



**STYRETS ÅRSBERETNING OG
ÅRSREGNSKAP 2011**

DET NORSKE
OLJEEVENTYRET FORTSETTER



INNHold

STYRETS ÅRSBERETNING	5
STYRETS REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE	17
NYTTIG Å VITE OM REGNSKAP I OLJEBRANSJEN	26
ÅRSREGNSKAP MED NOTER	30
ERKLÆRING FRA STYRET OG ADMINISTRERENDE DIREKTØR	83
REVISORS BERETNING	84

STYRETS ÅRSBERETNING

Det norske:

- Deltok i gigantfunnet Johan Sverdrup i Nordsjøen. Funnet anses som det største offshore oljefunnet i verden i 2011, og rangeres også blant de største oljefunnene på norsk kontinentalsokkel
- Deltok i et kommersielt funn på Krafla nær Oseberg
- Deltok i et gassfunn på Norvarg i Barentshavet
- Overleverte, som operatør, plan for utbygging og drift til olje- og energidepartementet for Jette
- Deltar i utbyggingen av Atla, som ble godkjent av olje og energidepartementet i 2011
- Styrket den finansielle posisjonen vesentlig gjennom:
 - opptak av et obligasjonslån på 600 millioner kroner,
 - rettet emisjon på 10 prosent av utestående aksjer, tilsvarende 489 millioner kroner, og
 - inngåelse av avtale om ny trekkfasilitet på 500 millioner dollar, samt
 - obligasjoner med samlet pålydende på 451,5 millioner kroner ble konvertert til aksjer
- Selskapet har i 2011 unngått alvorlige hendelser i sin operative virksomhet

Viktige hendelser i 2011

Året 2011 var et meget godt år for Det norske oljeselskap ASA (Det norske). Selskapets ressursbase ble tredoblet og finansiering ble sikret for selskapets første utbyggingsprosjekter. Selskapet fikk tildelt ni nye lisenser. I 21. konsesjonsrunde ble selskapet tildelt én lisens i Barentshavet, mens åtte lisenser ble tildelt i TFO 2010.

2011 var først og fremst et meget godt år for letevirksomheten i Det norske med flere gode olje- og gassfunn:

- Johan Sverdrup funnet, tidligere kjent under navnene Aldous Major (PL 265) og Avaldsnes (PL 501), var den desidert viktigste hendelsen i 2011. Forventningsvolumet i PL 265 er 1,2 milliarder fat, hvorav Det norske har en eierandel på 20 prosent. Johan Sverdrup er blant de største oljefunnene i norsk oljehistorie. Funnet representerer store verdier for selskapet og vil kunne tilføre Det norskes betydelig produksjon om noen år. Statoil vil trolig bli operatør for feltutbyggingen.
- I tillegg til Johan Sverdrup, deltok Det norske også i olje- og gassfunnet Krafla. På Krafla ble det gjort funn i to strukturer som til sammen forventes å inneholde mellom 36 og 84 millioner fat oljeekvivalenter. Det norskes andel er 25 prosent. Krafla-funnet ligger på grunt vann nær eksisterende infrastruktur på Osebergfeltet. Utbyggingen vil kunne skje med relativt få produksjonsbrønner og forventes å ha god lønnsomhet. Manglende ledig prosesseringskapasitet på Osebergfeltet kan bli en utfordring med hensyn til muligheten for en rask utbygging av ressursene. Krafla-funnet vil kunne bidra til en betydelig produksjonsvekst for Det norske. Statoil er operatør for Krafla.
- På Norvarg i Barentshavet ble det gjort et gassfunn i 2011. Foreløpige beregninger viser 10-50 milliarder standard kubikkmeter gass i Norvarg. Det norske har 20 prosent eierandel i funnet som ligger rundt 250 kilometer nord for eksisterende infrastruktur på Melkøya, hvor gassen fra Snøhvitfeltet blir omgjort til LNG. Total er operatør for Norvarg.

Også innen feltutbygging tok Det norske viktige steg fremover:

- I september 2011 leverte Det norske som operatør en plan for utbygging og drift av Jette. Planen ble godkjent av regjeringen i februar 2012. Jette vil bli selskapets første utbygging som operatør på norsk sokkel. Utbyggingen av Jette har et kostnadsanslag på 2,5 milliarder kroner, og oljeproduksjonen forventes å starte i første kvartal 2013.
- På vegne av partnerskapet i Draupne inngikk Det norske mot slutten av 2011 en treårig avtale med Maersk om leie av en oppjekkbar borerigg (jack-up) for produksjonsboringsprogrammet på Draupne. Avtalen har en verdi på 413 millioner dollar. Det norske har som mål å levere plan for utbygging og drift for Draupne i løpet av 2012. Det norskes andel er 35 prosent på Draupne.
- Plan for utbygging og drift av Atla ble godkjent i november, og produksjonen forventes å starte sent i 2012. Det norske har 10 prosent i Atla, hvor Total er operatør.

I tillegg til viktige funn og gode fremskritt innen feltutbygginger, har Det norske i 2011 gjennomført en rekke betydningsfulle finansielle transaksjoner. Disse har styrket den finansielle posisjonen i forkant av at selskapet skal investere i feltutbygginger:

- I januar utstedte selskapet et obligasjonslån på 600 millioner kroner med en kupongrente på 6,75 prosent og forfall i januar 2016.
- I august gjennomførte Det norske en rettet emisjon på til sammen 489 millioner kroner mot et utvalg norske og internasjonale investorer. 11.111.111 aksjer, tilsvarende 10 prosent av utestående aksjer, ble utstedt i forbindelse med emisjonen.
- I desember ble det inngått avtale om en trekkfasilitet på til sammen 500 millioner dollar med muligheter for en økning på 100 millioner dollar.
- I desember ble også egenkapitalen styrket ved konvertering av gjeld til egenkapital. I alt 5.693.564 aksjer ble utstedt da konvertible obligasjoner for 451,5 millioner kroner ble konvertert til aksjer til kurs 79,3 kroner.
- Styrkingen av balansen gjennom 2011 gir Det norske et godt fundament for feltutbyggingene som kommer – først og fremst Jette, Atla og Krafla. Operasjonell kontantstrøm fra disse mindre feltene vil bidra som finansieringskilde for større utbygginger som Johan Sverdrup og Draupne.

(Beløp og tall i parentes gjelder 2010).

Aktiviteter

Presentasjon av konsernet

Det norske oljeselskap er engasjert i leting, utbygging og produksjon av petroleumsressurser på norsk sokkel. Selskapets virksomhet er nå samlet i morselskapet Det norske oljeselskap ASA. Morselskapet avviklet i fjerde kvartal 2011 sitt eneste datterselskap Det norske oljeselskap AS, og med det opphører også konsernet.

Det norske har delt hovedkontorfunksjonen mellom Trondheim og Oslo, og har øvrige kontorer i Stavanger og Harstad. Kontoret i Stavanger ble besluttet nedlagt i 2011, og de få gjenværende aktivitetene ved dette kontoret vil i løpet av kort tid bli overført til de øvrige kontorene. Det norske er aktive i alle petroleumsprovinser på norsk kontinentalsokkel; Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Selskapet har ved utgangen av 2011 totalt 172 ansatte. Det norske er et betydelig lisenshaver på norsk sokkel med til sammen 66 lisenser, hvorav 28 som operatør.

Leting

Det norske er et aktivt leteselskap. Selskapet deltok i 2011 på i alt 11 borer, hvorav to som operatør. Det ble påvist hydrokarboner i åtte av de 11 brønnene i til sammen seks funn; Johan Sverdrup, Krafla, Krafla West, Norvarg, Skalle og Skaugumsåsen. Selskapet hadde ved utgangen av 2011 deltatt i 40 letebrønner siden 2007, hvorav fem avgrensingsbrønner. Disse brønnene har resultert i til sammen 23 funn som blir klassifisert som betingede ressurser i ressursregnskapet.

Syv av funnene befinner seg i en *planleggingsfase*, hvorav storfundet Johan Sverdrup og funnene på Krafla utgjør de største endringene i ressursregnskapet for 2011. Totalt 13 funn er klassifisert som *uavklarte utviklingsprosjekter*, der tre av årets funn; Norvarg, Skalle og Skaugumsåsen, hører inn.

De resterende tre funnene er per i dag klassifisert som ikke-kommersielle.

I tråd med Det norske strategi, har selskapet i flere år vært blant de største leteselskapene på norsk sokkel. I 2011 utgjorde total investering i leting om lag 1,8 milliarder kroner. Det er en betydelig reduksjon fra 2010 da selskapet lå på like mange brønner, men hvor eierandelene og dermed andelen av lisensenes letekostnad lå høyere enn i 2011.

Det norske anser norsk sokkel som ett av de mest spennende leteområder i verden. Selskapet tror dette vil være tilfellet også i lang tid fremover fordi det finnes areal som ikke er utforsket i allerede åpne områder, samt at store havområder enda ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Selskapet er derfor utelukkende posisjonert mot denne petroleumsregionen.

Det norske's letestrategi er tosidig. Rundt 2/3 av ressursene investeres i modne områder i Nordsjøen. I Nordsjøen er det mye eksisterende infrastruktur og det gjør det lettere å få funn raskt i produksjon enn i mer umodne områder. De resterende ressursene investeres i leting i frontierområder. Her leter selskapet etter større funn som skal sikre den langsiktige veksten.

Utbygging

Porteføljen av felt under utbygging består av tre felt: Jette (88 prosent), Draupne (35 prosent), samt Atla (10 prosent).

Plan for utbygging og drift (PUD) for Jette ble levert Olje- og energidepartementet i september 2011. Dette blir selskapets første feltutbyggingsprosjekt som operatør. Olje- og gassforekomsten er anslått til 13 millioner fat utvinnbare oljeekvivalenter, og feltet er ventet å komme i produksjon i begynnelsen av 2013 med en platåproduksjon på 14.000 fat oljeekvivalenter per dag. Investeringene anslås til om lag 2,5 milliarder kroner. Jette vil bli bygget ut med to horisontale produksjonsbrønner som kobles opp mot Jotun B-plattformen.

I februar 2012 ble utbyggingsløsningen godkjent av myndighetene. Netto produksjon for Det norske fra Jette feltet forventes i begynnelsen å ligge på over 10.000 fat olje per dag.

Gjennom 2011 har selskapet jobbet med utvikling av Draupne, inklusive en samordning med Luno. Partnerskapene i Draupne og Luno kom til enighet om en samordnet utbygging av de to feltene i mars 2012. Det norske arbeider for å levere plan for utbygging og drift av Draupne til myndighetene mot slutten av 2012.

Myndighetene godkjente i 2011 plan for utbygging og drift av gass/kondensat-feltet Atla. Utvinnbare volum er anslått til 11 millioner fat oljeekvivalenter. Feltet er ventet å komme i produksjon mot slutten av 2012, med en beregnet total produksjon på om lag 10.000 fat oljeekvivalenter per dag. Brutto investeringer i Atla er anslått til 1,4 milliarder kroner. Atla vil bli knyttet opp til Heimdal via undervannsinstallasjonen på Byggvefeltet. Det norske andel i Atla er 10 prosent.

I tillegg til ovenfor nevnte felt, jobber Det norske langsiktig med å finne den beste utbyggingsløsningen for Frøy, hvor selskapet er operatør og eier 50 prosent. Både selvstendige løsninger, tilknytning til eksisterende infrastruktur og samarbeid om områdeløsninger vurderes.

Produksjon

Det norske deltar per 31. desember 2011 i totalt fire felt i produksjon: Glitne (10 prosent), Jotun (syv prosent), Varg (fem prosent) og Enoch (to prosent). De tre førstnevnte feltene er alle i en sen haleproduksjonsfase og avhengig av nye produksjonsbrønner eller tredjeparts inntekter for å opprettholde produksjonen på sikt.

I 2011 utgjorde Det norske andel av produksjonen i disse fire feltene 548.000 fat som tilsvarer 1.505 fat oljeekvivalenter per dag (2.092). Dette utgjør en produksjonsnedgang på 28 prosent fra 2010. Nedgangen i produksjonen ble imidlertid mer enn oppveid av en oljeprisoppgang. Gjennomsnittlig oljepris for oljen som ble solgt i 2011 ble USD 112 per fat (80), noe som tilsvarer en prisoppgang på 40 prosent fra 2010.

Jotun er utbyggt med en integrert brønnhodeplattform (Jotun B) og en FPSO (Jotun A). Den største usikkerheten for fremtidig produksjon er hvor mye vann brønnene vil produsere. Økt vannproduksjon gir lavere oljeproduksjon og dermed dårligere økonomi. Gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 4,6 millioner fat, med forventet levetid til 2016. Det norske utbygging av Jette tilknyttet Jotun, forventes imidlertid å bidra til en forlengelse av Jotunfeltets levetid, og økning av feltets samlede utvinnbare reserver.

Glitne er et felt som produseres fra undersjøiske brønner knyttet opp til produksjonsskipet "Petrojarl 1". Mengden produsert vann er også her den største usikkerheten med hensyn til fremtidig produksjon. Gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 6,7 millioner fat olje. Lisensen har besluttet å bore en ny produksjonsbrønn på Glitne. Denne planlegges boret i andre kvartal 2012. Hvis resultatet av brønnen er vellykket, vil produksjonen kunne fortsette til 2014.

Varg er et felt som er utviklet med produksjonsskipet "Petrojarl Varg", med integrert oljelager tilkoblet en brønnhodeplattform. Gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 4,4 millioner fat olje, med forventet levetid til 2015. Det ble i løpet av 2011 boret to nye produksjonsbrønner på Varg. Begge ga skuffende resultat. Operatøren Talisman har identifisert to nye boremaal i Vargfeltet, som vurderes boret sent 2012 eller tidlig i 2013. I tillegg vurderes nedblåsing og eksport av tidligere injisert gass, fra 2014. Sammen kan disse tiltakene forlenge levetiden og øke utvinnbare volumer fra Varg.

Enoch er et felt som ligger på grenselinjen mellom norsk og britisk sektor. Feltet er utviklet med en enkel, horisontal undersjøisk brønn og er knyttet opp til Brae A-plattformen på UK sektor. Produksjonen startet i mai 2007, og feltet forventes å produsere fram til 2017. Totale gjenværende brutto reserver (2P/P50) er anslått av operatøren til 2,7 millioner fat.

Teknologi, forskning og utvikling

Det norske samarbeider både med ledende forskningsmiljøer og bedrifter for å støtte opp under utvikling av teknologi. I 2011 hadde Det norske et FoU budsjett på omlag 40 millioner kroner, hvor prosjekter knyttet til forståelse av geologi og bruken av

ulike letemodeller dominerer. Det gjennomføres også prosjekter innen HMS, boring og brønn og nye konsepter knyttet til flytende produksjon. Et eksempel er samarbeidet med Viking Moorings om utvikling av en ny teknologi for sikrere forhåndsankring av borerigger ved bruk av fibertau. Teknologien er patentert.

Årsregnskapet

(Alle tall i parentes gjelder for 2010.)

Fortsatt drift

I henhold til Regnskapsloven paragraf 3-3a bekrefter styret at årsregnskapet er utarbeidet under forutsetning om fortsatt drift og at dette er lagt til grunn ved utarbeidelse av årsregnskapet. Den finansielle soliditet og konsernets likviditet vurderes som god. Den planlagte veksten i årene framover vil medføre betydelige investeringer i utbyggingsprosjekter og skape et finansieringsbehov. Selskapet vurderer alternative finansieringskilder for videre vekst.

Styret er av den oppfatning at årsregnskapet gir et rettviseende bilde av konsernets eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat. Styret har ikke kjennskap til noen vesentlige forhold som påvirker vurderingen av selskapets stilling per 31.12.2011, eller resultat for 2011, utover det som fremgår i årsberetningen og av regnskapet forøvrig.

Det norske utarbeider konsernregnskapet i samsvar med internasjonale standarder for finansielle rapportering (IFRS) som fastsatt av EU og regnskapsloven.

Resultatregnskap

Samlede driftsinntekter for konsernet og morselskapet utgjorde 372,1 millioner kroner (366,0). Oljen fra de fire produserende feltene Varg, Enoch, Glitne og Jotun utgjorde 548.000 fat oljeekvivalenter og ble solgt til en gjennomsnittlig pris på 112 dollar per fat, tilsvarende en økning på 40 prosent i forhold til prisen på gjennomsnittlig oppnådd pris på 80 dollar per fat i 2010.

Produksjonen falt fra 2010 til 2011 med 28,2 prosent fra 763.000 fat til 548.000 fat. Økt vannproduksjon har forårsaket lavere oljeproduksjon.

Totale utgifter knyttet til utforskning var 1.810,3 millioner kroner (2.728,7). Av disse er 1.012,2 millioner kroner (1.777,3) kostnadsført. Kostnadsførte beløp relaterer seg i hovedsak til tørre brønner, seismikk og generell utforskning. Kostnadsreduksjonen er i all vesentlighet relatert til at det ble boret færre tørre brønner i 2011 sammenlignet med året før, i tillegg til lavere eierandeler i lisenser med boring. Lønn- og lønnsrelaterte kostnader økte til 31,7 millioner kroner (14,8). Bokførte lønnskostnader er lave fordi lønnskostnader relatert til aktivitet innen leting, utbygging og produksjon henføres direkte til de respektive kategoriene. Brutto lønns- og lønnsrelaterte kostnader var 376,9 millioner kroner (301,1) i konsernet. Hovedårsaken til økningen er bonus som er opptjent og kostnadsført i 2011.

Avskrivninger utgjorde 78,5 millioner kroner (159,0). Reduksjonen skyldes i hovedsak lavere avskrivningsgrunnlag i 2011, på grunn av tidligere av- eller nedskrivninger.

Netto nedskrivninger av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler var 197,7 millioner kroner (170,5). Årsaken til nedskrivningene i 2011, er reduserte estimater for reserver knyttet til Jotunfeltet, som beløper seg til 62,8 millioner kroner. I tillegg er det foretatt nedskrivning av bokført merverdi på enkelte lisenser hvor det i 2011 er blitt boret tørre brønner, eller at lisensene er under tilbakelevering. I tråd med selskapets regnskapsprinsipper er det også foretatt nedskrivningstest av goodwill som har resultert i nedskrivning på 70,6 millioner kroner (76,5).

Andre driftskostnader var på 60,8 millioner kroner (89,0) for konsernet, hvorav arealavgift utgjør 43,4 millioner kroner (47,2).

Driftsunderskuddet endte på -1 190,7 millioner kroner (-1 999,6).

Resultat før skattekostnad var -1 390,9 millioner kroner (-2.183,4) og skatteinntekt på ordinært resultat utgjorde 931,6 millioner kroner (1.493,1). Beskrivelse av skatteregler og beregning av skatt fremgår av note 1 og 12 i årsregnskapet.

Årsresultatet endte med et underskudd på 459,3 millioner kroner (-690,4) i 2011.

Oppstilling av finansiell stilling

Sum eiendeler utgjorde 7.716,0 millioner kroner ved utgangen av 2011 som er på nivå med nivået året før (7.719,6).

Egenkapitalen økte med 516,4 millioner til 3.676,6 millioner kroner. I forbindelse med avviklingen av datterselskapet Det norske oljeselskap AS oppstår en positiv regnskapsmessig effekt på egenkapitalen og andre immaterielle eiendeler med 42,9 millioner kroner. Egenkapitalandelen lå ved årsskiftet på om lag 48 prosent.

Samlet rentebærende gjeld utgjorde pr 31.12. 966,6 millioner kroner (1 532,3).

Beholdning av betalingsmidler var ved årsskiftet 841,6 millioner kroner (789,3).

Det norske gjennomførte i tredje kvartal en rettet emisjon mot institusjonelle investorer og tilsvarte 10 prosent av aksjekapitalen. Selskapet ble tilført 481 millioner kroner etter fratrukk for emisjonskostnader. Etter emisjonen økte antall aksjer til 122.222.222. I fjerde kvartal ble 98% av det usikrede konvertible obligasjonslånet AKX01 konvertert til egenkapital. Etter konverteringen økte antall aksjer til 127.915.786.

Selskapet har en trekkfasilitet på 3.500 millioner kroner i et konsortium av banker, ledet av DNB. Maksimalt opptrekk er begrenset til 95 prosent av skatterefusjonen minus renter relatert til letestkostnader. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet fram til 31. desember 2012 og siste nedbetaling skal skje i desember 2013.

Lånet er tatt opp til NIBOR plus 2,5 prosent og det er betalt et etableringsgebyr på 61,3 millioner kroner. Det betales også en rammeprovisjon av ubenyttet ramme på 1,25 prosent.

For informasjon om ubenyttet trekkrettighet i letestfasilitetslån, se note 25.

Det norske inngikk i fjerde kvartal en avtale om en trekkfasilitet på 500 millioner dollar. Fasiliteten kan økes med inntil 100 millioner dollar, men denne økningen er ikke garantert. Transjen på 500 millioner dollar koordineres av DNB og Nordea. Renten på opptrukket beløp er LIBOR plus 3,75 til 4,00 prosent per år avhengig av hvor mye av lånerammen er benyttet.

Et konvertibelt obligasjonslån i Det norske forfalt den 16. desember 2011. Ved forfall ble 5.693.564 aksjer konvertert til kurs 79,30 kroner og resterende lån ble tilbakebetalt.

I 2011 tok Det norske også opp et nytt usikret obligasjonslån på 600 millioner kroner. Lånet løper fra 28. januar 2011 til 28. januar 2016 og har en rente på 3 måneders NIBOR plus 6,75 prosent i margin. Hovedstolen forfaller 28. januar 2016 og det er kvartalsvise rentebetalinger.

Kontantstrøm og likviditet

I 2011 utgjorde netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter 1.452,7 millioner kroner (1.531,8) i konsernet. Av dette utgjorde periodens mottatte skattefordring 2 323,9 millioner kroner (2.048,4).

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -1.718,4 millioner kroner (-2.257,6) i konsernet. Dette er i hovedsak investeringer i immaterielle eiendeler på 1 440,8 millioner kroner (2.162,7), samt investeringer i varige driftsmidler på 388,2 millioner kroner (102,9) knyttet til felt i produksjon og felt under utbygging. Disse investeringene vil kunne øke selskapets produksjon.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde 318,1 (-59,1) millioner kroner for 2011. De største endringene relaterer seg til salg av egne konvertible obligasjoner på 144,4 millioner kroner og kapitalinnhenting på netto 481,2 millioner kroner som fant sted i 2011. I tillegg ble det tatt opp lån på 2.248,4 millioner kroner (2.615,3) og nedbetalt lån på 2.539,9 millioner kroner (2.613,1) i 2011.

Konsernet har til sammen betalingsmidler og bokført skatterefusjon på 2.239,0 millioner kroner (3.134,1) ved årets slutt. Likvide midler, samt inntekter fra selskapets produksjon og trekkfasilitetens ubenyttede ramme, er forventet å være tilstrekkelig til å finansiere selskapets nåværende forpliktelser .

Ressursregnskap

Det norske følger retningslinjene fra Oslo Børs og SPEs klassifikasjonssystem for kvantifisering av petroleumsreserver og betingede ressurser. Totale netto P90/1P reserver er estimert til 47,34 millioner fat oljeekvivalenter, mens netto P50/2P reserver utgjør 67,89 millioner fat oljeekvivalenter ved utgangen av 2011. Se note 31 for en mer detaljert gjennomgang av ressursregnskapet.

Disponering av årsresultatet

Det norske har fri egenkapital på 939,5 millioner kroner per 31.12.2011.

Styret foreslår at årsunderskuddet disponeres ved at 459,3 millioner kroner dekkes av annen egenkapital.

Risikofaktorer

Risiko knyttet til ressursgrunnlag og utvinnbare reserver

Vurderingen av selskapets olje- og gassreserver og -ressurser utføres av erfarne fagfolk basert på innspill fra operatører, lisenspartnere samt interne vurderinger. Arbeidet utføres av hver enkelt forretningsenhet og prosjekt, mens ansvaret ligger hos ledelsen.

Regnskapsføring av reserver og ressurser blir koordinert og kvalitetskontrollert av en liten, sentral gruppe av eksperter som ledes av en reservoaringeniør med over 20 års erfaring med denne typen vurderinger. I tillegg er alle volumer innen reservekategorien, unntatt Dagny og Enoch, sertifisert av en uavhengig tredjepart, AGR Petroleum Services AS. Reserverapporten blir gjennomgått av revisjonsutvalget og godkjent av styret før den offentliggjøres.

Beregninger av utvinnbare volumer er imidlertid heftet med betydelig risiko. Det rapporterte P50/2P-estimatet er Det norskes beste estimat for reserver, og inkluderer volum som ventes å være utvinnbare basert på antagelser om fremtidige økonomiske, finansielle og skattemessige betingelser. P90/1P-estimatet reflekterer antatte utvinnbare volumer med høy grad av sikkerhet.

Tilgjengelige metode for kartlegging av olje- og gassforekomster under havbunnen vil aldri kunne gi en fullstendig avklaring for alle essensielle parametere for beregning av størrelsen eller produksjonsevne. Det er derfor alltid en risiko for at det endelige resultatet kan bli enda lavere en P90/1P-estimatet.

Prosjektrisiko

Det norske vurderer løpende en rekke utviklingsprosjekter. I noen tilfeller vil selskapet beslutte å skrinlegge hele prosjektet, alternativt legge prosjekter til sides for så komme tilbake til en nærmere vurdering på et senere tidspunkt. I andre tilfeller vil prosjektene bli besluttet gjennomført.

Det norske er per i dag involvert i flere kapitalintensive og kompliserte utbyggingsprosjekter. Samtlige av disse har en egen ramme for tid og budsjett og det vil alltid være en usikkerhet for at selskapet og selskapets samarbeidspartnere ikke klarer å holde seg innenfor denne rammen. Overskridelser i prosjekter vil i sin tur kunne ha negativ innvirkning på prosjektøkonomien.

Finansielle risikofaktorer

Oljeprisrisiko

Inntekter i Det norske kommer fra salg av petroleum og inntektsstrømmen er derfor eksponert mot endringer i oljepris. Selskapets petroleumsinntekter er i amerikanske dollar (USD), mens kostnader er fordelt mellom norske kroner og dollar.

Oljeproduksjonen i Det norske ligger per i dag på et begrenset nivå og selskapet har derfor valgt å ikke foreta sikring mot oljeprisrisiko. Styrets oppfatning er at aksjer i Det norske gir investorene en rendyrket eksponering mot oljeprisen og at den enkelte investor bør om ønskelig diversifisere denne risikoen i de enkelte porteføljer.

Styret vil imidlertid løpende vurdere sikring av oljepris i takt med at selskapet engasjerer seg i stadig flere utbyggingsprosjekter og at selskapet vil oppleve en betydelig produksjonsøkning i årene fremover.

Valutarisiko

Utvikling i valutakurser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko. Konsernets petroleumsinntekter er i amerikanske dollar (USD), mens utgiftene er i hovedsak fordelt mellom norske kroner, USD og en mindre del i Euro. Eksponeringen mot USD på inntektssiden vil delvis bli motvirket ved at selskapet tar opp noe gjeld i USD.

Renterisiko

Det norske er utsatt for renterisiko på låneopptak samt ved plassering av likvide midler. Lån med flytende rente gir en renterisiko for konsernets fremtidige kontantstrøm. Lån med fast rente eksponerer Det norske for risiko (under-/overkurs) knyttet til endringer i markedsrenten.

Det norske har pr. 31.12.2011 totalt 966,6 millioner kroner i låneopptak, hvorav 379,6 millioner kroner er kortsiktig. Alt er med flytende rente.

De likvide midlene skal i følge konsernets retningslinjer plasseres slik at renterisikoen begrenses til en durasjon som er mindre enn ett år. Alle bankinnskudd er til flytende rente. Konsernets sensitivitet for potensielle endringer i rentenivået er vist i note 29.

Kredittrisiko

Det norske er utsatt for kredittrisiko gjennom bokførte fordringer og virkelig verdi av finansielle forpliktelser. Historisk har selskapet ikke opplevd tap på fordringer ettersom kunder av Det norske er store og kredittverdige oljeselskaper, og det har derfor ikke vært behov for tapsavsetninger.

I forvaltningen av konsernets likvide midler prioriteres lav kredittrisiko. Likvide midler plasseres i bankinnskudd, obligasjoner og fond som representerer gjennomgående lav kredittrisiko.

Maksimal kredittrisikoeksponering er balanseført verdi av kundefordringer, samt andre kortsiktige fordringer og plasseringer som beskrevet i note 29.

Likviditetsrisiko

Likviditetsrisiko er risikoen for at selskapet ikke vil være i stand til å betjene sine finansielle forpliktelser etter hvert som de forfaller.

Tilgjengelig likviditet plassert på ordinære bankkontoer skal vi til enhver tid ha en størrelse som minimum dekker forventet utbetalinger til operasjonelle aktiviteter og investeringsaktiviteter for to måneder frem i tid.

Det utarbeides i tillegg løpende prognoser på kort (12 mnd) og lang sikt (5 år) for å planlegge konsernets likviditetsbehov. Disse planene oppdateres fortløpende for ulike scenarioer og inngår som en del av det løpende beslutningsgrunnlaget for styret i konsernet.

Den overskytende likviditet er definert som en portefølje bestående av likvide midler utover midler plassert på ordinære driftsbankkontoer og ubenyttede trekkrammer. Overskuddslikviditet inkluderer dermed høyrentekontoer og finansielle plasseringer i banker, pengemarkedsinstrumenter og obligasjoner.

For overskuddslikviditeten er kravet til lav likviditetsrisiko (dvs risiko for realisering på kort varsel) generelt viktigere enn maksimal avkastning.

I avtalen med banksyndikatet som står bak trekkfasiliteten, er det knyttet en del rapporteringskrav, blant annet en kvartalsvis oppdatering av et rullerende likviditetsbudsjett for de neste 12 månedene. Dette kravet er overholdt av konsernet også i 2011.

Konsernets mål for plassering og forvaltning av overskuddskapital er lav risikoprofil med god likviditet.

Konsernets overskuddslikviditet er hovedsaklig plassert i bank pr. 31.12.2011.

Konsernet har en betydelig beholdning av betalingsmidler pr. 31.12. på 841,6 millioner kroner (789,3). Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram, krever imidlertid aktiv styring av likviditetsrisiko.

Konsernet vil håndtere et økt fremtidig kapitalbehov ved salg av andeler, opptak av lån, opptak av ny egenkapital, bruk av leverandørfinansierte utbygginger, bæringsavtaler, strategiske allianser eller en kombinasjon av disse, samt en justering av konsernets aktivitetsnivå, dersom påkrevd.

I begynnelsen av 2011 tok Det norske opp et nytt obligasjonslån på NOK 600 millioner kroner og i august hentet selskapet inn 489 millioner kroner i ny kapital. I tillegg sikret Det norske en ny trekkfasilitet på 500 millioner dollar mot slutten av året. Styret mener at dette, sammen med de likvide midlene, vil være tilstrekkelig til å finansiere selskapets drift gjennom 2012.

Organisasjon

Helse, miljø og sikkerhet

Det norske har som mål at all virksomhet skal gjennomføres uten skader på mennesker eller miljø. Sikkerhet for mennesker, miljø og økonomiske verdier er derfor en integrert del av selskapets aktiviteter. Det norske skal bidra til å fremme sunne holdninger og en HMS-kultur som bidrar til at vi når våre mål.

Det norske har i 2011 operert to letebrønner på norsk sokkel. I tillegg har det vært en betydelig fartøysaktivitet knyttet til seismikk og miljøundersøkelser. Selskapet har unngått alvorlige hendelser og det har heller ikke fått pålegg eller varsel om pålegg fra norske myndigheter.

Det norske er ikke operatør for felt i produksjon.

Utslipp til miljøet og kjemikalieforbruk fra boreoperasjonene er rapportert til Klima- og forurensningsdirektoratet i henhold til fastsatte retningslinjer. Rapportene er offentlig tilgjengelig via Oljeindustriens landsforenings nettsider. Alle planlagte utslipp var innenfor gitte tillatelser.

Det norske arbeider med å redusere mengden kjemikalier og med å bytte ut mulige miljøfarlige kjemikalier. Det norske arbeider også for å redusere avfallsmengden.

Forbrenning av diesel på boreriggene gir utslipp til luft. Det norske er medlem av næringslivets NOx-fond. Gjennom innbetaling til NOx-fondet bidrar selskapet til at midler gjøres tilgjengelige for tiltak som reduserer utslipp også i annen industri, skipsfart og fiskeri.

Beredskap

Det norske bygger inn sikkerhet mot uforutsette hendelser i alle sine offshoreaktiviteter. Selskapets styringssystem danner et sentralt grunnlag for selskapets operasjoner. Foran hver brønn som bores, utføres miljørisiko- og beredskapsanalyser.

All aktivitet offshore innebærer likevel en risiko, herunder også risiko for oljeutslipp. Det norske har derfor en tilrettelagt og forberedt oljevernberedskap i tilfelle uhell. Beredskapsplaner er utarbeidet for aktiviteten generelt og for oljevern spesielt.

Det norske gjør en innsats for å videreutvikle beredskapen for håndtering av uønskede hendelser. Selskapet var sentral i etableringen av et felles beredskapssenter i Sandnes, gjennom Operatørene forening for beredskap (OFFB). OFFBs oppgave er å administrere og vedlikeholde en andrelinje beredskap på vegne av medlemsbedriftene. På vegne av rettighetshaverne i lisensene er operatørselskapene ansvarlige for til enhver tid å opprettholde en effektiv beredskap. OFFB inngår som en integrert del av medlemmenes beredskapsorganisasjon. Senteret hadde pr 31.12.2011 ni fullverdige medlemmer. I tillegg til å håndtere andre-linje beredskap for selskapene, bidrar senteret til selskapenes trening og beredskapsplanlegging. Det norske har styrelederen i OFFB.

Det norske involverer seg også i utviklingen av bransjens samlede beredskap og bransjens arbeid med mer effektiv beredskapsledelse. Dette er oppfølging av beredskaperfaringer fra Macondo-ulykken i Mexicogulven i april 2010.

Det norske har solid oljevernkompetanse internt i selskapet og deltar aktivt i NOFO, Norsk Oljevernforening For Operatørselskap, som er spesialtrenet for å håndtere oljevernaksjoner. Det norske har vært medlem i NOFO siden 2001 og deltar med personell i NOFOs operasjonsgruppe og sitter i styre for NOFO. Dersom Det norske skulle bli ansvarlig for et oljeutslipp, vil NOFO få en sentral rolle i arbeidet med å begrense skader og samle opp olje.

Beredskapsorganisasjonen er godt trent. Det er til enhver tid et betydelig antall personell på vakt for å ivareta en eventuell hendelse. Det har vært lagt vekt på å bedre kvaliteten på beredskapen for å håndtere nåværende og framtidig aktivitet i selskapet.

Ansettelser og arbeidsforhold

Status ansatte

I løpet av 2011 har Det norske opplevd en reduksjon i antall ansatte på grunn av nedleggingen av Stavangerkontoret. Ved årsskiftet var det totalt 172 ansatte fordelt på fire kontorsteder, hvorav to studenter. Ved forrige årsskifte var det 193 ansatte i Det norske. I 2011 ble det ansatt ni personer og 30 personer sluttet (inkl. Stavanger kontoret som ble nedlagt).

Da Stavangerkontoret ble nedlagt valgte 22 ansatte å si opp sine stillinger mot et sluttvederlag. Gjenværende personell i Stavanger står for selskapets boreoperasjoner med Transocean Barents (tidligere Aker Barents) fram til rundt første kvartal 2013. Endelig tidspunkt for avvikling av kontoret vil være avhengig av ferdigstilling av boreoperasjoner på Jette.

Arbeidsmiljøet

Det norske gjennomfører en arbeidsmiljøundersøkelse hvert annet år. Seneste undersøkelse ble gjennomført høsten 2010. Gjennom 2011 har arbeidet vært rettet mot oppfølging av arbeidsmiljøundersøkelsen for 2010 og med å opprettholde det gode arbeidsmiljøet som ble dokumentert i undersøkelsen. Spesiell oppmerksomhet har vært viet arbeidsmiljøet i forbindelse med nedleggelse av kontoret i Stavanger.

Det er styrets vurdering at arbeidsmiljøet i Det norske ved utgangen av 2011 var godt.

Likestilling

Styret og ledelsen jobber systematisk for et likestilt arbeidsmiljø som gir alle like muligheter uavhengig av kjønn, etnisk opphav eller funksjonshemming. I desember 2011 utgjorde kvinneandelen 26,0 prosent (25,1 prosent i 2010) av arbeidsstyrken og 50,0 prosent (43 prosent i 2010) av styremedlemmene. Kvinneandelen i hovedledelsen utgjør 14,3 prosent, og blant mellomlederne 25,0 prosent. Per 31.12.2011 var 7,4 prosent av de ansatte av utenlandsk opprinnelse. Det norskes kontorlokaler har universell utforming.

Det norske har et lønnsystem som sørger for at menn og kvinner med samme stilling, samme erfaring, og samme prestasjoner, skal være på samme lønnsnivå. Forskjeller i ulike stillingstyper, og antall år yrkeserfaring, påvirker det generelle lønnsnivået for den enkelte i selskapet.

Selskapet arbeider med målrettet rekruttering for å øke antallet kvinner i mannsdominerte stillinger og fagområder. Etablering av en egen personalenhet i 2011 er et viktig tiltak for å få en mer systematisk oppfølging av arbeidet med å gi alle like muligheter uavhengig av kjønn, etnisk opphav eller funksjonshemming.

Sykefravær

Sykefraværet utgjorde i 2011 3,4 prosent, en økning fra 2,2 prosent i 2010. Tallene inkluderer fravær i forbindelse med syke barn. Økningen i sykefravær er ikke arbeidsrelatert. Til tross for at det har vært en økning, vurderes sykefraværet som lavt og det er ikke satt i gang spesielle tiltak for å redusere fraværet.

Etikk

Det norske har utarbeidet etiske retningslinjer som stiller konkrete krav til forretningsskikk og personlig adferd for ansatte i Det norske og medlemmer av selskapets styrende organer. Retningslinjene gjelder også innleid personell, konsulenter og andre som opptrer på vegne av Det norske.

Eierstyring og selskapsledelse

Det norske har som mål å sikre størst mulig verdiskapning for aksjonærene over tid. En god modell for styring og kontroll med en klar fordeling av ansvar og roller mellom eierne, samt styret og ledergruppen, er avgjørende for å få til en slik verdiskapning.

Styret i Det norske er ansvarlig for å overholde en sunn og god standard for eierstyring og selskapsledelse. Styret foretar en årlig gjennomgang av selskapets prinsipper i januar hvert år. Selskapet etterkommer relevante regler og vedtekter for eierstyring og selskapsledelse, inkludert den seneste utgaven av retningslinjer for god eierstyring og selskapsledelse som ble publisert 21. oktober 2010 og justert 20. oktober 2011, med mindre det er spesifisert at så ikke er tilfelle.

En redegjørelse for selskapets prinsipper for eierstyring og selskapsledelse er å finne i en separat seksjon i årsrapporten og på selskapets hjemmeside, www.detnor.no.

Eierforhold

Aksjekursen steg i 2011 med 224 prosent, fra NOK 27,9 til NOK 88,0. Gjennomsnittlig antall utestående aksjer i 2011 var 115,1 millioner. Ved utgangen av året var utestående antall aksjer i Det norske 127,92 millioner. Aker Capital er største eier med 63,9 millioner aksjer, tilsvarende 49,99 prosent. Rundt halvparten av selskapets aksjer anses derfor å være i fri flyt. Totalt ble det i 2011 omsatt 98,6 millioner aksjer til en samlet verdi av 5,7 milliarder kroner. Omsetningen tilsvarer en omløpshastighet på 1,7 av antall aksjer i fri flyt.

Hendelser etter årsavslutning

Det norske ble i januar 2012 tildelt andeler i til sammen ni lisenser i TFO 2011- runden, hvorav tre som operatør. Det norske ble blant annet tilbudt operatørskap i et område i Barentshavet rett sør for Norvarg, der det tidligere er gjort et gassfunn. I tillegg fikk Det norske tilleggstiltdeling i fire eksisterende lisenser, tre nye lisenser i Nordsjøen og en ny lisens i Norskehavet.

I januar 2012 ble det også tatt beslutning om at olje- og gassfeltet Dagny skal bygges ut med en bunnfast plattform. Feltet er lokalisert 30 kilometer nordvest for Sleipner A. Gassen fra Dagnyfeltet skal knyttes opp mot infrastrukturen på Sleipnerfeltet, mens oljen skal transporteres med skip. Volumanslagene for Dagny er 198 millioner fat olje og gass. Statoil er operatør og Det norskes andel av Dagny er i en foreløpig kostnadsfordelingsnøkkel to prosent. Det er ventet en investeringsbeslutning for

Dagny i løpet av ett år, noe som vil bety oppstart av produksjonen i 2016. På platåproduksjon og med dagens andel vil Det norske produksjon ligge på om lag 1.500 fat per dag.

Ved utløpet av januar 2012 solgte selskapets hovedeier; Aker Capital, 1.047.366 aksjer i Det norske, slik at eierandelen er 49,99 prosent.

Boringen på Kalvklumpen (PL 414), der Det norske er operatør, ble gjennomført i februar uten at det ble påvist hydrokarboner.

I midten av februar mottok Det norske godkjenning fra myndighetene til å bygge ut Jette som dermed blir selskapets første utbygging som operatør.

I begynnelsen av mars 2012 ble det inngått avtale mellom Draupne- og Luno-lisensene om en samordnet utbygging av disse to feltene. Draupne vil bli bygget ut med en bunnfast plattform med første stegs prosessering. Brønnstrømmen vil bli ført fra Draupneplattformen til Luno for ferdigprosessering og eksport til markedene.

Utsikter

Styret mener Det norske er godt posisjonert for videre vekst. Selskapet har andeler i funn som har potensial til å øke produksjonen betydelig. På kort sikt er det ventet at Jette og Atla vil bidra til å øke produksjonen fra første kvartal 2013. På lengre sikt har Draupne og Johan Sverdrup potensial til å heve produksjonen betydelig.

Det er god progresjon på Jette- og Atla-prosjektene og selskapet planlegger i tillegg å levere plan for utbygging og drift av Draupne-feltet sent i 2012.

Det norske har et omfattende leteprogram planlagt for 2012 med boring av mer enn 10 brønner og det arbeides kontinuerlig med å få fram nye borbare prospekter.

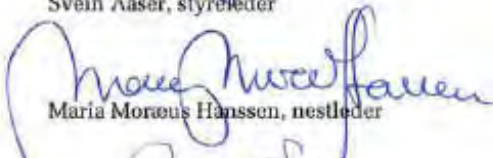
I 2011 gjennomførte Det norske flere viktige transaksjoner, inkludert en ny kredittfasilitet på 500 millioner dollar, en emisjon på 10 prosent av utestående aksjer og konvertering av 451,5 millioner kroner fra gjeld til egenkapital. Styret er tilfreds med Det norske finansielle stilling.

Styret i Det norske oljeselskap ASA

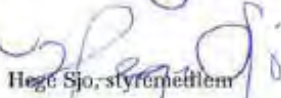
Trondheim, 16. mars 2012


Svein Aaser, styreleder


Kaare Moursund Gisvold, styremedlem


Maria Mørøus Hanssen, nestleder


Berge Gerdt Larsen, styremedlem


Hege Sjø, styremedlem


Carol Bell, styremedlem

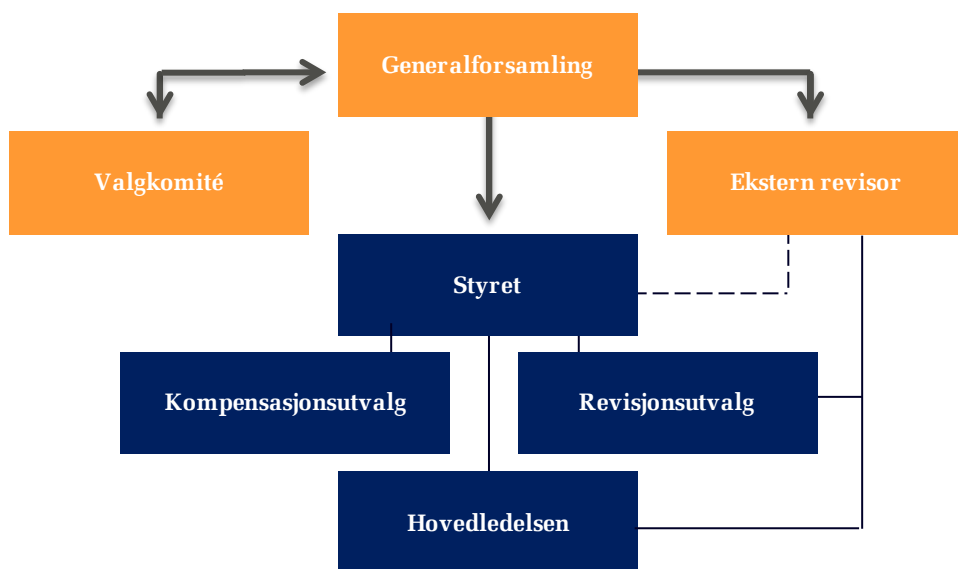

Bodil Alteren, styremedlem


Gunnar Håkon Eide, styremedlem


Erik Haugane, administrerende direktør

STYRETS REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske") har som mål å sikre størst mulig verdiskapning til aksjonærene over tid. En god styringsmodell med klar fordeling av ansvar og roller mellom eierne, representert ved aksjonærene på generalforsamlingen, styret og ledelsen er avgjørende for at selskapet skal nå dette målet.



1. EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE I PRAKSIS

Styret fastsetter selskapets mål og strategi, mens hovedledelsens oppgave er å implementere strategien for å nå målene.

Styret har ansvar for aktivt å etterleve standardene for god eierstyring og selskapsledelse. Styret gjennomfører derfor årlige gjennomganger av selskapets prinsipper for eierstyring og selskapsledelse.

Regelverk

Det norske er et norsk allmennaksjeselskap (ASA) notert på Oslo Børs og etablert i samsvar med norsk lovgivning.

I henhold til regnskapsloven § 3-3b er Det norske forpliktet til å ta med en beskrivelse av sine prinsipper for god eierstyring og selskapsledelse som del av styrets årsberetning i årsrapporten eller alternativt vise til hvor disse opplysningene kan finnes.

Norsk utvalg for eierstyring og selskapsledelse (NUES) har utgitt Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse ("anbefalingen"). Anbefalingen finnes på www.nues.no. Etterlevelse av anbefalingen er basert på et "følg eller forklar"-prinsipp, som innebærer at selskapene må etterleve anbefalingens enkelte punkter eller forklare hvorfor selskapet har innrettet seg på en annen måte.

Oslo Børs krever at noterte selskaper årlig redegjør for selskapets politikk for eierstyring og selskapsledelse i samsvar med gjeldende anbefaling. Løpende forpliktelser for selskaper som er notert på Oslo Børs finnes på www.oslobors.no.

Det norske etterlever regelverket nevnt over. Med mindre annet er uttrykkelig angitt etterlever Det norske gjeldende anbefaling av 21. oktober 2010 samt justeringer av 20. oktober 2011. Følgende redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse har samme struktur som anbefalingen og følger anbefalingens oppsett med 15 hovedtemaer.

Verdier og etiske retningslinjer

Styret har definert selskapets kjerneverdier og vedtatt etiske retningslinjer for å sikre at ansatte, innleid personell, konsulenter og andre som opptrer på vegne av Det norske, gjør dette på en ensartet måte med hensyn til etikk og god forretningsskikk. De etiske retningslinjene klargjør selskapets grunnleggende etiske verdier og gir føringer for de som skal treffe beslutninger på selskapets vegne.

Samfunnsansvar er delvis gjenspeilt i de etiske retningslinjene som prinsipper for hvordan selskapet og dets ansatte skal opptre overfor andre, og i selskapets sponsorprogram. Styret i Det norske planlegger å fastsette et eget sett med retningslinjer for bærekraftighet.

Selskapet skal vise ansvar gjennom handlinger, kvaliteten på arbeid, prosjekter og produkter og i alle sine aktiviteter. Selskapets ambisjon er at forretningsvirksomheten skal integrere sosiale, etiske og miljømessige mål og tiltak. Det norske skal som et minimum etterleve lover, forskrifter og konvensjoner på de områder der selskapet driver virksomhet, men selskapets etiske retningslinjer strekker seg lenger enn bare til etterlevelse. Selskapet skal nå sine mål i samsvar med de vedtatte etiske retningslinjene.

Det norske kan bruke sponsering for å fremme selskapet og dets virksomhet. De etiske retningslinjene inneholder også retningslinjer for sponsorvirksomhet. Det norske støtter tiltak som er direkte knyttet til selskapets virksomhet som oljeselskap, tiltak som gir en betydelig eksponering og tiltak som kan være til fordel for de ansatte.

De etiske retningslinjene er tilgjengelige på <http://detnor.no/no/om-oss/etiske-retningslinjer>.

Opplysninger om pågående sponserer finnes på <http://www.detnor.no/no/om-oss/sponserer>.

2. MÅL OG STRATEGI

I henhold til Det norske vedtekter punkt 3 er selskapets formål "å drive petroleumsleting og -utvinning og hva som dermed står i forbindelse, samt ved aksjetegning eller på annen måte å delta i slik eller annen virksomhet alene eller i samarbeid med andre foretagender og interesser".

Selskapets strategier er presentert i styrets årsberetning og omfatter mer spesifikke mål. Gjennom en årlig strategiprosess evaluerer og definerer styret selskapets mål. Disse målene og selskapets finansielle stilling kommuniseres til markedet.

Det norske olje- og gassvirksomhet er forbundet med risiko. Effektive operasjoner som reduserer risikoer til et minimum, er selskapets høyeste prioritet.

Det norske har som mål å bygge opp en betydelig og lønnsom olje- og gassproduksjon over tid. For å nå dette målet vil selskapet delta i både lete-, utbyggings- og produksjonsaktiviteter og være opportunistisk i forhold til kjøp og salg av andeler i felt og funn.

Ytterligere opplysninger om våre vedtekter er tilgjengelig på <http://www.detnor.no/no/investor/vedtekter>.

Ytterligere opplysninger om lisenser og virksomhet er tilgjengelig på <http://www.detnor.no/no/var-virksomhet/lisensportefolje>.

3. SELSKAPSKAPITAL OG UTBYTTE

Styret evaluerer kontinuerlig selskapets kapitalstruktur og understreker at en solid egenkapital er viktig hvis Det norske skal klare å nå sine strategiske mål i framtiden. Å sikre en optimal kapitalstruktur er en nøkkelprioritet for styret. Dette innebærer overvåking av tilgjengelige finansieringskilder og tilknyttede kapitalkostnader.

Selskapet ønsker å opprettholde en hensiktsmessig kapitalstruktur som ivaretar virksomhetens risikoprofil og ambisjoner. Det norske har planer om å gjennomføre et omfattende leteprogram de neste årene. Framtidige utbygginger vil kreve betydelige investeringer. Utbetaling av utbytte til aksjonærene vil derfor ikke bli prioritert på kort sikt. Styret ønsker i denne perioden heller å skape verdier for sine aksjonærer gjennom å få fram de underliggende verdiene i leteporteføljen, samt å modne eksisterende funn fram mot utbygging og produksjon.

Selskapets bokførte egenkapital var ved utgangen av 2011 på 3 677 millioner kroner og utgjorde 48 prosent av totalbalansen, som var på 7 716 millioner kroner.

Den finansielle likviditeten vurderes å være god. Per 31. desember 2011 var selskapets beholdninger av kontanter og kontantekvivalenter 842 millioner kroner. I tillegg har Det norske en letefasilitet på 3 500 millioner kroner, som ved utgangen av året var trukket 400 millioner kroner.

For å styrke selskapets egenkapital ga generalforsamlingen styret i april 2011 fullmakt til å øke aksjekapitalen med inntil 11 111 111 kroner, lik 10 prosent av utestående aksjekapital på tidspunktet for generalforsamlingen. Målet var å styrke selskapets egenkapital.

I september 2011 gjennomførte Det norske en rettet emisjon der 11,1 millioner nye aksjer ble utstedt, og benyttet seg dermed av hele fullmakten. I tillegg utstedte selskapet 5 693 564 aksjer i desember 2011 ettersom investorer i den konvertible obligasjonen AKX01 utøvde sin rett til å konvertere obligasjoner til aksjer til kr 79,30 per aksje. Selskapets aksjekapital er dermed på 127 915 786 kroner.

I april 2011 ga generalforsamlingen styret fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer tilsvarende 10 prosent av den totale aksjekapitalen. Fullmakten er gyldig fram til ordinær generalforsamling i 2012, men er ikke begrenset til definerte formål slik anbefalingen krever. Per 31. desember 2011 var fullmakten ikke benyttet.

4. LIKEBEHANDLING AV AKSJONÆRENE OG TRANSAKSJONER MED NÆRSTÅENDE

Selskapets prinsipp er at alle aksjonærer skal likebehandles. Selskapet har én aksjeklasse med like rettigheter for alle aksjonærer.

Per 31. desember 2011 eide Aker Capital AS 50,81 prosent av Det norske. Aker Capital AS er et heleid datterselskap av Aker ASA. Den 30. januar 2012 solgte Aker Capital 1 047 366 aksjer i Det norske og reduserte dermed eierandelen til 49,99 prosent. For regnskapsåret 2011 vil Det norske oljeselskap ASAs regnskaper inkluderes i Aker ASAs regnskaper.

Styret anerkjenner Aker Capitals bidrag som en aktiv aksjonær som engasjerer seg i selskapets virksomhet og gir innspill i saker som gjelder strategi, transaksjoner og finansiering. Kommunikasjonen til investorer søker å sikre at alle aksjonærer som har synspunkter vedrørende disse spørsmålene blir hørt, og ledelsen vil aktivt søke synspunktene til andre sentrale aksjonærer. I tillegg styres investordivisjonen mot promotering av høyere aksjelikviditet for å oppveie for nedgangen i den frie flyten av aksjer som følge av den konsentrerte eierskapsstrukturen.

Aker Capitals morselskap Aker ASA er ikke definert som et nærstående selskap for Det norske i henhold til allmennaksjeloven. Styret og ledelsen i Det norske er særlig oppmerksomme på kommersielle situasjoner der Aker-selskaper er potensielle partnere. Interne prosedyrer for å sikre prinsippet om armlengdes avstand er utviklet og blir overvåket.

Styret sikrer likebehandling av aksjonærer i alle kapitalmarkedstransaksjoner. Styret vil drøfte prinsippene for fordeling og tilhørende spørsmål før eventuelle transaksjoner.

Transaksjoner i egne aksjer

I tilfelle styret beslutter å benytte sin fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer, vil transaksjonene bli gjennomført på børs eller til gjeldende børskurser dersom det skjer på annen måte.

Fare for interessekonflikter

Selskapets ansatte er forhindret fra å drive økonomisk virksomhet som kan konkurrere med Det norske. Selskapets etiske retningslinjer gir klare føringer for hvordan ansatte og representanter i selskapets organer skal opptre i situasjoner der det er fare for interessekonflikter og inhabilitet.

5. FRI OMSETTELIGHET

Aksjene i Det norske er fritt omsettelige verdipapirer, og det er ikke vedtektsfestet noen form for omsetningsbegrensninger.

Selskapets aksjer er notert på Oslo Børs, og selskapet arbeider aktivt for å tiltrekke seg nye aksjonærer, både norske og utenlandske investorer. Sterk likviditet i selskapets aksjer er vesentlig om selskapet skal betraktes som en attraktiv investering og slik oppnå lav kapitalkostnad.

6. GENERALFORSAMLING

Generalforsamlingen i Det norske

Generalforsamlingen er selskapets høyeste myndighet. Styret tilstreber å sikre at generalforsamlingen er et effektivt forum for kommunikasjon mellom aksjonærene og styret og oppmuntrer aksjonærene til å delta.

Styret kan til enhver tid innkalle til ekstraordinær generalforsamling. En aksjonær eller en gruppe aksjonærer med minst fem prosent av selskapets aksjekapital kan be om ekstraordinær generalforsamling. Styret er deretter forpliktet til å avholde generalforsamling senest en måned etter å ha mottatt anmodningen.

Forberedelser til generalforsamlingen

Generalforsamlingen avholdes normalt før slutten av april hvert år, senest før slutten av juni, som er den seneste datoen som er tillatt i henhold til selskapslovgivningen. Generalforsamlingen for 2012 skal holdes 19. april. Datoen for neste generalforsamling er vanligvis fastsatt i selskapets finansielle kalender.

Innkalling til generalforsamlingen sendes til aksjonærene og offentliggjøres på selskapets nettsted og børsen senest 21 dager før møtet finner sted.

I henhold til selskapets vedtekter punkt 7, om generalforsamlingen, kan dokumenter som gjelder saker som skal behandles av generalforsamlingen, gjøres tilgjengelig for aksjonærene på selskapets nettsted. Dette gjelder også dokumenter som etter lov skal inntas i eller vedlegges møteinnkallingen.

Aksjonærene vil finne nødvendige opplysninger de trenger for å gjøre seg opp en mening om sakene som skal tas opp, i underlagsdokumentasjonen.

Årsrapporten gjøres tilgjengelig på selskapets nettsted senest en uke før generalforsamlingen.

Deltakelse på generalforsamlingen

I henhold til selskapets vedtekter punkt 7 kan retten til å delta og stemme på generalforsamlingen bare utøves når aksjetransaksjonen er innført i aksjonærregisteret senest fem virkedager før generalforsamlingen (registreringsdato).

De som ikke kan delta på forsamlingen, oppfordres til å stemme ved bruk av fullmakt. Frist for påmelding settes så nær møtetidspunktet som mulig, og normalt til dagen før.

Dagsorden for og gjennomføring av generalforsamlingen

Styret foreslår dagsorden for generalforsamlingen. Hovedpunktene på dagsorden fastsettes av kravene i allmennaksjeloven og selskapets vedtekter punkt 7.

På generalforsamlingen i april 2012 vil styret utpeke en uavhengig person som kan stemme på vegne av aksjonærene som deres godkjente representant. Styret kan beslutte at det skal være mulig for aksjonærene å avgi sine stemmer skriftlig, herunder via elektronisk kommunikasjon, i en gitt periode før generalforsamlingen. Det skal anvendes tilfredsstillende metoder for å verifisere avsenderen.

Det norske generalforsamlinger ledes normalt av styrets leder, eller en person utpekt av styreleder. Styret, valgkomiteen, revisor og representanter fra ledelsen skal være til stede på generalforsamlingen.

Referat fra generalforsamlingen offentliggjøres på selskapets nettsted og som en børsmelding.

7. VALGKOMITÉ

I henhold til selskapets vedtekter punkt 8 skal valgkomiteen bestå av tre medlemmer valgt av generalforsamlingen. Vedtektene fastsetter også at flertallet av medlemmene skal være uavhengige av styret og ledelsen, og at de skal velges for to år av gangen.

På generalforsamlingen i april 2011 ble følgende tre medlemmer valgt til valgkomiteen:

- Finn Haugan – adm.dir. Sparebanken Midt-Norge
- Øyvind Eriksen – konsernsjef Aker ASA
- Helge Eide – konsernsjef DNO International ASA

Opplysninger om valgkomiteens arbeid gjøres tilgjengelig på selskapets nettside. Komitémedlem Øyvind Eriksen er konsernsjef for Aker ASA, som eier 100 % av Aker Capital, den største aksjonæren i selskapet.

Valgkomiteen søkes sammensatt slik at hensynet til aksjonærfellesskapets interesser blir ivaretatt. Valgkomiteens oppgaver er fastsatt i selskapets vedtekter punkt 8. Komiteen skal foreslå kandidater til – og lønn til – styret og valgkomiteen. Komiteens anbefaling skal være velbegrunnet.

8. STYRET: SAMMENSETNING OG UAVHENGIGHET

Det norske styre hadde per 31. desember 2011 åtte medlemmer. I henhold til selskapets vedtekter punkt 5 skal styret ha mellom fem og ti medlemmer, som skal velges for en periode på inntil to år.

Seks styremedlemmer, hvorav tre kvinner, velges av aksjonærene, mens to styremedlemmer, hvorav én kvinne, velges av og blant de ansatte. Av de seks aksjonærvalgte styremedlemmene har én (Maria Moræus Hanssen) tilknytning til selskapets største aksjonær, Aker Capital. Alle de øvrige styremedlemmene anses som uavhengige av selskapets hovedaksjonær og av selskapets vesentlige forretningsforbindelser. Alle styremedlemmer anses å være uavhengige av selskapets ledende ansatte.

Styret har en sammensetning som sikrer ivaretagelse av aksjonærfellesskapets interesser og selskapets behov for kompetanse, kapasitet og mangfold. Styremedlemmene har solid erfaring fra bank og finans, olje og offshore generelt, og reservoarteknikk, leting og feltutbygging spesielt.

En oversikt over styremedlemmenes bakgrunn finnes på nettstedet <http://www.detnor.no/no/om-oss/styret>.

9. STYRETS ARBEID

Styret har myndighet og ansvar for å overvåke selskapets forretningsdrift og ledelse. Styret har som mål å skape verdier for aksjonærene både på kort og lang sikt, og sikre at Det norske overholder sine løpende forpliktelser. Mens administrerende direktør er ansvarlig for virksomhetens daglige ledelse, erkjenner styret sitt ansvar som forvalter av selskapet. Styret jobber aktivt med:

- A. strategiske planer og oppfølging av disse ved hjelp av regelmessig rapportering og ettersyn,
- B. kartlegging av vesentlig risiko for Det norske virksomhet og etablering av systemer for å overvåke og håndtere risiko,
- C. sikring av aksjonærenes tilgang til korrekt informasjon om finansielle forhold og vesentlige forretningsmessige hendelser til rett tid og i henhold til relevant lovgivning, og
- D. å sikre etablering av, og integriteten til, selskapets internkontroll og styringssystemer.

Styrets medlemmer bidrar med vesentlig erfaring, kunnskap og kapasitet til fordel for selskapet. Gjennom regelmessige møter med ledelsen holdes styret godt informert om virksomhetens utvikling og resultater. Rolledelingen mellom styret og ledelsen er klart definert gjennom styreinstruks og instruks for administrerende direktør som spesifiserer ansvarsområder og administrative rutiner. Generalforsamlingen velger styreleder. Det norske styre velger selv nestleder.

Størrelsen på selskapet og dets virksomhet tatt i betraktning, anser styret det som hensiktsmessig at styremedlemmene holdes orientert om alle relevante styresaker.

Styret har nedsatt et revisjonsutvalg som består av følgende tre styremedlemmer:

- Kaare Gisvold
- Maria Moræus Hanssen
- Hege Sjo

Av disse tre er to uavhengige av selskapets største eier. Revisjonsutvalget har regelmessige møter og gjennomgår alle delårsrapportene før offentliggjøring. Utvalget har utstrakt samarbeid med revisor og gjennomgår alle kvartalsrapporter kvalitativt. Utvalget er også sterkt involvert i selskapets risikohåndtering. I 2011 avholdt revisjonsutvalget og ledelsen flere møter der risikohåndteringen i forbindelse med den finansielle rapporteringen ble evaluert. Selskapet har fått hjelp fra revisjonsfirmaet Ernst and Young til å implementere relevante deler av COSO-rammeverket, som blir nærmere beskrevet i kapittelet nedenfor. Revisjonsutvalget har utarbeidet en egenvurderingsmetode som vil bli anvendt i 2012.

Styret har også hatt en kompensasjonskomité bestående av følgende to styremedlemmer:

- Svein Aaser
- Kaare Gisvold

Styret har ikke gjennomført noen formell evaluering av sitt eget arbeid i 2011, slik det bør i henhold til anbefalingen.

10. RISIKOSTYRING OG INTERN KONTROLL

God internkontroll og risikostyring bidrar til oversiktlig og kvalitetssikret rapportering til fordel for selskapet og aksjonærenes langsiktige interesser.

Det norskes interne prosedyrer danner et godt grunnlag for å overvåke og styre selskapets virksomhet.

Styringssystemet har fire nivåer, som dekker alle viktige virksomhetsområder. På øverste nivå gis en beskrivelse av selskapets visjon, styringssystemet og ledelsens ansvar. Styrende dokumenter og policy-dokumenter ligger på nivå 2, prosedyrer på nivå 3 og retningslinjer og støttedokumentasjon på nivå 4.

Sentrale policy-dokumenter for risikostyring, intern kontroll og finansiell kontroll er på nivå 2 og 3. Selskapets risikostyringsprosess dekker et bredt spekter av risikoer, muligheter og trusler og skisserer hvordan de skal overvåkes og styres.

Styret gjennomfører årlig en gjennomgang av selskapets største forretningsområder og prosedyrene for intern kontroll.

Det norske har etablert et rammeverk for intern kontroll med finansiell rapportering basert på COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), som inneholder følgende punkter:

- Internt kontrollmiljø
- Etablering av målsettinger
- Identifisering av hendelser og Risikovurdering
- Risikohåndtering og Kontrollaktiviteter
- Informasjon og kommunikasjon
- Overvåking

Dette rammeverket er en integrerende del av selskapets styrende dokumenter. Selskapets internkontrollmiljø kjennetegnes av klart definerte ansvarsområder og roller mellom styret, revisjonsutvalget og ledelsen. Prosedyren som er implementert for finansiell rapportering er integrert i selskapets styrende dokumenter, og inneholder også etiske retningslinjer som beskriver hvordan selskapets representanter skal opptre.

Selskapet har gjennomført og dokumentert at prosesser, prosedyrer og kontroller i forbindelse med finansiell rapportering ligger på et hensiktsmessig nivå for virksomheten. Disse målsettingene sikrer:

- at risiko identifiseres på en effektiv og hensiktsmessig måte
- at prosedyrene er tilfredsstillende dokumentert på en måte som sikrer etterlevelse
- tilstrekkelig atskillelse av oppgaver
- relevant, pålitelig rapportering til rett tid
- forebygging av manipulasjon/bedrageri i forbindelse med rapporterte tall
- at alle relevante IFRS-krav oppfylles

Viktige hendelser som kan påvirke den finansielle rapporteringen, identifiseres og overvåkes løpende. Ledelsen foretar en risikovurdering i tilknytning til den finansielle rapporteringen og dokumenterer denne, vurderingen gjennomgås av revisjonsutvalget og godkjennes av styret. Selskapets risikohåndtering sikrer kvaliteten på den finansielle rapporteringen ved bruk av hensiktsmessige, effektive kontrolltiltak for å sikre at risikoen ligger på et akseptabelt nivå.

Selskapet vektlegger korrekt informasjon og kommunikasjon av den finansielle rapporteringen, med hensiktsmessig involvering av de ulike nivåer i organisasjonen. Et eget møte med revisjonsutvalget gjennomføres før styret godkjenner kvartalsrapportene, og der er også revisor til stede.

Finansavdelingen fører kontroll med at etablerte prosedyrer og prosesser blir overholdt og vesentlige avvik rapporteres til revisjonsutvalget. Tiltak for ytterligere forbedring identifiseres, og en egevaluering gjennomføres og drøftes med revisjonsutvalget. Styret utarbeider en årsrapport som danner grunnlag for styrets beskrivelse av den interne kontrollen med den finansielle rapporteringen.

Selskapet arbeider løpende og systematisk med risikohåndtering, både i selskapet generelt og på operasjonelt nivå. Det norskes operasjonelle virksomhet er begrenset til Norge og er underlagt norsk regelverk. Alle aktiviteter som finner sted i forbindelse med en utvinningstillatelse, er underlagt myndighetstilsyn, for eksempel fra Petroleumstilsynet, Klima- og forurensningsdirektoratet og Oljedirektoratet, og fra lisenspartnerne. I 2011 deltok Det norske i finansiell revisjon av sju lisenspartnerskap, mens selskapet selv hadde revisjon av tre av sine operatørlisenser. Vi kjøpte også inn flere rapporter om

finansiell revisjon av partneropererte lisenser. I tillegg til finansielle revisjoner gjennomførte myndighetene og lisenspartnere revisjoner av Det norske styringssystem og planleggingen og utførelsen av våre boreoperasjoner. Disse revisjonene, fra eksterne parter, er med og bidrar til kvalitetskontrollen av selskapets interne systemer. De er også verdifulle i arbeidet for å identifisere risikoer og svakheter, og er dermed en hjelp for selskapet i dets pågående arbeid for å forbedre styringssystemet.

Som en ytterligere sikkerhet for at Det norske styringssystem er i henhold til lover, forskrifter, standarder og beste praksis i bransjen, har Det norske identifisert konkrete forbedringsområder for 2012. Disse prosessene er fastsatt i selskapets KHMS-plan for 2012.

På strategimøtet som skal holdes i begynnelsen av 2012, skal styret drøfte hvordan risikohåndteringsstrategien skal integreres på alle nivåer av selskapets virksomhet. Styret mener risiko bør defineres enda bredere når selskapet vokser og møter skjærpede krav fra alle som har interesser i selskapet.

11. GODTGJØRELSE TIL STYRET

Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatavhengig, og ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet. Informasjon om alle godtgjørelser utbetalt til de enkelte styremedlemmene er presentert i note 9 til årsregnskapet.

Valgkomiteen foreslår styrets kompensasjon og passer på at den står i forhold til ansvar og tidsbruk. Styret må godkjenne ethvert styremedlems konsulentoppdrag for selskapet og godtgjørelse for slike oppdrag.

12. GODTGJØRELSE TIL LEDENDE ANSATTE

Styret fastsetter administrerende direktørs godtgjørelse og andre ansettelsesbetingelser. Årsregnskapet gjør rede for styrets og den daglige ledelsens godtgjørelse, inkludert lønn og pensjonskostnader i note 9.

Selskapet har en bonusordning som innebærer at bonusen kan komme opp i 20 prosent av årslønnen. Styret bestemmer hvorvidt bonus skal utbetales, basert på resultatene fra foregående år. For 2011 vedtok styret å utbetale full bonus basert på de ekstraordinære leteresultatene, noe som har resultert i en særdeles god kursutvikling for aksjen. Selskapet har ingen pensjonsordning utover 12G, men har som en del av avlønningssystemet innført en aksjespareordning. Hvert år får de ansatte utbetalt ti prosent av brutto lønn foregående år. Hvis de ansatte innen tretti dager fra utbetalingen kjøper aksjer i selskapet, vil selskapet utbetale et tilsvarende beløp som skattekompensasjon. For de som ikke kjøper aksjer, vil det bli trukket forskuddsskatt av utbetalingen. De første utbetalingene i aksjespareordningen fant sted i januar 2011.

13. INFORMASJON OG KOMMUNIKASJON

Det norske har en proaktiv dialog med analytikere, investorer og andre som har interesser i selskapet. Selskapet bestreber seg på å gi markedet løpende relevant informasjon til rett tid på en effektiv måte som sikrer likebehandling, og har et klart mål om å tiltrekke seg både norske og utenlandske investorer og fremme økt aksjelikviditet.

Selskapet erkjenner at det er utfordringer knyttet til å vurdere selskapets underliggende verdier. Kommunikasjonen til investorer søker å skape et balansert bilde av risikoene og mulighetene knyttet til selskapets aktiva.

Alle børsmeldinger gjøres tilgjengelig via nettstedet til Oslo Børs, www.newsweb.no, og på selskapets nettsted (www.detnor.no). Meldingene sendes også ut til nyhetsbyråer og andre nettbaserte tjenester gjennom Cision.

Det norske offentliggjør sitt foreløpige årsregnskap innen utgangen av februar. Hele årsrapporten, med det endelige, godkjente årsregnskapet og årsberetningen, foreligger senest én uke før generalforsamlingen. Generalforsamlingen holdes før 1. mai, i henhold til verdipapirhandelloven.

Selskapets finansielle kalender for det kommende år offentliggjøres som en børsmelding og er tilgjengelig på selskapets nettsted senest 31. desember hvert år, i samsvar med de løpende forpliktelser for selskaper som er notert på Oslo Børs.

Det norske holder åpne presentasjoner i forbindelse med offentliggjøringen av selskapets kvartalsregnskaper. Presentasjonene overføres via webcast for investorer som ikke har anledning til eller ønske om å være til stede på presentasjonene. På presentasjonene gjennomgår hovedledelsen resultatene, markedsforholdene og selskapets framtidsutsikter og kommenterer disse.

Kommunikasjon mot investormarkedet er høyt prioritert hos ledelsen i selskapet. Det arrangeres individuelle møter for større investorer, forvaltere og analytikere. Selskapet deltar også på investorkonferanser.

IR-funksjonens langsiktige formål er å sikre selskapet tilgang på kapital til konkurransedyktige vilkår, samt at aksjekursen over tid reflekterer de underliggende verdiene i selskapet.

14. SELSKAPSOVERTAKELSE

Selskapets mål er å skape verdier for aksjonærene. Eventuelle invitasjoner til å delta i strukturendringer vil bli vurdert ut fra dette målet. Styret har ikke vedtatt egne retningslinjer for hvordan det skal opptre dersom et overtakelsestilbud blir framsatt, noe man bør ha i henhold til anbefalingen. Styret vil som en hovedregel følge anbefalingen med hensyn til overtakelser.

Styret er opptatt av å likebehandle alle aksjonærer og vil sikre åpenhet i forbindelse med en eventuell overtakelse av selskapet. Styret vil gjøre sitt ytterste for å sikre at aksjonærene gis tilstrekkelig tid og informasjon til å danne seg et bilde av tilbudet.

Styret vil ikke, uten særlige grunner, søke å forhindre eller vanskeliggjøre at noen framsetter tilbud på selskapets virksomhet eller aksjer. Om et overtakelsestilbud skulle foreligge, vil styret avgi en uttalelse med vurdering av tilbudet og en anbefaling om aksjeeierne bør akseptere tilbudet eller ikke. Styret vil i sin uttalelse opplyse om innstillingen er enstemmig eller ikke.

15. REVISOR

Ernst & Young i Stavanger er revisor for Det norske.

Generalforsamlingen velger revisor og godkjenner revisors godtgjørelse. Styret avholder møte med revisor minst én gang i året uten at representanter fra selskapets ledelse er til stede for å gjennomgå prosedyrer for intern kontroll, og eventuelt mulige svakheter og forslag til forbedring. Revisor deltar på de fleste møter med revisjonsutvalget og på styremøtet som behandler årsregnskapet. Revisors uavhengighet til selskapet vurderes årlig. Revisor yter selskapet visse konsulenttjenester, men disse anses ikke å være i strid med dens interesser som revisor.

NYTTIG Å VITE OM REGNSKAP I OLJESELSKAP

Generelt er regnskapsføringen til et oljeselskap noe spesiell sammenlignet med for eksempel regnskapsføringen til oljeserviceselskaper. Dette skyldes at man har spesielle regnskapsregler knyttet til blant annet leteutgifter, fjerning- og nedstengningsutgifter, avskrivninger, inntektsføring, skatt og ikke minst; kjøp og salg av lisensandeler. Nedenfor beskrives enkelte hovedtrekk i regnskapsføringen av disse områdene, men det vises til note 1 i årsregnskapet for en fullstendig oversikt over selskapets regnskapsprinsipper.

LETEUTGIFTER

Det norske kostnadsfører alle utgifter til leting med unntak av utgifter til boring av letebrønner. Utgifter til boring av letebrønner balanseføres inntil det er avklart om letebrønningen inneholder drivverdige forekomster av olje og gass. Dersom funnet er drivverdig, vil utgiftene forbundet med letebrønningen inngå i utbyggingsutgiftene knyttet til feltet. Dersom brønningen er tørr, eller det ikke påvises drivverdige forekomster av olje og gass, blir de balanseførte utgiftene nedskrevet. Summen av balanseførte leteutgifter er klassifisert som immaterielle eiendeler i Det norskes balanse.

FJERNING- OG NEDSTENGNINGSUTGIFTER

I Norge medfører utvinning av olje- og gassfelt en lovfestet plikt til å fjerne installasjonene og stenge brønnene på en forsvarlig måte ved feltets nedstengning. Denne forpliktelsen oppstår på det tidspunkt installasjonene plasseres på feltet, og må fra dette tidspunkt også hensyntas i regnskapet til selskapet til tross for at selve fjerningen og nedstengningen vil skje flere år lenger frem i tid. Det norske regnskapsfører fjerningsforpliktelsen ved å innregne nåverdien av forpliktelsen. Den balanseførte forpliktelsen vil da øke i verdi frem til det estimerte fjerningstidspunktet, slik at verdien av forpliktelsen på dette tidspunktet vil være lik det man forventer at fjerningen av installasjonene og stengning av brønnene vil koste. I det forpliktelsen blir innregnet, blir det samtidig innregnet en motpost på eiendelssiden i balansen (fjerningseiendel) som en del av anskaffelses- eller utbyggingskost for tilhørende produksjonseiendel. Denne fjerningseiendelen avskrives og vurderes for nedskrivning sammen med installasjonene og brønnene.

INNTEKTSFØRING

Når det gjelder inntektsføringen av produsert olje og gass så er to metoder vanlige i Norge; man kan inntektsføre basert på selskapets løftede mengder eller man kan inntektsføre basert på selskapets andel av total produksjon. I noen tilfeller vil logistikkmessige forhold knyttet til eksport av olje med tankskip gjøre at det er en ubalanse mellom faktisk uttak (løfting) og den enkelte andelshavers andel av produksjonen. Det norske har valgt å inntektsføre sin andel av totalproduksjonen. Effekten ved å inntektsføre basert på produksjon istedenfor løftede mengder, er at man vil få en jevnere inntektsføring.

AVSKRIVNINGER

De fleste selskaper i andre bransjer bruker lineære avskrivninger. For olje- og gass installasjoner vil produksjonskostnadene, og derved også avskrivningene, imidlertid ikke være lineære, men variere med produksjonen. Oljeselskap avskriver derfor installasjoner og brønner etter produksjonensenhetsmetoden. Metoden innebærer at produksjonen i perioden divideres på gjenværende petroleumsreserver og multipliseres med bokført verdi. Dette vil i praksis si at estimatet for gjenværende reserver som benyttes vil være avgjørende for avskrivningssatsen.

Oljeselskapene kan velge å anvende enten sikre (P90) eller sikre og sannsynlige reserver (P50) når de avskriver produksjonsinstallasjonene. Sikre reserver vil i starten av produksjonsfasen normalt være betydelig lavere enn sikre og sannsynlige reserver. Avskriver man basert på sikre reserver, vil det medføre at man får høye avskrivninger i starten av produksjonsperioden.

Det norske avskriver sine produksjonsinstallasjoner basert på sikre og sannsynlige reserver siden dette er beste estimat for faktisk gjenværende reserver. Mange av Det norskes produksjonsinstallasjoner er kjøpt eller ervervet

gjennom fusjoner. Bruk av sikre og sannsynlige reserver vil medføre at en avskriver på en basis som bedre gjenspeiler balanseposten som avskrives. Dette siden anskaffelseskost ved kjøp av et felt typisk vil være basert på de estimater kjøper gjør på både sikre og sannsynlige reserver fra feltet.

Estimatene for sikre og sannsynlige reserver vurderes årlig, og en endring i reserveestimatene vil føre til at avskrivningene endres fremover. Skattemessig avskrives produksjonsinstallasjoner lineært over 6 år og skattemessig avskrivning avviker således vesentlig fra regnskapsmessig avskrivning.

SKATTEMESSIG BEHANDLING AV LETEUTGIFTER

Petroleumsskatteloven har en særlig ordning for utbetaling av skatteverdien av leteutgifter for oljeselskaper som har underskudd. Denne ordningen ble innført for å gi like incentiver for leting til selskaper uten skattepliktig inntekt, som for de selskaper som betaler petroleumsskatt og følgelig får redusert betalbar skatt direkte som en funksjon av pådratte leteutgifter, innenfor rammen av skattemessig underskudd. Det vil si at Det norske kan kreve utbetalt fra staten skatteverdien av direkte og indirekte utgifter forbundet med leting. Bruker for eksempel selskapet MNOK 100 til å bore en brønn i 2011, utbetales MNOK 78 til selskapet ved fremleggelsen av ligningen i desember 2012. I Det norges balanse vil man finne refunderbare leteutgifter regnskapsført som en fordring under "Beregnet skatt til utbetaling". Utgifter til leteboring blir fradragsført skattemessig uavhengig av om utgiftene som nevnt ovenfor er balanseført regnskapsmessig eller ikke.

RESERVER

Det norges strategi er å fremmodne reserver organisk gjennom letevirksomhet. Med unntak av selskapets nåværende produserende lisenser, er alle selskapets olje- og gassressurser et resultat av letevirksomhet. Etter gjeldende IFRS er det imidlertid ikke anledning til å balanseføre egenutviklede reserver slik at Det norges balanse gjenspeiler i liten grad de reelle verdiene til selskapet. Selskaper som i større grad har kjøpt olje- og gassressurser fremfor drevet med egen letevirksomhet, vil forøvrig også ha betydelig høyere balanseført verdi på eiendelene siden kjøp balanseføres til historisk kost. Dette vanskeliggjør sammenligning av nøkkeltall mellom Det norske og selskaper som har vokst gjennom kjøp av ressurser.

OVERDRAGELSE AV LISENER

I oljebransjen er det vanlig å kjøpe, selge og bytte andeler i olje- og gassfelt og utvinningslisenser. Regnskapsføringen kan her være vesentlig forskjellig avhengig av transaksjonens karakter; for eksempel farm-in, farm-out, bytter, vanlige kjøp og salg av enkelteideler og virksomhetssammenslutninger.

Farm-in, farm-out og bytter er i hovedsak aktuelt for lisenser i letefasen. For slike transaksjoner vil en ikke beregne gevinst eller tap ved avhendelse, siden de anses å bli gjennomført til historisk kost.

Vanlige kjøp og salg av lisenser på norsk sokkel gjennomføres på en etter-skatt basis. Det betyr at en eventuell gevinst ikke blir skattepliktig for selger og tap blir heller ikke fradragsberettiget. Kjøpesummen, utover overtatt skattemessig verdi fra selger, blir heller ikke fradragsberettiget gjennom avskrivninger hos kjøper. Siden skattemessig avskrivningsperiode av produksjonsinstallasjoner på norsk sokkel som nevnt ovenfor er 6 år fra investeringen påløper vil det ofte være vesentlig forskjell mellom kjøpesummen (regnskapsmessig anskaffelseskost) og skattemessig verdi. Denne forskjellen vil i utgangspunktet være grunnlag for regnskapsføring av utsatt skatt som følge av transaksjonen. Motpost til denne utsatte skatten vil være goodwill (såkalt "teknisk goodwill"). Siden skattesatsen er svært høy på petroleumsvirksomhet (78 %) så kan utsatt skatt og tilhørende teknisk goodwill være vesentlig beløp i regnskapet til et oljeselskap.

Etter IFRS skal det imidlertid kun føres opp en utsatt skatt på transaksjoner som regnes som virksomhetssammenslutninger. Ved kjøp av lisenser som anses som kjøp av eiendeler og ikke virksomhetssammenslutninger, har en etter IFRS ikke anledning til å regnskapsføre utsatt skatt selv om det er forskjell mellom regnskapsmessig anskaffelseskost og skattemessig verdi. Etter Det norges regnskapsprinsipper vil kjøp av

letelisenser regnes som kjøp av eiendeler, mens kjøp av lisenser i utbyggings- og produksjonsfasen blir regnet å være kjøp av virksomhet.

Som det fremgår ovenfor, vil det altså være veldig viktig å skille mellom virksomhetssammenslutninger og kjøp av eiendeler. Et enkelt eksempel kan illustrere dette.

Det norske kjøper en lisens for 100. Skattemessig verdi knyttet til lisensen er 0 idet selger allerede har foretatt fulle skattemessig avskrivninger. Anta for illustrasjonsformål at en låner hele kjøpesummen. Balansen knyttet til dette kjøpet blir da som følger:

Kjøp av eiendel

Lisens	100	Gjeld	100
Eiendeler	100	Gjeld	100

Kjøp av virksomhet

Lisens	100	Gjeld	100
Goodwill	78	Utsatt skatt	78
Eiendeler	178	Gjeld	178

RESULTATREGNSKAP

1. januar - 31. desember (NOK 1000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2011	2010	2011	2010
Petroleumsinntekter	8	361 774	362 115	361 774	362 115
Andre driftsinntekter	4	10 332	3 855	75 768	3 855
Driftsinntekter		372 106	365 971	437 542	365 971
Utforskningskostnader	6	1 012 191	1 777 337	1 012 191	1 411 983
Produksjonskostnader	8	181 888	154 960	181 888	154 960
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	9	31 732	14 763	31 732	14 763
Avskrivninger	14	78 518	159 049	78 518	157 124
Nedskrivninger	14,15	197 673	170 508	150 990	141 533
Andre driftskostnader	10	60 771	88 977	60 721	76 134
Driftskostnader		1 562 774	2 365 593	1 516 041	1 956 497
Driftsresultat		-1 190 668	-1 999 623	-1 078 499	-1 590 526
Renteinntekter		69 900	51 255	69 900	66 918
Annen finansinntekt		26 825	89 431	26 825	27 290
Rentekostnader		273 824	218 647	305 969	204 498
Annen finanskostnad		23 111	105 844	23 111	35 045
Netto finanskostnader (+)/inntekter (-)	11	200 209	183 805	232 355	145 334
Resultat før skattekostnad		-1 390 877	-2 183 427	-1 310 854	-1 735 859
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	12	-931 607	-1 493 075	-940 594	-1 171 891
Årets resultat		-459 270	-690 352	-370 260	-563 969
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		115 058 944	111 111 111	115 058 944	111 111 111
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		115 058 944	111 111 111	115 058 944	111 111 111
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt)	13	(3,99)	(6,21)	(3,22)	(5,08)
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt) - utvannet	13	(3,99)	(6,21)	(3,22)	(5,08)

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT

01. januar - 31. desember (NOK 1000)	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Årets resultat	-459 270	-690 352	-370 260	-563 969
Totalresultat	-459 270	-690 352	-370 260	-563 969
Totalresultat fordeler seg som følger:				
Majoritetsinteresse	-459 270	-690 352	-370 260	-563 969
Sum	-459 270	-690 352	-370 260	-563 969
Disponering:				
Årets resultat overført annen egenkapital			-370 260	-563 969

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1000)	Note	Konsern		Morselskap	
		31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
EIENDELER					
Immaterielle eiendeler					
Goodwill	14,15	525 870	596 506	525 870	530 135
Aktiverte leteutgifter	14,15	2 387 360	1 802 234	2 387 360	1 802 234
Andre immaterielle eiendeler	14,15	905 726	1 107 693	905 726	942 010
Varige driftsmidler					
Varige driftsmidler	14,15	902 071	406 834	902 071	406 834
Finansielle anleggsmidler					
Aksjer i datterselskap	4				431 361
Andre finansielle anleggsmidler	29	18 423	18 210	18 423	18 210
Forskuddsbetalinger	18		106 269		118 194
Sum anleggsmidler		4 739 450	4 037 746	4 739 450	4 248 978
Varer					
Varelager	7	37 039	10 249	37 039	10 249
Fordringer					
Kundefordringer	16	146 188	60 719	146 188	60 719
Andre kortsiktige fordringer	17	532 538	448 221	532 538	448 221
Markedsbaserte finansielle plasseringer	29	21 750	22 568	21 750	22 568
Beregnet skatt til utbetaling	12	1 397 420	2 344 753	1 397 420	2 276 417
Derivater	23		6 033		6 033
Betalingsmidler					
Betalingsmidler	19	841 599	789 330	841 599	789 330
Sum omløpsmidler		2 976 534	3 681 872	2 976 534	3 613 537
SUM EIENDELER		7 715 984	7 719 619	7 715 984	7 862 514

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1000)	Note	Konsern		Morselskap	
		31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
EGENKAPITAL OG GJELD					
Innskutt egenkapital					
Aksjekapital	20	127 916	111 111	127 916	111 111
Overkursfond	20	2 083 271	1 167 312	2 083 271	1 167 312
Annen innskutt egenkapital	20		17 715		17 715
Sum innskutt egenkapital		2 211 187	1 296 138	2 211 187	1 296 138
Opptjent egenkapital					
Annen egenkapital		1 465 364	1 864 035	1 465 364	1 761 372
Sum egenkapital		3 676 551	3 160 173	3 676 551	3 057 510
Avsetning for forpliktelser					
Pensjonsforpliktelser	21	46 944	32 070	46 944	32 070
Utsatt skatt	12	2 042 051	1 757 481	2 042 051	1 594 608
Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	22	285 201	268 227	285 201	268 227
Utsatt inntekt og andre avsetninger for forpliktelser		1 643	2 429	1 643	2 429
Sum avsetning for forpliktelser		2 375 839	2 060 207	2 375 839	1 897 334
Langsiktig gjeld					
Obligasjonslån	24	587 011		587 011	
Sum langsiktig gjeld		587 011		587 011	
Kortsiktig gjeld					
Obligasjonslån	24		421 668		421 668
Kortsiktig lån	25	379 550	1 110 652	379 550	1 110 652
Leverandørgjeld	29	274 308	219 984	274 308	219 984
Offentlige trekk og avgifter		18 568	20 013	18 568	20 013
Annen kortsiktig gjeld	26	404 156	726 921	404 156	726 921
Konsernintern gjeld	28				408 431
Sum kortsiktig gjeld		1 076 582	2 499 238	1 076 582	2 907 670
Sum gjeld og avsetning for forpliktelser		4 039 432	4 559 446	4 039 432	4 805 003
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		7 715 984	7 719 619	7 715 984	7 862 514

Styret i Det norske oljeselskap ASA

Trondheim, 16. mars 2012


Svein Aaser, styreleder


Maria Moræus Hanssen, nestleder

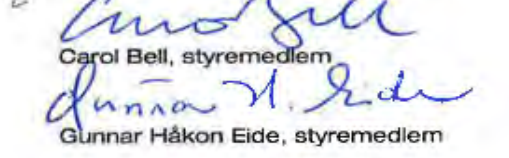

Hege Sjø, styremedlem


Bodil Alteren, styremedlem


Erik Haugane, administrerende direktør


Kaare Meursund Gåsvold, styremedlem


Berge Gerdt Larsen, styremedlem


Carol Bell, styremedlem


Gunnar Håkon Eide, styremedlem

OPPSTILLING AV ENDRINGER I EGENKAPITALEN - KONSERN

(Alle tall i NOK 1000)	Note	Aksje- kapital	Overkurs- fond	Annen innskutt egen- kapital	Annen egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital pr 31.12.2009		111 111	1 167 312	33 463	2 538 638	3 850 524
Totalresultat 01.01.2010 - 31.12.2010				-15 748	-674 604	-690 352
Egenkapital pr 31.12.2010		111 111	1 167 312	17 715	1 864 035	3 160 173
Emisjon		11 111	470 153			481 264
Konvertering av lån til aksjer		5 694	445 806			451 500
Egenkapitaleffekt ved avvikling av datterselskap	4				42 884	42 884
Periodens totalresultat 01.01.2011 - 31.12.2011				-17 715	-441 555	-459 270
Egenkapital pr 31.12.2011		127 916	2 083 271		1 465 364	3 676 551

OPPSTILLING AV ENDRINGER I EGENKAPITALEN - MORSELSKAP

(Alle tall i NOK 1000)	Note	Aksje- kapital	Overkurs- fond	Annen innskutt egen- kapital	Annen egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital pr 31.12.2009		111 111	1 167 312	33 463	2 546 442	3 858 328
Innmatskjøp fra datter 01.10.2010					-236 850	-236 850
Totalresultat 01.01.2010 - 31.12.2010				-15 748	-548 221	-563 969
Egenkapital pr 31.12.2010		111 111	1 167 312	17 715	1 761 372	3 057 510
Emisjon		11 111	470 153			481 264
Konvertering av lån til aksjer		5 694	445 806			451 500
Egenkapitaleffekt ved avvikling av datterselskap	4				56 538	56 538
Periodens totalresultat 01.01.2011 - 31.12.2011				-17 715	-352 545	-370 260
Egenkapital pr 31.12.2011		127 916	2 083 271		1 465 364	3 676 551

OPPSTILLING AV KONTANTSTRØMMER

1. januar - 31. desember (NOK 1000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2011	2010	2011	2010
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter					
Resultat før skattekostnad		-1 390 877	-2 183 427	-1 310 854	-1 735 859
Betalte skatter i perioden		-5 489	-1 390	-5 489	-1 390
Periodens mottatte skattefordring		2 323 865	2 048 448	2 323 865	1 420 898
Avskrivninger	14	78 518	159 049	78 518	157 124
Nedskrivninger	14,15	197 673	160 488	150 990	141 533
Kostnadsføring av mer/mindreverdier			101 575		
Tilbakeføring av skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA)	6	-17 988	-79 259	-17 988	-79 259
Likvidasjonseffekt/ Kontinuitetsdifferanse knyttet til innmatkjøp fra datter	2			-39 252	-236 850
Tap ved salg av lisens			19 724		19 724
Gevinst ved innløsning obligasjon		-10 583		-10 583	
Verdiendring på derivater til virkelig verdi over resultatet	23	6 033	-27 838	6 033	3 915
Amortisering av rente- og etableringskostnader	11	59 438	51 518	59 438	51 518
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	6,14	534 640	1 239 257	534 640	1 011 353
Endring i fjernings- og nedstengingsforpliktelser		17 009	12 358	17 009	12 358
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-57 935	-51 264	-57 935	97 703
Endringer i netto arbeidskapital utover endring i lager, kreditorer og debitorer samt andre tidsavgrensingsposter		-281 653	82 533	-275 741	162 781
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		1 452 652	1 531 771	1 452 652	1 025 549
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter					
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt		-35	-765	-35	-765
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	14	-388 160	-102 915	-388 160	-106 995
Utbetaling ved investering i immaterielle eiendeler	14	-1 440 812	-2 162 660	-1 440 812	-2 031 470
Salgssum ved salg av varige driftsmidler		110 574		110 574	
Salgssum ved salg av lisenser			8 700		8 700
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-1 718 433	-2 257 640	-1 718 433	-2 130 530
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter					
Salg av egne konvertible obligasjoner		144 433		144 433	
Emisjon		481 164		481 164	
Etableringsgebyr		-16 145	-61 350	-16 145	-61 350
Nedbetaling av lån		-2 539 850	-2 613 075	-2 539 850	-1 420 898
Opptak av lån		2 248 448	2 615 338	2 248 448	2 178 431
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		318 050	-59 088	318 050	696 183
Netto endring i betalingsmidler		52 269	-784 957	52 269	-408 797
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		789 330	1 574 287	789 330	1 198 128
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		841 599	789 330	841 599	789 330
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:					
Bankinnskudd		828 772	775 924	828 772	775 924
Bundne bankinnskudd		12 827	13 405	12 827	13 405
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	19	841 599	789 330	841 599	789 330

NOTER

GENERELL INFORMASJON

Det norske oljeselskap ASA ("Selskapet" eller "Det norske") er et oljeselskap involvert i leting, utbygging og drift av olje- og gassfelt på den norske kontinentalsokkelen.

Selskapet er et allmennaksjeselskap som er registrert og hjemmehørende i Norge. Aksjene er notert på Oslo Børs. Selskapet har registrert forretningsadresse i Trondheim.

Det norske oljeselskap ASA gjennomførte et innmatskjøp av datterselskapet Det norske oljeselskap AS den 1. oktober 2010, med skattemessig virkning fra 1. januar 2010. I løpet av 2011 har det ikke vært aktivitet i datterselskapet, som ble avviklet med virkning fra og med 1. oktober 2011.

Årsregnskapet ble godkjent av styret 16. mars 2012 og vil bli presentert for godkjenning på generalforsamling den 19. april 2012.

NOTE 1 – SAMMENDRAG AV IFRS REGNSKAPSPRINSIPPER

1.1 BASIS FOR UTARBEIDELSE AV ÅRSREGNSKAPET

Konsernets og morselskapets årsregnskap er utarbeidet i overensstemmelse med Regnskapsloven og de internasjonale regnskapsstandardene (IFRS) som er vedtatt av EU.

Regnskapet er utarbeidet basert på historisk kost, med unntak av følgende regnskapsposter:

Finansielle instrumenter til virkelig verdi over resultatet, lån og fordringer og andre finansielle forpliktelser som er regnskapsført til amortisert kost.

Regnskapet er utarbeidet etter ensartede regnskapsprinsipper for like transaksjoner og hendelser under ellers like forhold.

1.2 KONSERNREGNSKAP OG KONSOLIDERING

Konsernets årsregnskap omfatter Det norske oljeselskap ASA i tillegg til datterselskapet, Det norske oljeselskap AS, hvor Det norske oljeselskap ASA har bestemmende innflytelse på enhetens finansielle og operasjonelle strategi. Det vises forøvrig til innledende informasjon om avvikling av datterselskapet pr 1. oktober 2011.

Bestemmende innflytelse inntreer normalt når konsernet, direkte eller indirekte, kontrollerer mer enn halvparten av stemmeberettiget kapital i det andre selskapet eller på annen måte har oppnådd faktisk kontroll over det andre selskapet.

Konsernregnskapet er utarbeidet gjennom konsolidering av regnskapene til morselskapet og datterselskapet, som er utarbeidet etter de samme regnskapsprinsipper. Der det er nødvendig, er datterselskapets prinsipper for regnskapsutarbeidelse justert for å sikre samsvar med konsernets regnskapsprinsipper. For konsolideringsformål har konserninntekter og kostnader, aksjeporteføljer, utestående balanser, utbytte, konsernbidrag samt realiserte og urealiserte transaksjonsgevinster mellom konsoliderte selskaper blitt eliminert.

1.3 FUNKSJONELL VALUTA OG PRESENTASJONSVALUTA

Konsernets og morselskapets funksjonelle valuta og presentasjonsvaluta er norske kroner (NOK), og alle beløp er rundet av til nærmeste tusen om ikke angitt på annen måte.

1.4 VIKTIGE REGNSKAPSVURDERINGER, ESTIMATER OG FORUTSETNINGER

Utarbeidelse av finansregnskap i overensstemmelse med IFRS krever at ledelsen foretar vurderinger, beregner estimater og gjør forutsetninger som påvirker anvendelsen av regnskapsprinsipper og regnskapsførte beløp for eiendeler og gjeld, og opplysninger vedrørende betingede eiendeler og gjeld på balansedagen, samt rapporterte inntekter og kostnader i løpet av regnskapsperiodene.

Regnskapsestimater brukes for å fastsette rapporterte beløp, inkludert muligheten for realisasjon av visse eiendeler, forventet levetid for materielle og immaterielle eiendeler, skattekostnad og annet. Selv om disse estimatene er basert på ledelsens beste skjønn og vurderinger av tidligere og nåværende hendelser og handlinger, kan de faktiske resultater avvike fra disse estimatene. Estimaterne og de underliggende forutsetningene blir jevnlig evaluert. Endringer i estimater blir bokført når de nye estimatene kan fastsettes med tilstrekkelig grad av sikkerhet. Endringer i regnskapsmessige estimater innregnes i den perioden estimatendringene oppstår. Der endringer har virkninger for fremtidige perioder, fordeles effekten av

endringene på inneværende og fremtidige rapporteringsperioder. Hovedkildene for usikkerhet ved bruk av estimater for konsernet er relatert til følgende:

Påviste og sannsynlige olje- og gassreserver: Estimater av olje- og gassreserver er utarbeidet av interne eksperter i overensstemmelse med industristandarder. Estimatenes er basert både på Det norske egne vurderinger samt informasjon fra operatørene. I tillegg er de vesentligste volumer sertifisert av en uavhengig tredjepart. Påviste og sannsynlige olje- og gassreserver omfatter de estimerte mengder råolje, naturgass og kondensater som geologiske og tekniske data med rimelighet anslår å være gjenvinnbare fra kjente reservoarer og under eksisterende økonomiske og operasjonelle forhold, dvs. pr den dato estimatene utarbeides. Priser tar kun hensyn til endringer i eksisterende priser betinget av kontraktmessige forhold, og ikke til prisstigninger basert på fremtidige forutsetninger.

Påviste og sannsynlige reserver brukes til beregning av produksjonsmengder benyttet til avskrivninger. Reserveestimater benyttes også under nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler. Endringer i reserveestimater kan for eksempel forårsakes av pris- og kostnadsendringer, endringer i produksjonsprofil eller oppstå som følge av ny informasjon om reservoaret. Fremtidige endringer i påviste og sannsynlige olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på avskrivninger, tidspunkt for fjerning, samt nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler, hvilket kan medføre vesentlig negativ innvirkning på driftsresultat som følge av økt avskrivning eller nedskrivning.

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler: Pr. 31.12.2011 var bokført verdi av driftsmidlene (både varige og immaterielle) MNOK 4 721,0 både i konsernet og i morselskapet, se note 14 og 15.

Anskaffelseskostnader leting: Regnskapspraksis i Det norske er å foreta en midlertidig balanseføring av utgifter relatert til boring av letebrønner i påvente av en evaluering av potensielle funn av olje- og gassreserver (successful efforts method). Dersom det ikke blir funnet reserver, eller hvis funnet blir vurdert til ikke å være teknisk eller kommersielt utvinnbart, blir utgiftene knyttet til letebrønner kostnadsført. Vurderinger av hvorvidt disse utgiftene fortsatt skal balanseføres eller kostnadsføres i perioden kan ha vesentlig betydning for driftsresultatet i perioden.

Utgifter ved erverv av letelisenser blir balanseført og vurdert for nedskrivning ved hver rapporteringsdato. Se punkt 1.9 og 1.10 for en nærmere beskrivelse.

Pr. 31.12.2011 var bokført verdi av balanseførte leteutgifter MNOK 2 387,4 både i konsernet og i morselskapet, se note 14.

Nedskrivning/reversering av nedskrivning: Det norske har betydelige investeringer i eiendeler med lang brukstid, for eksempel varige driftsmidler, og endringer i forventet fremtidig verdi knyttet til individuelle eiendeler kan medføre at enkelte eiendeler nedskrives, hvilket innebærer at bokført verdi nedskrives til estimert gjenvinnbar verdi. Nedskrivninger skal reverseres dersom betingelsene for nedskrivning ikke lenger foreligger. Vurdering av hvorvidt en eiendel har verdifall eller ikke, eller om en nedskrivning skal reverseres, kan være komplisert og bygger til en viss grad på skjønn og forutsetninger. Kompleksiteten er eksempelvis knyttet til estimering av relevante fremtidige kontantstrømmer ved beregning av bruksverdi, fastsettelse av vurderingsenheter og eventuelt fastsettelse av eiendelenes netto salgsverdi.

Nedskrivningsvurderinger krever langsiktige antakelser vedrørende en rekke ofte flyktige økonomiske faktorer, som blant annet fremtidig markedspris på olje, oljeproduksjon, valutakurser og diskonteringsrenter, for å fastsette fremtidige kontantstrømmer. Slike antakelser krever estimering av relevante faktorer som terminpriskurver (olje), produksjonsestimater, og endelig restverdi på eiendeler. På samme måte kreves det nøye vurderinger når en eiendels netto salgsverdi skal fastsettes, dersom det ikke finnes et observerbart marked som kan gi informasjon om en eiendels netto salgsverdi.

Se note 14 "Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler" og note 15 "Nedskrivning av goodwill og andre eiendeler".

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser: Konsernet har betydelige forpliktelser forbundet med nedstengning og fjerning av offshoreinstallasjoner ved produksjonsperiodens utløp. Forpliktelser relatert til nedstengning og fjerning knyttet til langsiktige eiendeler blir regnskapsført til virkelig verdi på det tidspunkt forpliktelsene pådras. Ved første gangs regnskapsføring av en forpliktelse blir utgiften balanseført som produksjonsanlegg, og avskrevet over eiendelens økonomiske brukstid. Det er vanskelig å estimere utgiftene av disse nedstengnings- og fjerningsaktivitetene, som er basert på gjeldende lover og regler og avhengig av den teknologiske utviklingen som skjer. Mye av nedstengnings- og fjerningsarbeidet ligger langt frem i tid, og teknologien og utgiftene endres til stadighet. Estimatenes inkluderer blant annet kostnader basert på et antatt fjerningskonsept, anslag på utgiftene til marine operasjoner og leie av tungløftlektere. Som et resultat av dette innebærer første gangs regnskapsføring av forpliktelsen og den balanseførte utgiften relatert til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, og påfølgende justering av disse postene i balansen, nøye overveielser.

Pr 31.12.2011 var bokført verdi på nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene på MNOK 285,2 både i konsernet og i morselskapet, se note 22.

Pensjonsforpliktelse: Pensjonsforpliktelsen var pr 31.12.2011 på MNOK 46,9, se note 21.

Inntektsskatt: Konsernet pådrar seg årlig betydelige beløp i betalbar skatt og/eller opptjener betydelige tilgodehavende knyttet til skatt. Konsernet regnskapsfører også betydelige endringer i utsatt skatt og utsatt skattefordel. Disse størrelsene bygger alle på ledelsens tolkning av gjeldende lover, forskrifter og aktuelle rettsavgjørelser. Kvaliteten på disse estimatene er i stor grad avhengig av ledelsens evne til å anvende til tider

svært komplekse regelverk, registrere endringer av gjeldende regler og, når det gjelder utsatte skattefordeler, ledelsens evne til å forutse fremtidige inntekter hvor fremførbare underskudd kan føres mot fremtidig inntektsskatt.

Pr. 31.12.2011 var bokført verdi på utsatt skatt på MNOK 2 042,1 både i konsernet og i morselskapet, beregnet skatt til utbetaling var på MNOK 1 397,4 både i konsernet og i morselskapet, se note 12.

Riggleiekontrakter: Konsernet har betydelige forpliktelser relatert til riggkontrakter. Riggleiekontrakter er gjenstand for nedskrivningstester basert på endring i fremtidige riggrater og beskjeftigelse.

1.5 UTENLANDSK VALUTA OG VALUTATRANSAKSJONER

Transaksjoner i utenlandsk valuta omregnes til valutakurs på transaksjonstidspunktet. Pengeposter i utenlandsk valuta blir omregnet til valutakurs på balansedagen. Valutakursendringer resultatføres løpende i regnskapsperioden.

1.6 INNTEKTSFØRING

Salg av petroleumsprodukter inntektsføres på basis av konsernets ideelle andel av produksjonen i perioden, uavhengig av faktisk salg (rettighetsmetoden).

Andre inntekter resultatføres når levering av varer og tjenester har funnet sted og det vesentligste av risiko og kontroll er overført.

Utbytte inntektsføres når aksjonærens rettighet til å motta utbytte er fastsatt av generalforsamlingen.

1.7 ANDEL I FELLESKONTROLLERTE EIENDELER

En felleskontrollert virksomhet er en kontraktsmessig avtale mellom to eller flere parter vedrørende en økonomisk aktivitet under felles kontroll. Det norske oljeselskap har eiendeler i lisenser som ikke er egne selskap. Samtlige av disse er knyttet til lisenser på norsk kontinentalsokkel og er definert som felles kontrollerte eiendeler etter IAS 31. Konsernet regnskapsfører investeringer i felleskontrollerte eiendeler (olje- og gasslisenser), ved hjelp av forholdsmessig konsolidering, ved å regnskapsføre sin andel av eiendelenes inntekter, kostnader, eiendeler, gjeld og kontantstrøm under de respektive postene i konsernets finansregnskap.

1.8 KLASSIFISERING I BALANSEREGNSKAPET

Omløpsmidler og kortsiktig gjeld inkluderer poster som forfaller til betaling mindre enn ett år etter balansedagen samt poster som er knyttet til varekretsløpet. Inneværende års avdrag av langsiktig gjeld blir klassifisert som kortsiktig gjeld. Finansielle investeringer i aksjer klassifiseres som omløpsmidler, mens strategiske investeringer klassifiseres som anleggsmidler. Andre eiendeler klassifiseres som anleggsmidler.

1.9 VIRKSOMHETSSAMMENSLUTNING OG GOODWILL

En virksomhetssammenslutning foreligger når en ervervet enkelteien del eller gruppe av eiendeler utgjør en virksomhet (en samling av aktiviteter eller eiendeler som styres og forvaltes med det formål å gi avkastning til investorene). Sammenslutningen består av innsatsfaktorer, prosesser som utøves på disse innsatsfaktorene og en resulterende produksjon som brukes eller vil bli brukt til å generere driftsinntekter.

Kjøpt virksomhet innregnes i regnskapet fra overtagelsestidspunktet. Overtagelsestidspunktet defineres som det tidspunkt konsernet oppnår kontroll over de finansielle og driftmessige forhold. Dette tidspunkt kan avvike fra det tidspunkt eierandeler faktisk overføres. Solgt virksomhet innregnes i regnskapet frem til salgstidspunktet.

Sammenligningstall korrigeres ikke for nykjøpt, solgt eller avviklet virksomhet.

Oppkjøpsmetoden benyttes som regnskapsmetode ved kjøp av virksomhet. Anskaffelseskost måles til virkelig verdi av eiendeler benyttet til vederlag, inkludert betingede vederlag, egenkapitalinstrumenter som utstedes og forpliktelser pådratt i forbindelse med overføring av kontroll. Anskaffelseskost måles mot virkelig verdi av de kjøpte eiendeler og forpliktelser. Identifiserbare immaterielle eiendeler innregnes ved oppkjøp dersom de kan utskilles eller oppfyller det kontraktsrettslige kriteriet. Ved vurdering av virkelig verdi tas det hensyn til skatteeffekter av de omvurderinger som gjøres. Dersom anskaffelseskost ved oppkjøpet overstiger virkelig verdi av netto eiendeler på oppkjøpstidspunktet (når overtaker får kontroll med overdrager), oppstår det goodwill. Dersom virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler overstiger anskaffelseskost på oppkjøpstidspunktet, vil overskytende beløp inntektsføres på overtagelsestidspunktet.

Goodwill allokteres til kontantstrømgenererende enheter eller grupper av kontantstrømgenererende enheter som forventes å ha fordel av synergieffekter av virksomhetssammenslutningen. For interne ledelsesformål er goodwill vurdert for hvert enkelt felt/lisens og disse anses som individuelle kontantstrømgenererende enheter.

Ved trinnvise oppkjøp utgjør anskaffelseskost summen av virkelig verdi av tidligere eierandeler på oppkjøpstidspunktet og vederlaget ved siste kjøp. Verdiendringer på tidligere eierandeler resultatføres. I forbindelse med måling av goodwill og ikke-kontrollerende interesser er det gitt to likestilte alternativer.

1) Goodwill oppføres kun med majoritetens andel med ytterligere identifikasjon av goodwill ved senere kjøp av minoritetsinteresser.

2) Goodwill oppføres med både majoritetens og minoritetens andel, dvs. på 100 prosent basis. Eventuelt senere kjøp av gjenværende minoritetsinteresser medfører ikke en justering av goodwill, men behandles som en egenkapitaltransaksjon.

Ved bruk av alternativ 2, må ikke-kontrollerende interesser verdsettes til virkelig verdi. Valg mellom alternativ 1 og 2 er ikke et prinsippvalg og gjøres pr oppkjøp.

Allokering av merverdier og goodwill kan reguleres i inntil 12 måneder etter overtakelsen dersom nye opplysninger har kommet til om fakta og omstendigheter som forelå på overtagelsestidspunktet og som, dersom disse hadde vært kjent, ville ha påvirket målingen av de beløpene som er innregnet fra og med dette tidspunktet.

Oppkjøpsutgifter ut over emisjons- og låneopptaksutgifter skal kostnadsføres etter hvert som de pådras.

Verdsettelsen av virkelig verdi på lisenser er basert på kontantstrømmer etter skatt. Grunnen er at slike lisenser kun omsettes i markedet etter skatt basert på vedtak fra Finansdepartementet i tråd med § 10 i Petroleumsskatteloven. Kjøper kan derfor ikke kreve fradrag for vederlaget med virkning for beskatningen gjennom avskrivninger. Det foretas avsetning for utsatt skatt av forskjell mellom anskaffelseskost og overtatt skattemessig avskrivningsbase i henhold til IAS 12 punkt 15 og 24. Motpost til denne utsatte skatt blir goodwill. Den goodwill som oppstår er dermed en teknisk effekt av utsatt skatt.

1.10 KJØP, SALG OG BYTTE AV LISENSER

Ved oppkjøp av lisenser som gir rettigheter til leting etter og utvinning av petroleum, vurderes det for hvert oppkjøp om kjøpet skal klassifiseres som virksomhetssammenlutning (se punkt 1.9) eller kjøp av eiendel. Som hovedregel vil kjøp av lisenser som er under utbygging eller er i produksjon blir behandlet som virksomhetssammenslutning. Andre kjøp av lisenser blir som regel behandlet som kjøp av eiendel.

Olje- og gassproduserende lisenser

For olje- og gassproduserende eiendeler, samt lisenser i utbyggingsfasen, blir anskaffelseskostnaden allokert mellom balanseførte leteutgifter, lisensrettigheter, produksjonsanlegg og utsatt skatt.

I forbindelse med avtale om kjøp/bytte av andeler blir det mellom partene fastsatt et tidspunkt for overtakelse av netto kontantstrøm fra effektiv dato (ofte satt til 01.01 i kalenderåret). I perioden mellom effektiv dato og gjennomføringsdato vil selger inkludere den kjøpte andelen i selgers regnskap. I henhold til kjøpsavtalen skjer det et oppgjør mot selger av netto kontantstrøm fra eiendelen i perioden fra effektiv dato til gjennomføringsdato (Pro & Contra oppgjør). Pro & Contra oppgjøret vil bli justert mot gevinst/tap hos selger og mot eiendelen hos kjøper, idet oppgjøret (etter reduksjon for skatt) anses som en del av vederlaget i transaksjonen. Fra og med gjennomføringsdato inkluderes inntekter og kostnader i resultatet hos kjøper.

Skattemessig vil kjøper medta til beskatning netto kontantstrøm (Pro & Contra) og eventuelt øvrige inntekter og kostnader fra og med effektiv dato.

Det gjøres ikke avsetning for utsatt skatt knyttet til erverv av lisenser som er definert som kjøp av eiendeler.

Farm-in avtaler

Farm-in avtaler blir vanligvis inngått i lete- og utbyggingsfasen og kjennetegnes ved at selger avstår fra fremtidige økonomiske fordeler, i form av reserver, i bytte for reduserte fremtidige finansieringsforpliktelser. Et eksempel kan være at en lisensandel overtas mot dekking av selgers andel av utgiftene relatert til boring av en brønn. I letefasen bokfører konsernet normalt farm-in avtaler basert på historisk kost, da virkelig verdi oftest er vanskelig å måle. I utbyggingsfasen derimot bokføres farm-in avtaler som anskaffelser til virkelig verdi når konsernet er kjøper, og som salg til virkelig verdi når konsernet er selger av andel av olje- og gasseiendeler. Virkelig verdi bestemmes av de kostnader som det er avtalt at kjøper påtar seg.

Bytte

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av den eiendelen som avstås, med mindre transaksjonen mangler kommersiell substans eller virkelig verdi av verken ervervet eller avhendet eiendel er reelt målbar. I letefasen bokfører konsernet normalt bytter basert på historisk kost, da virkelig verdi oftest er vanskelig å måle.

1.11 VARIGE DRIFTSMIDLER OG IMMATERIELLE EIENDELER

Generelt

Varige driftsmidler bokføres til historisk kost. Avskrivning av andre eiendeler enn olje- og gassfelt blir fordelt lineært over 3-5 år og justert for verdifall og utrangeringsverdi, dersom dette er aktuelt.

Bokført verdi på varige driftsmidler består av anskaffelseskost fratrukket akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Påkostninger på leide lokaler aktiveres og avskrives over gjenværende leieperiode.

Forventet økonomisk levetid for varige driftsmidler blir vurdert årlig, og i tilfeller hvor disse varierer betydelig fra tidligere estimater, blir avskrivningsperioden endret tilsvarende. Estimaterendringen innregnes fremadrettet ved at den resultatføres i perioden da endringen finner sted og fremtidige perioder, dersom endringen påvirker begge.

Utrangeringsverdien av en eiendel er det estimerte beløpet konsernet vil innbringe ved salg av eiendelen, etter fradrag for estimerte salgskostnader, hvis eiendelen allerede var av den alder og standard som er forventet på slutten av dens levetid.

Ordinære reparasjons- og vedlikeholdskostnader som påløper knyttet til den daglige driften, blir belastet resultatregnskapet i den perioden de oppstår. Kostnader til vesentlige reparasjoner og vedlikehold er inkludert i eiendelens bokførte verdi.

Gevinst og tap ved salg fastsettes ved å sammenholde salgssum med bokført verdi, og inkluderes henholdsvis i andre driftsinntekter og andre driftskostnader. Eiendeler holdt for salg blir rapportert til det laveste av bokført verdi og virkelig verdi fratrukket salgskostnader.

Driftsmidler knyttet til oljevirkosomheten

Lete- og utviklingskostnader knyttet til olje- og gassfelt

Balanseførte letekostnader blir klassifisert som immaterielle eiendeler, og blir omklassifisert til materielle eiendeler ved start på utbygging. For regnskapsformål regnes feltet å gå inn i utbyggingsfasen når lisenspartnerne har foretatt en beslutning om at feltet er drivverdig, eller når feltet er modnet til tilsvarende nivå. Alle kostnader forbundet med utbygging av kommersielle olje- og/eller gassfelt blir balanseført som materielle eiendeler. Utgifter relatert til driftsforberedelser blir kostnadsført løpende.

Konsernet benytter "successful efforts"-metoden ved regnskapsføring av lete- og utviklingskostnader. Alle letekostnader (inkludert seismiske anskaffelser, seismiske studier, bruk av egen tid), med unntak av kostnader knyttet til erverv av lisenser og boring av letebrønner, blir kostnadsført løpende.

Kostnader knyttet til boring av letebrønner blir midlertidig balanseført i påvente av en evaluering av potensielle funn av olje- og gassreserver. Dersom det ikke blir funnet reserver, eller hvis funnene blir vurdert til ikke å være teknisk eller kommersielt utvinnbare, blir borekostnadene knyttet til letebrønner kostnadsført. Slike utgifter kan stå oppført i balansen i mer enn ett år. Hovedkriteriene er at det enten foreligger fastlagte planer for fremtidig boring i lisensen, eller at en utbyggingsbeslutning forventes å foreligge i nær fremtid.

For ervervede letelisenser gjør man først vurderingen som beskrevet over; om det foreligger fastlagte planer for ytterligere aktivitet, eventuelt om utbygging vil bli besluttet i nær fremtid. Målingen av innregnede prospekter/letelisenser blir deretter basert på en salgsverdibetraktning, ut fra multipler per fat. Verdien pr lisens blir beregnet ved å multiplisere riskede ressurser med en estimert verdi per fat basert på et gjennomsnitt av flere analytikervurderinger.

Avskrivning av olje- og gassfelt

Utgifter relatert til boring og utstyr for letebrønner hvor det foreligger påviste og sannsynlige utbygde reserver, balanseføres og avskrives etter produksjonshetsmetoden basert på de påviste og sannsynlige reserver man forventer å utvinne fra brønnen. Utbyggingskostnader relatert til konstruksjon, installasjon og ferdigstillelse av infrastrukturelle anlegg som plattformer, rørledninger og boring av produksjonsbrønner, balanseføres som produserende olje- og gassfelt. Disse avskrives etter produksjonshetsmetoden basert på de påviste og sannsynlige utbygde reserver man forventer å utvinne i området i løpet av konsesjons- eller kontraktsperioden. Ervervede eiendeler som benyttes til utvinning og produksjon av petroleumsforekomster herunder lisensrettigheter, avskrives etter produksjonshetsmetoden basert på påviste og sannsynlige reserver. Reservegrunnlaget som benyttes for avskrivningsformål oppdateres minst en gang i året. Alle endringer i reservene som påvirker avskrivningsberegningen blir reflektert prospektivt.

1.12 NEDSKRIVNING

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler (inkludert lisensrettigheter, eksklusiv goodwill) med begrenset levetid blir vurdert for potensielt verdifall, når hendelser eller endringer i omgivelsene indikerer at bokført verdi på eiendeler er vesentlig høyere enn gjenvinnbart beløp.

Vurderingsenheter ved vurdering av verdifall bestemmes av det laveste nivået hvor det er mulig å identifisere kontantstrømmer som er uavhengige av kontantstrømmene fra andre grupperinger av anleggsmidler. For olje- og gass-eiendeler blir dette gjort på felt- eller lisensnivå. For balanseførte leteutgifter testes verdifall for hver brønn. Nedskrivning resultatføres når balanseført verdi av en eiendel eller en kontantgenererende enhet

overstiger gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens netto salgsverdi og bruksverdi. I vurdering av bruksverdi er forventet fremtidig kontantstrøm diskontert til nåverdi ved å benytte en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer dagens markedsvurderinger på tidsverdien og den spesifikke risikoen på eiendelen.

For produserende lisenser og lisenser i en utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Kilde for data input til de ulike feltene er operatørens rapportering til Revidert Nasjonalbudsjett (RNB), da dette er vurdert til å være beste tilgjengelige estimat. Fremtidige kontantstrømmer blir fastsatt i de ulike lisensene på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Reservene kuttes på det tidspunkt de ikke lenger gir et positivt bidrag til kontantstrømmen, eller leiekontrakten for installasjonen utløper.

En tidligere bokført nedskrivning reverseres kun hvis det har oppstått endringer i estimatene brukt ved beregningen av gjenvinnbart beløp, men ikke til et høyere beløp enn om nedskrivningen tidligere ikke hadde blitt bokført. Slike reverseringer blir ført i resultatet. Etter en reversering blir avskrivningsbeløpet justert i fremtidige perioder for å fordele eiendelens reviderte bokførte verdi, fratrukket eventuell restverdi, på et systematisk grunnlag over eiendelens fremtidige økonomiske levetid.

Goodwill

Goodwill testes årlig for verdifall eller oftere hvis hendelser eller endringer i andre forhold indikerer at det har vært et vesentlig verdifall.

Nedskrivning av goodwill gjøres ved å vurdere gjenvinnbar verdi av den kontantstrømgenererende enheten som goodwill er relatert til. Det norske har valgt å følge opp goodwill på felt/lisensnivå. Nedskrivning foretas dersom gjenvinnbart beløp er lavere enn balanseført verdi av feltet/lisensen inklusive tilhørende goodwill og tilhørende utsatt skatt som beskrevet i pkt. 1.9 og 1.10. Tap ved verdifall på goodwill kan ikke reverseres i senere perioder. Konsernet utfører årlig nedskrivningstest i løpet av 4. kvartal.

Ved salg av en lisens hvor selskapet historisk har innregnet utsatt skatt og goodwill i en virksomhetsoverdragelse, vil både goodwill og utsatt skatt fra virksomhetsoverdragelsen inngå i gevinst-/tapsberegningen. Ved nedskrivning av slike lisenser som følge av nedskrivningstester, anvendes tilsvarende forutsetning ved at goodwill og utsatt skatt vurderes sammen med tilhørende lisens.

1.13 ANLEGGSMIDLER HOLDT FOR SALG

Anleggsmidler og grupper av anleggsmidler og gjeld er klassifisert som holdt for salg hvis deres balanseførte verdi vil bli gjenvunnet gjennom en salgstransaksjon i stedet for via fortsatt bruk. Dette er ansett oppfylt bare når salg er høyst sannsynlig og anleggsmidlet (eller grupper av anleggsmidler og gjeld) er tilgjengelig for umiddelbart salg i dets nåværende form. Ledelsen må ha forpliktet seg til et salg og salget må være forventet gjennomført innen ett år fra dato for klassifiseringen.

Anleggsmidler og grupper av anleggsmidler og gjeld klassifisert som holdt for salg måles til den laveste verdien av tidligere balanseført verdi og virkelig verdi fratrukket salgskostnader.

1.14 FINANSIELLE INSTRUMENTER

Konsernet har følgende finansielle eiendeler og forpliktelser:

- finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet
- utlån og fordringer
- finansielle derivater til virkelig verdi over resultatet
- finansielle forpliktelser målt til amortisert kost

Finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer som ikke er notert i et aktivt marked er klassifisert som utlån og fordringer, med unntak av instrumenter som konsernet har utpekt til virkelig verdi med verdiendringer mot resultatet.

Utlån og fordringer samt finansielle forpliktelser målt til amortisert kost er regnskapsført til amortisert kost, mens finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet, og finansielle derivater er regnskapsført til virkelig verdi.

Endringer i virkelig verdi på finansielle instrumenter klassifisert til virkelig verdi med verdiendringer mot resultatet resultatføres og presenteres som finansinntekt/-kostnad.

1.15 DERIVATER

Finansielle derivater vurderes til virkelig verdi. Endringer i virkelig verdi resultatføres løpende.

1.16 NEDSKRIVNING AV FINANSIELLE EIENDELER

Finansielle eiendeler vurdert til amortisert kost nedskrives når det ut fra objektive bevis er sannsynlig at instrumentets kontantstrømmer har blitt påvirket i negativ retning av en eller flere begivenheter som har inntrådt etter førstegangs regnskapsføring av instrumentet. Nedskrivningsbeløpet resultatføres. Dersom årsaken til nedskrivningen i en senere periode bortfaller, og bortfallet kan knyttes objektivt til en hendelse som skjer etter at verdifallet er innregnet, reverseres den tidligere nedskrivningen. Reverseringen skal ikke resultere i at den balanseførte verdien av den finansielle eiendelen overstiger beløpet for det som amortisert kost ville ha vært dersom verdifallet ikke var blitt innregnet på tidspunktet da nedskrivningen blir reversert. Reversering av tidligere nedskrivning presenteres som inntekt.

1.17 KONVERTIBLE LÅN

Konvertible lån som kan konverteres til aksjekapital i henhold til opsjon gitt til långiver, og hvor antall aksjer utstedt ikke endres ved forandringer i virkelig verdi, behandles som sammensatte finansielle instrumenter. Transaksjonsutgifter som er knyttet til utstedelse av et sammensatt finansielt instrument fordeles mellom forpliktelse og egenkapital i forhold til fordelingen av provenyet. Egenkapitalkomponenten av konvertible obligasjoner beregnes som den delen av provenyet fra utstedelsen som overstiger nåverdien av fremtidige rente- og avdragsinnbetalinger, diskontert med markedsrenten for lignende forpliktelser uten konverteringsrett. Rentekostnaden som innregnes i resultatregnskapet beregnes på grunnlag av effektiv rentemetode.

1.18 FORSKNING OG UTVIKLING

Forskning er originale og planlagte undersøkelser som foretas med utsikt til å oppnå ny vitenskapelig eller teknisk kunnskap eller forståelse. Utvikling er anvendelse av forskningsfunn eller annen kunnskap på en plan eller et design for produksjon av nye eller vesentlig forbedrede materialer, innretninger, produkter, prosesser, systemer eller tjenester før kommersiell produksjon eller bruk kommer i gang.

Konsesjonsverket for lisenser på norsk sokkel stimulerer til gjennomføring av forsknings- og utviklingsaktivitet. Konsernet driver kun forskning og utvikling gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensene. Det er konsernets egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling som vurderes med hensyn på balanseføring. Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler blir balanseført når følgende kriterier er oppfylt:

- konsernet 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; - demoversjon
- konsernet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den;
- konsernet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den;
- den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler;
- konsernet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen og
- konsernet evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen mens den er under utvikling.

Alle andre forsknings og utviklings utgifter kostnadsføres når de påløper.

Utgifter som balanseføres inkluderer materialkostnader, direkte lønnskostnader og en andel av direkte henførbare fellesutgifter. Balanseførte utviklingskostnader føres i balansen til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger.

Balanseførte utviklingskostnader avskrives over eiendelens estimerte brukstid.

1.19 REKLASSIFISERING AV LØNNS- OG ADMINISTRASJONSKOSTNADER

Konsernet foretar løpende reklassifisering av lønns- og driftskostnader til henholdsvis utbygging-, drift- og utforskningsaktiviteter basert på timeskriving. Som grunnlag benyttes brutto lønns- og driftskostnader redusert med allerede fakturerte beløp til operatørlisenser.

1.20 LEIEAVTALER

Konsernet som leietaker:

Finansielle leieavtaler

Leieavtaler hvor konsernet overtar den vesentlige del av risiko og avkastning som er forbundet med eierskap av eiendelen er finansielle leieavtaler. Ved leieperiodens begynnelse innregnes finansielle leieavtaler til et beløp tilsvarende det laveste av virkelig verdi og minsteleiens nåverdi, fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Ved beregning av leieavtalens nåverdi benyttes den implisitte rentekostnaden i leiekontrakten dersom det er mulig å beregne denne, i motsatt fall benyttes konsernets marginale lånerente. Direkte utgifter knyttet til etablering av leiekontrakten er inkludert i eiendelens kostpris.

Finansielle leieavtaler innregnes som varige driftsmidler i balansen, og har samme avskrivningstid som konsernets øvrige avskrivbare eiendeler. Dersom det ikke foreligger en rimelig sikkerhet for at konsernet vil overta eierskapet ved utløpet av leieperioden, avskrives eiendelen over den korteste av periodene for leieavtalens løpetid og for eiendelens økonomiske levetid.

Operasjonelle leieavtaler

Leieavtaler hvor det vesentligste av risiko og avkastning som er forbundet med eierskap av eiendelen ikke er overført, klassifiseres som operasjonelle leieavtaler. Leiebetalinger klassifiseres som driftskostnad og resultatføres lineært over kontraktsperioden.

1.21 KUNDEFORDRINGER

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

1.22 LÅNEUTGIFTER

Låneutgifter som er direkte henførbare til anskaffelse, tilvirkning eller produksjon av en kvalifiserende eiendel skal balanseføres som en del av eiendelens anskaffelseskost. Andre låneutgifter kostnadsføres i den perioden de påløper.

En kvalifiserende eiendel er en eiendel som krever en lang periode for å bli klar for påtenkt bruk eller salg.

1.23 VARELAGER

Reservedeler

Reservedeler er vurdert til lavest av kostpris og netto salgsverdi etter First-in, First-out (FIFO)-prinsippet. Kostnader inkluderer råmaterialer, frakt, og direkte produksjonskostnader i tillegg til deler av indirekte kostnader. Netto salgsverdi er lik estimert salgspris fratrukket estimert salgskostnad.

Beholdning av petroleum

Produsert petroleum som ikke er løftet utgjør beholdning av petroleum. Beholdning av petroleum vurderes til lavest av total produksjonskostnad og netto salgsverdi.

1.24 MER-/MINDREUTTAK

Meruttak av petroleum presenteres som kortsiktig gjeld, mindreuttak av petroleum presenteres som kortsiktig fordring. Verdi av mer-/mindreuttak settes til estimert salgsverdi fratrukket estimerte salgskostnader (rettighetsmetoden).

1.25 KONTANTER OG KONTANTEKVIVALENTER

Kontanter og kontantekvivalenter består av kasse, bankinnskudd, samt andre kortsiktige meget likvide investeringer med opprinnelig forfall på tre måneder eller mindre. Kassekreditt er inkludert i kortsiktige lån i balansen. Renteinntekter inntektsføres basert på effektiv rente-metode etter hvert som de opptjenes.

1.26 RENTEBÆRENDE GJELD

Alle lån blir opprinnelig bokført til anskaffelseskost, som er virkelig verdi på det som mottas minus utstedelseskostnader tilknyttet lånet.

Etter første gangs regnskapsføring blir rentebærende lån senere målt til amortisert kost med bruk av effektiv rentemetoden; alle differanser mellom anskaffelsesbeløp (etter transaksjonskostnader) og innløsningsverdi blir ført i resultatregnskapet i løpet av perioden til forfall. Amortisert kost blir beregnet ved å ta hensyn til alle utstedelseskostnader, og enhver rabatt eller premie på oppgjørsmøte.

1.27 SKATT

Generelt

Betalbar skatt/skatt til gode for inneværende og tidligere perioder måles til beløpet som forventes å mottas fra eller betales til skattemyndighetene.

Skattekostnad består av betalbar skatt og endring i utsatt skatt. Utsatt skatt/skattefordel er beregnet på alle forskjeller mellom regnskapsmessig og skattemessig verdi på eiendeler og gjeld med unntak av, midlertidig forskjell knyttet til erverv av lisenser som er definert som eiendelskjøp.

Bokført verdi av utsatt skattefordel blir vurdert årlig, og redusert i den utstrekning det ikke lenger er sannsynlig at fremtidig inntjening vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelene. Ikke balanseført utsatt skattefordel blir revurdert ved hver balansedag, og balanseføres i den utstrekning det er sannsynlig at fremtidig inntjening eller gjeldende skatteregler vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelene.

Utsatt skatt og skattefordel måles til skattesatsene som er forventet å gjelde på det tidspunkt der skattefordelen blir realisert eller skatteforpliktelsen innfridd, basert på skatterater og skatteregler som er vedtatt eller i det vesentlige er vedtatt på balansedagen.

Betalbar skatt og utsatt skatt er regnskapsført direkte mot egenkapitalen i den grad skattepostene relaterer seg direkte til egenkapitaltransaksjoner.

Utsatt skatt og utsatt skattefordel er vist netto dersom det eksisterer en lovlig rett til nettoføring og den utsatte skattefordelen og forpliktelsen relaterer seg til samme skattesubjekt og skal betales til skattemyndigheter.

Petroleumsbeskatning

Det norske er som et utvinningsselskap underlagt spesialbestemmelsene i petroleumsskatteloven. Av inntekt fra sokkelvirksomhet skal det betales alminnelig selskapsskatt (28 prosent), og en særskatt (50 prosent).

Avskrivninger

Rørledninger og produksjonsinnretninger, kan avskrives med inntil 16 2/3 prosent årlig, dvs. lineært over 6 år. Avskrivningen kan påbegynnes etter hvert som utgiftene blir pådratt. Ved avslutning av produksjonen på et felt kan gjenværende kostpris føres til fradrag i avslutningsåret.

Friinntekt

Friinntekt er et særlig inntektsfradrag i grunnlaget for beregning av særskatt. Friinntekten beregnes på grunnlag av investeringer i rørledninger og produksjonsinnretninger, og kan ses på som et ekstra avskrivningsfradrag i særskattegrunnlaget. Friinntekten utgjør 7,5 prosent i 4 år, til sammen 30 prosent av investeringen. Friinntekten innregnes i det år som den kommer til fradrag i selskapenes selvangivelse og påvirker således periodeskatt tilsvarende som en permanent forskjell.

Finansposter

Gjeldsrenter med tilhørende valutatap/gevinst (netto finanskostnader på rentebærende gjeld) fordeles mellom sokkel- og landdistriktet. Fradraget på sokkelen beregnes som netto finanskostnader på rentebærende gjeld, multiplisert med 50 prosent av forholdet mellom skattemessig nedskrevet verdi pr 31. desember i inntektsåret av formuesobjektene tilordnet sokkeldistriktet, og gjennomsnittlig rentebærende gjeld gjennom inntektsåret.

Resterende finanskostnader, valutagevinst og tap og alle renteinntektene fordeles til land.

Udekket tap i landdistriktet som er et resultat av fordelingen av netto finanskostnader, kan allokere til sokkel og til fradrag i alminnelig inntekt (28 prosent).

Kun 50 prosent av øvrige tap i landdistriktet tillates avsatt mot sokkel og til fradrag i alminnelig inntekt.

Leteutgifter

Selskapene kan kreve utbetalt fra staten skatteverdien av pådratte leteutgifter for så vidt disse ikke overstiger årets skattemessige underskudd allokert til sokkelvirksomhet. Fordringen er inkludert i linjen betalbar skatt til utbetaling i balansen.

Skattemessig underskudd

Særskattepliktige virksomheter kan uten tidsbegrensning, kreve fremført underskudd med tillegg av en rente. Tilsvarende fremføringsadgang gjelder også for ubenyttet friinntekt. Skatteposisjonen kan overdras ved realisasjon av samlet virksomhet eller ved fusjon. Alternativt kan skatteverdien kreves utbetalt fra staten.

1.28 ANSATTEYTELSE

Ytelsesbaserte pensjonsordninger

Alle ansatte i morselskapet har en pensjonsordning som er administrert og forvaltet gjennom et norsk livsforsikringsselskap. Beregningen av estimert pensjonsforpliktelse for ytelsesbasert pensjon er basert på eksterne aktuar metoder, og sammenlignet med verdien av pensjonsmidlene.

Ved regnskapsføring av pensjonskostnader og pensjonsforpliktelser er en lineær opptjeningsprofil lagt til grunn. Denne er basert på forutsetninger relatert til diskonteringsrente, fremtidig lønn, ytelser fra Folketrygden, fremtidig avkastning på pensjonsmidler, samt aktuarmessige forutsetninger relatert til dødelighet og frivillig avgang, mv. Pensjonsmidler er vurdert til virkelig verdi. Pensjonsforpliktelser og pensjonsmidler er presentert netto i balansen, og klassifiseres som lønn og personalkostnad. Planendringer resultatføres på beslutningstidspunktet. Den del av estimatavvik som overstiger 10 prosent av pensjonsforpliktelsene eller pensjonsmidlene amortiseres over antatt gjenværende opptjeningsstid (korridorløsningen).

Gevinst og tap på avkortning eller oppgjør av en ytelsesbasert pensjonsordning innregnes i resultatet når avkortningen eller oppgjøret inntreffer. En avkortning inntreffer når konsernet vedtar en vesentlig reduksjon av antall ansatte som omfattes av en ordning, eller endrer vilkårene for en ytelsesbasert pensjonsordning, slik at en vesentlig del av nåværende ansattes fremtidige opptjening ikke lenger kvalifiserer til ytelser eller bare kvalifiserer til reduserte ytelser.

Introduksjon av en ny ytelsesplan eller en forbedring av nåværende ytelsesplan medfører endringer i pensjonsforpliktelsen. Dette blir kostnadsført lineært frem til effekten av endringen er opptjent. Innføring av nye ordninger eller endringer i eksisterende ordninger, som skjer med tilbakevirkende kraft, slik at de ansatte umiddelbart har opptjent en fripolise (eller endring i fripolise), resultatføres umiddelbart. Gevinst eller tap knyttet til innskrenkninger eller avslutning av pensjonsplaner resultatføres når dette skjer.

Det er innført avtalefestet pensjonsordning (AFP) for alle ansatte med effekt fra 1. september 2011. Denne ordningen er behandlet som en innskuddsbasert pensjon, og dermed løpende kostnadsført.

1.29 AVSETNINGER

En avsetning blir regnskapsført når konsernet har en faktisk forpliktelse (juridisk eller selvpålagt) som følge av en tidligere hendelse, det er sannsynlig at økonomiske ytelser vil bli påkrevd for å gjøre opp forpliktelsen, og beløpets størrelse kan estimeres pålitelig. Avsetninger vurderes ved hver balansedato og justeres for å reflektere beste estimat.

Hvis tidseffekten er vesentlig, diskonteres avsetninger med en diskonteringsrente før skatt som reflekterer markedets prissetning av tidsverdien av penger og risiko spesifikt knyttet til forpliktelsen. Ved diskontering blir bokført verdi av avsetningene økt i hver periode for å reflektere endring i tidspunkt for forfall av forpliktelsen. Denne økningen kostnadsføres som en rentekostnad.

Nedstengnings- og fjerningskostnader

I henhold til konsesjonsvilkårene for de lisenser som konsernet deltar i, kan den norske stat ved produksjonsopphør eller når lisensperioden utløper pålegge rettighetshaverne å fjerne installasjonene helt eller delvis.

Ved første gangs innregning av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse regnskapsfører konsernet nåverdien av fremtidige utgifter til nedstengning og fjerning. En tilsvarende eiendel regnskapsføres som varig driftsmiddel, og avskrives ved bruk av produksjonsenhetsmetoden. Endring i tidsverdi (nåverdi) av forpliktelsen knyttet til nedstengning og fjerning kostnadsføres som en finanskostnad, og øker balanseført forpliktelse for fremtidige utgifter til nedstengning og fjerning. Endring i beste estimat for utgifter knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres mot balansen. Diskonteringsrenten som benyttes ved beregning av virkelig verdi av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsen er risikofri rente tillagt et kreditt risiko element.

1.30 NÆRSTÅENDE PARTER

Alle transaksjoner, avtaler, og forretningsvirksomhet med nærstående parter foretas på alminnelige markedsmessige vilkår (arm lengdeprinsipper).

1.31 SEGMENT

Konsernets virksomhet har siden etableringen i sin helhet foregått innenfor ett og samme segment definert som undersøkelse og produksjon av petroleum i Norge. Konsernet virksomhet foregår kun på norsk sokkel, og ledelsen følger opp konsernet på dette nivået.

1.32 RESULTAT PER AKSJE

Resultat per aksje er beregnet ved å dividere ordinært resultat på veid gjennomsnitt av totalt utestående aksjer. Aksjer utstedt i løpet av året blir veid i forhold til perioden de har vært utestående. Utvannet resultat per aksje beregnes som årsresultat dividert på et veid gjennomsnitt av utestående aksjer i løpet av perioden justert for effekten av eventuelle opsjoner. Overskudd som tilfaller aksjeeierne og vektet gjennomsnittlig utestående aksjer, er justert for utvanningseffekter relatert til eventuelle aksjeopsjoner. Alle aksjer som kan bli innløst ved aksjeopsjoner og som er "in the money" er inkludert i beregningen. Eventuelle aksjeopsjoner forventes å bli konvertert på overdragelsestidspunktet.

1.33 BETINGEDE FORPLIKTELSER OG EIENDELER MÅ SJEKKES

Betingede forpliktelser er regnskapsført i årsregnskapet, dersom det er mer enn 50% sannsynlighet for at de vil inntreffe. Det er opplyst om vesentlige betingede forpliktelser med unntak av betingede forpliktelser hvor sannsynligheten for forpliktelsen er lav.

En betinget eiendel innregnes dersom det er så godt som sikkert at betingelsen vil inntreffe, men blir opplyst om dersom det foreligger en viss sannsynlighet for at en fordel vil tilfalle konsernet.

1.34 HENDELSER ETTER BALANSEDAGEN

Hendelser etter balansedagen er de hendelser, både gunstige og ugunstige, som finner sted mellom balansedagen og tidspunktet da årsregnskapet godkjennes for offentliggjøring.

Hendelser som gir kunnskap om forhold som forelå på balansedagen blir innregnet.

Hendelser som vedrører forhold som oppstod etter balansedagen opplyses i note når de er vesentlige.

1.35 KONTANTSTRØM

Kontantstrømsoppstillingen er utarbeidet etter den indirekte metode, og konsernets banksaldo er vist som betalingsmiddel.

1.36 SAMMENLIGNINGSTALL

Ved behov har sammenligningstall blitt justert for å være i overensstemmelse med endringer i presentasjonen av inneværende år.

1.37 ENDRINGER I REGNSKAPSSTANDARDER OG FORTOLKNINGER SOM:

HAR TRÅDT I KRAFT

IAS 24 (revidert) Opplysninger om nærstående parter

I forhold til gjeldende IAS 24 har den reviderte standarden en klargjøring og forenkling av definisjonen av nærstående parter. Ikrafttredelsestidspunktet var 1. januar 2011.

Endring til IAS 32 Finansielle instrumenter – presentasjon

Endringen i IAS 32 innebærer at tegningsretter utstedt i annen valuta enn foretakets funksjonelle valuta kan behandles som et egenkapitalinstrument dersom det blant annet er tale om et fast beløp i utenlandsk valuta for et fast antall aksjer og tegningsrettene tildeles på pro rata basis til alle eksisterende aksjonærer. Ikrafttredelsestidspunkt var 1. februar 2010.

Endring til IFRIC 14 IAS 19 – begrensninger av en netto ytelsesbasert pensjonseiendel, minstekrav til finansiering og samspillet mellom dem

Endringen innebærer at foretak som har minimumskrav til funding av en pensjonsordning vil ha anledning til å behandle forskuddsbetaling av premiekrav i en ytelsesbasert pensjonsordning som en økonomisk fordel. Etter endringen vil slike forskuddsbetalinger kvalifisere for balanseføring. Endringen til IFRIC 14 hadde ikrafttredelsestidspunkt 1. januar 2011.

IFRIC 19 – Å binge finansielle forpliktelser til opphør med egenkapitalinstrumenter

Tolkningen gir veiledning for regnskapsføring for en enhet når vilkårene for en finansiell forpliktelse reforhandles og resulterer i at enheten utsteder egenkapitalinstrumenter til en kreditor for å slette hele eller deler av den finansielle forpliktelsen. Ikrafttredelsestidspunkt var 1. juli 2010.

IASBs årlige forbedringsprosjekt 2010

Gjennom det årlige forbedringsprosjektet har IASB vedtatt endringer i en rekke standarder. Disse endringene trådte i kraft med virkning for 1. juli 2010 og senere. Konsernet anvender disse endringene fra 1. januar 2011.

IFRS 3 Virksomhetssammenslutninger: Det tas inn en presisering om at endringene i IFRS 7, IAS 32 og IAS 39 som fjerner unntaket for betinget vederlag, ikke gjelder for betinget vederlag i forbindelse med virksomhetssammenlutninger hvor oppkjøpstidspunktet er tidligere enn anvendelsen av IFRS 3 (revidert i 2008).

Videre innføres det en begrensning av omfanget av målealternativer for komponenter av ikke-kontrollerende eierinteresser (minoritetsinteresser).

Det er også gjort endringer i IFRS 3 for å klargjøre reglene for regnskapsføring av aksjebaserte betalingsordninger i det oppkjøpte selskap som det overtakende selskap erstatter med en ny ordning. Opsjonsordningene regnskapsføres til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet og egenkapitalelementet knyttet til de nye opsjonsordningene klassifiseres som ikke-kontrollerende eierinteresser.

IFRS 7 Finansielle instrumenter – opplysninger: Det er gjort endringer i standarden som poengterer samspillet mellom kvantitative og kvalitative opplysninger og art og omfang av omgang av risiko knyttet til finansielle instrumenter. Det er videre gjort endringer i notekravene knyttet til kvantitative opplysninger og opplysninger om kredittrisiko. Konsernet anvender endringene fra 1. januar 2011.

IAS 27 Konsernregnskap og finansregnskap: Det tas inn en presisering om at endringer i IAS 21, IAS 28, og IAS 31 som fulgte av endringene i IAS 27 skal anvendes prospektivt for regnskapsperioder som starter på eller etter 1. juli 2009, eller tidligere dersom IAS 27 er tidliganvendt.

IAS 1 Presentasjon av finansregnskap: Det tas inn en presisering om at det skal presenteres en analyse av hver enkelt komponent av andre inntekter og kostnader for hver enkelt komponent av egenkapitalen, enten i oppstillingen over endringer i egenkapital eller i noter til finansregnskapet.

IAS 34 Delårsrapportering: Det gis veiledning i forhold til anvendelsen av opplysningskravene i IAS 34, og det angis ytterligere krav til opplysninger knyttet til omstendigheter som vil påvirke den virkelige verdien av finansielle instrumenter og deres klassifisering, overføringer mellom ulike kategorier av finansielle instrumenter i virkeligverdi hierarkiet, endringer i klassifiseringen av finansielle eiendeler og endringer i betingede forpliktelser og eiendeler.

HAR IKKE TRÅDT I KRAFT

Endringer til IFRS 7 Finansielle instrumenter - opplysninger

Endringen vedrører notekrav i forbindelse med overføring av finansielle eiendeler som selskapet fortsatt har en involvering i, og tar sikte på å gi brukerne et bedre bilde av eksponeringen til foretaket som overfører de finansielle eiendelene. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. juli 2011 og senere. Konsernet forventer å anvende den endrede standarden fra og med 1. januar 2012.

Endringer til IFRS 7 Finansielle instrumenter - opplysninger

Endringene innebærer at foretak plikter å gi en rekke kvantitative opplysninger knyttet til motregning av finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser. Opplysningskravene gjelder for alle innregnede finansielle instrumenter som er motregnet i henhold til IAS 32. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere, men er fortsatt ikke EU-godkjent. Tidligere anvendelse er tillatt dersom EU godkjenner standarden. Konsernet forventer å anvende den endrede standarden fra og med 1. januar 2013.

IFRS 9 Finansielle instrumenter

IFRS 9 vil erstatte dagens IAS 39. Prosjektet er delt opp i flere faser. Første fase knyttet til klassifikasjons- og målereglene er ferdigstilt fra IASB. I denne første fasen fremkommer det fra IFRS 9 at finansielle eiendeler som inneholder vanlige lånevilkår regnskapsføres til amortisert kost, med mindre en velger å føre dem til virkelig verdi, mens andre finansielle eiendeler skal regnskapsføres til virkelig verdi. Klassifikasjons- og målereglene for finansielle forpliktelser i IAS 39 videreføres, med unntak for finansielle forpliktelser utpekt til virkelig verdi med verdiendring over resultat (virkelig verdi-oppsjon), hvor verdiendringer knyttet til egen kredittrisiko separeres ut og føres over andre inntekter og kostnader. IFRS 9 gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2015 eller senere, men EU har ikke godkjent standarden. Tidligere anvendelse er tillatt dersom EU godkjenner standarden. Konsernet forventer å anvende IFRS 9 fra og med 1. januar 2015.

IFRS 10 Konsernregnskap

IFRS 10 erstatter de delene av IAS 27 Konsernregnskap og separate finansregnskap som omhandler konsoliderte regnskaper, og SIC-12 Konsolidering – foretak med særskilt formål. IFRS 10 bygger på én enkelt kontrollmodell som skal anvendes for alle enheter. Innholdet i kontrollbegrepet er noe endret fra IAS 27. Avgjørende for om selskaper skal konsolideres etter IFRS 10 er om det foreligger kontroll. Kontroll foreligger når investoren har makt over investeringsobjektet; er utsatt for, eller har rettigheter til variabel avkastning fra investeringsobjektet; og evne til å bruke makt til å styre de aktiviteter hos investeringsobjektet som i vesentlig grad påvirker avkastningen. IFRS 10 gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere, men EU har ikke godkjent standarden. Tidligere anvendelse er tillatt dersom EU godkjenner standarden. Konsernet forventer å anvende IFRS 10 fra og med 1. januar 2013.

IFRS 11 Joint Arrangements

Denne standarden erstatter IAS 31 Andeler i felleskontrollert virksomhet, samt SIC-13 Felleskontrollerte foretak – ikke-monetære overføringer fra deltakere. IFRS 11 gjelder fellesordninger (joint arrangements) og gir retningslinjer for regnskapsføring av to ulike typer fellesordninger – felles drift (joint operations) og felles virksomhet (joint ventures). Det følger av IFRS 11 at felles virksomhet skal regnskapsføres ved bruk av egenkapitalmetoden. Ved felleskontrollert drift skal partene innregne sin del av eiendeler og forpliktelser de har en felles interesse i. Eiendeler og forpliktelser som en part har alene skal innregnes i sin helhet. Resultatet fra felleskontrollert drift skal innregnes hos partene tilsvarende den andel de har i driften. IFRS 11 gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere, men EU har ikke godkjent standarden. Tidligere anvendelse er tillatt dersom EU godkjenner standarden. Konsernet forventer å anvende IFRS 11 fra og med 1. januar 2013.

IFRS 12 Opplysninger om interesser i andre foretak

IFRS 12 gjelder for foretak som har interesser i datterselskaper, felleskontrollert virksomhet, tilknyttede foretak, eller ikke-konsoliderte strukturerte enheter. IFRS 12 erstatter opplysningskrav som tidligere fulgte av IAS 27 Konsernregnskap og separat finansregnskap, IAS 28 Investeringer i tilknyttede foretak, og IAS 31 Andeler i felleskontrollert virksomhet. I tillegg introduseres det en rekke nye opplysningskrav. IFRS 12 gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere, men EU har ikke godkjent standarden. Tidligere anvendelse er tillatt dersom EU godkjenner standarden. Konsernet forventer å anvende IFRS 12 fra og med 1. januar 2013.

IFRS 13 Måling av virkelig verdi

Standarden angir prinsipper og veiledning for måling av virkelig verdi for eiendeler og forpliktelser som andre standarder krever eller tillater målt til virkelig verdi. IFRS 13 gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere, men EU har ikke godkjent standarden. Tidligere anvendelse er tillatt dersom EU godkjenner standarden. Konsernet forventer å anvende IFRS 13 fra og med 1. januar 2013.

Endringer til IAS 1 Presentasjon av finansregnskap

Endringen til IAS 1 var et krav om å gruppere inntekter og kostnader i oppstillingen over andre inntekter og kostnader på grunnlag av om de potensielt kan bli reklassifisert til resultatet eller ikke. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. juli 2012 eller senere, men EU har ikke godkjent endringene. Tidligere

anvendelse er tillatt dersom EU godkjenner endringene. Konsernet forventer å anvende den endrede standarden fra og med 1. januar 2013.

Endringer til IAS 19 Ytelser til ansatte

Etter endringene i 2011 tillater IAS 19 ikke "korridormetoden" brukt for regnskapsføring av estimatavvik. Estimatavvik skal nå regnskapsføres i sin helhet i oppstilling over andre inntekter og kostnader i den perioden de oppstår. Endringen innebærer videre at pensjonskostnaden splittes mellom ordinært resultat og andre inntekter og kostnader. Forventet avkastning på pensjonsmidlene skal beregnes ved bruk av diskonteringsrenten som beregnes ved brutto pensjonsforpliktelse. Periodens opptjente pensjonsrettigheter og netto rentekostnad presenteres under det ordinære resultatet, mens "remeasurements" så som estimatavvik blir presentert under andre inntekter og kostnader i totalresultatet. Videre er opplysningskravene relatert til ytelsesbaserte pensjonsavtaler endret. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere, men EU har ikke godkjent endringene. Tidligere anvendelse er tillatt, dersom EU godkjenner endringene. Konsernet forventer å anvende den endrede standarden fra og med 1. januar 2013.

Endringer til IAS 27 (Revidert) Separat finansregnskap

Som resultat av introduksjonen av IFRS 10, IFRS 11 og IFRS 12 ble det gjort endringer i IAS 27 som samordner standarden med de nye regnskapsstandardene. IFRS 10 Consolidated Financial Statements erstattet de delene av IAS 27 som omhandler konsernregnskap. IAS 27 omhandler nå bare selskapsregnskap, og vil derfor ikke være aktuell for konsernregnskap etter ikrafttredelse. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere, men EU har ikke godkjent endringene. Tidligere anvendelse er tillatt, dersom EU godkjenner endringene. Konsernet forventer å anvende den endrede standarden fra og med 1. januar 2013.

Endringer til IAS 28 (Revidert) Investering i tilknyttet selskap og felleskontrollert virksomhet

Virkeområdet til IAS 28 er utvidet til også å omfatte investeringer i felles virksomhet (joint ventures). Standarden beskriver prinsipper for regnskapsføring av investeringer i tilknyttede foretak og felles virksomhet (joint ventures), og angir hvordan egenkapitalmetoden skal anvendes. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere, men EU har ikke godkjent endringene. Tidligere anvendelse er tillatt, dersom EU godkjenner endringene. Konsernet forventer å anvende den endrede standarden fra og med 1. januar 2013.

Note 2: Virksomhetskjøp

Det norske har ikke vært involvert i noen virksomhetssammenslutninger i 2011.

I 2010 kjøpte Det norske oljeselskap ASA innmaten i datterselskapet Det norske oljeselskap AS. Transaksjonen ble gjennomført til konsernkontinuitet, da transaksjonen var å anse som en transaksjon mellom parter under felles kontroll.

Note 3: Store enkelttransaksjoner og viktige hendelser

VIKTIGE HENDELSER OG TRANSAKSJONER I 2011:

Året 2011 var et godt år for Det norske oljeselskap. Selskapets ressursbase ble tredoblet. Konsernet deltok i funnet Johan Sverdrup i Nordsjøen, som er blant de største oljefunnene på norsk kontinentalsokkel gjennom tidene. I tillegg deltok konsernet i et kommersielt funn på Krafla nær Oseberg, samt i et gassfunn på Norvarg i Barentshavet.

Det norske var i 2011 med på boring av elleve letebrønner. Det ble påvist olje og/eller gass i åtte av brønnene.

Det norske ble tildelt ni nye lisenser i løpet av 2011. En lisens i barentshavet i den ordinære konsesjonsrunden (21. runde) i april, samt åtte lisenser i TFO-runden, hvorav tre operatørskap, i tildelingen i januar. Det har vært gjennomført flere bytter av lisenser i 2011. For en fullstendig oversikt over lisensandeler vises til note 31.

Det norske er involvert i flere utbyggingsprosjekter. I 2011 ble det levert PUD på Jette, som ble godkjent i februar 2012. Det er også levert og godkjent PUD på Atla, der vi er med som partner. I tillegg jobbes det mye i forbindelse med utbyggingsløsning for Draupneprosjektet.

Det norske har på vegne av partnerskapet i Draupne inngått en avtale (Letter of Award) om leveranse av en jack-up rigg til boring av produksjonsbrønner på Draupnefeltet.

I tillegg til viktige funn og gode fremskritt innen feltutbygging, har Det norske gjennom 2011 gjennomført følgende betydningsfulle finansielle transaksjoner:

- * I januar utstedte selskapet et obligasjonslån på MNOK 600
- * I august gjennomførte selskapet en rettet emisjon på til sammen MNOK 489
- * I desember inngikk Det norske en avtale om en trekkfasilitet på til sammen MUSD 500.
- * I desember ble egenkapitalen styrket ved at konvertible obligasjoner for MNOK 451,5 ble konvertert til aksjer.

VIKTIGE HENDELSER OG TRANSAKSJONER I 2010:

I 2010 fikk konsernet ti nye lisenser, hvorav seks operatørskap. Syv av lisensene er i Nordsjøen, to av lisensene i Norskehavet, mens en av lisensene er i Barentshavet.

Det har vært gjennomført flere bytter av lisenser i 2010. For en fullstendig oversikt over lisensandeler vises til note 31.

Det norske var i 2010 med på boring av elleve letebrønner, samt to sidesteg. Det ble påvist olje og/eller gass i fire av brønnene, David i PL 102C, Storklakken i PL 460, samt i avgrensningsbrønnene på Draupne i PL 001B og på Grevling i PL038D.

Det norske forlenget i september 2010 leieavtalen for den halvt nedsenkbare boreriggen Transocean Barents (tidligere Aker Barents). Forlengelsen er på to år, og selskapet kontrollerer nå riggen frem til juli 2014.

Note 4: Datterselskaper/avvikling datter

Selskap:	Hjemland	Forretn. kontor	Eierandel	Stemme andel
Det norske oljeselskap AS	Norge	Trondheim	100 %	100 %

	Morselskap	
	2011	2010
Aksjer i datterselskap		431 361
Egenkapital i datterselskap		477 980
Årsresultat (01.01-30.09.11)	18 816	-6 604

Det norske oljeselskap AS ble avviklet med virkning fra 01.10.2011. Datterselskapets resultat i perioden 1.1.2011-30.09.2011 er inkludert i konsernregnskapet. Som en følge av avviklingen oppstod det en effekt på egenkapitalen på MNOK 42 884 for konsernet og MNOK 56 538 for morselskapet. Mottatt likvidasjonsutbytte for morselskapet er på MNOK 65 435, og er inntektsført under andre driftsinntekter.

Note 5: Segmentinformasjon

Konsernets virksomhet er i sin helhet knyttet til undersøkelse og produksjon av petroleum i Norge. Konsernets virksomhet vurderes å ha en homogen risiko og avkastningsprofil før skatt og hele virksomheten er lokalisert til det geografiske området Norge. Selskapet opererer således innenfor ett og samme driftssegment. Oppdelingen i segment samsvarer med den interne rapporteringen til selskapets beslutningstakere, definert som selskapets hovedledelse. Alle inntektene kommer fra salg til store eksterne kunder.

Note 6: Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	100 384	229 483	100 384	174 989
Belastning rigginntakskostnader	-49 661		-49 661	
Andel utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl.seismikk	267 291	318 350	267 291	246 254
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	13 675	20 355	13 675	20 355
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner dette år	520 965	1 218 902	520 965	990 999
Andel lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	142 926	108 561	142 926	97 701
Andel av forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	34 600	22 341	34 600	22 341
Garanti riggkontrakt resultatført		-61 397		-61 397
Reversering av skatteelement på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelser	-17 988	-79 259	-17 988	-79 259
Sum utforskningskostnader	1 012 191	1 777 337	1 012 191	1 411 983

De deler av lønns- og driftskostnader som er henførbare til drift- og utforskningsaktiviteter er klassifisert og vist som henholdsvis produksjons,- utforskningskostnad, og varige driftsmidler.

I tillegg til forsknings- og utviklingskostnader inkludert overfor, er det i 2011 kostnadsført 5 380 som "andre driftskostnader". Tilsvarende tall for 2010 var 5 246 .

Note 7: Beholdningsendring og varelager

Varelager består av olje som er produsert, men ikke løftet, samt reservedelslager.

	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Lager av olje - produsert, men ikke løftet 31.12.	2 898	1 409	2 898	1 409
Reservedelslager pr 31.12.	34 141	8 840	34 141	8 840
Beholdning 31.12	37 039	10 249	37 039	10 249
Beholdningsendring lager av olje (eksklusiv reservedelslager)	-1 489	-804	-1 489	-804

Reservedelslageret gjelder utstyr til boring av letebrønner og utstyr til produksjons- eller utbyggingslisenser. Regnskapslinjen "Beholdningsendring" inngår i "Produksjonskostnader" i resultatregnskapet.

Note 8: Produksjonskostnader og kontantstrøm fra produksjon

	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Petroleumsinntekter	361 774	362 115	361 774	362 115
Produksjonskostnader	181 888	154 960	181 888	154 960
Kontantstrøm fra produksjon	179 886	207 155	179 886	207 155

Produksjonskostnader omfatter kostnader knyttet til leie, drift og vedlikehold av produksjonsskip/plattformer, samt brønnintervensjon og work-over aktiviteter, CO₂ avgifter m.m. Andel av lønns- og administrasjonskostnader som er henførbare til drift er reklassifisert og vist som produksjonskostnad. Kostnadene er relatert til produksjonslisensene Jotun, Varg, Enoch og Glitne.

Note 9: Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt lønnskostnader totalt

Spesifikasjon lønn og lønnsrelaterte kostnader:	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Lønnskostnader	295 197	224 057	295 197	188 084
Pensjonskostnad inkl. arbeidsgiveravgift (Note 21)	31 750	29 855	31 750	28 216
Arbeidsgiveravgift	36 173	32 843	36 173	27 659
Andre personalkostnader	13 803	14 373	13 803	13 230
Lønn og lønnsrelaterte kostnader viderefakturert lisenser eller klassifisert som utforsknings- og produksjonskostnader	-345 190	-286 365	-345 190	-242 426
Totalt lønnskostnader	31 732	14 763	31 732	14 763

Antall årsverk	2011	2010	2011	2010
Antall årsverk som har vært sysselsatt i regnskapsåret	180,6	176,2	180,6	156,7

Antall ansatte ved årets begynnelse var 193. Pr. 31.12.2011 var antall ansatte 172.

	Lønn	Aksje- sparing 3)	Natural- ytelser	Periodi- sert pensj.- kostn.	Annet	Samlet godt- gjørelse	Antal aksjer totalt	Eierandel 31.12.
Ytelser til ledende ansatte i 2011:								
Erik Haugane (Administrerende Dir.)	2 952	584	35	313		3 884	821 132	0,64 %
Vidar Larsen (Dir. leting) ¹⁾	841	364	12	52		1 269	20 000	0,02 %
Øyvind Bratsberg (Viseadm. Dir.)	2 891	572	23	262		3 748	34 058	0,03 %
Bjørn Martinsen (konst. Dir. Leting)	2 096	303	39	241		2 679	10 969	0,01 %
Odd Ragnar Heum (Dir. ressursstrategi)	1 869	364	27	248		2 508	52 192	0,04 %
Teitur Poulsen (Finansdirektør)	2 470	421	25	245		3 161	40 460	0,03 %
Anita Utseth (Dir.forretningsstøtte)	1 543	301	23	342		2 209	42 376	0,03 %
Bård Atle Hovd (Dir. utbygging) ²⁾	1 080	-	10	270	1 000	2 360	17 960	0,01 %
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2011	15 742	2 909	194	1 973	1 000	21 818	1 039 147	0,81 %

Det er i 2011 ikke utbetalt bonus for opptjeningsåret 2010, da den var null.

¹⁾ Fratrådt 31.3.2011.

²⁾ Tiltrådt 1.8.2011. Beløp i kolonnen "Annet" gjelder godtgjørelse ved rekruttering, blant annet for å kompensere for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver. Beløpet etter skatt er i sin helhet benyttet til kjøp av aksjer i selskapet.

³⁾ Opptjent i 2010 og utbetalt i 2011

	Lønn	Bonus opptjent i 2009, utbetalt i 2010	Natural- ytelser	Periodi- sert pensj.- kostn.	Annet	Samlet godt- gjørelse	Antal aksjer totalt	Eierandel 31.12.
Ytelser til ledende ansatte i 2010:								
Erik Haugane (Administrerende Dir.)	2 979	425	29	159		3 592	1 083 686	0,98 %
Vidar Larsen (Dir. leting)	1 849	244	29	132		2 254	33 364	0,03 %
Torgeir Anda (Dir. kommunikasjon)	1 576	214	25	158		1 973	21 963	0,02 %
Øyvind Bratsberg (Viseadm. Dir.)	2 894	417	33	159		3 503	36 058	0,03 %
Finn Ø. Nordam (Finansdirektør) ¹⁾	1 985	375	64	160	1 900	4 484		0,00 %
Knut Evensen (Dir. investorkontakt) ²⁾	1 870	241	24	149		2 284	18 502	0,02 %
Teitur Poulsen (Finansdirektør) ³⁾	450		4		1 600	2 054	32 160	0,03 %
Odd Ragnar Heum (Dir. ressursstrategi)	1 854	260	24	153		2 291	37 992	0,03 %
Lars Thorrud (Dir.forretningsutv.) ⁴⁾	1 642	2 773	12	129		4 556	65 000	0,01 %
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2010	17 099	4 949	244	1 199	3 500	26 991	1 328 725	1,15 %

¹⁾ Fratrådt 31.7.2010. Beløp i kolonnen "Annet" gjelder sluttvederlag.

²⁾ Fungerende finansdirektør fra 1.8-31.10.2010

³⁾ Tiltrådt 1.11.10. Beløp i kolonnen "Annet" gjelder godtgjørelse ved rekruttering, blant annet for å kompensere for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver. Beløpet etter skatt er i sin helhet benyttet til kjøp av aksjer i selskapet.

⁴⁾ Lønn for 9 mnd i datterselskap og 3 mnd i morselskap

Etter fylte 60 år plikter administrerende direktør å fratze stillingen dersom styret ber om det. For fratredelse før 67 år skal han ha en kompensasjon tilsvarende 70 prosent av lønn fra 60 til 67 år. Det avsettes løpende i regnskapet for denne forpliktelsen, og kostnader er beregnet etter samme aktuarmessige forutsetninger som selskapets øvrige pensjonsforpliktelser.

Honoraroversikten nedenfor inkluderer ordinært styrehonorar og honorar for deltakelse i styrets underutvalg. Enkelte av styremedlemmene har eierandeler i selskapet. Oversikten nedenfor viser antall aksjer og eierandel i Det norske oljeselskap som er eiet både direkte og indirekte via nærstående. Indirekte eie gjennom andre selskaper er inkludert i sin helhet dersom eierandelen er 50 prosent eller mer.

Styrehonorar og aksjer eid av styret:	Kommentarer	Styrehonorar		Antal aksjer totalt	Eierandel 31.12.2011
		2011	2010		
Svein Aaser	Styrets leder fra 12.4.2011. Leder kompensasjonsutvalg	480		5 000	0,00 %
Kjell Inge Røkke	Varamedlem fra 12.4.2011. Styrets leder til 12.4.2011.	169	470		0,00 %
Kaare Moursund Gisvold	Nestleder til 9.5.2011. Medl. revisjons-og kompensasjonsutv.	406	415	319 446	0,25 %
Svein Sivertsen	Varamedlem fra 12.4.2011.	22	50	21 049	0,02 %
Kristin Aubert	Ansattevalgt - varamedlem.	37	124	7 803	0,01 %
Kristoffer Engenes	Ansattevalgt - varamedlem. Fratrådt 10.06.2011.	15	39	4 286	0,00 %
Gunnar Eide	Ansattevalgt.	107	102	14 606	0,01 %
Bodil Alteren	Ansattevalgt.	117	97	18 620	0,01 %
Berge Gerdt Larsen	Styremedlem.	241	194	450 961	0,35 %
Maria Moræus Hanssen	Styremedlem. Nestleder fra 9.5.2011. Medlem revisjonsutvalg.	419	295		0,00 %
Tore Liloe-Olsen	Varamedlem fra 31.3.2011. Styremedl 2010. Fratrådt 25.8.2011	132	217		0,00 %
Marianne E. Johnsen	Styremedlem. Fratrådt 31.05.2010		73		0,00 %
Hege Sjo	Styremedlem. Leder av revisjonsutvalg.	340	374		0,00 %
Carol Bell	Styremedlem. Tiltrådt 12.4.2011.	162			0,00 %
Tom Grøndahl	Varamedlem fra 12.4.2011.	22			0,00 %
Lone Fønss-Schrøder	Varamedlem fra 12.4.2011.	63			0,00 %
Liv Malvik	Varamedlem fra 12.4.2011.	32			0,00 %
Sum styrehonorar morselskap		2 764	2 450	841 771	0,66 %
Kjell Inge Røkke	Styrets leder		67		
Maria Moræus Hanssen	Styremedlem		45		
May-Britt Myhr	Styremedlem		145		
Nina Udnes Tronstad	Styremedlem		145		
Svein Sivertsen	Styremedlem		53		
Kari Lokna	Ansattevalgt		88		
Sum styrehonorar datterselskap			543		

Styrehonorar i datterselskapet som er utbetalt i 2010, gjelder arbeid utført før fusjonen med Aker Exploration den 22.12.2009.

Erklæring vedrørende lønn og annen godtgjørelse til ledende ansatte

Styret vil legge frem en erklæring vedrørende lønn og annen godtgjørelse til ledende ansatte på ordinær generalforsamling.

Retningslinjer og oppfyllelse av disse for 2011

Lederlønnspolitikken for 2011 fulgte de retningslinjer som var inntatt i årsberetningen for 2010, og som ble fremlagt for rådgivende avstemning på den ordinære generalforsamlingen i april 2011.

Retningslinjer for 2012 og frem til ordinær generalforsamling i 2013

Styret har etablert retningslinjer for 2011 og frem til ordinær generalforsamling i 2012 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2012.

Ledende ansatte mottar en grunnlønn med en årlig justering. Ledende ansatte i selskapet deltar i de samme generelle ordningene som gjelder for alle ansatte i selskapet vedrørende aksjespareprogram, bonusordning, ytelsesbasert pensjonsordning og andre naturalytelser som f.eks. fri avis, fri internettilgang hjemme og støtte til trening. I spesielle tilfeller kan det ytes en godtgjørelse ved ansettelse blant annet for å kompensere for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver.

Justeringer i grunnlønn for administrerende direktør fastsettes av styret. Justeringer i grunnlønn for øvrige ledende ansatte fastsettes av administrerende direktør innenfor ramme for lønnsoppgjør fastsatt av styret. Etter fylte 60 år plikter administrerende direktør å fratrukke stillingen dersom styret ber om det. Som kompensasjon for fratredelse før 67 år skal administrerende direktør motta en kompensasjon tilsvarende 70 prosent av lønn fra 60 til 67 år.

Det er opp til styret å avgjøre om det skal utbetales prestasjonsbonus, basert på resultatene foregående år. For 2010 ble det ikke vedtatt bonus. For 2011 er det vedtatt maksimal bonus på 20 prosent. Denne er utbetalt i januar 2012.

Selskapet har ingen pensjonsordning utover 12G, men har som en del av avlønningssystemet, innført en aksjespareordning. Hvert år får de ansatte utbetalt ti prosent av brutto lønn foregående år. Hvis de ansatte innen tretti dager fra utbetalingen kjøper aksjer i selskapet, vil selskapet utbetale et tilsvarende beløp som skattekompensasjon forutsatt at den ansatte samtykker i å holde disse aksjene i minst 12 måneder. For de som ikke kjøper aksjer vil det bli trukket forskuddsskatt av utbetalingen. Utbetaling av denne aksjespareordningen ble første gang gjennomført i januar 2011.

For å styrke rekrutteringen av nyansatte til selskapet og imøtekomme tilsvarende ordninger hos konkurrerende selskaper, er det etablert en låneordning for selskapets ansatte som innebærer at alle faste ansatte kan låne opptil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Långiver er en utvalgt bank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Konsernets samlede kausjon for ansattelån var i 2011 på 16 652. Tilsvarende tall for 2010 var 14 285. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Selskapet tar sikkerhet for kausjonen i form av tilleggsavtale med den ansatte som gir selskapet motregningsrett i feriepenger og lønn i oppsigelsesperiode. Banken administrerer ordningen og krever inn rentebetaling/avdrag og foretar misligholdsoppfølging. Selskapet betaler en lav årlig administrasjonsavgift for dette arbeidet.

Virkingen for selskapet for gjennomføringen av ovenstående retningslinjer er at selskapets regnskapsresultat påvirkes av kostnadene ved de nevnte ordninger.

Note 10: Andre driftskostnader

	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Tap ved salg av driftsmidler og lisensrettigheter	-2 138	19 804	-2 138	19 804
Kontor og EDB kostnader	115 824	91 757	115 824	80 761
Honorarer konsulenter og revisor	29 240	57 892	29 240	43 486
Andre driftskostnader inkl. reisekostnader	46 700	53 344	46 650	52 472
Driftskostnader belastet lisenser/ reklassifisert til utforskning og produksjonskostnader	-171 167	-181 020	-171 167	-153 315
Arealavgift	42 312	47 199	42 312	32 925
Andre driftskostnader	60 771	88 977	60 721	76 134

Godtgjørelse til revisor er inkludert i andre driftskostnader og fordeles som følger:

Revisors godtgjørelse (alle tall eks mva)	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester - Deloitte AS		760		460
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester - Ernst & Young AS	1 063	350	1 013	350
Andre attestasjonstjenester - Deloitte AS		65		48
Andre attestasjonstjenester Ernst & Young AS	32	32	32	32
Skatterådgivning - Ernst & Young AS	322	105	322	105
Andre tjenester utover revisjon - Deloitte AS		333		260
Andre tjenester utover revisjon - Ernst & Young AS	252	170	252	170
Sum godtgjørelser til revisor	1 670	1 815	1 620	1 424

Konsernet byttet revisor fra Deloitte AS til Ernst & Young AS fra og med regnskapsåret 2010.

Note 11: Finansposter

	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Renteinntekter	69 900	51 255	69 900	31 476
Konserninterne renteinntekter				35 442
Sum renteinntekter	69 900	51 255	69 900	66 918
Avkastning på finansielle plasseringer	10 731	1 093	10 731	1 093
Verdiendring derivater		36 944		
Valutagevinst	16 094	51 395	16 094	26 198
Sum annen finansinntekt	26 825	89 431	26 825	27 290
Konserninterne rentekostnader			26 183	874
Rentekostnader	219 913	167 129	225 876	152 106
Kapitalisering renter utbyggingsprosjekter	-5 528		-5 528	
Amortisering av lånekostnader	59 439	51 518	59 439	51 518
Sum rentekostnader	273 824	218 647	305 969	204 498
Kostnadsføring av merverdi knyttet til letefasilitet ¹⁾		60 555		
Valutatap	16 112	40 854	16 112	30 610
Verdiendring derivater	6 033	3 915	6 033	3 915
Verdinedgang finansielle plasseringer	966	520	966	520
Sum annen finanskostnad	23 111	105 844	23 111	35 045
Netto finanskostnader (+)/inntekter (-)	200 209	183 805	232 355	145 334

Valutatap har hovedsaklig oppstått som følge av kursnedgang på USD relatert til selskapets bankkonti og kundefordringer. Valutagevinst skyldes både realiserte og urealiserte kursendringer på selskapets leverandørgjeld i utenlandsk valuta (i hovedsak dollar).

¹⁾ Kostnadsføring av merverdi er knyttet til merverdi på letefasilitetlån i forbindelse med virksomhetskjøp i 2009. Merverdien ble kostnadsført i 2010 ved inngåelse av ny letefasilitetavtale, jfr note 25.

Note 12: Skatt

Skattegrunnlag:	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Resultat før skattekostnad	-1 390 877	-2 183 427	-1 310 854	-1 735 859
Reversering av skatteelement på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse	-17 988	-79 259	-17 988	-79 259
Permanente forskjeller (skattefrie transaksjoner § 10 m.m.)	156 337	-16 818	44 218	-16 911
Endring midlertidige forskjeller	-710 286	-858 161	-710 286	-411 444
Årets skattegrunnlag relevant for alminnelig inntekt 28 %	-1 962 814	-3 137 666	-1 994 910	-2 243 473
Årets effekt av friinntekt på skattepliktig resultat	-46 607	-23 950	-46 607	-23 950
Finansposter uten særskatt 50 %	127 036	200 257	159 132	131 647
Skattepliktig resultat med særskatt 50 %	-1 882 384	-2 961 358	-1 882 384	-2 135 776
Herav årets friinntekt til framføring	46 607	23 950	46 607	23 950
Årets skattegrunnlag relevant for 50 % særskatt	-1 835 777	-2 937 409	-1 835 777	-2 111 826

Årets skatteinntekt/skattekostnad (-) fremkommer slik:	Skatteprosent:	Konsern		Morselskap	
		2011	2010	2011	2010
Betalbar skatt på netto finans	28 %				
Tilgode skatt vedrørende lettekostnader	78 %	1 397 420	2 276 417	1 397 420	1 667 839
Fordring skatt knyttet til opphør av sokkelvirksomhet			68 336		
Korrigerings av avvik mellom regnskap og ligning pr. 1.1		724		724	
Korrigerings av tidligere års betalbare skatt og utsatte skatt		-3 678	-9 625	-3 678	-9 135
Endring utsatt skatt		-444 872	-803 929	-435 885	-407 553
Reversering av skatteelement på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse	100 %	-17 988	-79 259	-17 988	-79 259
Skatt av kostn.ført mer-/mindreverdi fra virksomhetsoverdragelse			41 135		
Sum skatteinntekt/skattekostnad		931 607	1 493 075	940 594	1 171 891
Effektiv skattesats i %		-67 %	-68 %	-72 %	-68 %

Avstemming av skatteinntekt/skattekostnad (-)	Skatteprosent:	Konsern		Morselskap	
		2011	2010	2011	2010
28 % selskapskatt av resultat før skattekostnad	28 %	389 445	611 360	367 039	486 041
50 % særskatt av resultat før skattekostnad	50 %	695 438	1 091 714	655 427	867 930
Skatteelement på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse	78 %		61 822		61 822
Renter på underskudd til framføring		5 800	3 273	5 800	2 082
Korrigerings av tidligere års skattefordring/betalbare skatt		-8 031	-5 357	-8 031	-5 983
Korrigerings av tidligere års endring utsatt skatt		-	-23 923	-	-23 923
Skatteeffekt av friinntekt	50 %	22 869	11 975	22 869	11 975
Skatteeffekt av finansposter uten særskatt	50 %	-8 717	-5 819	-24 765	4 747
Utsatt skatt på årets nedskrivning ført direkte i balansen		-69 742	-108 724	-69 742	-100 908
Finans tilordnet land, som kan overføres til sokkel 28 %		-79 566	-74 580	-79 566	-65 823
Avvik mellom regnskap og ligning	78 %	1 264		1 264	
Effekt av permanente forskjeller	78 %	1 337	13 118	88 790	13 190
Kostnadsføring etter § 10 uten skatt	78 %	-503	-2 525	-503	
Reversering av skatteelement på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse ført direkte mot skattekostnaden	100 %	-17 988	-79 259	-17 988	-79 259
Årets skatteinntekt/skattekostnad		931 607	1 493 075	940 594	1 171 890

Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd utgjør:	Skatteprosent:	Konsern		Morselskap	
		2011	2010	2011	2010
Balanseførte leteutgifter	78 %	1 862 141	1 405 743	1 862 141	1 405 743
Andre immaterielle eiendeler	78 %	647 845	903 768	647 845	736 343
Andre immaterielle eiendeler	28 %	806	20	806	20
Varige driftsmidler	78 %	327 195	20 338	327 195	20 338
Varebeholdning	78 %	1 390	654	1 390	654
Over-/underlift av olje	78 %	4 413	-757	4 413	-757
Pensjonsforpliktelser	78 %	-36 616	-25 015	-36 616	-25 015
Andre avsetning etter god regnskapsskikk	78 %	-462 517	-386 354	-462 517	-386 354
Urealisert kursgevinst obligasjoner	28 %	-893		-893	-664
Regnskapsmessig amortisering av egenkapitalandel obligasjonslån	28 %		10 033		10 033
Etableringskostnad kortsiktig lån	28 %	5 726	7 449	5 726	11 452
Etableringskostnader obligasjonslån	28 %	3 637		3 637	
Finansielle instrumenter	28 %		1 689		1 689
Underskudd til fremføring på land	28 %		-1 213		
Underskudd til fremføring på sokkel	28 %	-116 056	-40 120	-116 056	-40 120
Underskudd til fremføring på sokkel	50 %	-195 019	-138 754	-195 019	-138 754
Sum utsatt skatt		2 042 051	1 757 481	2 042 051	1 594 608

Avstemming av endring i utsatt skatt:

Utsatt skatt 1.1.		1 757 481	1 173 477	1 594 608	1 172 186
Endring utsatt skatt i resultatet		464 762	616 055	464 762	306 645
Korrigerings av utsatt skatt ved endret ligning		-17 320	-35 996	-17 320	-26 851
Utsatt skatt knyttet til kjøp av innmat i datter pr 1.10.2010					142 628
Skatt knyttet til korreksjon av konsernintern rente		4 552	-3 339		
Feil knyttet til elimimering av utsatt skatt på konsernnivå			-18 603		
Utsatt skatt til utbetaling ved opphør av oljevirkosomhet i datter			67 023		
Endring utsatt skatt på merverdier i konsernet ved opphør av datte		-167 425			
Kostnadsføring av merverdi knyttet til kjøp av virksomhet			-41 135		
Utsatt skatt i balansen 31.12.		2 042 051	1 757 481	2 042 051	1 594 608

Avstemming av beregnet skatt til utbetaling

Skatt til utbetaling knyttet til opphør av oljevirkosomhet i datter			68 336		
Tilgode skatt vedrørende leteknstnader	78 %	1 397 420	2 276 417	1 397 420	2 276 417
Beregnet skatt til utbetaling i balansen 31.12.		1 397 420	2 344 753	1 397 420	2 276 417

Note 13: Resultat per aksje

Basisresultat per aksje

Basisresultat per aksje er beregnet som forholdet mellom årets resultat som tilfaller aksjeeierne for konsernet på MNOK -459,3 (MNOK -690,4 i 2010) og vektet gjennomsnittlig utestående ordinære aksjer gjennom regnskapsåret på 115,1 mill (111,1 mill i 2010).

	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Årets resultat som tilfaller innehavere av ordinære aksjer	-459 270	-690 352	-370 260	-563 969
Gjennomsnittlig ordinære aksjer gjennom året (i tusen)	115 059	111 111	115 059	111 111
Resultat per aksje	-3,99	-6,21	-3,22	-5,08

Utvannet resultat per aksje:

Konsernet hadde et konvertibelt obligasjonslån, som forfalt 16. desember 2011. Deler av lånet er konvertert til aksjer og noe er tilbakebetalt, se note 24 for ytterligere opplysninger. Utvannet resultat per aksje er beregnet ved å dividere resultatet som henføres til ordinære aksjer, justert for spart rente (etter skatt) ved konvertering av konvertibelt lån, med vektet gjennomsnittlig antall utestående utvannede aksjer. I beregningen er det lagt til grunn at eksisterende konvertibelt lån konverteres på den første dagen i regnskapsperioden.

	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Resultat henførbart til ordinære aksjer	-459 270	-690 352	-370 260	-563 969
Effekt etter skatt av spart rente på konvertibelt lån		35 513		35 513
Årets resultat henført til ordinære aksjer - utvannet	-459 270	-654 839	-370 260	-528 456
Vektet gjennomsnittlig antall utestående ordinære aksjer	115 059	111 111	115 059	111 111
Effekt av konvertering av konvertibelt lån		5 769		5 769
Vektet gjennomsnittlig antall utestående ordinære aksjer - utvannet	115 059	116 880	115 059	116 880
Utvannet resultat per aksje	-3,99	-5,60	-3,22	-4,52

Utvanningseffekten er i henhold til IAS 33 paragraf 41 ikke vist i resultatet siden konvertering til ordinære aksjer ville redusert tapet eller økt resultatet per aksje.

Note 14: Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler

VARIGE DRIFTSMIDLER:

	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
2011 - Konsern				
Anskaffelseskost 31.12.2010	250 205	432 090	90 291	772 586
Tilgang	351 116	24 999	14 091	390 206
Avgang			981	981
Reklassifisering	202 031		-1 064	200 967
Anskaffelseskost 31.12.2011	803 352	457 089	102 337	1 362 778
Akk av- og netto nedskrivninger 31.12.2011		409 250	51 456	460 706
Balanseført verdi 31.12.2011	803 352	47 839	50 881	902 071
Årets avskrivning		45 369	19 280	64 649
Årets nedskrivning		30 308		30 308

	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
2010 - Konsern				
Anskaffelseskost 31.12.2009	198 631	391 080	47 798	637 508
Tilgang	51 574	48 010	46 220	145 804
Reklassifisering		-7 000	-3 727	-10 727
Anskaffelseskost 31.12.2010	250 205	432 090	90 291	772 586
Akk av- og netto nedskrivninger 31.12.2010		333 573	32 178	365 751
Balanseført verdi 31.12.2010	250 205	98 517	58 113	406 834
Årets avskrivning		125 761	12 086	137 847
Årets nedskrivning		37 949		37 949

	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
2011 - Morselskap				
Anskaffelseskost 31.12.2010	250 205	432 090	94 698	776 994
Tilgang	351 116	24 999	14 091	390 206
Avgang			981	981
Reklassifisering	202 031		-1 064	200 967
Anskaffelseskost 31.12.2011	803 352	457 089	106 744	1 367 186
Akk av- og netto nedskrivninger 31.12.2011		409 250	55 864	465 114
Balanseført verdi 31.12.2011	803 352	47 839	50 881	902 071
Årets avskrivning		45 369	19 280	64 649
Årets nedskrivning		30 308		30 308

	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
2010 - Morselskap				
Anskaffelseskost 31.12.2009	198 631	391 080	45 711	635 421
Tilgang knyttet til innmatkjøpet fra datterselskap			1 326	1 326
Tilgang	51 574	48 010	47 661	144 830
Reklassifisering		-7 000		-7 000
Anskaffelseskost 31.12.2010	250 205	432 090	94 698	774 578
Akk av- og netto nedskrivninger 31.12.2010		333 573	34 170	367 743
Balanseført verdi 31.12.2010	250 205	98 517	58 112	406 834
Årets avskrivning		125 761	14 133	139 894
Årets nedskrivning		37 949		37 949

Felt under utbygging avskrives fra produksjonsstart. Produksjonsanlegg inklusive brønner, avskrives etter produksjonsenhetmetoden. Kontormaskiner, inventar etc. avskrives lineært over levetiden, som er 3-5 år. Fjerningseiendel inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegget i tabellen på forrige side.

IMMATERIELLE EIENDELER

2011 - Konsern	Andre immaterielle eiendeler			Goodwill	Leteutgifter
	Lisenser	Software	Sum		
Anskaffelseskost 31.12.2010	1 565 439	40 710	1 606 150	1 006 347	1 802 234
Tilgang	51 551	3 522	55 073		1 434 947
Avgang	509 242	61	509 303	358 009	645 214
Reklassifisering	2 576	-182	2 394		-204 607
Anskaffelseskost 31.12.2011	1 110 324	43 989	1 154 314	648 338	2 387 360
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2011	210 252	38 335	248 587	122 468	
Balanseført verdi 31.12.2011	900 072	5 654	905 726	525 870	2 387 360
Årets avskrivning	8 705	5 164	13 869		
Årets nedskrivning	235 278		235 278	70 636	

2010 - Konsern	Andre immaterielle eiendeler			Goodwill	Leteutgifter
	Lisenser	Software	Sum		
Anskaffelseskost 31.12.2009	1 862 555	32 942	1 895 497	1 131 716	893 467
Tilgang	2 002	4 041	6 043		2 154 002
Avgang	299 117		3 727	125 369	1 252 234
Reklassifisering		3 727	3 727		7 000
Anskaffelseskost 31.12.2010	1 565 439	40 710	1 901 540	1 006 347	1 802 234
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2010	465 286	33 171	498 457	409 842	
Balanseført verdi 31.12.2010	1 100 153	7 540	1 107 693	596 506	1 802 234
Årets avskrivning	11 449	9 752	21 201		
Årets nedskrivning	134 967		134 967	76 523	4 866

2011 - Morselskap	Andre immaterielle eiendeler				
	Lisenser	Software	Sum	Goodwill	Leteutgifter
Anskaffelseskost 31.12.2010	1 399 756	40 710	1 440 467	939 976	1 802 234
Tilgang	206 188	3 522	209 710	62 955	1 434 947
Avgang	498 195	61	498 256	354 594	645 214
Reklassifisering	2 575	-182	2 393		-204 607
Anskaffelseskost 31.12.2011	1 110 324	43 989	1 154 313	648 337	2 387 360
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2011	210 252	38 335	248 587	122 468	
Balanseført verdi 31.12.2011	900 072	5 654	905 726	525 870	2 387 360
Årets avskrivning	8 705	5 164	13 869		
Årets nedskrivning	147 065		147 065	43 360	

2010 - Morselskap	Andre immaterielle eiendeler				
	Lisenser	Software	Sum	Goodwill	Leteutgifter
Anskaffelseskost 31.12.2009	1 573 832	32 942	1 606 774	1 059 491	846 934
Tilgang knyttet til innmatkjøp	82 773	3 727	86 499		360 337
Tilgang	-6 226	4 041	-2 185		1 612 295
Reklassifisering					7 000
Avgang	250 622		250 622	119 515	1 024 331
Anskaffelseskost 31.12.2010	1 399 756	40 710	1 440 467	939 976	1 802 234
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2010	465 286	33 171	498 457	409 842	
Balanseført verdi 31.12.2010	934 470	7 539	942 010	530 135	1 802 234
Årets avskrivning	11 449	5 780	17 229		
Årets nedskrivning	101 952		101 952	73 869	4 866

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Avskrivning av varige driftsmidler	64 649	137 847	64 649	139 894
Avskrivning av immaterielle eiendeler	13 869	21 201	13 869	17 229
Sum årets avskrivninger	78 518	159 049	78 518	157 124

Avstemming av nedskrivninger i resultatregnskapet:	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
(-) Reversering/nedskrivning av varige driftsmidler	30 308	37 949	30 308	37 949
(-) Reversering/nedskrivning av immaterielle eiendeler	305 914	216 356	190 425	180 687
Nedskrivning av utsatt skatt knyttet til nedskrivning av goodwill	-138 548	-83 798	-69 742	-77 103
Sum årets nedskrivninger	197 673	170 508	150 990	141 533

Software avskrives lineært over levetiden som er tre år. Øvrige immaterielle eiendeler avskrives ikke, men blir årlig, eller når hendelser eller endringer i omgivelsene indikerer at bokført verdi på eiendeler er vesentlig høyere enn gjenvinnbart beløp, vurdert for potensielt verdifall.

I forbindelse med konsernets trekkfasiliteter er noen av lisensene pantsatt, se note 30. Bokført verdi av pantsatte lisenser er beregnet til MNOK 1132,8.

Det vesentligste av goodwill er allokert til funnene Johan Sverdrup (PL 265), Draupne (001B og 028B) og Jette (027D og 169C).

Note 15: Nedskrivning av goodwill og andre eiendeler

I tråd med selskapets regnskapsprinsipper er det foretatt nedskrivningstest av goodwill og tilhørende lisenser. Testen er utført pr 31.12. Balanseført goodwill har oppstått som følge av at IFRS 3 krever at det foretas avsetning for utsatt skatt ved virksomhetskjøp, selv om det gjøres transaksjoner på "etter-skatt-basis" pga. §-10 vedtak i tråd med gjeldende petroleumsbeskatning. Motposten til utsatt skatt blir goodwill.

Vurderingsenheter ved vurdering av verdifall bestemmes av det laveste nivået hvor det er mulig å identifisere kontantstrømmer som er uavhengige av kontantstrømmene fra andre grupperinger av anleggsmidler. For olje- og gasseiendeler blir dette gjort på felt- eller lisensnivå. For balanseførte leteutgifter testes verdifall for hver brønn. Nedskrivning resultatføres når balanseført verdi av en eiendel eller en kontantgenererende enhet overstiger gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens netto salgsverdi og bruksverdi. I vurdering av bruksverdi er forventet fremtidig kontantstrøm diskontert til nåverdi ved å benytte en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer dagens markedsvurderinger på tidsverdien og den spesifikke risikoen på eiendelen.

For produserende lisenser og lisenser i en utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Kilde for datainput til de ulike feltene er operatørens rapportering til Revidert Nasjonalbudsjett 2012 (RNB). Fremtidige kontantstrømmer blir fastsatt i de ulike lisensene på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Diskonteringsrenten som er benyttet er 10,8 prosent nominelt etter skatt. Selskapet har benyttet en langsiktig inflasjonsforventning på 2,5 prosent, samt langsiktig forventning til valutakurs på NOK/USD 6,00.

Følgende forventning om oljepris er lagt til grunn ved nedskrivingsvurderingene:

	År	Snitt i USD
	2012	101,8
	2013	98,6
	2014	94,6
	2015	90,8
	2016	87,7
	2017	84,9

Prisene er basert på forwardkurve, justert for inflasjon. Siste produksjonsår for nåværende produserende felt forventes å være år 2017.

Pr. 31.12.2011 ble det foretatt nedskrivning på det produserende feltet Jotun med MNOK 62,8. Hovedårsaken til nedskrivningen er reduserte estimater for reserver. Det ble også foretatt en nedskrivning pr 31.12.2010, dette på det produserende feltet Glitne med MNOK 37,9. Hovedårsaken var økt estimat for fjerningsforpliktelse.

Basert på de gjennomførte vurderinger, er følgende nedskrivninger gjennomført pr. 31.12.2011:

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Nedskrivning/reversering av nedskrivning varige driftsmidler (-)	30 308	37 949	30 308	37 949
Nedskrivning/reversering av nedskrivning immaterielle eiendeler/lisensrett (-)	235 278	134 967	147 065	101 952
Nedskrivning av aktiverte letetekostnader		4 866		4 866
Nedskrivning av goodwill	70 636	76 523	43 360	73 869
Reversering av utsatt skatt knyttet til nedskrevet goodwill	-138 548	-83 798	-69 742	-77 103
Sum nedskrivninger	197 673	170 508	150 990	141 533

Nedskrivningen av varige driftsmidler er i sin helhet knyttet til Jotun for 2011 og Glitne for 2010. Av nedskrivningene av immaterielle eiendeler/lisensrett er MNOK 32,5 vedrørende 2011 knyttet til Jotun. Resterende nedskrivninger for 2011 og 2010 er knyttet til ulike letelisenser som er tilbakelevert, eller er under tilbakelevering. Størsteparten skyldes lisens PL 468 (under tilbakelevering) med nedskrivninger av merverdier i konsernet vedrørende lisensrett på MNOK 77,2 og goodwill MNOK 23,9.

Det er gjennomført en sensitivitetsanalyse i forhold til nedskrivning på produserende felt og utbyggingsprosjekter. Beregninger viser at en endring i kontantstrøm eller diskonteringsrente på +/- 10% ikke har vesentlig innvirkning på resultatet av nedskrivningstesten.

Note 16: Kundefordringer

Selskapets kunder er store likvide oljeselskaper. Kundefordringer består hovedsakelig av fordringer vedrørende salg av olje og gass, salg og bytte av lisenser og fremleie av lokaler, samt viderefaktureringskostnader tilhørende andre lisenspartnere.

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	32 292	41 626	32 292	41 626
Utfaktureringsknyttet til rigg m.m	112 641	19 876	112 641	19 876
Urealisert valutatap kundefordringer	1 254	-784	1 254	-784
Sum kundefordringer	146 188	60 719	146 188	60 719

Kreditrisiko og valutarisiko vedrørende kundefordringer er nærmere omtalt i note 29 "Finansielle instrumenter". Det er ikke foretatt avsetning til tap på kundefordringer for 2011 eller 2010.

Pr 31.12. hadde konsernet følgende kundefordringer som var forfalt men ikke betalt, uten at avsetning til tap er foretatt:

År	Sum ¹⁾	Ikke forfalt	<30 d	30-60d	60-90d	>90d
2011 - Konsern og morselskap	144 934	107 313	33 460	2 427	1 704	30
2010 - Konsern og morselskap	61 503	7 786	52 105	6	1 271	123

1) Avviket mellom sum aldersfordelt reskontro og sum kundefordringer skyldes urealisert agio/disagio.

Note 17: Andre kortsiktige fordringer

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	53 405	47 446	53 405	47 446
Til gode merverdiavgift	9 314	15 113	9 314	15 113
Mindreuttak (opptjent inntekt)	44 028	19 839	44 028	19 839
Garantikonto usikret pensjonsordning		6 356		6 356
Andre fordringer inkludert fordringer i operatørlisenser	312 763	202 942	312 763	202 942
Forskuddsbetaling knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering	155 189	240 878	155 189	240 878
Mindreverdi riggkontrakt	-42 160	-84 353	-42 160	-84 353
<i>Sum forskuddsbetaling riggkontrakt</i>	<i>113 029</i>	<i>156 525</i>	<i>113 029</i>	<i>156 525</i>
Totalt andre kortsiktige fordringer	532 538	448 221	532 538	448 221

For ytterligere informasjon vedrørende forskuddsbetalingen knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering av Transocean Barents, vises til note 18.

Note 18: Forskuddsbetalinger og leie av borerigg - langsiktig

	Konsern		Morselskap	
	2011	2010	2011	2010
Forskuddsbetaling knyttet til oppgradering, rigginntak og mobilisering		157 112		169 037
Mindreverdi riggkontrakt		-50 843		-50 843
<i>Sum forskuddsbetaling riggkontrakt</i>		<i>106 269</i>		<i>118 194</i>
Sum forskuddsbetalinger og leie av borerigg		106 269		118 194

Det norske oljeselskap ASA har en avtale om leie av en 6. generasjons borerigg (Transocean Barents) for en fast periode på 3 år med opsjon på en tilleggsperiode på inntil 2 år. Leieperioden startet i juli 2009. I tredje kvartal 2010 ble opsjonen benyttet og det ble inngått en ny avtale om leie i ytterligere 2 år, med opsjon på en tilleggsperiode på 2 år. Leieavtalen er klassifisert som operasjonell leieavtale. Avtalen er i 2010 overført fra Det norske oljeselskap AS til Det norske oljeselskap ASA.

Forskuddsbetalte mobiliseringskostnader og investeringer på riggen blir amortisert over kontraktens avtaleperiode på 3 år. Avtalt riggrate pr. dag er på USD 520 000, inkludert driftskostnader på NOK 900 000 som blir justert for inflasjon innenfor kontraktens løpetid. Rigginntakskostnader kostnadsføres løpende og tilbakeføres ved utfakturering til de lisensene som benytter riggen. Konsernet har splittet disse kostnadene i en langsiktig og en kortsiktig del, i henhold til når utfakturering vil skje. Pr 31.12.2011 er hele forskuddsbetalingen, NOK 113 029, klassifisert som "Andre kortsiktige fordringer", da disse vil bli utfakturert innen ett år, jfr note 17.

Note 19: Kontanter og kontantekvivalenter

Posten betalingsmidler består av bankkonti, samt kortsiktige plasseringer som er en del av selskapets transaksjonslikviditet.

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Kontanter	2	21	2	21
Bankinnskudd	828 771	775 903	828 771	775 903
Bundne midler (skattetrekk)	12 827	13 405	12 827	13 405
Sum betalingsmidler	841 599	789 330	841 599	789 330

Selskapet har ubenyttet trekkfasilitet som er nærmere beskrevet i note 25.

Note 20: Aksjekapital og aksjonærinformasjon

	31.12.2011	31.12.2010
Aksjekapital	127 916	111 111
Antall aksjer (antall i hele 1 000)	127 916	111 111
Pålydende per aksje er NOK (tall i hele kr)	1,00	1,00

Alle aksjene i selskapet har lik stemmerett.

Innbetalinger til aksjekapital, overkursfond og annen innskutt egenkapital:	Antall aksjer	Aksjekapital	Overkursfond	Annen innskutt egenkapital	Sum bundet egenkapital
Utstedt og fullt innbetalt kapital	127 916	127 916	2 083 271		2 211 187
Sum utstedt og betalt kapital per 31.12.2011	127 916	127 916	2 083 271		2 211 187

Innbetalinger til aksjekapital, overkursfond og annen innskutt egenkapital:	Antall aksjer	Aksjekapital	Overkursfond	Annen innskutt egenkapital	Sum bundet egenkapital
Utstedt og fullt innbetalt kapital	111 111	111 111	1 167 312	17 715	1 296 138
Sum utstedt og betalt kapital per 31.12.2010	111 111	111 111	1 167 312	17 715	1 296 138

Endringer som skyldes disponering av resultat, fremgår av "Oppstilling av endringer i egenkapitalen".
Resultat per aksje er vist i note 13.

Oversikt over de 20 største aksjonærene registrert hos VPS pr. 31. desember 2011

	Antall aksjer (tall i hele 1000)	Eierandel
AKER CAPITAL AS	64 992	50,8 %
ODIN NORGE	2 536	2,0 %
FOLKETRYGDFONDET	2 087	1,6 %
ODIN NORDEN	1 841	1,4 %
VERDIPAPIRFONDET	1 447	1,1 %
SHB STOCKHOLM CLIENTS ACCOUNT	1 354	1,1 %
VARMA MUTUAL PENSION INSURANCE	1 315	1,0 %
JP MORGAN CLEARING CORP	1 222	1,0 %
SPAREBANKEN MIDT-NORGE INVEST AS	1 062	0,8 %
VPF NORDEA KAPITAL	952	0,7 %
KLP AKSJER NORGE	923	0,7 %
EUROCLEAR BANK S.A	911	0,7 %
KØRVEN AS	821	0,6 %
SKANDINAVISKA ENSKILDA BANKEN	790	0,6 %
CREDIT SUISSE SECURITIES	768	0,6 %
THE NORTHERN TRUST CO.	734	0,6 %
KOMMUNAL LANDSPENSJON	729	0,6 %
BANK OF NEW YORK	644	0,5 %
VPF NORDEA AVKASTNING	619	0,5 %
RBC DEXIA INVESTOR SERVICES TRUST	618	0,5 %
Andre	41 550	32,5 %
Sum	127 916	100,0 %

Eieroversikten er ikke på konsolidert basis, slik at enkelte av aksjonærene kan ha større eierandeler gjennom indirekte eie, men dette utgjør ikke vesentlige aksjebesittelser.

Note 21: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser

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

Pensjonsordning i datterselskapet Det norske oljeselskap AS

Datterselskapet Det norske oljeselskap AS hadde frem til 1. mai 2010 en innskuddsbasert pensjonsordning for de ansatte. Bidraget til pensjonsordningen ble belastet resultatregnskapet i den perioden kostnaden påløp. På tidspunktet når bidraget ble betalt eksisterte det ikke videre forpliktelser. Fra 1. mai 2010 ble de ansatte inkludert i den ytelsesbaserte pensjonsordningen til morselskapet.

Pensjonsordning i morselskapet

Morselskapet har en kollektiv ytelsespensjonsordning som omfatter i alt 168 personer. Ordningen gjelder for lønn inntil 12G og gir rett til en fremtidig definert ytelse på maksimalt 66 prosent av sluttlønn. Ytelsen er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra Folketrygden. Forpliktelsene er dekket gjennom et forsikringsselskap. Forventet premieinnbetaling i 2012 utgjør 15,4 MNOK.

I tillegg til de sikrede pensjonsordningene har administrerende direktør en usikret førtidspensjonsordning. Forpliktelsen er beregnet etter samme aktuarmessige forutsetninger som selskapets øvrige pensjonsforpliktelser. Både forpliktelse og kostnad relatert til denne ordningen er inkludert i tallene nedenfor.

For regnskapsmessige formål er det forutsatt at pensjonsrettighetene opptjenes lineært. Den del av akkumulerte urealiserte gevinster og tap som følge av endringer i aktuarmessige forutsetninger som overstiger en definert korridor, resultatføres over forventet gjenværende gjennomsnittlig opptjeningsstid. Korridoren er definert som 10 prosent av det største av bruttoforpliktelsen og bruttomidlene.

Pensjonsforpliktelsen er beregnet med forutsetninger pr 31.12. av en uavhengig aktuar.

Selskapet har fra 1. september 2011 innført avtalefestet pensjonsordning (AFP). I henhold til gjeldende regelverk kostnadsføres premien løpende, totalt kostnadsført i 2011 er MNOK 0,159. Premien i 2011 har vært 1,40 prosent av samlede lønnsutbetalinger mellom 1 og 7,1 G, men øker til 1,75 prosent fra 1. januar 2012.

Pensjonskostnad er beregnet som følger:	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	1 676	1 720	25 164	22 621	26 841	24 340
Rentekostnad av påløpte pensjonsforpliktelser	334	339	2 044	1 268	2 377	1 607
Forventet avkastning på pensjonsmidlene			-1 871	-1 451	-1 871	-1 451
Resultatført aktuarielt tap/(gevinst)			131		131	
Administrasjonskostnader			365	234	365	234
Sum pensjonskostnad ekskl. arb.g.avg	2 010	2 058	25 833	22 671	27 843	24 730
Arbeidsgiveravgift	283	290	3 624	3 197	3 907	3 487
Sum pensjonskostnad inkl. arb.g.avg	2 293	2 348	29 457	25 868	31 750	28 216
Pensjonskostnad innskuddspensjon inkl. arb.g.avg.						1 639
Sum pensjonskostnad ytelses- og innskuddspensjon inkl. arb.g.avg.					31 750	29 855

Årets endringer i brutto pensjonsforpliktelse:

Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 1.1.	9 267	7 694	56 780	28 825	66 047	36 519
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	1 676	1 720	25 164	22 621	26 841	24 340
Rentekostnad av påløpte pensjonsforpliktelser	334	339	2 044	1 268	2 377	1 607
Pensjonsutbetalinger			-18		-18	
Årets actuarielle tap/gevinst	-324	-485	-10 060	4 066	-10 384	3 581
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 31.12.	10 953	9 267	73 911	56 780	84 864	66 047

	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Årets endringer i brutto pensjonsmidler:						
Brutto pensjonsmidler 1.1.			30 213	18 764	30 213	18 764
Forventet avkastning på pensjonsmidler			1 871	1 451	1 871	1 451
Aktuariell tap/gevinst			-5 494	-4 310	-5 494	-4 310
Administrasjonskostnader			-365	-234	-365	-234
Pensjonsutbetalinger			-18		-18	
Reklassifisering av midler usikret ordning						
Premieinnbetalinger			14 791	14 541	14 791	14 541
Virkelig verdi pensjonsmidler 31.12.			40 998	30 213	40 998	30 213
Netto pensjonsmidler/forpliktelse(-) 31.12.						
Ikke resultatførte estimatavvik	-10 953	-9 267	-32 913	-26 568	-43 866	-35 836
Ikke resultatført planendring	460	784	2 263	6 943	2 723	7 727
Arbeidsgiveravgift	-1 480	-1 196	-4 322	-2 767	-5 801	-3 963
Netto balanseførte pensjonsmidler/forpliktelse (-) 31.12.	-11 973	-9 679	-34 971	-22 391	-46 944	-32 070
Endringer i midlene:						
Netto balanseførte pensjonsmidler/forpliktelse (-) 1.1.	-9 679	-6 799	-22 391	-13 114	-32 070	-19 913
Årets pensjonskostnad	-2 293	-2 348	-29 457	-25 868	-31 750	-28 216
Utbetalinger over drift						
Reklassifisering av midler usikret ordning		-531				-531
Innbetalinger			16 877	16 591	16 877	16 591
Netto balanseførte pensjonsmidler/pensjonsforpliktelse (-) 31.12.	-11 973	-9 679	-34 971	-22 391	-46 944	-32 070
Historisk informasjon						
Nåverdi av ytelsesbasert pensjonsforpliktelse	84 864	66 047	36 519	20 810	9 807	6 573
Virkelig verdi av pensjonsmidler	40 998	30 213	18 764	7 997	3 797	4 834
Underskudd i ordningen	43 866	35 835	17 755	12 813	6 010	1 739
Erfaringsmessige justeringer i forpliktelser	-10 384	3 581	404	-1 804	-206	-659
Erfaringsmessige justeringer på pensjonsmidler	-5 494	-4 310	-800	-1 961	-304	394

Ved beregning av pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse er en rekke forutsetninger lagt til grunn. Diskonteringsrenten er fastsatt basert på observerte statsobligasjonsrenter i Norge med tillegg for løpetid. Pensjonsforpliktelsens gjennomsnittlige løpetid er beregnet til 17 år som er differansen mellom pensjonsalder og gjennomnitsalder i selskapet. Lønnsøkning, pensjonsregulering og G-regulering er basert på historiske observasjoner for selskapet, og basert på en forventet langsiktig inflasjon på 2,5 prosent. Selskapet har for 2011 anvendt Norsk Regnskapstiftelses forutsetninger fra august 2011.

Økonomiske forutsetninger	2011	2010
Diskonteringsrente	3,30 %	3,60 %
Avkastning på pensjonsmidler	4,80 %	5,00 %
Lønnsvekst	4,00 %	4,00 %
Pensjonsregulering	3,75 %	3,75 %
Gjennomsnittlig turnover	0,70 %	0,90 %
Aktuarmessige forutsetninger	2011	2010
Anvendt dødelighetstabell	K2005	K2005
Anvendt uføretariff	IR-02	IR-02
Frivillig avgang før 40 år	8,00 %	8,00 %
Frivillig avgang etter 40 år	0,00 %	0,00 %

Prosentvis fordeling av pensjonsmidlene på investeringskategorier	2011	2010
Aksjer	10,4 %	18,7 %
Obligasjoner	15,2 %	15,4 %
Pengemarked	21,7 %	13,6 %
Anleggsobligasjoner	33,4 %	33,2 %
Eiendom	18,0 %	17,6 %
Annet	1,2 %	1,5 %
Sum	100 %	100 %

Pensjonsordningen er plassert i Vital som har en langsiktig horisont på forvaltning av kapitalen. Vital søker å oppnå en høyest mulig avkastning ved å sette sammen en investeringsportefølje som gir den maksimale risikjusterte avkastningen. Faktisk verdijustert avkastning på pensjonsmidlene i 2011 ble lik estimert avkastning på 5,0 prosent.

Note 22: Avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Avsetning pr. 1. januar	268 227	224 472	268 227	224 472
Påløpt fjerning	-35	-765	-35	-765
Kalkulatorisk rente nåverdiberegning	16 863	12 358	16 863	12 358
Endring i estimat	146	32 162	146	32 162
Avsetning pr. 31. desember	285 201	268 227	285 201	268 227

Fjernings- og nedstegningsforpliktelsen for selskapet er relatert til feltene Varg, Enoch, Glitne og Jotun. Fjerningstidspunktet forventes å inntreffe i 2014 for Glitne og Varg og 2018 for Jotun og Enoch.

Det er lagt til grunn et konsept for gjennomføring som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer. I beregning av forpliktelsen for 2011 er det benyttet en forutsetning om inflasjon på 2,5 prosent, samt en nominell diskonteringsrente før skatt på 6,24 prosent for Enoch og Jotun og 5,92 prosent for Glitne og Varg. Tilsvarende rente for 2010 var på 6,27 prosent for alle feltene.

Note 23: Derivater

Konsernet har hatt en avtale for å redusere valutaeksponeringen mot amerikanske dollar.

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Strukturerte terminkontrakter		6 033		6 033
Estimert virkelig verdi		6 033		6 033
Endring i strukturerte terminkontrakter	6 033	-27 838	6 033	3 915

Det norske oljeselskap ASA har per 31. desember 2011 ingen strukturerte terminforretninger.

Note 24: Obligasjonslån

KONVERTIBELT OBLIGASJONSLÅN:

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Hovedstol konvertibelt lån Norsk Tillitsmann	457 500	457 500	457 500	457 500
Egenkapitalandel av konvertibelt lån ved førstegangsinnregning	-98 991	-98 991	-98 991	-98 991
Akkumulert amortisering av egenkapitalandel	98 991	74 388	98 991	74 388
Merverdi ved oppkjøp		-11 228		-11 228
Nedbetaling av lån	-6 000		-6 000	
Konvertering til aksjer	-451 500		-451 500	
		421 668		421 668

13. januar 2011 foretok selskapet et tilbakekjøp av obligasjoner tilsvarende 29,3 prosent av det konvertible obligasjonslånet. Selskapet gjennomførte et salg av disse for MNOK 144,4, i oktober 2011, noe som resulterte i en gevinst på MNOK 10,6.

Lånet forfalt den 16. desember 2011. Ved forfall ble 5 693 564 aksjer konvertert til kurs NOK 79,30 og resterende lån ble tilbakebetalt.

LANGSIKTIG OBLIGASJONSLÅN:

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann	600 000		600 000	
Etableringsgebyr og kurtasje ved etablering	-16 145		-16 145	
Amortisering av etableringskostnader	3 156		3 156	
	587 011		587 011	

Lånet løper fra 28. januar 2011 til 28. januar 2016 og har en rente på 3 mnd NIBOR + 6,75 prosent. Hovedstolen forfaller 28. januar 2016 og det er kvartalsvise rentebetalinger. Det er ikke stilt sikkerhet for lånet. Det norske oppfyller alle gjeldsbetingelser per 31. desember 2011.

Note 25: Rentebærende lån og pantstillelser

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Letefasilitet i DnB NOR	400 000	1 151 552	400 000	1 151 552
Periodisert lånekostnader	-20 450	-40 900	-20 450	-40 900
Kortsiktig lån	379 550	1 110 652	379 550	1 110 652

Morselskapet har en trekkfasilitet på MNOK 3 500 i DnB NOR BANK ASA. Maksimalt opptrekk er begrenset til 95 prosent av skatterefusjon minus renter relatert til letekostnader. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet frem til 31. desember 2012 og siste nedbetaling er satt til desember 2013. Lånet er tatt opp til NIBOR + 2,5 prosent og det er betalt et etableringsgebyr på MNOK 61,3. Det betales også en rammeprovisjon av ubenyttet ramme på 1,25 prosent.

Tilgjengelig trekkramme per 31.12:	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
"Beregnet skatt til utbetaling" i balansen	1 397 420	2 276 417	1 397 420	2 276 417
Tilgjengelig trekkramme	1 303 094	2 097 718	1 303 094	2 097 718
Benyttet trekk	400 000	1 151 552	400 000	1 151 552
Ubenyttet trekkramme	903 094	946 166	903 094	946 166

Maksimalt opptrekk inklusive (fremtidige) renter er begrenset til 95 prosent av "beregnet skatt til utbetaling".

Som hovedsikkerhet har långiver pant i en egen bankkonto hvor selve skattefordringen kommer til utbetaling.

I tillegg har långiver pant i noen av våre lisenser, i hovedsak letelisenser. En oversikt over pantsatte lisenser finnes i note 30.

Det norske har i fjerde kvartal 2011 inngått en avtale om en trekkfasilitet på MUSD 500. Fasiliteten kan økes med inntil MUSD 100, men denne økningen er ikke garantert. Marginen på optrukket beløp er mellom 3,75 og 4,00 prosent per år avhengig av hvor mye av lånerammen som er benyttet. Transjen på MUSD 500 koordineres av DNB og Nordea, og inngås med Bookrunners og Mandated Lead Arrangers DNB, Nordea og SEB, med forbehold om endelig låneavtale. Bankene vil syndikere fasiliteten til en utvalgt gruppe av banker.

Note 26: Annen kortsiktig gjeld

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Kortsiktig gjeld relatert til overcall i lisenser	60 731	203 588	60 731	203 588
Andel annen kortsiktig gjeld fra lisenser	155 766	265 004	155 766	265 004
Annen kortsiktig gjeld	187 658	258 329	187 658	258 329
Sum annen kortsiktig gjeld	404 156	726 921	404 156	726 921

Note 27: Forpliktelser, leieavtaler og garantier

Fremtidig minsteleie i henhold til uoppsigelige operasjonelle leieavtaler

Riggkontrakter:

Det norske har sammen med et annet oljeselskap inngått avtale med Deep Sea Rig AS om leie av riggen Songa Delta. Avtalen sikrer konsernets riggkapasitet for 24 måneder over en periode på tre år. Avtalen går frem til sommeren 2012. Det er også inngått en kontrakt med Ross offshore well management angående drilling management for samme periode på tre år.

Det norske oljeselskap ASA har en avtale om leie av riggen Transocean Barents for en periode på 3 år med opsjon på en tilleggsperiode på inntil 2 år. Leieperioden startet i juli 2009. I tredje kvartal 2010 ble det inngått en ny avtale om leie i 2 år, med opsjon på en tilleggsperiode på 2 år. Se note 18 for ytterligere informasjon.

Det norske oljeselskap har sammen med Centrica og Faroe Petroleum Norge AS inngått avtale med Maersk Guardian Norge AS om leie av riggen Maersk Guardian i en periode på 320 dager til boring av 5 brønner.

Riggkontraktene ovenfor vil bli benyttet til leteboring i konsernets lisenser i dagens og i framtidens lisensportefølje. Minimum leieforpliktelse kan ikke fastsettes med sikkerhet, da den er avhengig av eierandel i de lisensene hvor riggen faktisk benyttes. Tabellen nedenfor viser derfor konsernets totale leieforpliktelser knyttet til disse avtalene. Den totale forpliktelsen vi bli redusert med den andel som betales av partnerne i de ulike lisensene.

Det norske har på vegne av partnerskapet i Draupne inngått avtale (Letter of Award) med Maersk Drilling om leveranse av en jack-up rigg til utbyggingsprosjektet på Draupne. Rigger skal bore produksjonsbrønner på Draupnefeltet. Kontrakten har en ramme på tre år, med opsjon på forlengelse opp til syv år.

Fremtidig total leieforpliktelse knyttet til riggkontrakter er antatt å forfalle som følger:

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Innen 1 år	2 090 880	1 891 012	2 090 880	1 891 012
1 til 5 år	1 806 750	3 392 057	1 806 750	3 392 057
Etter 5 år				
Sum	3 897 630	5 283 069	3 897 630	5 283 069

Forventet mottatt minimumsleie fra framleieavtaler vedrørende uoppsigelige operasjonelle leieavtaler per 31. desember 2011 er MNOK 1 732.

Leieforpliktelser gjennom eierinteresser i lisenser:

Konsernets andel av operasjonelle leieforpliktelser og andre langsiktige forpliktelser gjennom eierinteresser i partneropererte olje- og gassfelt er vist i tabellen nedenfor. Forpliktelser relatert til riggkontrakter som er nevnt ovenfor er ikke inkludert.

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Innen 1 år	98 806	89 091	98 806	89 091
1 til 5 år	189 565	168 920	189 565	168 920
Etter 5 år	36 792	55 188	36 792	55 188
Sum	325 163	313 199	325 163	313 199

Leieforpliktelser kontorlokaler og IT-tjenester

Konsernets forpliktelser i forbindelse med ikke kansellerbar leie av kontorlokaler og IT-tjenester er som følger:

	Konsern		Morselskapet	
	2011	2010	2011	2010
Innen 1 år	50 878	51 369	50 878	51 369
1 til 5 år	112 605	121 774	112 605	121 774
Etter 5 år	86 403	104 886	86 403	104 886
Sum	249 885	278 030	249 885	278 030

Morselskapet har to leieavtaler på kontorlokaler i Oslo, og den lengste strekker seg til 2018. Det er foretatt fremleie av deler av disse lokalene. Morselskapet inngikk i 2010 leieavtale for kontorlokaler i Trondheim, som strekker seg til 2020. Morselskapet inngikk i 2009 en avtale vedrørende leie av it-tjenester. Leieavtalen gjelder for 3 år, og er uoppsigelig i denne 3 års perioden.

Erstatningsansvar/forsikring

Som andre rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel har konsernet et ubegrenset ansvar for skadeforvoldelse, inkludert forurensning. Konsernet har forsikret sitt pro rata ansvar på norsk sokkel på linje med øvrige oljeselskaper. Anleggene og ansvaret er dekket av en driftsforsikringspolise.

Garantier

Morselskapet har etablert en låneordning som innebærer at de faste ansatte kan låne inntil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Långiver er en utvalgt bank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Konsernets samlede kausjon for ansatte er pr 31. desember 2011 på MNOK 16,7. Tilsvarende beløp for 2010 var på MNOK 14,3.

Det norske oljeselskap ASA har gitt en garanti til utleier vedrørende husleie, for selskapets lokaler på Aker Brygge på MNOK 12.

Usikre forpliktelser

Det er uenighet mellom partnerne i en av konsernets opererte lisenser, relatert til kostnadene ved boring av en letebrønn. Det norske er uenig i kravet, og har derfor ikke foretatt avsetning i regnskapet for denne uenigheten.

Det norske oljeselskap ASA vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, og det er for tiden noen uavklarte tvister. Konsernet har gjort avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på konsernets beste estimater. Det antas at verken konsernets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av tvistene.

Note 28: Transaksjoner med nærstående parter

EIERE MED KONTROLL

Aker (Aker Capital AS) er ved utgangen av 2011 den største eieren i Det norske oljeselskap ASA, med en eierandel på 50,81 %. Oversikt over de 20 største aksjonærene fremkommer i note 20.

INFORMASJONSPLIKT OM LEDELSEN

For nærmere informasjon vedrørende godtgjørelse til nøkkelpersoner i ledelsen, vises til note 9 "Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt lønnskostnader totalt".

TRANSAKSJONER MED NÆRSTÅENDE PARTER

Hele Akerkonsernet er å anse som nærstående part på grunn av eiertilknkning. Transocean Drilling (tidl. Aker Drilling) er motpart i avtalen om leie av Transocean Barents(tidl. Aker Barents) som beskrevet i note 18. I 2011 var Transocean Drilling datterselskap av Aker ASA i perioden 1. januar til 24. februar og tilknyttet selskap fra 24. februar til 30. september. Selskapet ble solgt til Transocean med virkning fra 30.september 2011. For året 2011 inneholder tabellen nedenfor transaksjoner i eierperioden 1.1.2011-30.9.2011.

Det er i forbindelse med våre utbyggingsprosjekter på Jette og Draupne inngått avtaler med Aker Solutions og dets datterselskaper, som er tilknyttet selskap til Aker ASA. Transaksjonene i 2011 er inkludert nedenfor. Leveransene i 2012 vil bli betydelig høyere.

Etter innmatskjøp i 2010, jfr note 2, har datterselskapet hatt en fordring på morselskapet fram til avvikling i 2011. Renten har vært 9,3 prosent p.a.

Nærstående part	Fordringer (+)/gjeld (-) pr 31.12.2011:	Datterselskapet		Morselskapet	
		2011	2010	2011	2010
Det norske oljeselskap AS	Konserninternt fordring/-lån		408 431		-408 431
Aker ASA	Leverandørgjeld				-131
Aker Drilling Operations AS	Leverandørgjeld				-12 381

Nærstående part	Inntekter (-)/kostnader (+):	Datterselskapet		Morselskapet	
		2011	2010	2011	2010
Det norske oljeselskap AS	Renteinntekter/-kostnader	26 183	-874	-26 183	874
Det norske oljeselskap AS	Renteinntekter/-kostnader		35 442		-35 442
Det norske oljeselskap AS	Morselskap kjøpt innmat av datter		-246 230		246 230
Aker Solutions	Leveranse til Jette utbygging			-18 200	
Aker Drilling Operations AS	Leie av riggen Transocean Barents		-91 906	-328 762	-414 941

Note 29: Finansielle instrumenter

Kapitalstyring og egenkapital

Hovedformålet med konsernets styring av kapitalstrukturen er å maksimere avkastningen til eierne ved å sikre konkurransedyktige betingelser for både egen- og fremmedkapital.

Konsernet vil optimalisere kapitalstrukturen ved å balansere egenkapitalavkastningen mot soliditetskrav fra långivere. Konsernet skal ha en god kredittrating og oppnå rimelige lånebetingelser i forhold til Det norske virksomhet, finansieringsbehov og risikoprofil.

Størrelsen på konsernets ressursbase har stor betydning for konsernets kapitaltilgang og lånebetingelser. Økningen i ressurser og rapporterte reserver i løpet av 2011 har styrket selskapets finansielle posisjon betraktelig.

Konsernets egenkapitalandel (egenkapital i forhold til total kapital) per 31. desember 2011 er på 48 prosent.

Selskapet er av den oppfatning at nåværende ressursbase, sammen med egenkapitalandelen, gir selskapet tillit blant långiverne og god avkastning på egenkapitalen for eierne. Konsernet overvåker endringer i finansieringsbehov, risiko, eiendeler og kontantstrøm og vurderer kapitalsammensetningen løpende. For å opprettholde ønsket kapitalstruktur, vurderer selskapet flere typer instrumenter som å refinansiere gjeld, kjøpe eller utstede nye aksjer eller gjeldsinstrumenter, salg av eiendeler eller tilbakebetaling av kapital til eierne.

Konsernet har i 2011 og i 2010 oppfylt sine mål for kapitalstruktur.

	Konsern		Morselskap	
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
Egenkapital	3 676 551	3 160 173	3 676 551	3 057 510
Totalkapital	7 715 984	7 719 619	7 715 984	7 862 514
Egenkapitalprosent	48 %	41 %	48 %	39 %

Kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser

Konsernet har følgende finansielle eiendeler og forpliktelser: finansielle eiendeler og forpliktelser til virkelig verdi over resultatet, utlån og fordringer, samt andre forpliktelser. De to sistnevnte er regnskapsført til amortisert kost, mens den første er regnskapsført til virkelig verdi.

Finansiell risiko

Konsernet har finansiert virksomheten med en kredittfasilitet i et banksyndikat og et obligasjonslån, begge med flytende rente. I tillegg hadde konsernet en konvertibel obligasjon med fast rente. Dette lånet ble innfridd i desember 2011, se note 24. I tillegg har konsernet finansielle instrumenter som kundefordringer, leverandørgjeld o.l., som er direkte knyttet til virksomhetens daglige drift. For sikringsformål har konsernet hatt enkelte finansielle derivater, som alle er realisert per 31. desember 2011.

Konsernet benytter ikke finansielle instrumenter, herunder finansielle derivater, for omsetningsformål. De viktigste finansielle risiki konsernet er eksponert for er relatert til oljepris, valuta, renter, og kapitalbehov.

Konsernets risikostyring, herunder den finansielle risikostyring, skal sikre at risiko av betydning blir identifisert, analysert og håndtert på en systematisk og kostnadseffektiv måte. Etablerte styringsrutiner gir et godt grunnlag for rapportering og oppfølging av den risiko konsernet er eksponert for.

(i) Oljepriserisiko og valutarisiko

Inntekter i Det norske kommer fra salg av petroleum og inntektsstrømmene er derfor eksponert mot endringer i oljepris. Oljeproduksjonen i konsernet ligger per i dag på et begrenset nivå og konsernet har derfor valgt ikke å foreta sikring mot oljepriserisiko. Selskapet vil imidlertid løpende vurdere sikring av oljepris i takt med konsernets økende produksjon.

Konsernets petroleumsinntekter er i amerikanske dollar (USD), mens kostnadene i hovedsak er fordelt mellom norske kroner, dollar og euro. Utvikling i valutakurser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko for konsernet, men siden en del av kostnadene er i amerikanske dollar reduseres noe av denne risikoen. Valutaderivater kan benyttes. Valutaposisjoner begrenses til å redusere valutarisiko knyttet til ordinær drift av konsernet.

Konsernet har i løpet av året hatt enkelte terminkontrakter for å redusere konsernets valutarisiko i amerikanske dollar og derigjennom den driftstilknyttede markedsrisiko. Det vises til note 23 for en oversikt over inngåtte kontrakter, samt estimering av virkelig verdi.

Betalingsmidler er i NOK, USD, EUR, GBP og DKK. Alle plasseringer i bankinnskudd skal utføres på konto med rente- og kursnotering i NOK, EUR eller USD. Alle plasseringer i fond skal være norske kroner denominerte.

Tabellen under viser selskapets følsomhet for potensielle endringer i USD sett i forhold til NOK.

	Endring i valutakurs	Konsern		Morselskapet	
		2011	2010	2011	2010
Effekt på resultat før skatt	+ 10%	5 704	10 814	5 704	10 814
	- 10%	-5 704	-10 814	-5 704	-10 814

Konsernregnskapets og morselskapets USD eksponering pr 31. desember 2011 var på netto USD 9 519 (NOK/USD 5,99). Tilsvarende tall for 2010 var 18 466 (NOK/USD 5,86). Dette består av en eksponering fra fordringer, bank og over-/undercall fra lisenser på USD 1 519 (2010; USD 8 222), og leverandørgjeld, over-/undercall fra lisenser, over-/underlift av olje og annen kortsiktig gjeld på 8 000 (USD 16 094).

Konsernets følsomhet for potensielle endringer i EUR sett i forhold til NOK.

	Endring i valutakurs	Konsern		Morselskapet	
		2011	2010	2011	2010
Effekt på resultat før skatt	+ 10%	4 988	-5 166	4 988	-5 166
	- 10%	-4 988	5 166	-4 988	5 166

Konsernets og morselskapets eksponering for EUR pr 31. desember 2011 var på netto EUR 6 433 (NOK/EUR 7,75), tilsvarende tall for 2010 var på EUR - 6 612 (NOK/EUR 7,81). Dette er eksponeringen fra fordringer og bank på EUR 5 255 (2010; EUR 139) og leverandørgjeld og over-/undercall fra lisenser på EUR 1 178 (2010; EUR - 6 751).

(ii) Renterisiko

Konsernet er utsatt for renterisiko på låneopptak, samt ved plassering av likvide midler. Lån med flytende rente gir en renterisiko for konsernets femtidige kontantstrøm. Lån med fast rente eksponerer Det norske for risiko (under-/overkurs) knyttet til endringer i markedsrenten. Konsernet har pr 31. desember 2011 en total låneforpliktelse på rundt NOK 1,0 milliard, fordelt på et langsiktig obligasjonslån og en kortsiktig trekkfasilitet, hvor formålet med trekkfasilitetene er å finansiere leteaktiviteten, se note 24 og 25. Tilsvarende låneforpliktelse pr 31. desember 2010 var på 1,5 milliarder.

Konsernet etablerte et nytt obligasjonslån i januar 2011 med en rentesats på 3 mnd NIBOR + 6,75 prosent. Se note 24. Rentesatsen for kredittfasiliteten/rullerende låneavtalen er NIBOR + 2,5 prosent, i tillegg påløper en rammeprovisjon av ubenyttet ramme på 1,35 prosent. Se note 25.

Renterisiko vedrørende de likvide midlene er relativt begrenset. Den gjennomsnittlige rentefølsomheten, inkludert eksponering fra finansielle derivater, skal i følge konsernets retningslinjer ikke overstige ett år for den samlede portefølje av plasseringer.

Følgende tabell viser konsernets sensitivitet for potensielle endringer i rentenivået:

	Endring i rentenivå i basispunkter	Konsern		Morselskap	
		2011	2010	2011	2010
Effekt på resultat før skatt:	+ 100	-10 000	-11 516	-10 000	-11 516
	- 100	10 000	11 516	10 000	11 516

Basert på lånesaldo per 31. desember 2011 vil en økning på 1 prosent i rentenivået redusere konsernets resultat før skatt med 10 000.

(iii) Kredittrisiko

Risiko for at motparter ikke har økonomisk evne til å oppfylle sine forpliktelser anses som liten, da det historisk sett ikke har vært tap på fordringer. Konsernets kunder er store og kredittverdige oljeselskaper, og det har derfor ikke vært nødvendig å foreta avsetninger for tap på krav.

I forvaltningen av konsernets likvide midler prioriteres lav kredittrisiko. Likvide midler plasseres i bankinnskudd, obligasjoner og fond som representerer gjennomgående lav kredittrisiko.

Maksimal kredittrisikoeksponering er representert ved balanseført verdi av de finansielle eiendelene i balansen. Konsernet anser sin maksimale risikoeksponering å være balanseført verdi av kundefordringer og andre kortsiktige fordringer og plasseringer, se note 16, 17 og 19.

(iv) Likviditetsrisiko/likviditetsstyring

Likviditetsrisiko er risikoen for at konsernet ikke vil være i stand til å betjene sine finansielle forpliktelser etterhvert som de forfaller.

Tilgjengelig likviditet plassert på ordinære bankkontoer skal vi til enhver tid ha en størrelse som minimum dekker forventet utbetalinger til operasjonelle aktiviteter og investeringsaktiviteter for to måneder frem i tid.

Det utarbeides i tillegg løpende prognoser på kort (12 mnd) og lang sikt (5 år) for å planlegge konsernets likviditetsbehov. Disse planene oppdateres fortløpende for ulike scenarioer og inngår som en del av det løpende beslutningsgrunnlaget for styret i konsernet.

Den overskytende likviditet er definert som en portefølje bestående av likvide midler utover midler plassert på ordinære driftsbankkontoer og ubenyttede trekkrammer. Overskuddslikviditet inkluderer dermed høyrentekontoer og finansielle plasseringer i banker, pengemarkedsinstrumenter og obligasjoner.

For overskuddslikviditeten er kravet til lav likviditetsrisiko (dvs risiko for realisering på kort varsel) generelt viktigere enn maksimal avkastning.

I avtalen med banksyndikatet som står bak trekkfasiliteten er det bl.a. knyttet en del rapporteringskrav, en av dem er en kvartalsvis oppdatering av et rullerende likviditetsbudsjett for de neste 12 månedene. Dette kravet er overholdt av konsernet både i 2011 og 2010.

Konsernets mål for plassering og forvaltning av overskuddskapital er lav risikoprofil med god likviditet.

Konsernets overskuddslikviditet er hovedsaklig plassert i bank per 31. desember 2011.

Konsernet har en beholdning av betalingsmidler per 31. desember 2011 på NOK 841 599 (2010; 789 330). Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram setter imidlertid krav til styring av likviditetsrisiko.

Konsernet vil håndtere et eventuelt økt fremtidig kapitalbehov ved salg av andeler, innhenting av ny kapital, opptak av lån, bæringsavtaler, strategiske allianser eller en kombinasjon av disse, samt en justering av konsernets aktivitetsnivå, dersom påkrevd.

Konsernet har en låneramme på totalt 3,5 milliarder, for leteformål, se note 25. I januar 2011 inngikk konsernet en ny avtale om et obligasjonslån på MNOK 600 og i august hentet selskapet inn MNOK 489 i ny kapital. I tillegg sikret Det norske en ny trekkfasilitetsavtale på MUSD 500 mot slutten av året. Ledelsen mener at dette sammen med de likvide midlene, vil være tilstrekkelig til å finansiere konsernets drift gjennom 2012.

Tabellen nedenfor viser en oversikt over forfallsstrukturen for konsernets finansielle forpliktelser, basert på udiskonterte kontraktuelle betalinger:

Konsern og morselskap 31.12.2011	Bokført verdi	Kontraktmessige kontantstrømmer	Innen 1 år	1-2 år	2-5 år
<i>Ikke derivative finansielle forpliktelser:</i>					
Obligasjonslån	587 011	827 911	55 378	55 661	716 872
Trekkfasilitet	379 550	530 810	530 810		
Leverandørgjeld og andre forpl.	697 032	697 032	697 032		
Totalt 31.12.2011	1 663 593	2 055 753	1 283 220	55 661	716 872

Konsern og morselskap 31.12.2010	Bokført verdi	Kontraktmessige kontantstrømmer	Under 1 år	1-2 år	2-5 år
<i>Ikke derivative finansielle forpliktelser:</i>					
Obligasjonslån	421 668	484 950	484 950		
Trekkfasilitet	1 110 652	1 275 297	1 275 297		
Leverandørgjeld og andre forpl.	966 918	966 918	966 918		
Totalt 31.12.2010	2 499 238	2 727 165	2 727 165		

Fastsettelse av virkelig verdi

"Markedsbaserte finansielle plasseringer" gjelder et evigvarende ansvarlig lån. Virkelig verdi av disse er fastsatt ved bruk av ligningskurs fastsatt av Norges Fondsmeglerforbund. Denne eiendelen har i løpet av året hatt en verdinedgang på NOK -818 (2010; 572), og tapet er i resultatregnskapet ført som annen finanskostnad.

Virkelig verdi på derivatene er markedsmessig fastsatt av DnB markets, se note 23.

Følgende av konsernets finansielle instrumenter er ikke verdsatt til virkelig verdi: Betalingsmidler, kundefordringer, andre kortsiktige fordringer, andre langsiktige fordringer, kortsiktige lån og annen kortsiktig gjeld.

Balansført verdi av betalingsmidler og lån er tilnærmet lik virkelig verdi på grunn av at disse instrumentene har kort forfallstid. Tilsvarende er balansført verdi av kundefordringer, andre fordringer, leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld tilnærmet lik virkelig verdi da de inngås til "normale" betingelser. Andre finansielle anleggsmidler består hovedsakelig av depositum, og er derfor tilnærmet lik virkelig verdi.

Det nye obligasjonslånet fra januar 2011 er notert på Oslo Børs, og virkelig verdi fastsettes til børskurs pr. 31. desember 2011.

Maksimal risikoeksponering er representert ved balansført verdi av de finansielle eiendelene i balansen.

Under følger en sammenligning av balansførte verdier og virkelig verdi for selskapets finansielle instrumenter:

Konsern og morselskap	2011		2010	
	Balansført verdi	Virkelig verdi	Balansført verdi	Virkelig verdi
Virkelig verdi på finansielle instrumenter:				
<i>Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet:</i>				
Markedsbaserte finansielle plasseringer	21 750	21 750	22 568	22 568
Derivater			6 033	6 033
<i>Utlån og fordringer:</i>				
Kundefordringer	146 188	146 188	60 719	60 719
Andre kortsiktige fordringer*	366 039	366 039	448 221	448 221
Beregnet skatt til utbetaling	1 397 420	1 397 420	2 344 753	2 344 753
Andre finansielle anleggsmidler	18 423	18 423	18 210	18 210
<i>Betalingsmidler:</i>				
Betalingsmidler	841 599	841 599	789 330	789 330
Sum finansielle eiendeler	2 791 418	2 791 418	3 689 834	3 689 834

*forskuddsbetalinger er ikke inkludert i andre kortsiktige fordringer, da forskuddsbetalinger ikke er å anse som et finansielt instrument.

Konsern og morselskap	2011		2010	
	Balansført verdi	Virkelig verdi	Balansført verdi	Virkelig verdi
<i>Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost:</i>				
Leverandørgjeld	274 308	274 308	219 984	219 984
Annen kortsiktig gjeld	422 724	422 724	746 934	746 934
Obligasjonslån -langsiktig	587 011	627 000		
Obligasjonslån - kortsiktig			421 668	421 668
Kortsiktig lån	379 550	379 550	1 110 652	1 110 652
Sum finansielle forpliktelser	1 663 593	1 703 582	2 499 238	2 499 238

Virkelig verdi hierarki:

Konsernet klassifiserer virkelig verdi målinger ved å bruke et virkelig verdi hierarki som reflekterer signifikansen av den input som brukes i utarbeidelsen av målingene. Virkelig verdi hierarkiet har følgende nivåer:

Nivå 1 - input er noterte priser (justerte) i aktive markeder for identiske eiendeler eller forpliktelser.

Nivå 2 - input er annet enn noterte priser inkludert i Nivå 1 som er observerbare for eiendeler eller forpliktelser, enten direkte (dvs. som priser) eller indirekte (dvs. utledet fra priser).

Nivå 3 - input for eiendeler eller forpliktelser som ikke er basert på observerbare markedsdata (ikke-observerbar input).

Konsernet har ingen eiendeler i nivå 1.

Eiendeler innregnet til virkelig verdi	Konsern	Morselskap	Nivå 2	Nivå 3
	31.12.2011			
Finansielle eiendeler til virkelig verdi med verdi-endringer over resultatet				
Kortsiktige plasseringer, "Markedsbaserte obligasjoner"	21 750	21 750	21 750	

Eiendeler innregnet til virkelig verdi	Konsern	Morselskap	Nivå 2	Nivå 3
	31.12.2010			
Finansielle eiendeler til virkelig verdi med verdi-endringer over resultatet				
Kortsiktige plasseringer, "Markedsbaserte obligasjoner"	22 568	22 568	22 568	
Valutakontrakter - utenfor sikringsforhold "derivater"	6 033	6 033		6 033

I løpet av rapporteringsperioden, er det ingen endringer i virkelig verdimåling som medfører overføringer mellom nivåene.

Sikkerhetsstillelse

Morselskapet har etablert en låneordning som innebærer at de faste ansatte kan låne inntil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Långiver er en sparebank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Konsernets samlede kausjon for ansatte er pr 31. desember 2011 på MNOK 16,7. Tilsvarende beløp for 2010 var på MNOK 14,3.

Det norske oljeselskap ASA har gitt en garanti til utleier KLP for leie av selskapets lokaler i Oslo på MNOK 12,4 .

Det er også gitt sikkerhetsstillelse i forbindelse med låneopptak. Långiver har pant i selskapets skattefordring og i noen lisenser. For en oversikt over de lisensens långiver har pant i, se note 30. Den balanseførte verdien av pantsatte lisenser er på MNOK 1 132,8.

Note 30: Investering i felles kontrollerte eiendeler

Investering i felles kontrollerte eiendeler er innregnet ved bruk av bruttometoden (forholdsmessig konsolidering), basert på eierandelene.

Utvinningsstillatelser der Det norske er operatør:				Utvinningsstillatelser der Det norske er partner:			
Lisens	Pantsatt	31.12.2011	31.12.2010	Lisens	Pantsatt	31.12.2011	31.12.2010
PL 001B		35,0 %	35,0 %	PL 028S	ja	40,0 %	40,0 %
PL 027D		60,0 %	60,0 %	PL 029B		20,0 %	20,0 %
PL 028B		35,0 %	35,0 %	PL 035		25,0 %	25,0 %
PL 103B		70,0 %	70,0 %	PL 035B		15,0 %	15,0 %
PL 169C		70,0 %	70,0 %	PL 038		5,0 %	5,0 %
PL 242		35,0 %	35,0 %	PL 038D		30,0 %	30,0 %
PL 337	ja	45,0 %	45,0 %	PL 048B	ja	10,0 %	10,0 %
PL 341	ja	30,0 %	30,0 %	PL 048D		10,0 %	10,0 %
PL 356		60,0 %	60,0 %	PL 102C		10,0 %	10,0 %
PL 364		50,0 %	50,0 %	PL 265		20,0 %	20,0 %
PL 369*	ja	0,0 %	60,0 %	PL 272		25,0 %	25,0 %
PL 414	ja	40,0 %	40,0 %	PL 283*	ja	0,0 %	25,0 %
PL 447*		0,0 %	80,0 %	PL 332	ja	40,0 %	40,0 %
PL 450	ja	75,0 %	75,0 %	PL 362	ja	15,0 %	15,0 %
PL 460	ja	100,0 %	100,0 %	PL 392		10,0 %	10,0 %
PL 463S*	ja	0,0 %	100,0 %	PL 416	ja	15,0 %	15,0 %
PL 468		95,0 %	95,0 %	PL 438****		10,0 %	0,0 %
PL 468B**		95,0 %	0,0 %	PL 440S		10,0 %	10,0 %
PL 476*	ja	0,0 %	40,0 %	PL 442		20,0 %	20,0 %
PL 482	ja	65,0 %	65,0 %	PL 451*	ja	0,0 %	40,0 %
PL 491*	ja	0,0 %	50,0 %	PL 453S	ja	25,0 %	25,0 %
PL 497	ja	35,0 %	35,0 %	PL 462S*	ja	0,0 %	30,0 %
PL 497B	ja	35,0 %	35,0 %	PL 469*	ja	0,0 %	25,0 %
PL 500	ja	35,0 %	35,0 %	PL 485*	ja	0,0 %	15,0 %
PL 504		58,5 %	58,5 %	PL 490	ja	0,0 %	30,0 %
PL 504BS	ja	58,5 %	58,5 %	PL 492	ja	30,0 %	30,0 %
PL 512	ja	30,0 %	30,0 %	PL 494	ja	30,0 %	30,0 %
PL 542	ja	60,0 %	60,0 %	PL 494B**		30,0 %	0,0 %
PL 548S	ja	40,0 %	40,0 %	PL 502		22,2 %	22,2 %
PL 549S	ja	35,0 %	35,0 %	PL 508S	ja	30,0 %	30,0 %
PL 553	ja	40,0 %	40,0 %	PL 522****	ja	10,0 %	20,0 %
PL 573S**		35,0 %	0,0 %	PL 523	ja	20,0 %	20,0 %
PL 593**		60,0 %	0,0 %	PL 533	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 535	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 538	ja	30,0 %	30,0 %
				PL 554****		20,0 %	40,0 %
				PL 554B**/****		20,0 %	0,0 %
				PL 558	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 561	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 563		30,0 %	30,0 %
				PL 567**		40,0 %	0,0 %
				PL 568**		20,0 %	0,0 %
				PL 571**		40,0 %	0,0 %
				PL 613***		35,0 %	0,0 %
Antall		28	30	Antall		38	37

* Tilbakeleverte lisenser

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2010. Tilbudene ble kunngjort i januar 2011.

*** Ordinær konsesjonstildeling, 21. runde

**** Lisenstransaksjoner

Det norske har gitt beskjed om uttreden av PL 500 og PL 028S. PL 468 og PL 468B er søkt tilbakelevert. Det norske har inngått avtale om at North Energy skal kjøpe 15 prosent i PL 450.

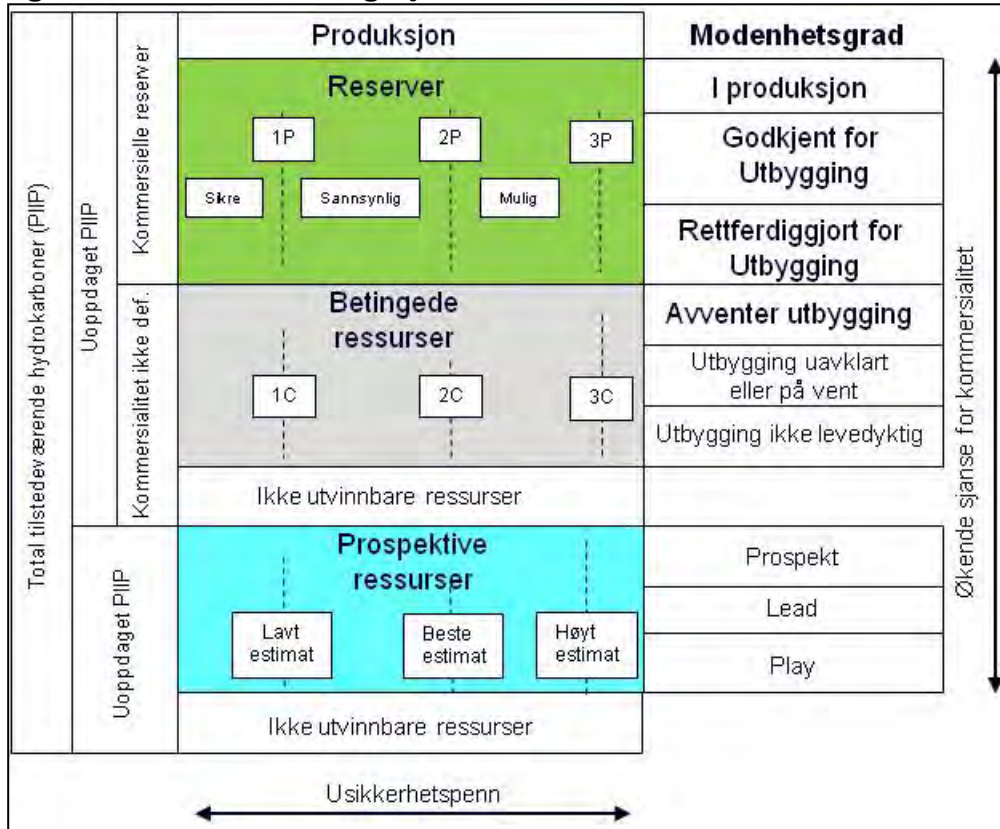
I tildeling i forhåndsdefinerte områder 2011 ble Det norske tildelt operatørskap i PL 659 (30%), 626 (50%) og PL 414B (40%). Selskapet har som partner fått tildelt PL 652 (20%), PL 627 (20%), PL 619 (30%), PL 494C (30%), PL 102D (10%) og PL 035C (25%). Tilbudene ble kunngjort i januar 2012.

Note 31: Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)

Det norske har valgt å endre ressursklassifisering fra OD's ressursklassifiseringsystem til det mer internasjonalt anerkjente SPE's PRMS (Petroleum Resource Management System). Dette er beskrevet i http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf og samsvarer med krav fra Oslo Børs om rapportering av hydrokarbonreserver og betingede ressurser.

Figur 1 beskriver hovedprinsippene ved ressursklassifiseringsystemet.

Figure 1 - SPE's klassifiseringssystem brukt av Det norske



Reserver, utbygde og ikke-utbygde

Det norske oljeselskap har reserver i 9 felter/prosjekter. Fire av disse er i kategorien "Utbygde"; "I Produksjon". De resterende er i underklassene "Godkjent for Utbygging" og "Rettferdiggjort for Utbygging" og er således i kategorien "Ikke Utbygde" reserver. Merk at Glitne har reserver både i underklassen "I Produksjon" og i "Godkjent for Utbygging". Det norske's andeler i de forskjellige reserveklassene er som følger:

Underklasse "I Produksjon"/utbygd:

- Varg – operert av Talisman, Det norske 5 %
- Glitne – operert av Statoil, Det norske 10 %
- Enoch – operert av Talisman, Det norske 2 %
- Jotun – operert av ExxonMobil, Det norske 7 %

Underklasse "Godkjent for Utbygging"/ikke utbygd:

- Atla – operert av Total, Det norske 10 %
- Glitne IOR 2012 – operert av Statoil, Det norske 10 %

Underklasse "Rettfærdiggjort for Utbygging"/ikke utbygd

- Draupne prosjektet – operert av Det norske, Det norske 35 %
- Jette – operert av Det norske, Det norske 88 %
- Dagny – operert av Statoil, Det norske 2 % (Pre Unit Avtale kostnadsfordeling)

Totalt nettoreserver til Det norske pr. 31.12.2011 er vist i Tabell 1 og utgjør 67.9 millioner fat oljeekvivalenter (P50/2P eller beste estimat). Ut av disse er 0.80 millioner fat oljeekvivalenter klassifisert i underklassen "I Produksjon"/utbygde reserver.

Tabell 1 - Reserver pr. felt

I Produksjon	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje	Gass	Total		Netto millioner fat	Olje	Gass	Total		Netto millioner fat
	(millioner fat)	(milliarder m ³)	Total millioner fat oljeekvivalenter	Andel %	oljeekvivalenter	(millioner fat)	(milliarder m ³)	Total millioner fat oljeekvivalenter	Andel %	oljeekvivalenter
Pr. 31.12.2011										
Enoch Unit	1,80		1,80	2 %	0,04	2,70		2,70	2 %	0,05
PL 048B Glitne	0,00		0,00	10 %	0,00	2,10		2,10	10 %	0,21
PL 038 Varg	0,00		0,00	5 %	0,00	4,40		4,40	5 %	0,22
Jotun Unit	2,57	0,05	2,85	7 %	0,20	4,29	0,05	4,57	7 %	0,32
Total					0,24					0,80
Godkjent for Utbygging	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje	Gass	Total		Netto millioner fat	Olje	Gass	Total		Netto millioner fat
	(millioner fat)	(milliarder m ³)	Total millioner fat oljeekvivalenter	Andel %	oljeekvivalenter	(millioner fat)	(milliarder m ³)	Total millioner fat oljeekvivalenter	Andel %	oljeekvivalenter
Pr. 31.12.2011										
PL 102C Atla	0,50	0,48	3,50	10 %	0,35	1,70	1,49	11,10	10 %	1,11
PL 048B Glitne infill 2012	2,10		2,10	10 %	0,21	4,60		4,60	10 %	0,46
Total					0,56					1,57
Rettfærdiggjort for Utbygging	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje	Gass	Total		Netto millioner fat	Olje	Gass	Total		Netto millioner fat
	(millioner fat)	(milliarder m ³)	Total millioner fat oljeekvivalenter	Andel %	oljeekvivalenter	(millioner fat)	(milliarder m ³)	Total millioner fat oljeekvivalenter	Andel %	oljeekvivalenter
Pr. 31.12.2011										
Draupne	88,29	2,82	105,99	35 %	37,10	134,94	1,35	143,39	35 %	50,19
Jette	5,95	0,25	7,51	88 %	6,61	10,61	0,37	12,93	88 %	11,38
Dagny*	71,63	11,16	141,81	2 %	2,84	99,18	15,70	197,92	2 %	3,96
Total					46,54					65,52
Totale Reserver					47,34					67,89

Endringer i reserveestimatene i løpet av 2011 er vist i Tabell 2. Det norske har hatt en stor reservevekst i løpet av 2011. Totale reserver (P50/2P) har økt fra 1,34 millioner til 67.89 millioner oljeekvivalenter. Dette skyldes i hovedsak at Draupne-prosjektet (bestående av feltene Draupne, Hanz og West Cable) har blitt flyttet opp fra betingede ressurser til reserver; underklasse "Rettfærdiggjort for Utbygging". Draupneprosjektet har ikke passert DG2 (beslutning om videreføring mot PUD, Plan for Utbygging og Drift), men styret har besluttet at utvinnbare volumer kan oppgraderes fra betingede ressurser til reserver. Dette imøtekommer betingelsene for å bli klassifisert som reserver i hht SPE's ressursklassifiseringssystem. I tillegg har Jette, Dagny og Atla også blitt reklassifisert til reserver. Kun små endringer gjelder for de utbygde feltene Glitne, Varg, Jotun og Enoch.

Tabell 2 - Aggregerte reserver samt endringer fra 31.12.2010

Netto endring i reserver (millioner fat oljeekvivalenter)	I Produksjon		Godkjent for Utbygging		Rettfærdiggjort for Utbygging		Total	
	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50
Balanse pr. 31.12.2010	0,71	1,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	1,34
Produksjon	-0,56	-0,56					-0,56	-0,56
Salg/kjøp								
Utvidelser og funn			0,21	0,46			0,21	0,46
Nye utbygginger			0,35	1,11	46,54	65,52	46,89	66,63
Revisjon av tidligere estimat	0,08	0,02						
Balanse pr. 31.12.2011	0,24	0,80	0,56	1,57	46,54	65,52	47,34	67,89

Varg-feltet (PL 038) ligger sør for Sleipner Øst. Feltet er utbygd med produksjonsskipet "Petrojarl Varg" med integrert oljelager og en tilkoblet brønnhodeplattform. Oljen eksporteres med skytteltankere. To nye brønner ble boret i 2011, men disse var dessverre tørre. Totalt utvinnbare reserver er anslått til 95 millioner fat olje. Feltet produserer ved utgangen av 2011 ca. 19.000 fat olje pr. dag.

To nye produsenter er planlagt i 2012/2013. All gass på Varg har til nå blitt re-injisert i reservoaret. Operatøren planlegger nå en gass nedblåsning som sammen med nye brønner vil kunne øke levetiden til feltet betydelig. Det er dog ikke lagt inn bidrag fra disse prosjektene i reserveregnskapene og disse klassifiseres foreløpig som betingede ressurser.

Totalt gjenværende reserver fra eksisterende brønner (2P/P50) er anslått til 4.4 millioner fat olje som utgjør netto reserver til Det norske på 0.22 millioner fat olje.

Merk at det pr. 31.12.2011 ikke er klassifisert påviste reserver (P90/1P eller lavt estimat) for Varg. Dette fordi lav prognose tilsa at det ikke ville være økonomisk å drive feltet etter 31.12.2011. Feltet produserer pt. mer enn prognosert (ca 19.000 fat/dag) og produksjonen hittil i 2012 tilsier at feltet har sikre reserves også pr. 31.12.2011.

Konsesjonsperioden utløper i 2021.

Glitne-feltet (PL 048B) er lokalisert ca. 40 km nordøst for Sleipner. Feltet produserer fra havbunnskomplettete brønner knyttet til produksjonsskipet "Petrojarl 1". Oljen eksporteres med skytteltankere. Totale utvinnbare reserver er anslått av operatøren basert på en produksjonsstans i september 2014. Totale utvinnbare reserver er anslått til 61 millioner fat olje hvorav gjenværende reserver (P50/2P) er 6.7 millioner fat olje. 2.1 millioner av disse igjen er reserver fra eksisterende brønner mens 4.6 millioner fat er knyttet til en besluttet infill brønn i 2012. Hovedusikkerhetene knyttet til fremtidig produksjon er vannkuttutvikling i brønnene, bidrag fra ny brønn samt regularitet på Petrojarl 1.

Merk at et tillegg til produksjonsavtalen mellom Teekay og Statoil signert høsten 2011 sikrer produksjon frem til minst september 2014 hvis partnerskapet i lisensen finner dette formålstjenlig.

Merk at det heller ikke for Glitne er rapportert påviste (P90/1P) reserver for underklassen "I Produksjon". Men også Glitne produserer høyere enn prognoser og produserte volumer i januar 2012 tilsier at klassen "I Produksjon" har sikre reserver pr. 31.12.2011.

Konsesjonsperioden utløper i utgangspunktet i 2013, men 19.01.2012 har Statoil på vegne av lisensen fått forlenget konsesjonsperioden til 15.07.2016, med forbehold om at det blir boret brønn A-7 AH i løpet av 2012.

Jotun-feltet (PL 027B, PL 103B) operert av Exxon er utviklet med en integrert brønnhodeplattform (Jotun B) med 24 brønnsliiser og en FPSO (Jotun A). Olje fraktes til Slagenraffineriet og gassen eksporteres via Statpipe. Påviste sannsynlige reserver (P50/2P) inkluderer forventet volum kun fra eksisterende brønner og nedstegning er forventet 2016. Gjenværende reserver er estimert av operatøren basert på produksjonshistorikk kombinert med reservoarsimuleringer. Den største usikkerheten i fremtidig produksjon er vannkuttutvikling i de enkelte brønnene. Totale gjenværende sannsynlige reserver er 4.6 millioner fat olje. Med Det norske 7 % eierandel utgjør dette net til selskapet 0.32 millioner fat olje. Alle Jotun-reserver er klassifisert i under-klassen "I Produksjon".

Det norske har levert PUD for Jette-funnet og planlegger oppstart av dette funnet i løpet av 1. kvartal 2013. Feltet vil bygges ut med et undervannsanlegg knyttet opp mot Jotun. Jette's OPEX-deling med Jotun vil sannsynligvis bidra til en forlenget levetid også for Jotun-feltet.

Konsesjonsperioden utløper i 2015.

Enoch-feltet (PL 048D) ligger på grenselinjen mellom norsk og britisk sokkel, henholdsvis i den norske blokken 15/5 og den britiske blokken 16/13a. Feltet er utviklet med en enkelt horisontal havbunnskomplettert brønn som er knyttet opp mot Brae A-plattformen der olje blir prosessert og eksportert via Forties – gassrørledningsnett. Gassen selges til til Brae-eierne. Produksjonen startet i 2007 og feltet forventes nedstengt i 2017. Feltet er samordnet med lisenseierne på britisk sektor og Det norske totale andel utgjør 2 % (10 % av den norske lisensen PL 048D). Totale gjenværende sannsynlige reserver (P50/2P) er anslått til 2.7 millioner oljeekvivalenter hvorav netto til Det norske er 0.05 millioner oljeekvivalenter.

Det norske sin andel av produksjonen fra Varg, Glitne, Jotun og Enoch var i 2011 0.56 millioner oljeekvivalenter.

Konsesjonsperioden utløper i 2018.

Atla-feltet (PL 102C) er et lite gassfelt lokalisert i blokk 25/5 ca. 24 km nordøst for Heimdal og ca. ni km nord for undervannsanleggene på feltene Byggve og Skirne. Funnbrønnen 25/5-7 ble boret i oktober 2010 og fant rik gass/kondensat i Brentgruppen av jura alder. En PUD ble levert i juli 2011 og ble godkjent 4. november 2011. Operatør er Total.

Feltet er under utbygging og valgt utbyggingsløsning er en enkel havbunnskomplettert brønn knyttet mot havbunnsanleggene på feltene Byggve/Skirne. Funnbrønnen 25/7-7 vil bli gjenbrukt til produksjon. Brønnstrømmen vil fra Byggve/Skirne bli transportert til Heimdalplattformen gjennom eksisterende Byggve/Skirne produksjonsledninger. Merk at Atla-feltet er en analog til feltene Byggve og Skirne som også er operert av Total og en høy utvinningsgrad er forventet. Produksjonstart er planlagt til 4. kvartal 2012.

Hovedusikkerheten er muligheten for en tynn oljelegg under den påviste gasskolonnen. Prosessen på Heimdal kan håndtere en eventuell oljestrøm, men det totale produksjonsprofil og utvinnbare volumer kan bli påvirket negativt i et slikt tilfelle.

Totale sikre reserver (P90/1P) er estimert til 3.5 millioner oljeekvivalenter mens sannsynlige reserver (P50/2P) er estimert til 11.1 millioner oljeekvivalenter. Dette gir netto til Det norske henholdsvis 0.35 og 1.11 millioner oljeekvivalenter.

Jette-feltet er et lite oljefunn med en mulig marginal gasskappe. Feltet strekker seg over lisensene PL 027D, PL 169C og PL 504 i blokkene 25/7 og 25/8. Feltet er lokalisert ca. seks km syd for Jotun feltet. Feltet ble funnet ved boring av brønnen 25/8-17 og sidesteget 25/8-17A i oktober/november 2009. Brønnene påviste hydrokarboner i Heimdal formasjonen av Paleocene alder.

En PUD ble innlevert til OED september 2011. Denne ble godkjent 17. februar 2011. Det norske er operatør.

Valgte utbyggingsløsning er et undervannsanlegg med to brønner knyttet til Jotun B. Begge brønnene vil ha horisontale seksjoner på 1500 til 1900 meter gjennom reservoaret. Kunstig trykkvedlikehold vil ikke være nødvendig. Installasjonen vil i tillegg bli forberedt for en tredje produsent hvis boring av de to første brønnene støtter kommersielt attraktive volumer sørøst for den påviste akkumulasjonen. Brønnstrømmen vil bli transportert fra Jotun B til Jotun A for prosessering, lagring og eksport.

En utvinningsgrad på 30 % er forventet, noe som gir sannsynlige (P50/2P) reserver på 12.9 millioner fat oljeekvivalenter. Den beregnede utvinningsgraden på 30 % er i god overensstemmelse med antatt utvinningsgrad på Jotun-feltet som har lignende geologiske setting som Jette.

Det norske har en 88 % eierandel i Jette som gir netto sikre reserver (P90/1P) på 6.61 millioner oljeekvivalenter og sannsynlige (P50/2P) reserver på 11.38 millioner oljeekvivalenter til selskapet.

Draupne-prosjektet som består av feltene Draupne (16/1-9, PL 001B), West Cable (16/1-7, PL 001B og PL242 og Hanz (25/10-8, PL 028B) er operert av Det norske. Draupne og West Cable har påviste hydrokarboner i Hugin/Sleipner-formasjonene av jura alder samt i Skagerrakformasjonen av trias alder. Huginformasjonen er tidevannsdominerte, grunnmarine avsetninger mens Sleipner og Skagerrak består av fluviale kanalsander. West Cable inneholder svakt undermettet olje mens Draupne har en oljelegg med overliggende gasskappe. Hanz-reservoaret består av øvre jura Draupneformasjonen med ekstremt gode reservoaregenskaper. Draupne-feltet er det største av feltene med tilstedeværende volum i størrelsesorden 300 millioner fat oljeekvivalenter. West Cable og Hanz har tilstedeværende volumer på henholdsvis 24.0 og 31.4 millioner oljeekvivalenter.

De tre feltene vil antageligvis bli utviklet sammen med Luno feltet, operert av Lundin og lokalisert ca 8 km sør for Draupne. Draupne (Draupne, West Cable og Hanz) utbyggingen vil bestå av en bemannet plattform med et forenklet prosessanlegg for separasjon av hydrokarboner og vann. En to-fase rørledning vil bli installert mellom Draupne og Luno for transport av olje og gass for endelig prosessering på Luno.

Draupne er planlagt utviklet med seks produsenter og seks vanninjektorer mens West Cable er planlagt utviklet med kun en produsent. Alle Draupne og West Cable brønnene vil bli boret fra brønnehodeplattformen på Draupne. Hanz-feltet, som er lokalisert ca 12 km nord for Draupne vil bli utviklet med en vertikal produsent og en vertikal vanninjektor. Disse brønnene vil bli komplettert som undervannsbrønner knyttet tilbake til Draupneplattformen.

Merk at en liten del av Draupne feltet kan strekke seg inn i lisens PL 457 hvor Det norske ikke har eierandel.

Merk også at Det norske på vegne av Draupnegruppen har signert en riggkontrakt med Maersk Drilling for boring av brønner på Draupneprosjektet.

Netto sikre reserver til Det norske (P90/1P) er 37.1 millioner fat oljeekvivalenter mens sikre pluss sannsynlige reserver (P50/2P) er estimert til 50.19 millioner fat oljeekvivalenter.

Dagny-feltet er et olje- og gassfelt lokalisert 30 km nordvest for Sleipner A plattformen. Feltet ble funnet i 1974 og inneholder olje og gass i Huginformasjonen av jura alder på ca. 3700 meters dyp. En signifikant hydrokarbonkolonne på ca 500 meter er påvist hvorav olje er antatt å utgjøre ca 250 meter. Dagny-strukturen er kompleks med en rekke forkastninger og sterkt hellende reservoar, spesielt på flankene. Totalt fem lete/avgrensingsbrønner pluss fire sidesteg har blitt boret på strukturen og en ny 3D seismikk ble skutt i 2007.

Valgt utbyggingsløsning består av en nybygd fullt integrert ståplattform. Oljen vil bli lagret på et flytende lager (FSU) før videre eksport med skytteltankere. Gassen vil bli eksportert til Sleipner for prosessering og videre eksport av

salgsgass til Gassled og kondensat/NGL til Kårstø. Totalt 15 brønner er planlagt initielt med muligheter for ytterligere fem brønner senere.

En fasert injeksjonsstrategi er anbefalt som dreneringsmekanisme. Fase 1 vil bestå av injeksjon av gass fra det nærliggende Eirin-feltet. Basert på erfaringer fra fase 1 vil gassinjeksjonen kunne utvides ved å importere ytterligere gass direkte fra Gasled. En mulig beslutning om fase 2 gassinjeksjon vil bli tatt ca 2017. Produksjonstart på Dagny er forventet i 4. kvartal 2017.

Dagny passerte DG2 (BOV) sent 2011 og reserver rapportert her er basert kun på fase 1 gassinjeksjon. En mulig PUD på Dagny vil omfatte både påviste og ikke påviste segmenter. Kun påviste segmenter er tatt med her.

Dagny feltet strekker seg over en rekke lisenser, se tabell.

License	Statoil	Exxon	Total	Det norske
PL 048	78,2 %		21,8 %	
PL 029	100,0 %			
PL 029B	50,0 %	30,0 %		20,0 %
PL 303	100,0 %			

En kostdelingsavtale mellom lisensene ble etablert i 2010. Denne er basert på veldig foreløpige antagelser med hensyn til volumfordelinger i de påviste segmentene. Det norske har en betalingsforpliktelse på 2 % i henhold til denne avtalen (antatt at 10 % av feltet strekker seg inn i PL 029B).

Unitiseringsforhandlinger vil starte i februar 2012 og målet er å ha en unitavtale med endelige volumfordelinger/eierandeler signert før PUD i 4. kvartal 2012.

Det norske reserver rapportert her er derfor basert på eierandel gitt fra kostdelingsavtalen (2 %). I og med at de uborede segmentene ikke er hensyntatt i kostdelingsavtalen representerer denne avtalen sannsynligvis en minimum eierandel for Det norske siden hovedandelen av de uborede segmentene strekker seg inn i PL 029B.

Note 32: Hendelser etter balansedagen

Det norske startet i slutten av desember 2011 boring på Kalvklumpen (PL 414) med riggen Transocean Barents. Boringen ble avsluttet i midten av februar 2012, men brønnen var tørr. Kostnader på MNOK 15 knyttet til 2011 er kostnadsført.

Erklæring fra styret og administrerende direktør

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at konsernets årsregnskapet for 2011 etter vår beste overbevisning er utarbeidet i samsvar med IFRS som er fastsatt av EU, med krav til tilleggsopplysninger som følger av regnskapsloven. Opplysningene i regnskapet gir et rettviseende bilde av konsernets gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet.

Årsberetningen gir etter vår beste overbevisning en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet og stillingen til konsernet, sammen med en beskrivelse av de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer konsernet står overfor.

Styret i Det norske oljeselskap ASA
Trondheim, 16. mars 2012



Svein Aaser, styreleder



Maria Moræus Hanssen, nestleder



Bodil Alteren, styremedlem



Carol Bell, styremedlem



Erik Haugane, administrerende direktør



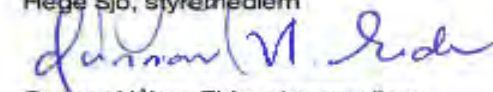
Kåre Mørtsund Gislvold, styremedlem



Berge Gerdt Larsen, styremedlem



Hege Sjø, styremedlem



Gunnar Håkon Eide, styremedlem

Til generalforsamlingen i Det norske oljeselskap ASA

REVISORS BERETNING

Uttalelse om årsregnskapet

Vi har revidert årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA, som består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskapsregnskapet og konsernregnskapet består av oppstilling av finansiell stilling per 31. desember 2011, resultatregnskap, oppstilling over totalresultat, oppstilling over endringer i egenkapitalen og oppstilling av kontantstrøm for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

Styrets og administrerende direktørs ansvar for årsregnskapet

Styret og administrerende direktør er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet og for at det gir et rettviseende bilde i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU, og for slik intern kontroll som styret og administrerende direktør finner nødvendig for å muliggjøre utarbeidelsen av et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Revisors oppgaver og plikter

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

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

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

Konklusjon

Etter vår mening er årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets og konsernets finansielle stilling per 31. desember 2011 og av deres resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

Uttalelse om øvrige forhold

Konklusjon om årsberetningen og redegjørelsen om foretaksstyring

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

Konklusjon om registrering og dokumentasjon

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

Stavanger, 16. mars 2012
ERNST & YOUNG AS



Tor Inge Skjellevik
statsautorisert revisor



