-fasilitet på USD 0,5 milliarder. Denne fasiliteten ble etablert i 2004 og er tilgjengelig for utnyttelse fram til desember 2011. Fasiliteten er primært tilsiktet som en reserve (fasilitet til markedspapir programmet i USA, og må ses på som en støtte for kredittklassifiseringen til dette programmet)
- Ukommitterte kredittlinjer. Kortsiktig finansieringskilde som av og til kan bli nødvendig utover de andre kortsiktige programmene og akkumulerte kontanter

For at StatoilHydro til en hver tid skal ha tilstrekkelig likviditet, opprettholder konsernet minimums likviditetsreserve.

Likvide eiendeler per 31. desember

(I milliarder kroner)	2007	2006
Kontanter og kontantekvivalenter	18,3	7,5
Finansielle investeringer	3,3	1,0
Sum likvide eiendeler	21,6	8,5

Styring av finansiering og forpliktelser

StatoilHydro har som grunnprinsipp å skille investeringsbeslutninger fra finansieringsbeslutninger. Finansieringsbehov oppstår som en følge av konsernets generelle forretningsaktiviteter. Hovedregelen er å etablere finansiering på konsernnivå. Prosjektfinansiering kan bli anvendt i felleskontrollerte virksomheter.

StatoilHydro har som målsetting å til enhver tid ha tilgang til flere ulike finansieringskilder, både hva gjelder instrumenter og geografi, og vedlikeholder forbindelser til en hovedgruppe internasjonale banker som tilbyr ulike typer bank- og finansieringstjenester.

StatoilHydro har kredittklassifiseringer fra Moody's og Standard & Poor's. Målsetningen er å ha kredittklassifisering innen kategorien A eller bedre. Denne klassifiseringen sikrer nødvendig forutsigbarhet når det gjelder tilgang til finansiering til gunstige betingelser og vilkår. StatoilHydros nåværende langsiktige kredittklassifisering er Aa2 og AA-, fra henholdsvis Moody's og Standard & Poor's. Den kortsiktige kredittklassifiseringen fra Moody's er P-1, og A-1+ fra Standard & Poor's.

For å kunne kontrollere StatoilHydros refinansieringsrisiko skal løpetids- og forfallsprofil på langsiktig gjeld styres innenfor visse grenser. Grensene er uttrykt som maksimum årlige pliktige forfall som en andel av StatoilHydros sysselsatte kapital.

Likviditetsprognoser blir brukt som verktøy i finansiell planlegging. StatoilHydro har bestemmelser for maksimum (forventet) kortsiktig gjeld og minimum (forventet) likviditetsreserver, for å kunne opprettholde den nødvendige finansielle fleksibiliteten. Opptrekk av langsiktig gjeld blir brukt som verktøy for å redusere kortsiktig gjeld og/eller øke likviditetsreserven. Dersom likviditetsprognosen viser at StatoilHydro går ut over de fastsatte grensene, kan det utløse ny langsiktig finansiering, hvis ikke detaljerte vurderinger viser at dette sannsynligvis er svært midlertidig. I et slikt tilfelle vil situasjonen bli nærmere overvåket før opptrekk av ny langsiktig gjeld blir gjennomført.

For ytterligere informasjon om profilen på våre obligasjonslån, banklån og annen gjeld i gjeldsporteføljen, se note 20 Finansielle forpliktelser.

Styring av kredittrisiko

Konsernets maksimale kreditteksponering for finansielle eiendeler er teoretisk sett summen av den balanseførte verdien på finansielle investeringer (unntatt egenkapitalinvesteringer på 7,5 milliarder kroner i 2007 og 6,9 milliarder kroner i 2006), finansielle derivater, finansielle fordringer, kundefordringer og andre fordringer, og kontanter og kontantekvivalenter. StatoilHydro forsøker å redusere eksponeringen betydelig gjennom sine retningslinjer og rutiner for styring av kredittrisiko.

Selskapet styrer konsentrasjonen av kredittrisiko for finansielle instrumenter ved å kjøpe verdipapirer utstedt av motparter med høy kreditverdighet, spredd over en rekke forhåndsgodkjente motparter. Det føres oversikt med tillatte rammer for kommersielle motparter, og denne gjennomgås regelmessig sammen med retningslinjer for vurdering av motparters finansielle stilling og krav om sikkerhetsstillelse.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Kredittrisiko knyttet til handel i råvarederivater blir tilsvarende styrt gjennom vedlikehold, gjennomgang og ajourføring av liste over godkjente motparter og vurdering av motpartens finansielle posisjon. StatoilHydro overvåker regelmessig motpartenes kreditteksponering, etablerer interne kredittgrenser for hver enkelt motpart og krever sikkerhetsstillelse når det er relevant i forhold til kontrakten og et krav i henhold til interne prosedyrer. Sikkerhetsstillelse vil typisk skje i form av depositum eller bankgaranti fra en internasjonal bank med høy kredittverdighet.

Kredittrisikoen knyttet til ikke-børsnoterte rente- og valutabytteavtaler knyttes til motparten i disse transaksjonene. Motpartene er finansinstitusjoner med høy kredittverdighet. Kredittverdigheten blir som et minimum vurdert årlig, og StatoilHydros kredittrisiko vurderes fortløpende for å sikre at eksponeringen ikke går ut over fastsatte kredittgrenser og at den er i henhold til interne regler. Valutabytteavtaler som ikke knytter seg til langsiktig gjeld har typisk forfall på mindre enn ett år, mens valutabytteavtaler knyttet til gjeld har forfall på opptil 22 år, tilsvarende forfallstrukturen til sikret eller risikostyrt langsiktig gjeld.

Konsentrasjonen av kredittrisiko knyttet til fordringer er begrenset på grunn av det store antallet motparter, spredd over hele verden i ulike bransjer.

Tabellen nedenfor viser markedsverdi av ikke-børsnoterte derivateiendeler fordelt i henhold til motpartens kredittverdighet slik StatoilHydro vurderer den:

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Motpartsrelatert eksponering:		
«Investment grade», med rating A eller høyere	19 647	17 326
Annen «Investment grade»	928	1 805
Lavere enn «Investment grade» eller ikke klassifisert	689	416

Tabellen ovenfor inneholder ikke 2,8 milliarder kroner holdt som sikkerhet av konsernet for å utligne deler av eksponeringen.

Kategoriene for kredittverdighet i tabellen ovenfor er basert på konsernets interne kredittvurderinger og på grunn av interne vurderings kriterier samsvarer disse ikke nødvendigvis direkte med klassifiseringer etablert av de store kredittvurderingsbyråene. I tråd med StatoilHydros interne retningslinjer får motparter for råvarederivater kredittvurdering i samsvar med sitt respektive morselskaps klassifisering. Hvis morselskapet har en høy kredittvurdering vil det bli vurdert om det heller ikke vil være nødvendig med en morselskapsgaranti.

28. FINANSIELLE INSTRUMENTER PER KATEGORI

Virkelig verdi av finansielle instrumenter per kategori

Tabellen nedenfor viser en sammenligning av balanseført verdi og virkelig verdi for konsernets finansielle instrumenter inkludert finansielle derivater.

(i millioner kroner)	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet		Sum balanseført verdi	Virkelig verdi
			Holdt for omsetning	Virkelig verdimulighet		
31. desember 2007						
Eiendeler i henhold til balansen						
Langsiktige finansielle investeringer	0	3 291	0	11 975	15 266	15 266
Langsiktige finansielle derivater	0	0	609	0	609	609
Langsiktige finansielle fordringer	3 515	0	0	0	3 515	3 515
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	69 378	0	0	0	69 378	69 378
Kortsiktige finansielle derivater	0	0	21 093	0	21 093	21 093
Kortsiktige finansielle investeringer	0	0	3 359	0	3 359	3 359
Betalingsmidler	18 264	0	0	0	18 264	18 264
Sum	91 157	3 291	25 061	11 975	131 484	131 484

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

(i millioner kroner)	Lån og fordringer	Tilgjengelig for salg	Virkelig verdi over resultatet		Sum balanseført verdi	Virkelig verdi
			Holdt for omsetning	Virkelig verdi-mulighet		
31. desember 2006						
Eiendeler i henhold til balansen						
Langsiktige finansielle investeringer	0	2 262	0	11 750	14 012	14 012
Langsiktige finansielle derivater	0	0	450	0	450	450
Langsiktige finansielle fordringer	4 341	0	0	0	4 341	4 341
Kortsiktige kundefordringer og andre fordringer	81 046	0	0	0	81 046	81 046
Kortsiktige finansielle derivater	0	0	21 323	0	21 323	21 323
Kortsiktige finansielle investeringer	0	0	1 032	0	1 032	1 032
Betalingsmidler	7 518	0	0	0	7 518	7 518
Sum	92 905	2 262	22 805	11 750	129 722	129 722

Finansielle eiendeler måles til virkelig verdi eller balanseført verdi når denne tilnærmet tilsvarer virkelig verdi. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper, og note 29 Finansielle instrumenter og sikringsaktiviteter for ytterligere informasjon vedrørende måling av virkelig verdi.

(i millioner kroner)	Amortisert kost	Virkelig verdi over resultatet	Sum balanseført verdi	Virkelig verdi
Forpliktelses i henhold til balansen				
Langsiktige finansielle forpliktelses	44 373	0	44 373	47 278
Langsiktige finansielle derivater	0	1	1	1
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	64 624	0	64 624	64 624
Kortsiktige finansielle forpliktelses	6 166	0	6 166	6 166
Kortsiktige finansielle derivater	0	7 632	7 632	7 632
Sum	115 163	7 633	122 796	125 701
31. desember 2006				
Forpliktelses i henhold til balansen				
Langsiktige finansielle forpliktelses	49 215	0	49 215	53 014
Langsiktige finansielle derivater	0	66	66	66
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	55 595	0	55 595	55 595
Kortsiktige finansielle forpliktelses	5 557	0	5 557	5 557
Kortsiktige finansielle derivater	0	6 549	6 549	6 549
Sum	110 367	6 615	116 982	120 781

Bokførte verdier av finansielle forpliktelses er tilnærmet lik markedsverdier, med unntak av langsiktige finansielle forpliktelses. Markedsverdien for langsiktige finansielle forpliktelse beregnes ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer basert på markedsrenter ved årets slutt. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper og note 29 Finansielle instrumenter og sikringsaktiviteter for mer informasjon knyttet til måling av virkelig verdi.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Tabellen nedenfor inkluderer verdier fra resultatregnskapet knyttet til finansielle instrumenter.

	Virkelig verdi over resultatet			Eierandeler tilgjengelig for salg
	Holdt for omsetning	Virkelig verdi-mulighet	Instrumenter til amortisert kost	
31. desember 2007				
Netto gevinst	0	0	0	129
Netto tap	-1 689	- 263	-245	0
Sum renteinntekter	202	351	1 941	308
Sum rentekostnader	0	0	-3 084	0
Sum	-1 487	88	-1 388	437
31. desember 2006				
Netto gevinst	5 577	620	412	0
Netto tap	0	0	0	0
Sum renteinntekter	590	332	1 801	244
Sum rentekostnader	0	0	-1 658	0
Sum	6 167	952	555	244

Inntekt fra utbytte er inkludert i Sum renteinntekter. Agioeffekter knyttet til finansielle instrumenter er ikke inkludert, se note 8 Finansposter for ytterligere informasjon.

29. FINANSIELLE INSTRUMENTER OG SIKRINGSAKTIVITETER

Virkelig verdisikring

Virkelig verdisikring er sikring av StatoilHydros eksponering mot endringer i virkelig verdi av balanseførte eiendeler og forpliktelser eller ikke balanseførte bindende forpliktelse. StatoilHydro har klassifisert visse rentebytteavtaler som virkelig verdisikring. Dette som sikring for endringer i virkelig verdi på deler av konsernets finansielle forpliktelser, som skyldes endringer i renter. Det var ingen vesentlig sikringsineffektivitet i 2007. Ineffektivitet knyttet til virkelig verdisikring innregnet i Resultat før skattekostnad var uvesentlig.

Nedenfor er virkelig verdi på sikringsinstrumenter og sikret obligasjonsrisiko underlagt sikringsbokføring presentert sammen med tilknyttede gevinster og tap.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi	Gevinst (tap)
31. desember 2007		
Sikringsinstrumenter	651	221
Sikret obligasjonsrisiko underlagt sikringsbokføring	-724	-212
31. desember 2006		
Sikringsinstrumenter	430	-459
Sikret obligasjonsrisiko underlagt sikringsbokføring	-512	452

Finansielle derivater og obligasjoner med fast rente til virkelig verdi

Konsernet balansefører alle finansielle derivater til virkelig verdi. Endring i virkelig verdi på derivater inkluderes enten i inntekter eller i finansposter i resultatregnskapet. Lån som inngår i regnskapsmessige sikringsforhold justeres for markedsverdi av den delen av lånet som sikres. Denne justeringen vil tilnærmet utligne markedsverdiendringen på tilhørende derivat. I noen tilfeller hvor balanseført verdi er vurdert til å være en rimelig tilnærming til virkelig verdi, blir instrumentet innregnet i balansen med sin balanseførte verdi. For StatoilHydro er dette tilfellet for kortsiktige kundefordringer og leverandørgjeld. Se note 2 Vesentlige regnskapsprinsipper for ytterligere informasjon om metodikken og forutsetningene som er benyttet til å beregne virkelig verdi på finansielle instrumenter.

Tabellen nedenfor viser balanseførte verdier og estimerte virkelige verdier for finansielle derivater, inkludert visse råvarederivater, og obligasjonslån med fast rente. Råvarekontrakter som kan gjøres opp ved fysisk levering (for eksempel råolje, raffinerte produkter, naturgass og elektrisitet) er ikke tatt med i oversikten. Av balansen per 31. desember 2007 knytter 9,6 milliarder kroner seg til visse "earn-out" avtaler som er innregnet som finansielle derivater i henhold til IAS 39. Per 31. desember 2006 utgjorde disse 6,7 milliarder kroner.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

(i millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	Netto balanse- ført beløp
31. desember 2007			
Gjeldsrelaterte instrumenter	4 676	-125	4 551
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	1 802	-163	1 639
Langsiktig gjeld med fast rente	0	-38 971	-35 923
Råolje og raffinerte produkter	10 620	-1 446	9 174
Naturgass og elektrisitet	599	- 795	-196
31. desember 2006			
Gjeldsrelaterte instrumenter	3 972	-413	3 559
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	2 057	-338	1 719
Langsiktig gjeld med fast rente	0	-46 166	-42 338
Råolje og raffinerte produkter	7 462	-681	6 781
Naturgass og elektrisitet	1 646	-273	1 373

Markedsrisiko-sensitiviteter

Råvareprisrisiko

Tabellen nedenfor inneholder virkelig verdi og sensitivitet for råvareprisrisiko på råvarebaserte derivatkontrakter som er innregnet i henhold til IAS 39. Se note 27 Styring av finansiell risiko for ytterligere informasjon knyttet til type råvarerisiko og om hvordan konsernet styrer risikoene.

Stort sett alle eiendelene og forpliktelsene til virkelig verdi er knyttet til derivater handlet utenom børs, inkludert innebygde derivater som etter IAS 39 har blitt skilt ut og innregnet til virkelig verdi i balansen. I de virkelige verdiene og i grunnlaget for sensitivitetene inngår uvesentlige derivatposisjoner knyttet til spekulativ omsetning.

Sensitiviteter knyttet til prisrisiko for 2007 og 2006 er beregnet ved å forutsette en generell hypotetisk endring på 10 prosent i alle råvarepriser uavhengig av løpetid eller historisk sammenheng mellom instrumentets kontraktspris og underliggende råvarepris eller forventet korrelasjon mellom risikokategorier. Ved en faktisk endring på 10 prosent i alle underliggende priser vil ikke tabellen under samsvare med endring i virkelig verdi på derivatporteføljen. I tillegg vil det være forventede motsvarende effekter fra endringer i virkelig verdi på våre tilsvarende fysiske posisjoner, kontrakter og forventede transaksjoner, som ikke er regnskapsført til virkelig verdi og som ikke inngår i tabellen under.

Endringer i virkelig verdi innregnes i resultatregnskapet siden ingen av de finansielle instrumentene i tabellen under er en del av et sikringsforhold.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi eiendeler	Virkelig verdi forpliktelser	-10% sensitivitet	10% sensitivitet
31. desember 2007				
Råolje og raffinerte produkter	11 115	-2 533	- 651	652
Naturgass og elektrisitet	4 219	-4 921	1 530	-1 522
31. desember 2006				
Råolje og raffinerte produkter	7 593	-797	- 466	410
Naturgass og elektrisitet	7 501	-4 432	1 742	-1 671

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Når det eksisterer et aktivt marked verdsettes finansielle instrumenter på basis av notert informasjon. Den etterfølgende tabell oppsummerer grunnlaget for estimering av virkelig verdi og forfallstiden for slike finansielle instrumenter:

(i millioner kroner)	Forfall innen 1 år	Forfall 1-3 år	Forfall 4-5 år	Forfall senere enn 5 år	Sum virkelig verdi
31. desember 2007					
Virkelig verdi basert på priser notert i et aktivt marked	906	1 731	178	2 108	4 923
Virkelig verdi basert på prisdata fra eksterne kilder	5	7	0	0	12
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	13	-1	-1	9 854	9 865
31. desember 2006					
Virkelig verdi basert på priser notert i et aktivt marked	4 073	1 057	1 498	1 011	7 639
Virkelig verdi basert på prisdata fra eksterne kilder	239	278	0	-1 069	- 552
Virkelig verdi basert på data fra andre kilder	59	217	-10	7 666	7 932

Selv om den største delen av den virkelige verdien fra visse "earn-out" avtaler er fra observerbare eksterne kilder er de blitt klassifisert i kategori tre i tabellen over siden deler av verdiene er generert fra interne forutsetninger. En annen alternativ forutsetning innenfor et rimelig mulighetsområde som kunne vært brukt ved beregning av virkelig verdi på disse kontraktene er å ekstrapolere siste observerte terminpris. Ved en ekstrapolering av terminprisen med inflasjon ville virkelig verdi av kontraktene øke med cirka 2,5 milliarder kroner. Denne økningen i virkelig verdi ville bli innregnet i resultatregnskapet.

Det er vesentlige risikoer knyttet til måling ved estimering av virkelig verdi på finansielle instrumenter som ikke handles i aktive markeder. Selv om dette er StatoilHydros beste estimat på virkelig verdi kan andre parter benytte andre forutsetninger for framtidige råvarepriser, valutakurser og renter. Tabellen over illustrerer sensitiviteten til den virkelige verdien av alle råvarebaserte kontrakter med hensyn til endringer i råvarepriser. Endringer i virkelig verdi på råvarebaserte finansielle instrumenter som skyldes forskjellige forutsetninger for framtidige valutakurser og renter er ansett uvesentlige. Se forøvrig teksten nedenfor for aggregert informasjon om effekter av slike sensitiviteter (under punktet Rente- og valutarisiko).

Likviditetsrisiko

Likviditetsrisikoen knyttet til løpetiden på råoljederivater og derivater knyttet til raffinerte produkter er vanligvis mindre enn ett år. Løpetiden på naturgassterminkontrakter er vanligvis tre år eller mindre. Tabellen nedenfor viser løpetidsprofilen til konsernets finansielle forpliktelser knyttet til råvarebaserte og finansielle derivater, både handlet og ikke handlet på børs. Løpetidsprofilen er basert på den underliggende leveringsperioden til kontraktene inkludert i porteføljen. Se note 27 Styring av finansiell risiko for ytterligere informasjon om styring av likviditetsrisiko.

(i millioner kroner)	2007	2006
Mindre enn 1 år	-5 279	-4 575
1 - 3 år	-2 094	-1 815
4 - 5 år	-113	- 98
Etter 5 år	- 147	-127
Finansielle derivater	-7 633	-6 615

Rente- og valutarisiko

Rente- og valutarisiko utgjør vesentlig finansiell risiko for StatoilHydro. Samlet eksponering styres på porteføljenivå i henhold til godkjente strategier og mandater. Rente- og valutarisiko blir regelmessig vurdert mot mandater. Tabellen nedenfor spesifiserer virkelig verdi på finansielle instrumenter knyttet til våre rentebytteavtaler, valutabytteavtaler og langsiktige gjeld med fast rente.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

(i millioner kroner)	Netto virkelig verdi
31. desember 2007	
Gjeldsrelaterte instrumenter	4 551
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	1 639
Langsiktig gjeld med fast rente	-38 971
31. desember 2006	
Gjeldsrelaterte instrumenter	3 559
Ikke-gjeldsrelaterte instrumenter	1 719
Langsiktig gjeld med fast rente	-46 166

Det estimerte tapet i virkelig verdi som vil bli innregnet i resultatregnskapet ved en ugunstig endring på 10 prosent i norske kroner utgjør henholdsvis cirka 10,4 milliarder kroner og 7,6 milliarder kroner per 31. desember 2007 og 2006. En hypotetisk ugunstig endring i rentenivået på ett prosentpoeng vil føre til et tap på rentebærende gjeld, investeringer i gjeldsinstrumenter og relaterte finansielle instrumenter som innregnes i resultatet på henholdsvis 2,7 milliarder kroner og 2,4 milliarder kroner per 31. desember 2007 og 2006. De estimerte sensitivitetene for valutakurser og renter baserer seg på et ukorrelet tapsscenario. Det virkelige resultatet kan avvike fra dette på grunn av forutsetningene som er benyttet og motsvarende korrelasjoner som ikke er reflektert i analysen. Alle instrumentene inkludert i rente- og valutakurs- sensitiviteten har en lineær endrings sensitivitet. Derfor vil en positiv endring i norske kronekurser og rentenivå gi en gevinst i resultatregnskapet, og motsatt et tap ved en negativ endring.

StatoilHydros kontantstrøm er hovedsakelig i amerikanske dollar, euro og norske kroner, men vesentlige beløp er også i svenske kroner, danske kroner og britiske pund sterling. Valutaene i gjeldsporteføljen blir styrt i sammenheng med vår forventede framtidige netto kontantstrøm per valuta. Konsernets gjeld, hensyntatt valutabytteavtaler, er hovedsakelig i amerikanske dollar.

Risiko ved egenkapitalinvesteringer

De noterte egenkapitalinstrumentene, som for det meste består av konsernets eget interne forsikringssselskaps portefølje, innregnes til virkelig verdi og har prisrisikoeksponering. Den virkelige verdien av de noterte egenkapitalinstrumentene baseres på noterte markedspriser. I tillegg til porteføljen holdt av konsernets eget interne forsikringssselskap, har konsernet også noen andre ikke-omsettelige 0-20 prosent investeringer klassifisert som investeringer tilgjengelig for salg etter IAS 39. Disse innregnes til virkelig verdi i balansen med endringer i virkelig verdi ført direkte over egenkapitalen.

Risiko blir estimert som mulig tap i virkelig verdi på grunn av en hypotetisk ugunstig endring på 10 prosent i noterte markedspriser. Det virkelige resultatet kan avvike fra dette på grunn av forutsetningene som er benyttet og at korrelasjoner ikke reflekteres i analysen.

(i millioner kroner)	Virkelig verdi	-10% sensitivitet	10% sensitivitet
31. desember 2007			
Virkelig verdi på egenkapitalinstrumenter notert på børs	4 230	-423	423
Virkelig verdi på andre ikke-noterte egenkapitalinstrumenter	3 291	-329	329
31. desember 2006			
Virkelig verdi på egenkapitalinstrumenter notert på børs	4 600	-460	460
Virkelig verdi på andre ikke-noterte egenkapitalinstrumenter	2 262	- 226	226

30. HENDELSER ETTER REGNSKAPSÅRETS UTGANG

4. mars 2008 signerte StatoilHydro en avtale med Anadarko om overtakelse av resterende 50 prosent andel i Peregrino prosjektet i Brasil samt 25 prosent av Kaskida funnet i Mexicogulfen. Den opprinnelige 50 prosent andelen i Peregrino ble anskaffet av StatoilHydro i 2006 for et vederlag på 368 millioner amerikanske dollar. Kjøpet gir StatoilHydro 100 prosent andel og operatørskap i utviklingen av Peregrino prosjektet. For den resterende 50 prosent andel i Peregrino prosjektet og 25 prosent andel i Kaskida funnet skal StatoilHydro betale Anadarko 1,8 milliarder amerikanske dollar. I tillegg skal det betales en mulig tilleggskompensasjon på opptil 300 millioner amerikanske dollar (før skatt) avhengig av utviklingen i oljeprisene i forhold til definerte nivåer frem til 2020. Overtakelsen er avhengig av myndighetsgodkjenninger. Andre partnerses forkjøpsrettigheter i Kaskida forventes å bli benyttet.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

1. mars 2008 signerte Sonatrach og StatoilHydro en avtale om et langsiktig samarbeid på Cove Point-terminalen for flytende naturgass i USA. Avtalen innebærer at Sonatrach får kapasitetstilgang for regassifisering av 2 milliarder kubikkmeter per år på Cove Point-terminalen i en periode på 15 år som starter i begynnelsen av 2009. Som en del av avtalen vil StatoilHydro også kjøpe 1 milliard kubikkmeter LNG per år som levering til Cove Point-terminalen fra 2009 til 2014. Vilkårene og betingelsene som partene er blitt enige om er nedfelt i bindende prinsippavtaler.

31. KONVERTERING TIL IFRS

Regnskapsprinsippene omtalt i note 2 er lagt til grunn ved utarbeidelsen av regnskapet for 2007, sammenligningstall for 2006 og ved utarbeidelsen av åpningsbalanse etter IFRS per 1. januar 2006 (StatoilHydros tidspunkt for overgang til IFRS-er).

Avstemming av egenkapital per 1. januar 2006 og 31. desember 2006 samt årets resultat for 2006

(i millioner kroner)	2006
Årets resultat for tidligere Hydro Petroleum etter US GAAP	10 384
Årets resultat for tidligere Statoil konsern etter US GAAP (inkludert minoritetsinteresser)	41 335
Fusjonsjusteringer	-78
<u>Forskjeller knyttet til:</u>	
Finansielle instrumenter	3 108
Verdsettelse varebeholdning	-321
Utsatt skatt justeringer	-2 369
Annet	-212
Netto endring	206
Årets resultat for konsernet etter IFRS	51 847

(i millioner kroner)	1. januar 2006	31. desember 2006
Hydro Petroleum US GAAP egenkapital	36 399	33 071
Tidligere Statoil konsern US GAAP egenkapital (inkludert minoritetsinteresser)	108 136	123 693
Fusjonsjusteringer	12 680	10 027
<u>Forskjeller knyttet til:</u>		
Finansielle instrumenter	4 420	7 715
Pensjoner	-8 712	-2 948
Verdsettelse varebeholdning	2 820	2 499
Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser	-3 167	-2 976
Utsatt skatt justeringer	861	-3 248
Annet	2 945	1 574
Netto endring	-832	2 616
Egenkapital IFRS	156 384	169 407

I henhold til US GAAP ville ikke tidligere Statoil og Hydro Petroleum blitt behandlet som en konsolidert regnskapsrapporterende enhet i 2006. US GAAP tall for tidligere Statoil og Hydro Petroleum samt fusjonsjusteringer er sammenslått kun for illustrasjonsformål for å vise hvordan konvertering til IFRS har påvirket de to selskapenes regnskaper. Se tabeller på følgende sider.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Effekt på kontantstrømsoppstilling

StatoilHydro viderefører bruken av den indirekte metoden ved utarbeidelse av kontantstrømsoppstilling under IFRS. Overgangen til IFRS medfører endring i arbeidskapitalen i balansen og dermed kontantstrømsoppstillingen etter IFRS. Det er ingen vesentlige endringer mellom kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter, investeringsaktiviteter og finansieringsaktiviteter. Ingen endring er gjort for kontanter og kontantekvivalenter, og ingen øvrige endringer er foretatt i kontantstrømsoppstillingen som følge av konverteringen.

IFRS åpningsbalanse

StatoilHydro utarbeidet tidligere sine regnskaper etter US GAAP. Ved utarbeidelse av IFRS åpningsbalanse per 1. januar 2006 har StatoilHydro tatt utgangspunkt i tidligere presenterte regnskaper etter US GAAP. Forklaring på hvordan konverteringen fra tidligere regnskapsprinsipper til IFRS har påvirket konsernets resultat, balanse og kontantstrømsoppstilling er beskrevet nedenfor.

IFRS 1- ANVENDTE PRINSIPPER OG UNNTAK OG IAS 1- PRESENTASJON

StatoilHydro ASA har anvendt IFRS 1 *First-time Adoption of International Financial Reporting Standards* i forbindelse med overgangen til IFRS fra 1. januar 2006. IFRS 1 krever at alle IFRS standarder og fortolkninger blir anvendt konsistent og med tilbakevirkende kraft for alle regnskapsperioder som presenteres. Standarden tillater imidlertid visse unntak og avvik fra det generelle kravet om retrospektiv implementering. StatoilHydro har valgt å anvende følgende unntak:

Virksomhetssammenslutning

Virksomhetssammenslutninger som fant sted før 1. januar 2006 har ikke blitt omarbeidet retrospektivt etter IFRS 3 Business Combinations. Balanseført verdi av eiendeler og gjeld som er anskaffet ved tidligere virksomhetssammenslutninger, samt tilhørende goodwill slik denne posten ble beregnet etter US GAAP, er videreført i IFRS regnskapet innenfor rammene av IFRS 1.

Akkumulerte omregningsdifferanser

Akkumulerte omregningsdifferanser per 1. januar 2006 som har oppstått i forbindelse med omregning av regnskaper for utenlandske virksomheter med annen funksjonell valuta enn NOK, er nullstilt. Som følge av dette er akkumulert omregningsdifferanse inkludert i Annen egenkapital i IFRS åpningsbalansen. Akkumulert omregningsdifferanse som har oppstått forut for konverteringen blir ikke inkludert i beregning av gevinst eller tap ved senere avhendelse av virksomhet.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser inkludert i historisk kost for varige driftsmidler

I følge IFRIC 1 Changes in Existing Decommissioning Restoration and Similar Liabilities skal endringer i nedstengnings- og fjerningsforpliktelser legges til eller trekkes fra kostprisen til den eiendelen forpliktelsen tilhører. IFRS 1 tillater at selskapene ikke anvender dette prinsippet for historiske endringer ved første gangs implementering. StatoilHydro har anvendt dette implementeringsunntaket. Forpliktelsene er målt på implementeringstidspunktet basert på IAS 37 og estimat for eiendeler og akkumulert avskrivning er beregnet basert på dagens anslag på forventet levetid.

Endringer i presentasjon

Presentasjonen av konsernregnskapet har blitt endret for å være i samsvar med kravene i IAS 1, Presentation of Financial Statements. Som følge av at StatoilHydro har valgt å regnskapsføre estimatavvik direkte mot egenkapitalen slik ny bestemmelse i IAS 19 tillater, er Konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader utarbeidet. Etter IFRS er minoritetsinteresser presentert i egenkapital.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Omarbeidelse av konsernresultatregnskapet for 2006 fra US GAAP til IFRS

(i millioner kroner)	StatoilHydro konsernet			Kun tall for tidligere Statoil	
	Tidligere Statoil og Hydro Petroleum som om de hadde vært én regnskapsrapportende enhet - US GAAP	IFRS reklassifisering	IFRS justeringer	IFRS	US GAAP
	2006	31. desember		2006	2005
Sum inntekter	509 952	7 257	4 273	521 482	387 411
Varekostnad	-242 586	-5 627	-1 381	-249 593	-230 721
Andre kostnader	-45 874	1 270	-198	-44 801	-30 243
Salgs- og administrasjonskostnader	-9 525	-1 126	-174	-10 824	-7 189
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	-39 511	-11	72	-39 450	-20 962
Undersøkelseskostnader	-10 650	0	0	-10 650	-3 253
Sum kostnader	-348 144	-5 494	-1 680	-355 318	-292 368
Resultat før finansposter og skattekostnad	161 808	1 763	2 593	166 164	95 043
Netto finansposter	6 706	-1 618	-16	5 072	-3 512
Resultat før skattekostnad	168 514	145	2 577	171 236	91 531
Skattekostnad	-116 872	-145	-2 372	-119 389	-60 036
Årets resultat	51 642	0	206	51 847	31 495

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Omarbeidelse av konsernbalansen per 1. januar og 31. desember 2006 fra US GAAP til IFRS

US GAAP på IFRS format	Tidligere Statoil og Hydro Petroleum som om de hadde vært én regnskapsrapportende enhet - US GAAP 1. januar 2006	IFRS reklassifiseringer	IFRS justeringer	IFRS 1. januar 2006
EIENDELER				
<i>Anleggsmidler</i>				
Varige driftsmidler	273 574	-18 494	313	255 393
Immaterielle eiendeler	5 164	19 544	196	24 904
Investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	8 830	- 260	69	8 638
Eiendeler ved utsatt skatt	4 538	-3 733	0	805
Pensjonsmidler	6 810	0	-4 696	2 114
Finansielle investeringer	11 572	31	1 969	13 572
Finansielle derivater	0	835	0	835
Finansielle fordringer	5 105	73	0	5 178
Sum anleggsmidler	315 593	-2 004	-2 149	311 439
<i>Omløpsmidler</i>				
Varelager	9 683	266	2 702	12 651
Kundefordringer og andre fordringer	86 658	-1 281	0	85 377
Finansielle derivater	5 799	- 531	6 749	12 018
Finansielle investeringer	6 847	0	0	6 847
Kontanter og kontantekvivalenter	7 436	0	0	7 436
Sum omløpsmidler	116 423	-1 546	9 451	124 328
SUM EIENDELER	432 016	-3 550	7 302	435 767
EGENKAPITAL OG GJELD				
<i>Sum egenkapital</i>				
	157 216	0	-832	156 384
<i>Langsiktig gjeld</i>				
Finansielle forpliktelser	53 094	0	-342	52 752
Forpliktelser ved utsatt skatt	74 722	-3 756	-861	70 105
Pensjonsforpliktelser	6 002	0	3 930	9 932
Andre avsetninger	30 508	45	2 337	32 889
Finansielle derivater	0	113	0	113
Sum langsiktig gjeld	164 326	-3 598	5 063	165 791
<i>Kortsiktig gjeld</i>				
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	59 836	-141	0	59 695
Betalbar skatt	42 486	-2	0	42 484
Finansielle forpliktelser	1 718	0	0	1 718
Finansielle derivater	6 432	191	3 071	9 694
Sum kortsiktig gjeld	110 474	48	3 071	113 592
Sum gjeld	274 800	-3 550	8 134	279 383
SUM EGENKAPITAL OG GJELD	432 016	-3 550	7 302	435 767

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

US GAAP på IFRS format	Tidligere Statoil og Hydro Petroleum som om de hadde vært én regnskapsrapportende enhet - US GAAP 31. des 2006	IFRS reklassifiseringer	IFRS justeringer	IFRS 31. des 2006
EIENDELER				
<i>Anleggsmidler</i>				
Varige driftsmidler	302 783	-27 251	-3 369	272 163
Immaterielle eiendeler	5 108	27 706	-1 609	31 205
Investeringer regnskapsført etter egenkapitalmetoden	8 945	-475	86	8 556
Eiendeler ved utsatt skatt	2 457	-1 876	227	808
Pensjonsmidler	3 314	0	-2 201	1 113
Finansielle investeringer	12 680	0	1 332	14 012
Finansielle derivater	0	450	0	450
Finansielle fordringer	4 341	0	0	4 341
Sum anleggsmidler	339 629	-1 446	-5 535	332 648
<i>Omløpsmidler</i>				
Varelager	12 758	0	2 499	15 256
Kundefordringer og andre fordringer	81 046	0	0	81 046
Finansielle derivater	12 010	1 552	7 761	21 323
Finansielle investeringer	1 032	0	0	1 032
Kontanter og kontantekvivalenter	7 518	0	0	7 518
Sum omløpsmidler	114 363	1 552	10 260	126 175
SUM EIENDELER	453 992	106	4 725	458 823
EGENKAPITAL OG GJELD				
<i>Sum egenkapital</i>				
	166 791	0	2 616	169 407
<i>Langsiktig gjeld</i>				
Finansielle forpliktelser	49 520	0	-305	49 215
Forpliktelser ved utsatt skatt	72 335	-1 936	1 685	72 084
Pensjonsforpliktelser	10 281	0	747	11 028
Andre avsetninger	43 302	40	-1 170	42 173
Finansielle derivater	0	66	0	66
Sum langsiktig gjeld	175 439	-1 830	957	174 566
<i>Kortsiktig gjeld</i>				
Leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld	55 221	0	374	55 595
Betalbar skatt	47 149	0	0	47 149
Finansielle forpliktelser	5 557	0	0	5 557
Finansielle derivater	3 835	1 936	779	6 549
Sum kortsiktig gjeld	111 761	1 936	1 153	114 850
Sum gjeld	287 200	106	2 109	289 416
SUM EGENKAPITAL OG GJELD	453 992	106	4 725	458 823

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

BESKRIVELSE AV DE VIKTIGSTE ENDRINGER I REGNSKAPSPRINSIPPER

Finansielle derivater og sikringsbokføring

StatoilHydro er part i resultatavhengige kontrakter og langsiktige salgskontrakter som er knyttet mot underliggende indekser. Disse kontraktene er ikke regnskapsført som derivater til virkelig verdi i US GAAP regnskapet på grunn av spesifikke unntak i FAS 133 og relaterte fortolkninger, mens slike avtaler regnskapsføres som derivater til virkelig verdi etter IFRS. Behandlingen etter IFRS krever at kontraktene regnskapsføres til virkelig verdi i balansen og endringer i virkelig verdi innregnes over resultatregnskapet.

Både US GAAP og IFRS tillater sikringsbokføring når spesifikke kriterier er oppfylt. Det er forskjeller mellom US GAAP og IFRS når det gjelder enkelte av kriteriene. Enkelte transaksjoner som har vært gjenstand for sikringsbokføring etter US GAAP kvalifiserer ikke for sikringsbokføring etter IFRS og motsatt.

En forenklet metode for måling av effektivitet ved enkelte virkelig verdi sikringer ble benyttet i US GAAP regnskapet. Metoden innebærer at ineffektivitet ikke innregnes i resultatregnskapet. De samme sikringsobjektene og instrumentene er gjenstand for virkelig verdi sikring etter IFRS. I IFRS blir ineffektivitet innregnet i resultatregnskapet og det oppstår dermed i en forskjell mellom US GAAP og IFRS.

I samsvar med spesifikke overgangsregler i FAS 133 har en sikringstransaksjon som omfatter en del av et obligasjonslån og en valuta rente bytteavtale blitt regnskapsført som sikring i US GAAP regnskapet. Sikringsbokføring er ikke tillatt etter IFRS for slike sikringsrelasjoner på grunn av de spesielle forholdene ved transaksjonen og fordi tilsvarende overgangsregel ikke foreligger i IFRS. Følgelig regnskapsføres obligasjonslånet til amortisert kost, mens rentebytteavtalen regnskapsføres til virkelig verdi med verdiendringer over resultatregnskapet.

Pensjon

StatoilHydro regnskapsfører aktuariemessige gevinster og tap knyttet til pensjonsplaner direkte mot egenkapitalen i Konsernopstilling av innregnede inntekter og kostnader i IFRS. I US GAAP (frem til 31. desember 2006) ble aktuariemessige gevinster og tap amortisert over fremtidige regnskapsperioder. Det er derfor en forskjell i regnskapsprinsipp per 1. januar 2006, 31. mars 2006, 30. juni 2006 og 30. september 2006.

I fjerde kvartal 2006 implementerte StatoilHydro en ny US GAAP standard. Akkumulerte aktuariemessige gevinster og tap ble regnskapsført fullt ut i balansen per 31.12.2006 med en tilsvarende justering mot egenkapital. Per 31. desember 2006 var det imidlertid fortsatt en forskjell mellom US GAAP og IFRS knyttet til pensjoner. I US GAAP blir egenkapitaljusteringen reversert via korridor og innregnet i resultatregnskapet. Denne metoden er ikke tillatt i IFRS.

Diskonteringsrenten som benyttes for å beregne pensjonsforpliktelser er også forskjellig. Etter US GAAP fastsettes diskonteringsrenten basert på foretaksobligasjonslån av høy kvalitet. IFRS krever spesifikt at man legger til grunn statsobligasjoner i land der det ikke er noe aktivt marked for slike obligasjonslån, slik som i Norge og Sverige. Diskonteringsrenten etter IFRS er lavere enn US GAAP renten som har blitt anvendt i perioden, slik at pensjonsforpliktelsen er høyere i IFRS regnskapet.

Varelager

I US GAAP regnskapet beregnet StatoilHydro kostpris for varer med utgangspunkt i sist innkjøpte mengder (LIFO). I IFRS regnskapet beregner selskapet kostpris med utgangspunkt i først innkjøpte mengder (FIFO).

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser

Både US GAAP og IFRS inkluderer estimert kostnad ved å stenge ned og fjerne en eiendel i kostpris for eiendelen så lenge den tilhørende forpliktelsen er regnskapsført. Forpliktelsen måles basert på beste estimat på fremtidige utgifter og neddiskonteres med relevant rentesats. Etter US GAAP endres ikke den opprinnelige rentesatsen som er benyttet ved beregning av forpliktelsen i etterfølgende perioder. Nye forpliktelser eller økning i tidligere beregnede forpliktelser beregnes basert på dagens rentesats og endres ikke ved senere regnskapsavleggelse. Etter IFRS benyttes oppdaterte rentesatser ved hver regnskapsavleggelse.

Utsatt skatt

Utsatt skatt er endret både som følge av forskjeller i regnskapsprinsipper og som følge av skatteeffekter på justeringene som ble regnskapsført ved overgangen til IFRS.

Konverteringseffekter: De fleste konverteringseffektene som er omtalt i denne noten har tilhørende utsatt skatt effekter.

Funksjonell valuta forskjellig fra valuta for skatteformål: I US GAAP regnskapsføres ikke utsatt skatt på valutakursforskjeller som oppstår for eiendeler og gjeld som ikke er pengeposter. Utsatt skatt regnskapsføres for slike forskjeller i IFRS regnskapet.

Skatt på urealiserte intern gevinster: I US GAAP beregnes utsatt skatt på forskjeller som oppstår ved internsalg ved å benytte selgers skattesats. I IFRS er det kjøpers skattesats som legges til grunn.

Unntak for regnskapsføring av utsatt skatt: I US GAAP regnskapsføres utsatt skatt på tilnærmet alle midlertidige forskjeller. Visse eiendeler eller forpliktelser kan ha en balanseført verdi som ved førstegangsinnregning er forskjellig fra deres opprinnelige skattemessige verdi, og som på

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

transaksjonstidspunktet ikke påvirker verken regnskapsmessig overskudd eller skattepliktig inntekt. Etter IFRS regnskapsføres ikke utsatt skatt/ utsatt skattefordel ved førstegangsinnregning av slike eiendeler og forpliktelser.

Andre endringer

Andre endringer inkluderer følgende:

Endringer som vedrører varige driftsmidler

Den viktigste endringen som vedrører varige driftsmidler gjelder periodisk vedlikehold. I US GAAP regnskapet valgte StatoilHydro å avsette for estimerte kostnader til fremtidige større vedlikeholdsprogrammer og inspeksjoner. I IFRS regnskapet blir kostnadene for større vedlikeholdsprogrammer og inspeksjoner inkludert i driftsmiddelets balanseført verdi og avskrives over perioden frem til neste vedlikeholds- og inspeksjonsdag.

Det er også en forskjell knyttet til behandling av utgifter ved unormalt høyt svinn av råvarer, arbeid eller andre ressurser som påløper ved produksjon av egentilvirkede eiendeler. Etter IFRS blir slike utgifter kostnadsført. Etter US GAAP blir vanligvis alle utgifter i tilvirkningsperioden balanseført.

Bytte av tilnærmet like eiendeler

I 2000 byttet StatoilHydro en andel i et prosesseringsanlegg mot en andel i et annet prosesseringsanlegg. Transaksjonen var med en tredjepart. Basert på gjeldende USGAAP standarder på dette tidspunktet ble det ikke regnskapsført noen gevinst eller tap ved transaksjonen.

Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg

I US GAAP regnskapet er enkelte investeringer klassifisert som finansielle eiendeler tilgjengelig for salg og regnskapsført til kost fordi virkelig verdi ikke kan måles pålitelig. I IFRS regnskapet klassifiseres disse investeringene som finansielle eiendeler tilgjengelig for salg og regnskapsføres til estimert virkelig verdi i balansen. Endring i virkelig verdi innregnes direkte i egenkapital.

Reversering av nedskrivninger av undersøkelseskostnader

I USGAAP regnskapet har enkelte balanseførte undersøkelseskostnader blitt nedskrevet. Etter USGAAP reverseres ikke nedskrivning. I henhold til IFRS blir nedskrivninger reversert i den grad betingelsene for nedskrivning ikke lenger er tilstede.

Avsetninger

I fjerde kvartal 2006 ble beslutningen om å implementere en ny forretningsmodell offentliggjort. Beslutningen medførte endringer og oppsigelser av franchise avtaler i Sverige. Kriteriene for å regnskapsføre en avsetning per 31. desember 2006 for dette forholdet var ikke tilfredstilt etter US GAAP. I IFRS regnskapet ble det foretatt en avsetning per 31. desember 2006 fordi de generelle innregningskriteriene etter IFRS var oppfylt.

Omklassifiseringer

Omklassifiseringer omfatter:

Avviklet virksomhet og eiendeler holdt for salg

I US GAAP regnskapet har StatoilHydro fra januar 2006 klassifisert den irske nedstrømsaktiviteten ("Statoil Irland") som "holdt for salg" i balansen og som avviklet virksomhet i resultatregnskapet for alle presenterte perioder, inkludert sammenlignbare tall.

Etter IFRS klassifiseres avhendingsgrupper som avviklet virksomhet når de representerer en separat og vesentlig virksomhet eller et separat og vesentlig geografisk driftsområde. StatoilHydro har ikke klassifisert Statoil Irland som avviklet virksomhet i resultatregnskapet da denne virksomheten ikke representerer en separat og vesentlig virksomhet eller geografisk driftsområde. Etter IFRS blir eiendeler holdt for salg ikke omklassifisert i balansen for tidligere perioder. Etter US GAAP blir sammenlignbare tall omklassifisert. Kriteriene for klassifisering som holdt for salg var tilfredstilt i januar 2006.

Brutto versus netto presentasjon av derivat eiendeler og forpliktelser

I US GAAP regnskapet har StatoilHydro anvendt muligheten til å presentere finansielle derivat eiendeler og forpliktelser netto. Derivatene vises brutto i IFRS regnskapet i de tilfellene det ikke foreligger intensjon om å gjøre opp netto slik konsernet har mulighet til i henhold til underliggende avtaler.

Derivater utpekt som sikringsinstrumenter

I US GAAP regnskapet har virkelig verdi av derivater utpekt som sikringsinstrument blitt klassifisert som kortsiktig, på linje med klassifisering av StatoilHydros øvrige derivater. I IFRS regnskapet er langsiktig del av virkelig verdi av derivat som er utpekt som sikringsinstrument klassifisert som langsiktig.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Investeringer regnskapsført basert på egenkapitalmetoden

I USGAAP regnskapet ble andeler i felleskontrollerte eiendeler regnskapsført basert på bruttometoden dersom de tilhørte Undersøkelse og produksjon Norge og Internasjonal undersøkelse og produksjon segmentene, mens egenkapitalmetoden ble benyttet i andre segmenter. I IFRS regnskapet blir alle andeler i felleskontrollerte eiendeler regnskapsført basert på bruttometoden.

Balanseførte kostnader før utbyggingsbeslutning

I USGAAP regnskapet ble balanseførte kostnader som påløper før utbyggingsbeslutning klassifisert som varige driftsmidler. I IFRS regnskapet blir slike kostnader klassifisert som immaterielle eiendeler.

Eiendeler og forpliktelser ved utsatt skatt

Det er forskjeller mellom IFRS og US GAAP når det gjelder klassifisering av eiendeler og forpliktelser ved utsatt skatt. Kortsiktige utsatte skatteposter blir klassifisert som langsiktige eiendeler og forpliktelser under IFRS.

Akkumulerte omregningsdifferanser

IFRS 1 tillater at akkumulerte omregningsdifferanser nullstilles per 1. januar 2006. Tilsvarende nullstilling kan ikke foretas i US GAAP.

Rentelement

Både USGAAP og IFRS krever at visse forpliktelser regnskapsføres til neddiskontert verdi. Disse forpliktelsene vil øke etter hvert som forpliktelsen kommer nærmere i tid. Økningen som skyldes renteelementet innregnes som en kostnad i resultatregnskapet. Økning som skyldes renteelement presenteres som en del av resultatet fra den operasjonelle aktiviteten i USGAAP regnskapet. I IFRS regnskapet presenteres renteelementet som en finanskostnad.

32. TILLEGGSOPPLYSNINGER OM PRODUKSJONSVIRKSOMHETEN FOR OLJE OG GASS (UREVIDERT)

I samsvar med FAS 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities" og regler fra den amerikanske Securities and Exchange Commission (SEC) gir selskapet enkelte tilleggsopplysninger om lete- og produksjonsvirksomheten for olje og gass. Selv om disse opplysningene er utarbeidet med rimelig forsiktighet og lagt frem i god tro, understrekes det at noen av opplysningene nødvendigvis vil være unøyaktige og bare vil utgjøre tilnærmede størrelser og beløp fordi slike opplysninger blir utarbeidet ut fra en subjektiv vurdering. Derfor vil ikke disse opplysningene nødvendigvis representere selskapets nåværende økonomiske stilling eller de resultater selskapet forventer å skape i fremtiden.

Olje- og gassreserver

Selskapets eksperter har estimert StatoilHydros olje- og gassreserver i henhold til bransjestandarder og de krav som stilles av SEC. Reservene inkluderer ikke produksjonsavgift som betales med petroleum, eller mengder som forbrukes i produksjon. Reserveestimer er å betrakte som utsagn om fremtidige hendelser.

Fastsettelse av selskapets reserver er del av en pågående prosess og er underlagt fortløpende revisjon etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig.

Sikre olje- og gassreserver representerer beregnede mengder råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som, basert på analyser av geologiske og tekniske data, med rimelig grad av sikkerhet kan utvinnes fra kjente reservoarer under gjeldende økonomiske og driftstekniske forhold, det vil si priser og kostnader på det tidspunkt reserveestimatet blir satt opp. I prisene som benyttes er det kun tatt hensyn til kontraktsfestede endringer i eksisterende priser, men ikke til endringer som skyldes fremtidige forhold.

1. Reservoarene anses som sikre hvis enten faktisk produksjon eller en formasjonstest viser at de er økonomisk drivverdige. Reservoarområdet som anses som sikkert, omfatter (A) den delen som er avgrenset av boring og definert ved eventuell gass/olje-kontakt og/eller olje/vann-kontakt, og (B) de umiddelbart tilstøtende delene som enda ikke er boret men som det ut fra tilgjengelige geologiske og tekniske data er rimelig å anta vil være økonomisk drivverdige. Hvis det ikke finnes opplysninger om væskekontakter, er det den dypeste, kjente strukturforekomsten av hydrokarboner som definerer reservoarets nedre sikre grense.
2. Reserver som kan gjøres økonomisk drivverdige ved at det benyttes teknikker for forbedret utvinning (som f.eks. fluidinjeksjon) er klassifisert som sikre når vellykket testing gjennom et pilotprosjekt eller driften av et installert program i reservoaret støtter den tekniske analysen som prosjektet eller programmet var basert på.
3. Estimer av sikre reserver omfatter ikke følgende: (A) olje som kan bli tilgjengelig fra kjente reservoarer men som klassifiseres separat som «indikerte tilleggsreserver», (B) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass, som det er tvilsomt om kan utvinnes på grunn av usikkerhet med hensyn til geologi, reservoarets karakteristikk eller økonomiske faktorer, (C) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan forekomme i prospekter hvor det foreløpig ikke har vært boret, og (D) råolje, naturgass og naturlig kondensert gass som kan utvinnes fra oljeskifer, kull, gilsonitt og andre lignende kilder.

Sikre utviklede olje- og gassreserver representerer reserver som forventes å kunne utvinnes fra eksisterende brønner ved hjelp av eksisterende anlegg og driftsmetoder. Ytterligere olje og gass som man forventer å kunne utvinne ved å benytte fluidinjeksjon eller andre teknikker for forbedret

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

utvinning for å supplere de naturlige kreftene og primære utvinningsmekanismene, tas ikke med som sikre utviklede reserver før de er testet av et pilotprosjekt eller etter at et installert program har bekreftet ved produksjonsresultater at utvinningen vil kunne økes.

På norsk sokkel selger StatoilHydro sin olje og gass sammen med den norske statens olje og gass, Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Dette innebærer at StatoilHydro og den norske stat i fellesskap vil levere gass til kundene i henhold til visse typer gasssalgsavtaler. Forpliktelsene vil bli oppfylt gjennom en tidsfasing som gir høyest mulig totalverdi for StatoilHydros og statens samlede olje- og gassreserver. StatoilHydros gassreserver vil bli trukket på i henhold til StatoilHydros eierandel av produksjonen fra de felt som til enhver tid blir valgt til å levere gassen. I tillegg har StatoilHydro inngått gassavtaler med leveranser fra Aserbajdsjan og Algerie hvor vår rett til gass under produksjonsdelingsavtalene er mindre enn vår leveranseforpliktelse. Vi vil benytte våre rettigheter til sikre reserver under produksjonsdelingsavtalen så langt mulig for å oppfylle disse forpliktelsene.

De totale leveranseforpliktelsene som påligger StatoilHydro og SDØE-arrangementet og StatoilHydro sine egne forpliktelser var per 31. desember 2007 på totalt 36,4 billioner standard kubikkfot. Dette inkluderer ikke forpliktelser hvor vi ikke eier den gassen som skal leveres.

En stor del av StatoilHydros langsiktige salgsforpliktelser på gass er knyttet til kontrakter med «Ta eller Betal» betingelser (såkalte «Take or Pay clauses»). Kjøperne av gassen har fleksibilitet til å nominere ønsket mengde på daglig basis. StatoilHydro og SDØE sine leveranseforpliktelser uttrykkes som summen av kontraktens avtalte årsleveranser (ACQ). Leveranseforpliktelsene (ACQ) for kontraktsårene 2007, 2008, 2009 og 2010 er henholdsvis 2,56, 2,63, 2,56 og 2,59 billioner standard kubikkfot. Disse forpliktelsene kan bli oppfylt gjennom produksjon av sikre reserver i felt der StatoilHydro og/eller staten deltar og gjennom bruk av eksisterende gassmarked for å styre midlertidige over- eller underskudd i produksjonen. Vi har for kontraktsåret 2007 for lav tilførsel av LNG fra egen produksjon på grunn av forsinkelser i oppstart av et LNG kjøleanlegg i Norge. Tiltak gjøres for å avhjelpe denne situasjonen. Volumet omfatter omlag to prosent av våre forpliktelser til å levere gass i dette kontraktsåret. For lav tilførsel av LNG fra egen produksjon forventes også å ha effekt på kontraktsåret 2008.

Prinsippene for bokføring av sikre gassreserver er begrenset til å gjelde kontraktsfestede gassalg og gass som har markedsadgang.

StatoilHydro inngikk i 2002 en "buy-back" avtale i Iran. StatoilHydro deltar også i en rekke produksjonsdelingsavtaler (PSA). Reserver fra disse avtalene er beregnet på bakgrunn av hvor store volumer selskapet har tilgang til for kostnadsdekning ("cost oil") og inntjening ("profit oil"), fratrukket eventuelle begrensninger med hensyn til markedsadgang. Sikre reserver ved årsslutt tilhørende PSA og "buy-back" avtaler er vist separat.

Restrukturering av Sincor-partnerskapet, i Venezuela, til et nytt juridisk selskap, Petrocedeño, var ikke fullført ved årsslutt i 2007. StatoilHydro hadde derfor sikre reserver per 31. desember 2007 basert på 15 prosent eierandel i Sincor-partnerskapet. StatoilHydros aksjebaserte eierandel i Petrocedeño vil bli 9,677 prosent i første kvartal 2008. Reduksjonen i eierandel vil medføre en avgang av sikre reserver på 68 millioner fat olje i 2008.

StatoilHydro bokfører som sikre reserver en mengde som svarer til våre skatteforpliktelser under forhandlede fiskale regimer (produksjonsdelingsavtaler eller inntektsdelingsavtaler) og som skal betales i fysiske kvanta av petroleum.

På grunn av avrunding vil det kunne forekomme avvik mellom delsummer, totale summer og størrelsene som fremkommer ved en summering av de enkelte tallene.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

	Sikre olje- og NGL reserver i millioner fat			Sikre gassreserver i milliarder standard kubikkfot			Sikre olje-, NGL- og gassreserver i millioner fat oljeekvivalenter		
	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum	Norge	Utenfor Norge	Sum
Sikre reserver 31. desember 2005	1 835	779	2 614	19 595	1 392	20 986	5 316	1 025	6 341
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 363	295	1 659	13 899	208	14 107	3 833	332	4 165
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	433	433	0	973	973	0	606	606
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	46	46	0	83	83	0	61	61
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	122	37	159	529	250	780	219	81	300
Utvidelser og funn	26	12	38	256	9	265	72	13	86
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	-2	-3	0	0	0	0	-2	-3
Produksjon	-315	-70	-385	-1 250	-84	-1 335	-539	-85	-624
Sikre reserver per 31. desember 2006	1 667	756	2 423	19 129	1 567	20 696	5 068	1 032	6 101
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 188	334	1 523	13 378	283	13 661	3 566	385	3 951
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	441	441	0	1 169	1 169	0	649	649
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	47	47	0	56	56	0	57	57
Revisjoner av tidligere anslag og forbedret utvinning	197	16	214	598	-27	571	311	14	325
Utvidelser og funn	38	105	143	405	0	405	110	105	215
Kjøp av petroleumsreserver	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salg av petroleumsreserver	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produksjon	-299	-92	-391	-1 238	-114	-1 352	-519	-112	-632
Sikre reserver per 31. desember 2007	1 604	785	2 389	18 893	1 426	20 319	4 971	1 039	6 010
Herav:									
Sikre utviklede reserver	1 187	323	1 510	15 084	748	15 832	3 875	456	4 331
Sikre reserver under PSA og buy-back avtaler	0	387	387	0	977	977	0	561	561
Volumer produsert under PSA og buy-back avtaler	0	67	67	0	80	80	0	82	82

Omregningsfaktorene som er benyttet er 1 standard kubikkmeter = 35,3 standard kubikkfot, 1 standard kubikkmeter oljeekvivalenter = 6,29 fat oljeekvivalenter og 1 000 standard kubikkmeter gass = 1 standard kubikkmeter oljeekvivalent.

StatoilHydro er pålagt å avsette statens olje og naturgass sammen med StatoilHydros egen olje og naturgass i overensstemmelse med avsetningsinstruksen vedtatt av generalforsamlingen i StatoilHydro ASA. Staten og StatoilHydro mottar inntekt fra dette gassalget basert på respektiv andel av volumene. For salg av naturgass til tredjepart eller til StatoilHydro for videre verdioppgradering, er prisfastsettelsen basert på enten oppnådde priser, en «net back formula» eller markedsverdi. For naturgass som er ervervet av StatoilHydro til eget bruk, er prisfastsettelsen basert på markedsverdi. Statens olje og NGL blir i sin helhet ervervet av StatoilHydro. Prisen for råolje er markedsbaserte priser. Prisen for NGL er enten basert på oppnådde priser, markedsverdi eller markedsreflekterte priser.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Avsetningsinstruksen kan endres av Generalforsamlingen i StatoilHydro ASA. På grunn av denne usikkerheten og at statens egne estimater av sikre reserver ikke er tilgjengelige for StatoilHydro er det ikke mulig å beregne hvor store mengder StatoilHydro samlet vil kjøpe i henhold til avsetningsinstruksen fra felt hvor selskapet deltar i virksomheten.

Balansførte kostnader knyttet til produksjonsvirksomheten for olje og naturgass

(i millioner kroner)	31. desember	
	2007	2006
Undersøkelseskostnader, leterettigheter og lignende	40 511	26 096
Utbyggingskostnader, brønner, anlegg og annet utstyr, inkludert fjerningseiendeler	548 614	501 472
Sum kostnader til anskaffelseskost	589 125	527 568
Akkumulerte av- og nedskrivninger	-331 653	-283 428
Netto balansførte undersøkelseskostnader	257 472	244 140

Kostnader påløpt ved kjøp av olje og gassressurser, undersøkelses- og utbyggingsvirksomhet

I tabellen nedenfor inngår både kostnader som er balansført og kostnader innregnet i resultatoppstillingen.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Året 2007			
Undersøkelseskostnader	5 749	8 499	14 248
Utbyggingskostnader 1), 2)	28 428	13 330	41 758
Kjøp av leterettigheter	0	17 133	17 133
Sum	34 177	38 962	73 139
Året 2006			
Undersøkelseskostnader	4 649	9 484	14 133
Utbyggingskostnader 1), 2)	27 303	14 009	41 312
Kjøp av leterettigheter	511	9 588	11 889
Sum	32 463	33 081	67 334

1) Utbyggingskostnader inkluderer investeringer i Norge i anlegg for nedkjøling av naturgass og lagring av LNG for totalt henholdsvis 661 millioner kroner i 2007 og 112 millioner kroner i 2006.

2) Inkluderer mindre utbyggingskostnader som ikke er knyttet til sikre reserver.

Resultat av produksjonsvirksomheten for olje og gass

I henhold til FAS 69 gjenspeiler driftsinntektene og kostnadene i tabellen nedenfor bare de som er knyttet til StatoilHydros produksjonsvirksomhet for olje og gass.

Virksomhet medtatt i opplysninger om forretningsområdene i note 5 til regnskapet, men som ikke er tatt med i tabellen nedenfor, gjelder gasshandelsvirksomhet, transport og forretningsutvikling, samt gevinster ved salg av interesser og andeler i olje og gassaktiviteter. Mindre korreksjoner er foretatt av historiske tall slik at resultat av produksjonsvirksomheten er sammenlignbar mellom årene.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Inntektsskatt er beregnet ut fra vedtatte skattesatser og hensyntatt friinntekt. Renter og indirekte kostnader er ikke trukket fra.

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Året 2007			
Salg	-36	-12 631	-12 666
Internt salg	-172 077	-27 705	-199 782
Sum inntekter	-172 113	-40 336	-212 448
Undersøkelseskostnader	3 638	7 695	11 333
Produksjonskostnader	24 062	5 387	29 449
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	23 030	11 103	34 133
Sum kostnader	50 730	24 185	74 915
Resultat før skatt	-121 383	-16 150	-137 533
Skattekostnad	97 184	7 070	104 254
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	-24 199	-9 080	-33 279
Året 2006			
Salg	-143	-9 856	-10 000
Internt salg	-175 476	-20 523	-195 999
Sum inntekter	-175 619	-30 379	-205 999
Undersøkelseskostnader	3 480	7 170	10 650
Produksjonskostnader	14 210	3 222	17 432
Avskrivninger, amortiseringer og nedskrivninger	20 938	14 370	35 308
Sum kostnader	38 628	24 762	63 390
Resultat før skatt	-136 991	-5 617	-142 608
Skattekostnad	106 131	4 006	110 137
Resultat av produksjonsvirksomhet olje og gass	-30 860	-1 611	-32 471

Beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm knyttet til sikre olje- og gassreserver

Tabellen nedenfor viser beregnet nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm (SMV) knyttet til sikre reserver, og er utarbeidet i henhold til FAS 69. Det er benyttet gjeldende markedspriser, kostnader, skattenivå, avgifter samt beregnede sikre reserver ved årets slutt. Ved beregning av nåverdien er det benyttet en diskonteringsatts på 10 prosent. Nåverdiberegningen er et utsagn om fremtidige hendelser.

Fremtidige prisendringer er hensyntatt i den grad det foreligger kontrakter som regulerer dette ved utgangen av hvert rapporteringsår. Fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader inkluderer de fremtidige kostnadene som er nødvendige for å utvikle og produsere beregnede sikre reserver ved årets slutt basert på kostnadsindekser ved årets slutt, idet det forutsettes at de økonomiske forhold ved årets slutt vil vedvare. Ved beregning av fremtidig netto kontantstrøm før skatt er nedstengnings- og fjerningskostnader inkludert. Fremtidig inntektsskatt beregnes ved å anvende de gjeldende lovbestemte skattesatsene ved årets slutt. Disse satsene gjenspeiler tillatte fradrag og skattekreditter og anvendes på beregnet fremtidig netto kontantstrøm før skatt, minus skattegrunnlaget for tilknyttede eiendeler. Diskontert fremtidig netto kontantstrøm beregnes ved å benytte en diskonteringsatts på 10 prosent per år. Nåverdiberegningen krever årlige anslag for fremtidige kostnader og for produksjon av sikre reserver. De gitte opplysningene representerer ikke ledelsens anslag over selskapets forventede fremtidige kontantstrøm eller verdien av sikre olje- og gassreserver. Estimater over mengden av sikre reserver er unøyaktig og vil endre seg over tid etter hvert som ny informasjon blir tilgjengelig. Dessuten er identifiserte reserver og betingede ressurser som kan bli sikre reserver i fremtiden, ikke tatt med i beregningene. Det er gjort forutsetninger med hensyn til tidspunktet for og størrelsen av fremtidige utbyggings- og produksjonskostnader og inntekter fra produksjon av sikre reserver i samsvar med kravene i FAS 69. Disse forutsetningene gjenspeiler ikke ledelsens vurdering og må ikke sees på som en sikker indikasjon på StatoilHydros fremtidige kontantstrøm eller verdien av StatoilHydros sikre reserver.

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

(i millioner kroner)	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Per 31. desember 2007			
Fremtidige netto innbetalinger	1 788 440	429 335	2 217 775
Fremtidige utbyggingskostnader	-107 966	-57 332	-165 298
Fremtidige produksjonskostnader	-338 834	-102 838	-441 672
Fremtidig inntektsskatt	-1 009 179	-97 850	-1 107 029
Fremtidig netto kontantstrøm	332 461	171 315	503 776
10% årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorison av kontantstrømmen	-135 717	-67 289	-203 006
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	196 744	104 026	300 770

Per 31. desember 2006			
Fremtidige netto innbetalinger	1 643 982	310 129	1 954 111
Fremtidige utbyggingskostnader	-113 121	-36 496	-149 617
Fremtidige produksjonskostnader	-321 208	-53 377	-374 585
Fremtidig inntektsskatt	-939 061	-70 481	-1 009 542
Fremtidig netto kontantstrøm	270 592	149 775	420 367
10% årlig diskonteringsrente for beregnet tidshorison av kontantstrømmen	-116 469	-58 184	-174 653
Nåverdi fremtidig netto kontantstrøm	154 123	91 591	245 714

Av samlede estimerte fremtidige utbyggingskostnader på 165 298 millioner kroner per 31. desember 2007 forventes et beløp på 95 974 millioner kroner brukt i løpet av de neste tre årene. Fordelingen vises i tabellen nedenfor.

Fremtidige utbyggingskostnader

(i millioner kroner)	2008	2009	2010	Total
Norge	25 495	21 875	17 154	64 524
Utenfor Norge	12 957	10 512	7 981	31 450
Sum	38 452	32 387	25 135	95 974

Herav fremtidige utbyggingskostnader forventet brukt på sikre, ikke utbygde reserver	25 459	22 417	16 744	64 620
--	--------	--------	--------	--------

I 2007 påløp 41 758 millioner kroner i utbyggingskostnader. Av dette beløpet knyttet 19 758 millioner kroner seg til sikre, ikke utbygde reserver.

Endringen i nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm fra sikre reserver

(i millioner kroner)	2007	2006
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 1. januar	245 714	278 511
Netto endringer i priser og i produksjonskostnader knyttet til fremtidig produksjon	239 091	66 193
Endringer i beregnede fremtidige utbyggingskostnader	-30 740	-46 659
Salg av olje og gass produsert i perioden, fratrukket produksjonskostnader	-189 992	-199 931
Netto endring på grunn av utvidelser, funn og forbedret utvinning	15 967	10 053
Netto endring på grunn av kjøp og salg av reserver	0	-950
Netto endring på grunn av revisjon av beregnede mengder	78 122	73 562
Utbyggingskostnader påløpt i perioden	41 758	41 312
Diskonteringseffekt	-54 374	3 694
Netto endringer i inntektsskatt	-44 776	19 929
Sum endringer i nåverdi i løpet av året	55 056	-32 797
Nåverdi av fremtidig netto kontantstrøm per 31. desember	300 770	245 714

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Driftsstatistikk

Produktive olje- og gassbrønner og utbygde og ikke-utbygde areal

Tabellene nedenfor viser antallet brutto og netto produktive olje- og gassbrønner og samlet brutto og netto utbygd og ikke-utbygd olje- og gassareal der selskapet hadde andeler per 31. desember 2007.

En «brutto» verdi viser til brønner eller areal der selskapet har andeler (beregnet som 100 prosent). Nettoverdien tilsvarer summen av selskapets andeler i brønner eller areal.

Antall produktive olje og gassbrønner

Per 31. desember 2007		Norge	Utenfor Norge	Totalt
Antall produktive olje og gassbrønner				
Oljebrønner	- brutto	816	819	1 635
	- netto	288	144	432
Gassbrønner	- brutto	152	130	282
	- netto	66	48	115

Per 31. desember		Norge	Utenfor Norge	Totalt
Utbygd og ikke utbygd olje og gassareal i tusen acres				
Utbygd areal	- brutto	858	1 346	2 204
	- netto	314	413	727
Ikke utbygd areal	- brutto	17 317	57 296	74 613
	- netto	9 045	31 173	40 218

1 000 acres = 4,05 km²

Gjenværende løpetid for leieavtaler og konsesjoner er på inntil 43 år.

Netto produktive og tørre olje- og gassbrønner boret

Tabellene nedenfor viser netto produktive og tørre undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som selskapet har completert eller forlatt de to siste årene. Produktive undersøkelsesbrønner omfatter også brønner der det er funnet hydrokarboner, og der videre boring eller komplettering er utsatt i påvente av ytterligere evaluering. En tørr brønn er en brønn som ikke er i stand til å produsere store nok mengder olje eller gass til å berettiggte at den kompletteres.

	Norge	Utenfor Norge	Totalt
Året 2007			
Netto undersøkelsesbrønner boret	13,2	14,0	27,1
— netto tørre	4,5	5,9	10,4
— netto produktive	8,7	8,0	16,7
Netto utviklingsbrønner boret	34,7	19,7	54,4
— netto tørre	0,7	1,0	1,7
— netto produktive	34,0	18,7	52,7
Året 2006			
Netto undersøkelsesbrønner boret	11,1	15,1	26,2
— netto tørre	6,4	7,3	13,7
— netto produktive	4,7	7,8	12,5
Netto utviklingsbrønner boret	21,1	14,0	35,1
— netto tørre	0,8	0,0	0,8
— netto produktive	20,3	14,0	34,3

NOTER TIL KONSERNREGNSKAPET

Undersøkelses- og utviklingsbrønner under boring

Tabellen nedenfor viser antallet undersøkelses- og utviklingsbrønner for olje og gass som StatoilHydro har under boring per 31. desember 2007.

Per 31. desember 2007		Norge	Utenfor Norge	Totalt
Antall brønner under boring				
Utviklingsbrønner	— brutto	46	82	128
	— netto	17,6	13,7	31,3
Undersøkelsesbrønner	— brutto	7	11	18
	— netto	3,1	2,9	6,0

Gjennomsnittlig salgspris og produksjonskostnad per enhet

	Norge	Utenfor Norge
Per 31. desember 2007		
Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat	70,9	69,1
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm ³	1,69	1,17
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	46,3	34,4
Per 31. desember 2006		
Gjennomsnittlig salgspris råolje i USD per fat	63,6	60,9
Gjennomsnittlig salgspris naturgass i NOK per Sm ³	1,94	1,64
Gjennomsnittlige produksjonskostnader i NOK per fat o.e.	26,9	37,5

Til generalforsamlingen i StatoilHydro ASA

Revisjonsberetning for 2007

Vi har revidert årsregnskapet for StatoilHydro ASA for regnskapsåret 2007, som viser et overskudd på 44 641 millioner kroner for konsernet. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Konsernregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømpstilling, konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader og noteopplysninger. International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU og utstedt av International Accounting Standards Board er anvendt ved utarbeidelsen av konsernregnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og konsernsjef. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

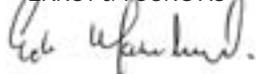
Vi har utført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder revisjonsstandarder vedtatt av Den norske Revisorforening. Revisjonsstandardene krever at vi planlegger og utfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig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

Vi mener at

- konsernregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettvise bilde av konsernets økonomiske stilling 31. desember 2007 og av resultatet, kontantstrømmene og konsernoppstilling av innregnede inntekter og kostnader i regnskapsåret i overensstemmelse med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU og utstedt av International Accounting Standards Board
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Stavanger, 9. april 2008

ERNST & YOUNG AS



Erik Mamelund
statsautorisert revisor

Rapport om sikre reserver

Følgende rapport er en uoffisiell oversettelse fra engelsk.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD, SUITE 800 EAST, DALLAS, TEXAS 75244

18. februar 2008

StatoilHydro ASA
Forusbeen 50, N-4035 Stavanger, Norge

I samsvar med Deres anmodning har vi foretatt beregninger av de sikre reservene av olje, kondensat, flytende petroleumsgass (LPG) og salgsgass per 31. desember 2007, knyttet til visse eierinteresser StatoilHydro ASA (StatoilHydro) har i Algerie, Angola, Aserbajdsjan, Brasil, Canada, Kina, Iran, Irland, Libya, Nigeria, Norge, Russland, Storbritannia, USA og Venezuela. Beregningene drøftes i vår «Report as of December 31, 2007 on Proved Reserves of Certain Properties owned by StatoilHydro ASA,». Vi har også gjennomgått StatoilHydros beregninger av reservene per 31. desember 2007, for de samme eierinteresser som omfattes av rapporten.

Etter vår mening har opplysningene angående sikre reserver, som er beregnet av oss og nevnt her, blitt utarbeidet i samsvar med avsnitt 10-13, 15 og 30(a)-(b) i «Statement of Financial Accounting Standards No. 69» (november 1982) fastsatt av Financial Accounting Standards Board og bestemmelse 4-10(a) (1)-(13) i forskrift S-X fastsatt av "Securities and Exchange Commission of the United States" (SEC).

Med bakgrunn i StatoilHydros andeler i eierinteressene som omfattes av rapporten, fremstiller StatoilHydro selskapets anslag av sikre reserver per 31. desember 2007 til å være som følger, uttrykt i millioner fat (mmbbl), milliarder kubikkfot (bcf) og millioner fat oljeekvivalenter (mmboe):

Olje, kondensat og LPG (MMbbl)	Salgsgass (Bcf)	Netto oljeekvivalenter (mmboe)
2 389	20 319	6 010

Merknad: Gass er omregnet til oljeekvivalenter basert på at 5 612 kubikkfot gass tilsvarer 1 fat oljeekvivalenter.

StatoilHydro har informert oss om at selskapets beregninger av sikre olje-, kondensat-, LPG- og naturgassreserver er i samsvar med reglene og forskriftene som er fastsatt av SEC. Vi mener at de retningslinjer og fremgangsmåter som StatoilHydro har benyttet ved utarbeidelsen av sine beregninger er i samsvar med allment akseptert praksis ved vurdering av petroleumreserver og er i samsvar med kravene fra SEC.

Våre beregninger av de sikre reservene per 31. desember 2007, basert på StatoilHydros andeler i de eierinteresser som omfattes av rapporten, er som følger, uttrykt i millioner fat (mmbbl), milliarder kubikkfot (bcf) eller millioner fat oljeekvivalenter (mmboe):

Olje, kondensat og LPG (MMbbl)	Salgsgass (Bcf)	Netto oljeekvivalenter (mmboe)
2 397	19 969	5 955

Merknad: Gass er omregnet til oljeekvivalenter basert på at 5 612 kubikkfot gass tilsvarer 1 fat oljeekvivalenter.

Når vi har sammenlignet våre detaljerte beregninger med de beregninger som er foretatt av StatoilHydro for de aktuelle eierinteressene, har vi funnet forskjeller, både positive og negative, i reservene knyttet til de individuelle eierinteressene. Disse forskjellene synes i stor grad å oppveie hverandre når man ser på StatoilHydros reserver i de eierinteresser som omfattes av rapporten, noe som resulterer i at forskjellene i det store og hele ikke er vesentlige. Vi mener at de beregninger av reservene som StatoilHydro har foretatt for eierinteressene vi har vurdert og som er nevnt ovenfor, ikke er vesentlig forskjellige fra dem som vi har foretatt, når de sammenlignes på grunnlag av samlede netto millioner fat oljeekvivalenter.

Med vennlig hilsen,

DeGOLYER and MacNAUGHTON

Lloyd W. Cade, P.E.
Senior Vice President
DeGolyer and MacNaughton

HMS-regnskap for 2007

StatoilHydros målsetting er å drive uten skader på mennesker og miljø og i tråd med prinsippene for en bærekraftig utvikling. Vi støtter Kyoto-protokollen, og «føre-var»-prinsippet legges til grunn for vår virksomhet.

StatoilHydros styringssystem for helse, miljø, sikkerhet og sikring (HMS) er en integrert del av konsernets totale styringssystem, og er beskrevet i konsernets styrende dokumenter.

StatoilHydros styringssystem relatert til overordnet ledelse og styring og de fleste sentrale driftsenheter er nå sertifisert i henhold til ISO 9001- og ISO 14001-standardene. Fullstendig oversikt over sertifiserte enheter finnes på www.statoilhydro.com/sertifisering

En sentral del av HMS-styringen er registrering, rapportering og vurdering av HMS-data. Til hjelp i dette arbeidet er det etablert HMS-måleindikatorer. Formålet er å dokumentere kvantitativt utviklingen over tid, og å styrke beslutningsgrunnlaget for et systematisk og målrettet forbedringsarbeid.

HMS-dataene samles inn i resultatene, og rapporteres til konsernledelsen som vurderer utvikling og trender, samt tar stilling til nødvendige forbedringstiltak. Konsernsjefen legger frem HMS-resultater med vurderinger for styret samtidig med at de regnskapsmessige kvartalsresultatene fremlegges. Resultatene publiseres på konsernets intranett- og internettsider. Det henvises til www.statoilhydro.com der kvartalsvis HMS-statistikk er samlet og gjort tilgjengelig.

StatoilHydros konserndeckende måleindikatorer innen sikkerhet er personskadefrekvens, fraværsskadefrekvens og alvorlig hendelsesfrekvens. Disse rapporteres kvartalsvis på konsernnivå, og det rapporteres for StatoilHydro-ansatte og leverandører samlet og hver for seg.

Sykefravær rapporteres årlig for StatoilHydro-ansatte.

De konserndeckende måleindikatorer innen miljø rapporteres årlig på konsernnivå, med unntak av oljesøl som rapporteres kvartalsvis. Måleindikatorer innen ytre miljø er oljesøl, utslipp av CO₂ og NOx, energiforbruk og gjenvinningsgrad for farlig og ikke-farlig avfall. Disse rapporteres for StatoilHydro-operert virksomhet. Gassled-anleggene på Kårstø og Kollsnes som Gassco er operatør for, men som StatoilHydro er ansvarlig for teknisk drift av, er inkludert.

Data fra alle konsernets vesentligste aktiviteter er inkludert i HMS-regnskapet.

Historiske data inkluderer tall relatert til oppkjøpt virksomhet fra oppkjøpsdato. Tilsvarende er tall relatert til avhendet virksomhet inkludert frem til avhendelsesdato. Historiske data for det sammenslåtte selskapet er inkludert i HMS-rapporteringen.

Resultatene

StatoilHydro ble rammet av tre dødsulykker i 2007. Et dødsfall skjedde i forbindelse med at LPG fartøyet «Goodwood» ankom Mongstad havn i mai 2007, der to medlemmer av besetningen ble truffet av en fortøyingsline og ble alvorlig skadet. Den ene av dem døde på sykehuset samme dag. Det andre dødsfallet skjedde da en tankbilsjåfør omkom i en trafikkulykke mellom Örnskölsvik og Husum i Sverige. Det tredje dødsfallet skjedde da Saipem 7000 satte ned Tordis template i Nordsjøen. En mann falt over bord og druknet. De tre som omkom var kontraktører.

HMS-regnskapet viser utviklingen av HMS-måleindikatorer over siste femårsperiode. Ressursbruk, utslipp og avfallsmengder for utvalgte StatoilHy-

dro-opererte landanlegg, samt for StatoilHydro-operert virksomhet på norsk sokkel, er vist i egne miljødataplansjer. Det vises også til informasjon om helse, miljø og sikkerhet gitt i virksomhets-beretningen og i styrets beretning.

Til sammen er det utført mer enn 130 millioner arbeidstimer i 2007 (leverandører inkludert) som danner grunnlaget for HMS-regnskapet for 2007. Leverandører utfører en betydelig del av de oppgaver StatoilHydro står ansvarlig for som operatør eller hovedbedrift.

StatoilHydro sikkerhetsresultater med hensyn på alvorlige hendelser viser en positiv trend. Alvorlig hendelsesfrekvens er redusert fra 2,2 i 2006 til 2,1 i 2007.

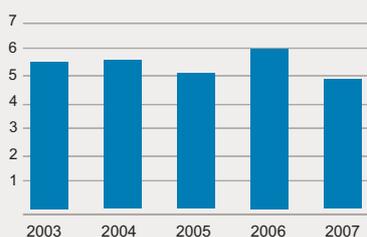
Personskadefrekvens (som omfatter StatoilHydro-ansatte og leverandører) er redusert fra 6,0 i 2006 til 5,0 i 2007, samt fraværsskadefrekvens (omfatter personskader som fører til fravær) ble også redusert fra 2,1 i 2006 til 2,0 i 2007.

I tillegg til denne konsernoppsummeringen utarbeider forretningsenhetene mer spesifikke statistikker og analyser som brukes i forbedringsarbeidet.

StatoilHydro fikk i 2007 en bot på 5 millioner NOK etter at en person omkom under bygging av Kristin plattformen i 2005. StatoilHydro fikk også 26 mindre bøter for brudd på forskrifter i forbindelse med drift av bensinstasjoner.

StatoilHydros måleindikatorer innen HMS

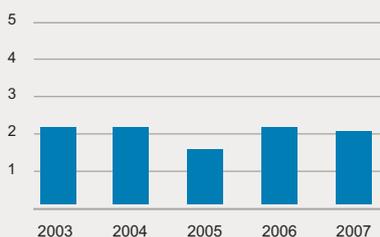
PERSONSKADEFREKVENNS



Definisjon: Summen av antall dødsulykker, antall fraværsskader, antall tilfeller av alternativt arbeid etter skade og andre personskader eksklusiv førstehjelpsskader per million arbeidstimer

Utvikling: Personskadefrekvensen (StatoilHydro-ansatte og leverandører inkludert) ble redusert fra 6,0 i 2006 til 5,0 i 2007. For StatoilHydro-ansatte var frekvensen 3,5 i 2007, det samme som i 2006, mens den for våre leverandører ble redusert fra 7,9 i 2006 til 6,1 i 2007.

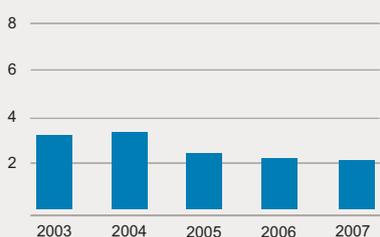
FRAVÆRSKADEFREKVENNS



Definisjon: Summen av antall dødsulykker og antall fraværsskader per million arbeidstimer

Utvikling: Fraværskadefrekvensen (StatoilHydro-ansatte og leverandører inkludert) ble redusert fra 2,1 i 2006 til 2,0 i 2007. For StatoilHydro-ansatte økte frekvensen fra 1,6 i 2006 til 1,7 i 2007 mens den for våre leverandører gikk ned fra 2,4 i 2006 til 2,2 i 2007.

ALVORLIG HENDELSESFREKVENNS

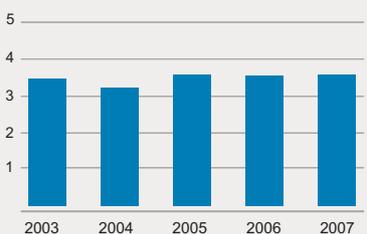


Definisjon: Summen av antall uønskede hendelser med stor alvorlighetsgrad per million arbeidstimer (1)

Utvikling: Alvorlig hendelsesfrekvens (StatoilHydro-ansatte og leverandører inkludert) er forbedret fra 2,2 i 2006 til 2,1 i 2007.

(1) En uønsket hendelse er en hendelse eller et hendelsesforløp som har forårsaket eller kunne ha forårsaket personskade, sykdom og/eller skade på/tap av materiell, miljø eller tredjepart. Det er etablert risikomatriser der alle uønskede hendelser kategoriseres etter alvorlighetsgrad, og det danner grunnlaget for oppfølging i form av varsling, gransking, rapportering, analyse, erfaringsoverføring og forbedring.

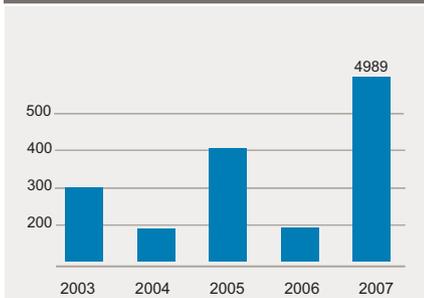
SYKEFRAVÆR



Definisjon: Totalt registrerte dager med sykefravær i prosent av mulige arbeidsdager (StatoilHydro-ansatte)

Utvikling: Sykefraværet i StatoilHydro har vært stabilt på 3,5 % de siste tre år.

OLJESØL

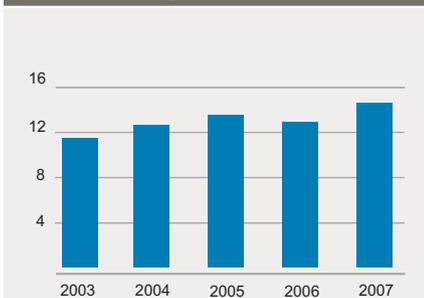


Definisjon: Utsiktede oljeutslipp til ytre miljø fra StatoilHydro-operert virksomhet (m³) (2)

Utvikling: Antall utsiktede oljeutslipp var 387 i 2007, mot 365 i 2006. Volumet av utsiktede oljeutslipp økte fra 181 m³ i 2006 til 4989 m³ i 2007. Figuren viser mengde oljesøl i m³. Det var to større utsiktede oljeutslipp i 2007. Et utslipp på 4400 m³ på Statfjord A den 12. desember og et utslipp på 441 m³ på Mongstad raffineri den 7. september.

(2) Alle utsiktede oljeutslipp som når ytre miljø fra StatoilHydro-operert virksomhet inngår i figuren. For nedstrømsidens markedsvirksomhet ble også søl som ikke nådde ytre miljø inkludert før 2004.

UTSLIPP AV CO₂

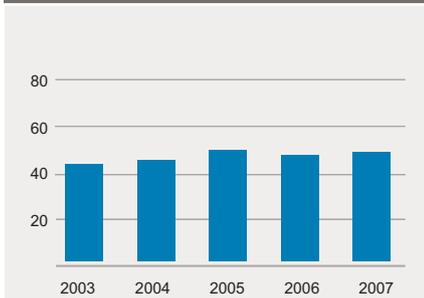


Definisjon: Totalt utslipp av CO₂ i million tonn fra StatoilHydro-operert virksomhet (3)

Utvikling: Totalt utslipp av CO₂ er økt fra 12,9 millioner tonn i 2006 til 14,6 millioner tonn i 2007. Hovedårsaken til de økte utslippene av CO₂ var ekstraordinær faking på Snøhvit anlegget på Melkøya som et resultat av oppstartsproblemer

(3) CO₂-utslipp omfatter CO₂ fra energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, transport av produkter, faking, restutslipp fra CO₂ fangst og renseanlegg, prosessutslipp samt utslipp som skyldes eksportert energi fra eget anlegg. Indirekte utslipp som følge av importert energi inngår ikke.

UTSLIPP AV NO_x

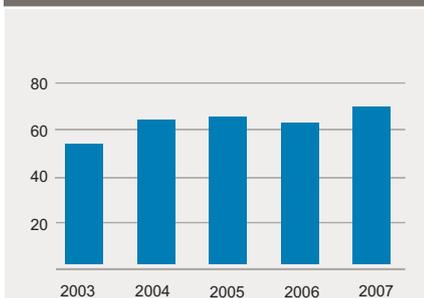


Definisjon: Totalt utslipp av NO_x i tusen tonn fra StatoilHydro-operert virksomhet (4)

Utvikling: Totale utslipp av NO_x er økt fra 47.7 tusen tonn i 2006 til 49.4 tusen tonn i 2007. Det har vært en økning i utslippene av NO_x på grunn av økt faking i forbindelse med oppstartsproblemer på Snøhvit anlegget på Melkøya. Imidlertid, på grunn av nye retningslinjer, har beregningsfaktoren for NO_x blitt justert. Dette reduserer de rapporterte utslippene fra offshore faking generelt, og resulterer i at total økning blir mindre enn for energiforbruk og utslipp av CO₂.

(4) NO_x-utslipp omfatter alle utslippskilder og omfatter NO_x fra energi- og varmeproduksjon i eget anlegg, transport av produkter, faking og renseanlegg.

ENERGIFORBRUK

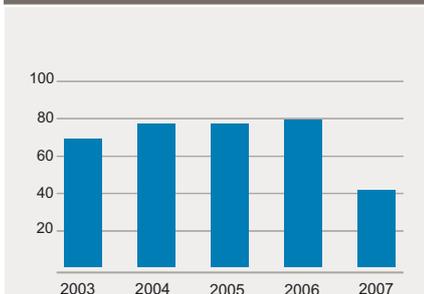


Definisjon: Totalt energiforbruk i TWh for StatoilHydro-operert virksomhet.

Utvikling: Energiforbruket er økt fra 62.4 TWh i 2006 til 69.8 TWh i 2007. Hovedgrunnen til større energiforbruk er økt faking på Snøhvit anlegget på Melkøya på grunn av oppstartsproblemer. Ellers er energiforbruket relativt stabilt. Forretningsområdet Naturgass har en liten reduksjon på grunn av overføring av ansvar for drift av terminalene på kontinentet fra Statoil til Gassco. I tillegg tok StatoilHydro fra og med 2006 også hensyn til tap i energiproduksjon hos eksterne energileverandør og tap i overføring av energi.

(5) Energiforbruk omfatter energiforbruk ved fremstilling av anleggets leveranser eller utførelse av aktivitet, så som brutto kjøp av elektrisk energi og varmeenergi (damp), energi fra gass- og dieselfyrt kraftgenerering, ubenyttet energi som resultat av faking og solgt/levert energi. Energi ved bruk av fossilt brensel regnes som innfyrt energi. Før 2006 ble energiforbruk beregnet basert på netto kjøp av elektrisk energi.

GJENVINNINGSGRAD IKKE-FARLIG AVFALL



Definisjon: Gjenvinningsgraden omfatter ikke-farlig avfall for StatoilHydro-operert virksomhet, og angir mengde ikke-farlig avfall til gjenvinning delt på total mengde ikke-farlig avfall (6).

Utvikling: Gjenvinningsgraden for ikke-farlig avfall er redusert fra 79 % i 2006 til 41 % i 2007. Dette skyldes i hovedsak inkludering av Markedsføring/Energy & Retail (E&R) og Mexicogulven i rapporteringen. E&R leverer avfallet sitt gjennom kommunale systemer hvor det ofte finnes et gjenvinningssystem, men informasjon vedrørende gjenvinning er hittil ikke rapportert til E&R fra avfallskontraktør.

(6) Mengde ikke-farlig avfall til gjenvinning er total mengde ikke-farlig avfall fra anleggets virksomhet som er levert til gjenbruk, resirkulering eller forbrenning med energiutnyttelse.

Miljødata for 2007

NORSK KONTINENTALSOKKEL¹⁾

ENERGI

Diesel	2 180 GWh
Elektrisk kraft	50 GWh
Brenngass	34 900 GWh
Fakkelgass	3 730 GWh

RÅSTOFFER²⁾

Olje/kondensat	105 mill. Sm ³
Gass ³⁾	128 mrd. Sm ³
Produsert vann	157 mill. m ³

HJELPESTOFFER

Kjemikalier prosess/produksjon	67 700 tonn
Kjemikalier boring/brønn	282 000 tonn

ANNET

Injeksjonsvann til trykkstøtte ⁴⁾	
Ferskvannsforbruk	131 000 m ³



PRODUKTER

Olje/kondensat	105 mill. Sm ³
Gass	85 mrd. Sm ³

UTSLIPP TIL LUFT

CO ₂	8,9 mill. tonn
nmVOC ⁵⁾	54 800 tonn
Metan ⁶⁾	21 500 tonn
NO _x	40 900 tonn
SO ₂	455 tonn
Utisiktede utslipp av HC-gass	154 kg

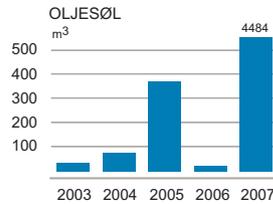
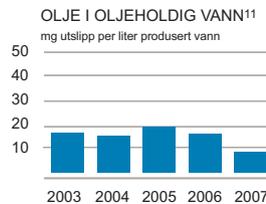
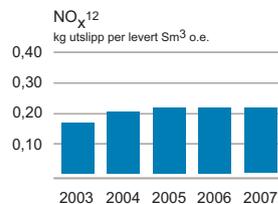
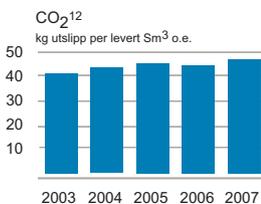
UTSLIPP TIL VANN

Produsert vann	139 mill. Sm ³
Olje i oljeholdig vann ⁶⁾	1 320 tonn
Utisiktede oljeutslipp ⁷⁾	4 484 m ³
Produsert vann reinjisert i grunnen	19 mill. m ³
Kjemikalier ⁸⁾	
Prosess/produksjon	30 200 tonn
Kjemikalier boring og brønn	67 800 tonn
Andre utisiktede utslipp ⁹⁾	5 263 m ³

AVFALL¹⁰⁾

Ikke-farlig avfall totalt	14 900 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	12 200 tonn
Gjenninningsgrad ikke-farlig avfall	82 %
Farlig avfall totalt	102 000 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	77 500 tonn
Gjenninningsgrad farlig avfall	76 %

- Inklusiv britisk del av Statfjord.
- Inklusiv tredjepartsprosessering av volumer fra Sigyn og Skirne.
- Inkluderer brenngass (3,2 mrd. Sm³), fakkelgass (0,3 mrd. Sm³) og injisert gass blant annet til trykkstøtte (38,8 mrd. Sm³).
- På grunn av ulik format på Statoil og Hydro data har ikke totalmengden injeksjonsvann til trykkstøtte latt seg framskaffe.
- Inklusiv bøyelasting.
- Inkluderer olje fra produsert vann, drenasjevann, ballastvann og jetting.
- Utslippene domineres av en hendelse på Statfjord A utslipp på 4400 m³.
- Inklusiv 87200 tonn vann og grønne kjemikalier/stoff.
- Utslippene domineres av utslipp av borevæske på Visund estimert til 5000 m³.
- Inkludert avfall fra basedriften på land. Borerelatert avfall utgjør 91400 tonn.
- Historikken viser dispergert olje fra 2003 tom 2006 og oljeindeks i 2007 og reflekterer endring i myndigheters rapporteringskrav
- 2003 data viser kun tidligere Statoilinnretninger



TJELDBERGODDEN

ENERGI

Diesel	3 GWh
Elkraft	232 GWh
Brenngass	1 392 GWh
Fakkelgass	177 GWh

RÅSTOFFER

Rikgass	408 931 tonn
---------	--------------

HJELPESTOFFER

Lut	256 tonn
Syre	55 tonn
Andre kjemikalier	12 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	538 466 m ³
-----------	------------------------



PRODUKTER

Metan	697 455 tonn
Oksygen	13 795 tonn
Nitrogen	39 638 tonn
Argon	13 691 tonn
LNG	9 872 tonn

UTSLIPP TIL LUFT¹¹⁾²⁾

CO ₂	309 568 tonn
nmVOC	120 tonn
Metan	90 tonn
NO _x	233 tonn
SO ₂	0,5 tonn
Utisiktede utslipp av HC-gass	15,2 tonn

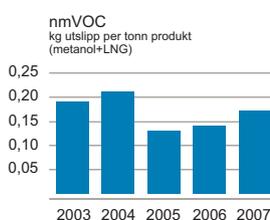
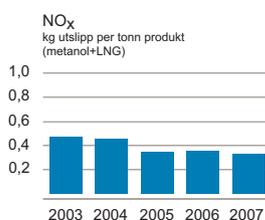
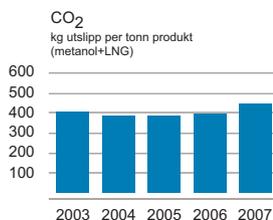
UTSLIPP TIL VANN³⁾⁴⁾

Kjølevann	171 mill. m ³
Totalt organisk karbon - TOC	1,126 tonn
Suspendert stoff - SS	0,837 tonn
Total-N	0,865 tonn
Utisiktede olje utslipp	0,09 m ³
Andre utisiktede utslipp	0,01 m ³

AVFALL⁵⁾

Ikke-farlig avfall til deponi	111 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	245 tonn
Gjenninningsgrad ikke-farlig avfall	68,7 %
Farlig avfall til deponi	294 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	40 tonn
Gjenninningsgrad farlig avfall	12 %

- Konsesjonskrav er overholdt for alle parametere.
- Utisiktede utslipp inngår ikke i tall for Metan og nmVOC.
- Ett brudd på konsesjonskrav (kg/døgn TOC).
- Utisiktede utslipp olje (to utslipp) og andre utisiktede utslipp (to metanolutslipp) gikk alle til grunn, ikke til sjø.
- Farlig avfall til deponi var slam fra rensanlegg.



MONGSTAD¹⁾

ENERGI

Elektrisk kraft	486 GWh
Fyrgass og damp	6 890 GWh
Fakkeltgass	244 GWh

RÅSTOFFER

Råolje	8 531 559 tonn
Andre prosessråstoff	2 921 851 tonn
Blandekomponenter	147 718 tonn

HJELPESTOFFER

Syre	558 tonn
Lut	1 482 tonn
Tilsetningsstoffer	1 549 tonn
Prosesskjemikalier	4 415 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	4 454 295 m ³
-----------	--------------------------



PRODUKTER²⁾

Propan	10 863 925 tonn
Nafta	Butan
Bensin	Gassolje
Jet drivstoff	Koks/svovel

UTSLIPP TIL LUFT³⁾

CO ₂	1 642 209 tonn
nmVOC raffineri	8 090 tonn
nmVOC terminal	3 311 tonn
Metan	2 850 tonn
NO _x	1 930 tonn
SO ₂	729 tonn
Utiliserte utslipp av HC-gass	4,7 tonn

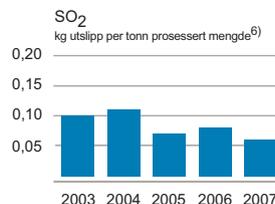
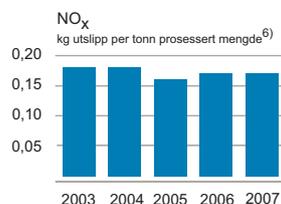
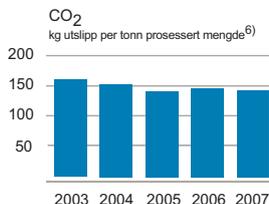
UTSLIPP TIL VANN⁴⁾⁵⁾

Olje	4,6 tonn
Fenol	1,2 tonn
Ammonium	37,6 tonn
Utiliserte oljeutslipp	441 m ³
Andre utiliserte utslipp	0,5 m ³

AVFALL

Ikke-farlig avfall til deponi	705 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	1 316 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	65 %
Farlig avfall til deponi	201 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	5 098 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	96 %

- Inkluderer data for raffineri, råoljeterminal og Vestprosess-anlegg.
- Produkter levert over kai.
- Utiliserte utslipp av HC-gass til luft inngår i tall for nmVOC raffineri.
- Myndighetenes krav er overholdt for alle parametere. Mongstad har fått dispensasjon av SFT fra utslippstillatelsen mht konsentrasjonsgrense for ammonium i perioden 12.06.07 - 1.12.2007, pga midlertidige problem med ammoniumkonsentrasjonen.
- For 2007 er det en hendelse som gir et stort utilisert oljeutslipp på 441 m³ dette er en lekkasje av nafta i en sjøvannskjeler i Vestprosessanlegget.
- Prosessert mengde er råolje og andre prosessråstoff.



KALUNDBORG

ENERGI

Elektrisk kraft	173 GWh
Damp	112 GWh
Fyring	2 181 GWh
Fakkeltgass	96 GWh

RÅSTOFFER

Råolje	4 541 000 tonn
Andre prosessråstoff	17 000 tonn
Blandekomponenter	135 000 tonn

HJELPESTOFFER

Syre	613 tonn
Lut	1 116 tonn
Tilsetningsstoffer	1 534 tonn
Prosesskjemikalier	310 tonn
Ammoniakk, flytende	1 751 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann	1 775 300 m ³
-----------	--------------------------



PRODUKTER

Total	4 509 600 tonn
Nafta	77 900 tonn
Bensin	1 397 000 tonn
Jet drivstoff	208 800 tonn
LPG (butan, propan)	78 400 tonn
Gasssolje	1 374 200 tonn
Fyringsolje	623 000 tonn
ATS (gjødsel)	4 700 tonn
Fuel	745 600 tonn

UTSLIPP TIL LUFT

CO ₂	487 164 tonn
nmVOC	4 792 tonn
Metan	2 090 tonn
NO _x	531 tonn
SO ₂	623 tonn
Utiliserte utslipp av HC-gass	30 tonn

UTSLIPP TIL VANN

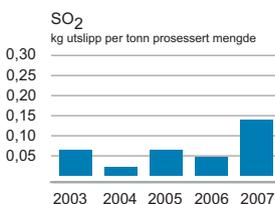
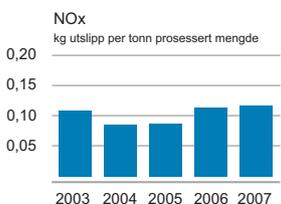
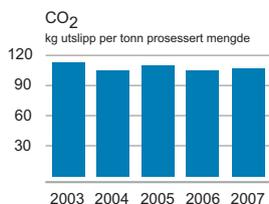
Olje	1,7 tonn
Utiliserte oljeutslipp	26,5 m ³
Andre utiliserte utslipp	0,0 m ³
Fenol	0,0 tonn
Suspendert stoff	12,6 tonn
Nitrogen	7,3 tonn

AVFALL

Ikke-farlig avfall til deponi	1 184 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	1 096 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	48,1 %
Farlig avfall til deponi	27 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	7210 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	99,6 %

Merknader

Utiliserte høyt utslipp av HC-gass skyldes hendelse med nedsunken tak på råoljetank.



KOLLSNES PROSESSANLEGG¹⁾

ENERGI

Elektrisk kraft	1 336 GWh
Brenngass	163 GWh
Fakkelgass	183 GWh
Diesel	0,41 GWh

RÅSTOFFER

Våtgass Troll A	31,3 mrd. Sm ³
Våtgass Troll B	2,1 mrd. Sm ³
Våtgass Troll C	2,4 mrd. Sm ³
Våtgass Kvitebjørn	1,1 mrd. Sm ³
Våtgass Visund	1,5 mrd. Sm ³

HJELPESTOFFER

Monetylenglykol	300 m ³
Øvrige kjemikalier	76 m ³

VANNFORBRUK

Ferskvann	27 757 m ³
-----------	-----------------------



PRODUKTER

Gass	38,4 mrd. Sm ³
NGL	1,6 mill. Sm ³

UTSLIPP TIL LUFT^{2) 3)}

CO ₂	74 330 tonn
NO _x	25 tonn
CO	33 tonn
nmVOC	701 tonn
Metan	1 019 tonn

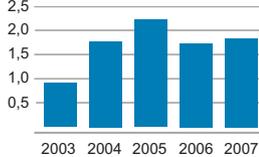
UTSLIPP TIL VANN⁴⁾

Vann fra rensesanlegg/avløp	142 750 m ³
TOC	1,48 tonn
Monetylenglykol	1,83 tonn
Metanol	1,15 tonn
Hydrokarboner	0,03 tonn
Ammonium	0,01 tonn
Fenol	0,01 tonn

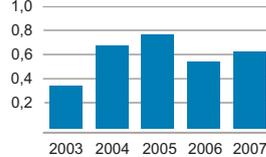
AVFALL

Ikke-farlig avfall til deponi	187 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	171 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	48 %
Farlig avfall til deponi	63 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	636 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	91 %

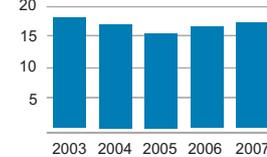
CO₂
kg utslipp per levert Sm³ o.e.



NO_x
g utslipp per levert Sm³ o.e.



nmVOC
g utslipp per levert Sm³ o.e.



- 1) Gassco AS er operatør for anlegget, men StatoilHydro er ansvarlig for teknisk drift (TSP).
- 2) Konesjonsgrensen for utslipp til luft er overskredet for nmVOC.
- 3) Utiliserte utslipp inngår ikke i tall for Metan og nmVOC. Disse utslippene utgjør imidlertid små mengder.
- 4) Alle konesjonskrav i forhold til døgn- og månedsmiddelverdier for utslipp til vann er overholdt.

KÅRSTØ GASSBEHANDLINGSANLEGG OG TRANSPORTNETT¹⁾

ENERGI²⁾

Fyrgass	5 872 GWh
Elektrisk kraft kjøpt	391 GWh
Diesel	2 GWh
Fakkelgass	149 GWh

RÅSTOFFER³⁾

Rikgass (PP)	22,70 mill. tonn
Kondensat (PP)	3,50 mill. tonn

HELPESTOFFER

Saltsyre	364 tonn
Natriumhydroksyd	205 tonn
Ammoniakk	46 tonn
Metanol	160 liter
Andre kjemikalier	4 tonn

VANNFORBRUK

Ferskvann (PP)	0,8 mill. m ³
----------------	--------------------------



PRODUKTER

Tørrgass	18,67 mill. tonn
Propan	2,89 mill. tonn
I-butan	0,60 mill. tonn
N-butan	1,12 mill. tonn
Nafta	0,73 mill. tonn
Kondensat	2,11 mill. tonn
Etan	0,90 mill. tonn
Elektrisk kraft solgt	46 GWh

UTSLIPP TIL LUFT^{4) 5) 6) 7)}

CO ₂	1 206 022 tonn
nmVOC	2 535 tonn
Metan	8 652 tonn
NO _x	762 tonn
SO ₂	6,11 tonn
Utiliserte utslipp av HC-gass	0 tonn

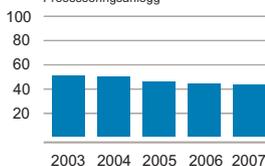
UTSLIPP TIL VANN^{6) 7)}

Kjølevann	345 mill. m ³
Vann fra rensesanlegg	0,93 mill. m ³
Olje i vann	304 kg
Totalt organisk karbon (TOC)	6,4 tonn
Utiliserte oljeutslipp	0,01 m ³
Andre utiliserte utslipp	5,08 m ³

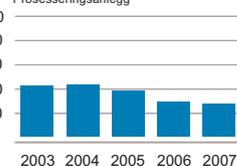
AVFALL⁸⁾

Ikke-farlig avfall til deponi	82 tonn
Ikke-farlig avfall til gjenvinning	1421 tonn
Gjenvinningsgrad ikke-farlig avfall	94,5 %
Farlig avfall til deponi	9 tonn
Farlig avfall til gjenvinning	892 tonn
Gjenvinningsgrad farlig avfall	99 %

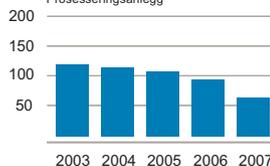
CO₂
kg utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



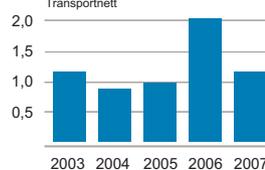
NO_x
g utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



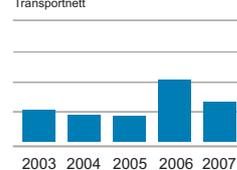
nmVOC
g utslipp per tonn produkt
Prosesseringsanlegg



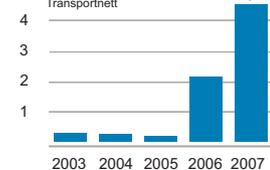
CO₂
kg utslipp per tonn produkt
Transportnett



NO_x
g utslipp per tonn produkt
Transportnett



nmVOC
g utslipp per tonn produkt
Transportnett



- 1) Gassco AS er operatør for anlegget, men StatoilHydro er ansvarlig for teknisk drift (TSP). Gjenvinningsgrad farlig avfall
- 2) Inklusiv energiforbruk Transportnett: 254 GWh fyrgass
- 3) Eksklusiv gasstransport utført av transportnett: 44 mill tonn
- 4) Inklusiv utslipp Transportnett: 51 355 tonn CO₂, 29 tonn NO_x, 795 tonn nmVOC, 7511 tonn metan og 0,2 tonn SO₂.
- 5) Inklusiv avfall Transportnett: 8,1 til deponi, 88 tonn til gjenvinning og 166 tonn farlig avfall
- 6) Konesjonsgrensen for utslipp til luft er overskredet for SO₂ for Kårstø gassprosesseringsanlegg
- 7) Prosessvann er ikke inkludert i farlig avfall
- 8) Utslipp fra terminalene i Tyskland, Belgia og Frankrike er inkludert t.o.m 30.06.07. Gassco AS overtok rollen som både operatør og TSP 1. juli 2007.
- 9) nmVOC og metan utslipp fra kaldfakkel på Draupner og terminalene er inkludert fra 2007

Rapport fra Ernst & Young AS

Attestasjonsuttalelse

Til interessentene til StatoilHydro ASA

Oppdragets omfang

Vi er engasjert av ledelsen i StatoilHydro ASA for å gi en uavhengig attestasjonsuttalelse av helse-, miljø- og sikkerhetsregnskapet (HMS-regnskapet) for StatoilHydro ASA i 2007, slik dette er presentert i årsrapporten for 2007 på sidene 173-178.

StatoilHydro ASAs ledelse er ansvarlig for HMS-regnskapet. Vår oppgave er å uttale oss om StatoilHydro ASAs HMS-regnskap basert på vårt arbeid.

Rapporteringskriterier

I vårt arbeid har vi brukt StatoilHydro ASA interne rapporteringskriterier som er spesifikt utarbeidet for HMS, slik det er beskrevet i teksten på sidene 173-178 sammen med relevante kriterier i retningslinjer for bærekraftsrapportering fra Global Reporting Initiative (GRI).

Selskapet var t.o.m. 30.9.2007 to separate selskaper med hvert sitt sett interne rapporteringskriterier. Vi har forholdt oss til de til enhver tid gjeldende rapporteringskriterier og styrende dokumentasjon, samt tidligere Norsk Hydro ASAs tidligere praksis for registrering, aggregering, rapportering og verifisering av HMS-data. Det kan dermed være visse skjevheter i historiske data for konsernets helhetlige HMS-regnskap.

Utført arbeid

Vårt arbeid er utført i henhold til SA 3000 (ISAE 3000), «Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller begrenset revisjon av historisk økonomisk informasjon». Standarden krever at vi planlegger og utfører kontrollhandlinger for å oppnå betryggende sikkerhet for at HMS-regnskapet som helhet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon.

Vårt arbeid har inkludert:

- diskusjoner med ledelsen for HMS omkring innholdet i og aggregeringen av HMS-regnskapet
- besøk hos utvalgte konsernenheter. Enhetene velges basert på evaluering av enhetens karakter og betydning, samt generelle og spesifikke risikoer. Under disse enhetsbesøkene har vi intervjuet ledere og ansatte som bidrar til innsamling av data for HMS-regnskapet
- vurdering av historisk aggregering og verifisering av HMS-regnskapet i tidligere Norsk Hydro ASA
- testing, på stikkprøvebasis, for å evaluere hvorvidt HMS-data, som bidrar til konsernindikatorerne og miljøplansjene, er rapportert, registrert og klassifisert i henhold til StatoilHydro ASAs styrende dokumenter og i samsvar med refererte eller anerkjente standarder og metoder
- gjennomgang av hvorvidt de benyttede systemer for registrering, bearbeiding, aggregering og rapportering fungerer tilfredsstillende, og videre vurdering om rapporteringen er fullstendig, samt at datainnhenting, bearbeiding og resultatpresentasjon i HMS-regnskapet er konsistent
- en overordnet analyse av tallmaterialet mot tidligere rapporteringsperioder
- vurdering om den samlede informasjonen er hensiktsmessig presentert i HMS-regnskapet

Vi har evaluert om HMS-regnskapet er pålitelig og om HMS-prestasjonene er presentert på en hensiktsmessig måte. Dette arbeidet inkluderer undersøkelser i forhold til:

- akseptable og konsistente rapporteringsprinsipper
- pålitelighet på historisk informasjon som er presentert på aktuelle sider i årsrapporten
- fullstendighet i informasjonen, samt tilstrekkelighet i fremstillingene

Vi mener at vårt kontrollarbeid gir et forsvarlig grunnlag for en attestasjonsuttalelse med betryggende sikkerhet.

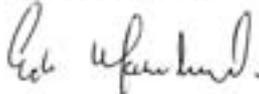
Konklusjoner

Basert på vårt arbeid mener vi følgende i tilknytning til HMS-regnskapet på sidene 173-178:

- StatoilHydro ASA har etablert et styringssystem innenfor HMS og det arbeides aktivt med kontinuerlig forbedring
- HMS-regnskapet omhandler opplysninger om alle HMS-forhold som er vesentlige på konsernnivå
- opplysningene synes hensiktsmessig gjengitt i HMS-regnskapet målt opp mot de angitte rapporteringskriterier
- det kontrollerte datagrunnlaget er generelt sett basert på definerte og konsistente måle-, analyse- og kvantifiseringsmetoder
- HMS-måleindikatorerne og miljøplansjene er i overensstemmelse med opplysninger fremlagt av de ulike enhetene, og illustrasjoner av trender er i samsvar med fremlagte historiske data

Stavanger, 8. april 2008

ERNST & YOUNG AS



Erik Mamelund

Statsautorisert revisor

Generell informasjon

Generalforsamling

Ordinær generalforsamling i StatoilHydro ASA vil bli holdt i IB-senteret på StatoilHydros hovedkontor i Stavanger, tirsdag 20. mai kl. 17.00.

Aksjonærer som ønsker å møte på generalforsamlingen bes melde dette innen 16. mai kl. 16.00 til:

DnB NOR Bank ASA,
Verdipapirservice,
Stranden 21,
0021 Oslo

Telefon: 22 48 35 84
Telefaks: 22 48 11 71

Enhver aksjonær kan møte ved fullmektig med skriftlig fullmakt. Innkalling til generalforsamling vil skje gjennom annonse i Stavanger Aftenblad, Aftenposten, Dagens Næringsliv, Finansavisen, Financial Times og Wall Street Journal.

Utbytte

Styrets forslag til utbytte vil bli besluttet på generalforsamlingen og planlegges utbetalt 30. mai 2008. Utbytte utbetales til den som står oppført som aksjonær i Verdipapirsentralens (VPS) aksjeeierregister per 20. mai 2008.

Resultatrapportering

Følgende datoer er avsatt for kvartalsvise rapporteringer i 2008:

1. kvartal: 13. mai
2. kvartal: 1. august
3. kvartal: 3. november

Resultatene offentliggjøres kl. 08.00.
Med forbehold om mulige endringer.

Informasjon fra StatoilHydro

Årsrapporten er tilgjengelig i trykt og elektronisk versjon på norsk og engelsk. Selskapet utarbeider også en årlig rapport på engelsk, Form 20-F og kvartalsvis Form 6-K til Securities and Exchange Commission i USA. Disse rapportene, samt ytterligere informasjon om virksomheten er tilgjengelig på internettetsiden, eller kan fås ved henvendelse til StatoilHydro ved Investor Relations eller Konsernkommunikasjon.

Aksjonærer som er registrert som eier i StatoilHydro gjennom VPS, kan nå motta årsrapport og innkalling til generalforsamling elektronisk. Dersom du ønsker å benytte denne muligheten, eller å finne mer informasjon om dette gå til www.vps.no/erapport.html på internett.

Adresser

StatoilHydros hovedkontor har adresse:
StatoilHydro ASA, 4035 Stavanger, Norge
Telefon: 51 99 00 00
Telefaks: 51 99 00 50
Investor Relations: irpost@statoilhydro.com

Fullstendig liste over adresser og telefonnumre i StatoilHydro er tilgjengelig på:
www.statoilhydro.com/adresser

Design:
SDG, StatoilHydro

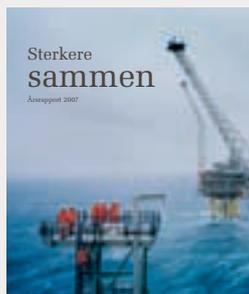
Repro og trykk:
Kai Hansen og Algård Offset

Foto:

Manfred Jarisch	forside, side 5, 18, 22, 30, 33, 38, 45
Harald Pettersen	side 13, 14, 15, 16, 17, 23a, 24, 35a, 36b, 40b, 45, 47, 50, 57, 58
Øyvind Hagen	side 2, 6, 7b, 9, 10, 26, 29, 40a, 54
Kjetil Alsvik	side 7a, 25, 41, 51
Marit Hommedal	side 23b, 25, 39a, 5 3b, 56
Veronika Smolenskaya	side 28
BP	side 31a
Roar Lindefjeld	side 31b
Helge Hansen	side 37
Chris Maluszynski	side 32, 34, 48
Vilius Maciulaitis	side 36a, 37,
Bitmap/Kim Laland	side 39b, 44
Ole Walter Jacobsen	side 42
Bitmap/Marcus Johansson	side 49
Trond A. Isaksen	side 69, 70, 71
Bitmap/Dag Myrestrand	side 72, 73

Rapporten er trykket på miljøvennlig papir som er produsert uten bruk av klorholdige kjemikalier.

StatoilHydros rapporter 2007



StatoilHydro

Årsrapporten inneholder årsberetning, finansiell analyse, konsernregnskap (IFRS) og HMS-regnskap. I tillegg artikler som gir et dekkende bilde av StatoilHydros virksomhet og styrings-systemer samt planer og strategier.



StatoilHydro

Bærekraftrapporten informerer om selskapets forpliktelser, resultater og ambisjoner som samfunnsaktør. Sentrale temaer i rapporten er verdier, etikk, personalpolitikk, økonomi og ringvirkninger, miljø og sosialt ansvar.



StatoilHydro

Rapporten 20-F er en detaljert og omfattende gjennomgang av selskaps virksomhet. 20-F er i henhold til kravene fra kreditilsynet i USA og utgis kun på engelsk.



StatoilHydro

Årsregnskap 2007, Norske regnskapsprinsipper, inneholder selskapsregnskap for StatoilHydro ASA i henhold til norske regnskapsprinsipper (NGAAP).

STATOILHYDRO ASA
4035 STAVANGER
TELEFON: 51 99 00 00
www.statoilhydro.com

