

NØKKELTALL



KONSERN	2007	2006
Antall lisensandeler per 31.12., ekskl. tilleggsareal	34	9
Antall operatørskap	17	4
Produksjon	300 651 fat*	272 762 fat
Reserver (P50) per 31.12.	8,0 mill. fat	7,0 mill. fat
Reserver og riskede sannsynlige ressurser per 31.12.	129 mill. fat	40 mill. fat
Reserver og riskede totale ressurser per 31.12.	579 mill. fat	234 mill. fat
Driftsinntekter	131 mill. kr	118 mill. kr
Driftsresultat før avskrivninger	-218 mill. kr	-117 mill. kr
Driftsresultat	-252 mill. kr	-137 mill. kr
Resultat før skatt	-247 mill. kr	-136 mill. kr
Resultat etter skatt	-42 mill. kr	-30 mill. kr
Letekostnader	283 mill. kr	186 mill. kr
Investeringer	365 mill. kr	70 mill. kr
Kontantstrøm før finansieringsaktiviteter	-61 mill. kr	-154 mill. kr
Bokført egenkapital	3 563 mill. kr	807 mill. kr
Børsverdi	5 194 mill. kr	1 723 mill. kr
Antall aksjer per 31.12.	64.925.020	26.510.650
Pålydende per aksje per 31.12.	0,20 kr	0,20 kr
Aksjekurs per 31.12.	80 kr	65 kr
Antall ansatte per 31.12.	78	29
<i>Etter TFO 2007</i>		
Antall lisensandeler per 29.02.08	45	

* Produksjonen fra Enoch og Glitne er medregnet fra medio november 2007 i forbindelse med overtagelsen av NOIL.

HVORFOR SKILLE SEG UT NÅR FOLK FLEST FORETREKKER DET NORMALE?



Det koster å være innovativ. Det krever tanker som går i nye retninger, mot til å gjennomføre og evne til å stå på for å komme i mål.

Det norske vil vise at vi jobber annerledes enn konkurrentene, derfor er vi innovative på alle områder, også på det visuelle.



En bedrift som jobber med løp-og-kjøp-produkter, bruker mange og lett synlige steder til å selge produktet sitt. Et oljeselskap benytter sjelden de samme virkemidlene. Det er snarere sånn at man får omtale på andres arenaer og på deres premisser, for eksempel gjennom tv- og avisintervjuer. Desto viktigere er det å bli lagt merke til når anledningen byr seg. Og det som vises, må være slående hvis det skal huskes.

Nettopp der dukker utfordringen rundt folkesmaken opp. Folk liker helst det de har sett før. Det trygge, det de kjenner igjen. Når du dukker opp med klær som ingen har sett tidligere, trenger omgivelsene litt tid for å venne seg til den nye identiteten. Til gjengjeld blir du lagt merke til, du huskes – og du oppfattes som innovativ.

KAMUFLERE, SKREMME ELLER TILTREKKE

Det er ikke tilfeldig hvordan naturen bruker former og farger. Alt har en hensikt, og omverden reagerer deretter. Vi må forholde oss til mye av det samme i en urban jungel av signaler, symboler og skilt.

Nøkkelordet for Det norskes visuelle uttrykk er å være innovativ. Men hvordan ser innovativ ut? Vi vet i hvert fall en del om hva det ikke er. Oljeselskaper har ofte vært mektige og innflytelsesrike bedrifter. Tidligere ville man vise at man hadde makt, og bruken av heraldikk og våpenskjold var utbredt. I dag fremstår et slikt grep som noe gammelmodig.

Norge – og 31 andre land – i rødt, hvitt og blått

Farger er det første vi oppfatter av et symbol. Vi sanser fargene i brøkdelen av et sekund, før vi ser formen, og lenge før vi leser bokstavene. Fargene sender kjappe signaler; fare, miljø, lykke, salg, sikkerhet – signaler som vi oppfatter intuitivt.

Finn Bø skrev en tekst som har fått oss til å tro at Norge virkelig er rødt, hvitt og blått. Det sangen ikke forteller, er at 30 andre land også bruker disse fargene i sine flagg. Så selv om Det norske i rødt, hvitt og blått kan virke som en opplagt visualisering, er det i praksis umulig å spille på "norske" farger hvis målet er å skape en særegen identitet.

Fargene som er valgt, skal skille Det norske fra konkurrentene. Samtidig skal de ikke skape avstand til bransjen. Derfor er inspirasjon til logoen hentet fra sjødypet. Tredimensjonale bilder fra havdypet gjengis som fargerike seismiske kart der fargen indikerer dybde. Ut fra denne skalaen er det valgt tre farger som danner logoen til Det norske.

Kartene inneholder også vakre, dynamiske former. Et utsnitt av kartet isoleres og dreies rundt et oljefat. Dermed oppstår en tredimensjonal form som er faglig fundert uten å være vanskelig eller kjedelig. Og den er levende, full av kraft og utvilsomt et helt nytt bekjentskap i oljebransjen.



IDENTITET ER SUMMEN AV ALT SOM GIR BEDRIFTEN PERSONLIGHET OG SÆRPREG.
DET HANDLER OM MENNESKER, KULTUR, VISUELL PROFIL OG HVORDAN VI ARBEIDER.



ER DU GOD PÅ BUNNEN, TÅLER DU AT DET BLÅSER PÅ TOPPENE

“Skift navn!” utbasunerte en førsteamanuensis ved Norges Handelshøyskole i mange av landets aviser. “Folk flest vil ha store problemer med å skjønne forskjellen på navnene Det norske oljeselskap og DNO International.”

Som merkevareforsker har Leif Hem et troverdig budskap, så hvorfor gjør vi ikke som han sier?

Svaret er sammensatt. Navnet er en del av identiteten vår, men bare en liten del. Visuelle signaler, de ansatte, produktet vi leverer, aktiv deltakelse i bransjen, profilerte mennesker i media – det er mye som til sammen skaper Det norske. Og, som Erik Haugane sier, “Hvis folk ikke vet hvem vi er, så får vi vel fortelle det, da!”

Hvorfor liker ikke finansfolk å ha det artig?

Ordet artig er en artighet i seg selv. Det kommer fra tysk; det å være av god art, så opprinnelig betyr det noe positivt. I norsk språk favner det alt fra morsomt til fyll og fest. Uansett hva folk legger i det – vi skal ha det artig i Det norske! Det handler om enkle, men likevel kompliserte ting. Som å oppdage at arbeidsdagen egentlig tok slutt for noen timer siden når du endelig husker å se på klokka.

Eller den indre gleden du kjenner når du får til noe du har strevd lenge med.





Å ha det artig er en vesentlig del av identiteten vår, og de som jobber her, vet hva vi legger i det. Men det er vanskelig å måle effekten av artig. Det er vanskelig å se at det gir større tall på bunnlinja, og ikke lett å sette to streker under artig-bidraget. Kanskje det er der finansfolkene får problemer? Men uansett om de liker det eller ei – våre økonomer har det også artig på jobb!

Å være smart er én ting, å jobbe smart noe helt annet

Kanskje vi er tøff i trynet når vi sier at vi jobber smartere. Eller kanskje det er akkurat det vi gjør. For vi har kommet lenger enn noen av våre konkurrenter trodde for kort tid siden, og det skyldes klart den smarte arbeidsmetoden. Som igjen skyldes at kulturen tillater oss å jobbe sånn.

Det er lov å komme med ideer, og det er mange som stadig ser nye løsninger. I tillegg er det kort vei fra idé til gjennomføring. Krydre denne arbeidskulturen med en god dose artig, og resultatet er å jobbe smartere.

DET**NORSKE** er et nyskapende, uavhengig og utfordrende oljeselskap.
Vi er raske, effektive og smarte.

DET**NORSKE** får mer ut av oljeressursene.
Slik skaper vi mer verdier for samfunnet, aksjonærene og de ansatte.

DET**NORSKE** er i kraftig vekst.
Vi skal fortsatt være det mest offensive
oljeselskapet på norsk sokkel.



NEST STØRST PÅ NORSK SOKKEL

HØYDEPUNKTER I 2007

Gjennom sammenslåingen av Pertra og DNOs norske virksomhet skapte vi i fjor Norges nest største operatørselskap, og det selskapet med nest flest lisenser.

Vi skaffet oss borekapasitet som gjør at vi kan fortsette ekspansjonen, og har også sikret finansiering av den økte aktiviteten.

Vi var med på spennende oljefunn på Ragnarrock og Storskrymtan.

Vi er operatør for Frøy, og vil i 2008 ta beslutning om utbygging av dette feltet. Vi har også andel i det store feltet Goliat.

Fra våre andeler i oljefeltene Varg, Glitne og Enoch produserte vi i fjor 300.651 fat oljeekvivalenter, herav er Enoch og Glitne medregnet fra medio november.

I løpet av fjoråret økte antall ansatte fra 29 til 78, og stadig flere kommer til.



OM Å GÅ PÅ VANNET



Mange mente det å bli nest største operatør på norsk sokkel var like sannsynlig som å gå på vannet. Nå har vi klart det, og det på rekordtid.

Det viktigste som skjedde hos oss i fjor, var sammenslåingen av Pertra og DNOs norske virksomhet til Det norske oljeselskap ASA; til daglig sier vi bare Det norske.

På de første sidene i denne årsrapporten ser du hvordan sammenslåingen har inspirert oss til å fremstå i ny drakt. En moderne, spennende og dynamisk logo viser hvordan vi er som selskap. Logoen DETNORSKE viser at vi er solide – men samtidig uavhengige – offensive og utfordrende. Vi er et virkelig norsk supplement til den dominerende aktøren StatoilHydro.

Når dette skrives er vi blitt 100 ansatte, og vi blir stadig flere. Vi vet vi er attraktive for smarte hoder som tar utfordringer på strak arm.

Skal du gå på vannet, må du vite hvor steinene er under overflaten. For å bli det mest effektive selskapet må du vite hvor du skal finne ressurser under havbunnen. Vi har kunnskapen og kompetansen til det.

Det norske mener det er nødvendig å få økt aktivitet på hele sokkelen. Ut fra våre kontorer i Trondheim, Oslo, Stavanger og Harstad vil vi satse i alle regioner. Etter den siste tildelingen av lisenser og operatørskap (TFO 2007)

har vi nå andeler i 45 lisenser. Av disse er vi operatør for 23. Det viser tilliten myndighetene har til oss. Vi er nå på et nivå som gjør at vi kan bruke våre ressurser på en fleksibel og effektiv måte.

Vi er glad for at vi i denne runden også fikk lisenser i Barentshavet. Økt aktivitet i nord er viktig. Oljeproduksjonen i Norge er på vei nedover. Gjennom vår intense jakt på nye ressurser vil vi bidra til å sikre en betydelig produksjon om noen år. Det er i tråd med myndighetenes ønsker. Vi ser gjerne at oljeproduksjonen i 2010 er over to millioner fat om dagen. Vi er opptatt av å skape verdier av oljeformuen Norge har – for samfunnet, for aksjonærene, og for våre ansatte.



De store investeringene vi gjør nå, har et langsiktig mål. Det er først fra 2011 Det norske vil få en betydelig oljeproduksjon – i alle fall slik det ser ut nå.

Dere som kjenner oss, vet at regnskapene vil vise betydelig underskudd i flere år. Det er planlagt. Vi vet at vi hver dag bygger verdier for fremtiden. Det er som å streve opp en bratt fjellside og vite hva som venter deg på toppen.

Det norske har andel i produksjonen fra feltene Varg, Glitne og Enoch som tilsvarer rundt 2000 fat om dagen. Vi har i alt åtte funn. Av disse planlegger vi å levere Plan for utbygging og drift (PUD) for to, Frøy og Goliat, i 2008. I tillegg er ett felt under utbygging – Yme. I løpet av året skal vi ta den

viktige avgjørelsen om hvem som får utbyggingskontrakten for Frøy. I fjor var vi med på de to oljefunnene Ragnarrock og Storskrynten. Vårt beste anslag over ressursene i disse er ca 40 millioner fat for vår andel, men videre evaluering er nødvendig for å verifisere dette. Samlet har vi dermed en andel på ca. 130 millioner fat i vår portefølje av produserende felt og eksisterende funn.

Når dette skrives, har vi startet boringen på Draupne. I løpet av året vil vi være operatør på tre letebrønner. Til sammen er Det norske med på 8-9 letebrønner i 2008. Vi har sikret oss borekapasitet flere år fremover.

Det norske er et ungt selskap, men har likevel solid erfaring. Det skyldes ikke minst at vi har sikret oss erfarne medarbeidere. Vi har satt oss høye mål. Vi vet vi når målene med å være smarte og offensive.

Det norske er på kort tid blitt nest størst på norsk sokkel. Vi har lagt grunnlaget for videre vekst og verdiskaping. Om vi ikke kan gå på vannet, er vi god på bunnen.

Erik Haugane
Administrerende direktør

MYGGEN OG MYNDIGHETENE

I årsrapporten for 2006 presenterte Pertra seg med myggens perspektiv på norsk oljevirkksomhet. I løpet av 2007 er Det norske blitt så stort at vi må ta et annet perspektiv. Det er perspektivet som det nest største selskapet på norsk sokkel når det gjelder lisenser og operatørskap.

Det er et resultat av sammenslåingen av Pertra og den norske virksomheten i DNO som ble vedtatt i fjerde kvartal. Det er en industriell riktig løsning som gir Det norske slagkraft og styrke.

Gjennom tildelingen av nye lisenser og operatørskap i år er vi på et nivå som vi mener er nødvendig for å være et fullverdig oljeselskap. Det betyr at vi er et reelt supplement og alternativ til den store aktøren StatoilHydro.

I motsetning til det statsdominerte selskapet sentrerer vi oss fullt om norsk sokkel. Vi er til stede i alle tre petroleumsregioner, og har kontorer

i Trondheim, Oslo, Stavanger og Harstad. Det norske tror Barentshavet i fremtiden blir svært viktig for olje- og gassvirksomheten, og at det ligger verdier her som hele samfunnet skal nyte godt av i lang tid fremover. Vi er optimister på vegne av norsk sokkel, og vi skal være en av de mest sentrale aktørene.

Myndighetenes årlige lisensrunde i modne områder (TFO) viser at de har tillit til oss. Det er myndighetene som legger rammene for norsk oljevirkksomhet, og det synes Det norske er riktig – og viktig. Fellesskapet bekoster mye av det det koster å finne og ta opp ressursene, og fellesskapet får det igjen gjennom skattleggingen. Dette er et samspill som er et





særtrekk for norsk oljevirkksomhet. Som privat eid selskap mener vi at dette er den beste måten å utnytte ressursene til glede for alle. Det norske er glad for at myndighetene viser vilje til å slippe til nye aktører slik at det sammenslåtte StatoilHydro

ikke blir for dominerende på norsk sokkel. Vi venter at norsk sokkel får redusert betydning for StatoilHydro og at dette skaper både et behov, og en ny mulighet, for andre aktører.

SKAPE VERDIER

Det norske er et leteselskap med oppmerksomhet mot hele den norske sokkelen. Selskapet konsentrerer aktiviteten i områder i nærheten av eksisterende funn og infrastruktur, og vil bygge en balansert portefølje av prospekter, ressurser og reserver. Areal vil bli ervervet gjennom lisensrunder, kjøp og lisensbytter. Det norske kan også, hvis det er mest fornuftig, selge funn før produksjonsstart.

Vi vet at det finnes store mengder hydrokarboner i undergrunnen på norsk sokkel. Siden oppstarten av letevirkksomheten i 1965 er det nesten bare lett etter store felt. Det skyldes delvis at det bare er store selskaper som har vært aktive. Etter 2000 har mange flere, og mindre, aktører kommet inn på norsk sokkel. Vi er overbevist om at det gjør at det blir funnet mange nye felt i tiden som kommer.

Det norske har bygd opp en stab sentrert om geologi, geofysikk og feltutbygging. Det setter oss i stand til å identifisere prospekt hvor det er en betydelig sjanse for å finne produserbare hydrokarboner. Vår strategi består derfor i all sin enkelhet i å identifisere interessante prospekt, erverve lisensrettigheter og bore de beste prospektene.

Det norske har som en følge av vår raske vekst etablert en plattform som gir betydelige vekstmuligheter. Vi ser derfor for oss at vi vil øke leteaktiviteten og selv operere 5 til 6 letebrønner hvert år. Vi vil, alene eller sammen med en annen operatør, inngå riggkontrakter som sikrer oss den nødvendige kapasitet.

Det norske har søkt mange lisenser, og vi har fått mange. Vi har søkt mange operatørskap, og fått mange. Vi har gått etter de lisensene vi tror mest på, og der vi mener at vi kan bruke vår kompetanse best.

Myndighetenes årlige lisensrunde i modne områder (TFO) innebærer at prospektene skal bores eller



tilbakeleveres innen en bestemt tid. Ved funn skal det legges fram en plan for utbygging og drift, normalt innen fire år. For Det norske betyr dette at vi må være grundige i søknadsprosessen, slik at de lisensene Det norske søker på har en realistisk mulighet for gjennomføring i forhold til tidsplanen. For de lisensene som Det norske fikk gjennom tildelingen i TFO 2005, og som ikke allerede er besluttet boret, er det et krav om borebeslutning i 2008 eller 2009. For TFO 2006-lisensene er fristene for borebeslutning i løpet av 2009 eller 2010. Dersom funn blir gjort, vil lisensperioden for de områder som omfattes av olje- eller gassfeltet, forlenges med fra 10 til 15 år.

Lisensvilkårene som gjaldt til og med 17. lisensrunde (2002) ga lisenshaverne rett til å beholde halvparten av det tildelte arealet i 30 år utover den definerte leteperioden, uten å ta ytterligere forpliktelser.

Konsekvensen av dette er at det i dag finnes store areal som etter de nye lisensvilkårene ville blitt tilbakelevert. Det finnes også funn som er gjort på 70- og 80-tallet uten at rettighetshaverne har utarbeidet planer for utbygging og drift. Vi ser en rekke prospekt som er interessante, men hvor det ikke gjøres borebeslutninger. Slikt ubrukt areal kan inneholde betydelige verdier som, med en annen sammensetning av rettighetshavere, kan skape verdier for samfunnet. Regjeringen har på denne bakgrunn rendyrket arealavgiften som instrument for å frigjøre slike areal. Det er for tidlig å si om endringene har hatt den ønskede effekten. De tilbakeleveringene vi har sett, har i stor grad vært dominert av utgående lisensperioder.

Petroleum har en betydelig grunnrente, det vil si at verdien av ressursene ikke står i et rimelig

forhold til kostnadene med å bringe dem fram. En høy skatt, som i Norge er 78 %, sikrer at grunneieren får sin rimelige andel av oljen og gassen. Skattesystemet i Norge er etter Det norske oppfatning balansert. Skattesystemet gir incentiver til effektiv og god drift uten å ødelegge for bedriftsøkonomisk lønnsomme prosjekter. Slik petroleumsskattesystemet er organisert, er staten i realiteten en 78 % finansiell partner for oss. Skattesystemet gjør at Det norske, og andre mindre oljeselskap, kan ta betydelige andeler i letelisenser uten å måtte bære tilsvarende finansiell risiko. Muligheten for pantsetting av utbetaling av det skattemessige underskudd som følge av letekostnader, har bedret rammene for leting på norsk sokkel for nykommere. Skattefradrag for finanskostnader ble imidlertid redusert, slik at behovet for finansiell robusthet er skjerpet.



SAMMENSLÅTT OG STYRKET



I årsrapporten for 2006 signaliserte Pertra at det var nødvendig å bli en større aktør gjennom samarbeid, fusjoner og sammenslåinger.

I løpet av 2007 fulgte vi denne strategien. Det førte til at vi i november kunne annonsere at Pertra overtok den norske virksomheten til DNO. Resultatet ble Det norske oljeselskap ASA, som vi til vanlig kaller Det norske. Forretningskontoret for det nye selskapet er lagt til Trondheim. Samtidig ble DNO International største aksjonær i selskapet, men DNO International skal i løpet av

året redusere denne eierandelen til maksimalt 25 prosent. Generalforsamlingen i Pertra og DNO ga i november 2007 tilslutning til planene om å slå sammen Pertra og DNOs norske virksomhet. Oppkjøpet ble gjort ved utstedelse av aksjer i det nye selskapet som etter sammenslåingen, fra 19. november 2007, fikk navnet Det norske oljeselskap ASA. Det norske er i en periode med sterk vekst. Selv om mange



tjenester kan leies, har vi behov for å øke staben betydelig. Vi vil derfor fortsette å rekruttere dyktige fagfolk samtidig som vi øker omfanget av samarbeid med konsulenter og oljeserviceselskap. Vi har nå så mange lisenser og operatørskap at bemanningen om noen år vil være minst 200.

På slutten av 2007 bestemte vi oss for å legge det nye forretningskontoret til selskapet, til torvet i Trondheim.

I løpet av første halvår 2010 håper vi å flytte inn i Residence-kvartalet. Det blir et symbolbygg både for oss som selskap – og for byen. Vi får et hovedkontor som kan forene tradisjoner med det mest moderne. Noen hovedkontorfunksjoner er også lagt til Oslo, samtidig bygger vi også aktiviteten videre ut fra våre kontorer i Stavanger og Harstad. Vi skal være til stede i hele landet. Det viktigste er ikke hvor våre dyktige medarbeidere sitter, men hva de gjør.

RIGGET FOR VEKST

I det internasjonale markedet er det betydelige utfordringer når det gjelder riggkapasitet, i alle fall på kort sikt. Kostnadene har vært sterkt økende. Leterigger har vært mangelvare på norsk sokkel. I en periode med høye oljepriser har en unormal stor del av riggkapasiteten på norsk sokkel vært brukt til produksjonsboringer.





Samtidig som kapasiteten er begrenset, har konkurransesituasjonen ført til at riggeierne inngår kontrakter av lang varighet. Det norske har sikret betydelig riggkapasitet i årene fremover gjennom en felles avtale om riggen "Bredford Dolphin". Dette er viktig i den ekspansive fasen vi nå er i. I tillegg til dette inngikk Det norske og Revus i 2007 en treårs kontrakt for leie av riggen "Deepsea Delta" fra

Odfjell Drilling for boring i årene 2009-2012. Det norske har i henhold til denne avtalen 730 riggdøgn, noe som sikrer selskapet en betydelig kapasitet til boring av prospekter på Det norskes opererte lisenser.

Det norske leter primært etter felt som kan ha 50–100 millioner fat utvinnbare reserver. Med en oljepris på over 60 dollar fatet skulle en tro at betydelig mindre felt er lønnsomme. Inntektsøkningen som følger av høy oljepris er likevel utlignet av økte leverandørkostnader og kostnadsnivået på borerigger, lagerskip og havbunnsutstyr. Mindre selvstendige utbygginger på felt med inntil 50 millioner fat forutsetter en høy oljepris for å være lønnsomme.

Det norskes verdiskapning skjer i hovedsak gjennom å gjøre nye kommersielle funn. En lønnsom utbygging og drift vil foruten inntekter til staten, Det norske og partnerne våre, gi betydelige oppdrag til leverandørindustrien. Leverandørindustrien i Norge skaper gjennom sin virksomhet en merverdi på 10 milliarder kroner per år. Skal vi opprettholde en betydelig aktivitet i de kommende tiår, må Det norske, og andre mindre og mellomstore operatørselskap, stå for en økende andel av prosjektene.

Som det eneste landsdekkende oljeselskapet utenom StatoilHydro, vil vi gjøre vårt til at leverandørindustrien i hele landet kan utvikle sin kapasitet og kompetanse i samarbeid med Det norske som operatør.

Myndighetenes rolle i å skape muligheter for selskaper som legger mest vekt på norsk sokkel, vil være avgjørende. Vi ser det som en utfordring at myndighetene samtidig som de ønsker stor konkurranse og aktivitet, selv sitter som direkte eier i en rekke lisenser hvor fornyet aktivitet burde iverksettes. De statlige andelene i lisenser uten produksjon kan skape betydelig større verdier for det norske samfunn dersom de ble gjort tilgjengelig for de nye ekspansive operatørselskapene.

Når Det norske gjør funn av en størrelse som er kommersielt interessant, utreder vi en rekke alternative utvinningsmetoder for å sikre at mest mulig av verdiene

kan realiseres. For Det norske er derfor høy utvinningsgrad svært viktig. I likhet med alle andre operatører på norsk sokkel vil vi gjennomføre våre prosjekter på en sikker og miljøvennlig måte.

Det norske har tidligere, som operatør på Varg, demonstrert at vi med enklere organisatoriske modeller kan skape verdier der de større selskapene gir opp. Måten Det norske organiserte arbeidet på i produksjon, modifikasjonsarbeid og produksjonsboringer, vil bli videreført og videreutviklet i kommende prosjekter. Et tett samarbeid på likeverdige kår med leverandørindustrien er helt avgjørende for at Det norske skal lykkes.

Myndighetenes politikk ovenfor mindre og mellomstore norske oljeselskap er avgjørende for vår tilgang på lisenser og operatørskap. Vi vil derfor alltid ha god kontakt med myndighetene ved å være en aktiv og engasjert aktør.

Det norske skal av myndighetene oppfattes som pålitelig, og som et selskap som bidrar positivt til utviklingen av norsk petroleumsvirksomhet. Vårt mål er å framstå som et referanseselskap som myndighetene henviser til på en positiv måte.

Olje og gass vil, sammen med kull, være verdens viktigste energibærere i mange år framover. Anvendt med fornuft og sparsomhet kan olje og gass bidra til økt livskvalitet og bedre levestandard for mennesker i alle deler av verden. Ved å finne hydrokarboner i undergrunnen som kanskje ikke hadde blitt oppdaget uten vår innsats, bidrar vi til store inntekter til fellesskapet.







LETING OG RISIKOVURDERING

Det norske er et selskap som konsentrerer seg om leting. For å få spredning av leterisikoen tar vi sikte på å ha en variert prospektportefølje når det gjelder størrelse og sannsynlighet for funn (leterisiko).

Det vil si at leteporteføljen består av en del prospekt der sannsynligheten for å finne olje eller gass er relativt stor, typisk mer enn 30%, og en del prospekt der funnsannsynligheten er lavere. Fordi leting har pågått i mer enn 40 år på norsk sokkel, vil den første gruppen av prospekt vanligvis være små eller middels store og falle i kategorien "liten risiko – liten belønning". De store prospektene har oftest større risiko og er i kategorien "høy risiko – høy belønning". Slike prospekt bør også utgjøre en del av leteporteføljen.

Til nå har det foregått mest leting i Nordsjøen, noe mindre i Norskehavet, og minst i Barentshavet. Statistisk er det minst sannsynlighet for å finne flere store prospekt i Nordsjøen, mens det er lettere i Norskehavet og Barentshavet. Fordi det er boret færre brønner og kunnskapen derfor er mindre, vil risikoen imidlertid være større her.

Fram til nå har de fleste olje- og gassfunn vært gjort i såkalte strukturelle feller. Vi er nå inne i en fase med større konsentrasjon på det som kalles stratigrafiske feller. Da er

det ikke nok å finne en "haug" eller forkastningsblokk som kan inneholde hydrokarboner, men vi må vite om en sandforekomst plutselig eller gradvis går over i en leirstein og på den måten kan holde på oljen eller gassen. Dette setter mye større krav til den geologiske forståelsen og til metodene som brukes. Samtidig er det også en spennende utfordring som skjerper letegeologene. Kravene til å ha en dyktig stab er åpenbar.

Valg av strategi for leting er både valg av områder og hvilke letemodeller som brukes. Først bygget vi opp en portefølje med lisenser hvor mye data tydet på at det var feller med reservoaregenskaper, og om oljen og gassen hadde funnet veien inn i fellene. Gradvis beveget vi oss inn i



områder der det var mer usikkert om det fantes nok olje og gass til å fylle fellene.

Noen områder har vi fremdeles valgt å holde oss unna. Eksempel på dette er dypvannsområdene vest i Norskehavet der det er mer enn 10 km ned til den mest vanlige kildebergarten, spekkformasjonen øverst i jura. Den er begravd så dypt at den er "utbrent" og ikke lenger er aktuell som kilde for olje. Vi er avhengig av yngre kildebergarter, og de er ennå ikke påvist i brønner. Riktignok er det funnet noe olje i noen få letebrønner, men opprinnelsen for denne oljen er så usikker at vi har valgt å konsentrere oss om andre områder.

Motsatte forhold finner vi nærmere kysten der det er sedimentbasseng

hvor den øvre jura kildebergarten er så grunn at den til dels er umoden. I noen tilfeller har den her bedre egenskaper enn ellers, og olje kan dannes ved lavere temperaturer enn andre steder. Vi har gjort mange studier og støttet forskningsprosjekter som tyder på at det er dannet olje i flere av disse bassengene. Derfor har vi valgt å søke om lisenser, og myndighetene har gitt oss lisenser, til å lete etter olje og gass i disse områdene. Eksempler er lisensen vi fikk i Helgelandsbassenget vest for Sandnessjøen i siste tildelingsrunde (PL 383S), Ymelisensen i Egersundbassenget, og lisensen vi fikk for to år siden i Søgnebassenget i Skagerrak (PL 356). En spennende lisens er også den vi

fikk som partner i siste runde, vest for Egersundbassenget. Her er det mange ulike letemodeller som skal undersøkes og eventuelt testes med borer.

Etter en strategidiskusjon tidlig i 2007 valgte Pertra å engasjere seg i Barentshavet. Det endte foreløpig med tildeling av to partnerskap og ett operatørskap i siste lisensrunde. Samtidig etablerte vi avdelingskontoret i Harstad med en solid stab av erfarne letefolk. Derfor er vi godt rustet til videre leting i Barentshavet, ikke minst med sikte på 20. lisensrunde som blir utlyst sommeren 2008, og der tildeling trolig skjer på forsommeren neste år.

RESERVE- OG RESSURSOVERSIKT

En egen årlig reserverapport i henhold til Oslo Børs' retningslinjer er presentert i årsrapporten for 2007. Nedenstående oversikt er basert på denne, men inkluderer i tillegg estimerte ressurser og prospekter.

Reserver og ressurser i klassene 1 - 7 er funn som er påvist ved boring. Ressursklasse 8 er prospekt som er kartlagt slik at volumberegning har blitt mulig. Disse potensielt utvinnbare volum har så blitt multiplisert med en funnsannsynlighet som er beregnet i henhold til industristandard.

Ressurs-klasse	Oljedirektoratets klassifikasjon	Reserver (P90)	Reserver (P50)	Ressurser (P50)	Riskede potensielle ressurser (P50)
1	I produksjon	0,5	1,2		
	Enoch Unit	0,1	0,3		
	PL 048 B Glitne	0,1	0,6		
	PL 038 Varg	0,3	0,4		
2	Under utbygging	5,4	6,8		
	PL 038 Varg		0,1		
	PL 316 Yme	5,4	6,7		
3	Utbygging vedtatt				
4	I planleggingsfasen			54,1	
	PL 364 Frøy			23,5	
	PL 229 Goliat			30,6	
5	Utbygging sannsynlig			23,0	
	PL 265 Ragnarrock			12,6	
	PL332			10,4	
7	Under evaluering			44,0	
	PL 001B/028B West Cable og Hanz			6,8	
	PL 265 Ragnarrock			20,2	
	PL 337 Storskrynten			11,3	
	PL 442 Frigg Gamma Delta			5,7	
8	Prospekter				450
Sum		5,9	8,0	121,1	450

Reserver og ressurser pr. 31.12.2007 (mill. fat).



Produksjonslisenser

Konsernets produksjon i 2007 utgjorde 300 651 fat oljeekvivalenter (47 775 Sm³), herav er Enoch og Glitne medregnet fra medio november i forbindelse med overtagelsen av NOIL.

Lager av olje – produsert men ikke levert pr. 31.12.2007 – var 7 109 fat (1 130 Sm³).

Det har ikke vært alvorlige hendelser eller akutte utslipp i perioden på noen av produksjonslisensene.

PL 038 Varg

Produksjonen i 2007 utgjorde 253 453 fat, hvilket tilsvarer et snitt på 694 fat pr. dag for Det norske sin andel på 5 %. Produksjonen i 2006 var på 747 fat pr. dag. Det er i løpet av året blitt gjennomført en sju dagers revisjonsstans på Petrojarl Varg og Varg A. Det er i tillegg utført flere brønnoperasjoner på Varg A for å opprettholde produksjonen. Konesjonsperioden for Varg er forlenget til 2021. Forhandlinger med Teekay pågår for å forlenge kontrakten for Petrojarl Varg. Kontrakten kan i utgangspunktet utløpe i midten av 2010. Operatøren har fortsatt arbeidet med å evaluere prospekter i lisensen. Det planlegges to nye infillbrønner med Mærsk Giant med boreoppstart i mai 2008. Det er også planlagt å bore prospektet Grevling med Mærsk Guardian i desember 2008 – januar 2009.

PL 048 B Glitne

Produksjonen i hele 2007 utgjorde 294 791 fat for Det norske andel på 10 %. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig produksjon på 808 fat pr. dag. Produksjonsbrønn A-7H ble satt i produksjon 30.11.2007. Brønnen produserer ca. 4 400 fat, noe som utgjør ca. 40 % av feltets totale produksjon. Antatt levetid for Glitne er medio 2009. Det vurderes å bore ytterligere en produksjonsbrønn som vil kunne forlenge levetiden. En beslutning om ytterligere boring er ventet mot slutten av 2008.

PL 048D Enoch

Feltet startet sin produksjon i mai 2007. Feltet blir utviklet ved å knytte en subsea brønn tilbake til Brae A-plattformen på britisk side. Enoch er et grensefelt delt mellom britisk og norsk sokkel. Det norske eierandel er 10 % i arealet som ligger på norsk sokkel og 2 % i det totale feltet. Produksjonen fra oppstart i mai til utgangen av 2007 er 33 947 fat for Det norske sin andel. Dette tilsvarer et snitt på 166 fat pr. dag. Gassproduksjonen var i samme periode 0,755 MSm³. Dette utgjør gjennomsnittlig produksjon til Det norske på 23 fat oljeekvivalenter pr. dag.

Lisenser med funn under evaluering/utbygging

Operatørlisenser

PL 337

Boring av letebrønn 15/12-18S og sidesteget 15/12-18A ble høsten 2007 boret med riggen Mærsk Giant. Brønnen viste oljefunn i reservoarseksjonen Storskrynten. I tillegg ble det også påtruffet sandsteiner i Grytkollen-prospektet, men disse var vannførende. Sidesteget ble boret for å avgrense oljefunnet i Storskrynten. Brønnen påviste et nytt funn av oljeførende sandsteiner i den litt yngre Heimdalformasjonen.

PL 364 Frøy

Lisensen har valgt en utbyggingsløsning for Frøy bestående av en oppjekkbar plattform med boreanlegg, produksjonsanlegg, lager og lasteanlegg. Det finnes ingen slike plattformløsninger tilgjengelig i markedet, slik at plattformen må spesialbygges for Frøy. Evaluering av anbud pågår. Produksjonsoppstart er planlagt til 3. kvartal 2012. Det norske plan er å sende PUD til myndighetene for behandling i løpet av første kvartal 2008. Det norske oljeselskap har som operatør utarbeidet konsekvensutredning som en del av plan for utbygging og drift. Konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring til relevante høringsinstanser.

PL 001B/028B/242

Evaluering av Hanz-funnet (PL 028 B) og West Cable-funnet (PL 001B/242) pågår, og det kan bli letebrønn i 2009. Borestedsundersøkelse er blitt gjennomført for PL 001B Draupne, og forberedelser til boring i februar 2008 er blitt gjennomført.

Partneropererte lisenser

PL 229 Goliat

Feltutviklingsstudier har pågått. Lisensen planlegger å levere PUD i desember 2008 med mulig produksjonsstart i 2011/2012. Goliat Nord-prospektet er forventet å bli boret med Polar Pioneer i 2008.

PL 265 Ragnarrock

Avgrensningsbrønnene 16/2-3 og 16/2-4 på Ragnarrock ble boret med jack-up riggen West Epsilon i 3. og 4. kvartal 2007. Hovedformålet med brønnene var å få bekreftet oljekolonne påvist i den opprinnelige funnbrønnen, samt å teste produksjonsegenskapene til dette relativt tette krittreservoaret. Ragnarrockfunnet vil bli evaluert videre.

PL 316 Yme

Operatøren Talisman leverte Plan for Utbygging og Drift (PUD) for Ymefeltet i januar 2007. Utbyggingen omfatter en produksjonsplattform med lager, samt et undervannsanlegg med tilhørende rørledninger. Utbyggingsplanen ble godkjent av Regjeringen 11. mai. Leverandør av plattformen er SBM. Forventet oppstart av oljeproduksjon er juni 2009. PL 316 har blitt splittet i totalt tre lisenser, hvorav to er letelisenser (CS og DS). I tillegg er PL 316 B blitt tildelt i januar 2007 (TFO 2006) som tilleggsareal til PL 316. Det er ventet at Mærsk Giant ankommer Yme i august 2008 for å starte produksjonsboring.

PL 332

Det er samlet inn 3D seismikk som ble levert ferdig prosessert i 2. kvartal 2007. Lisensen har fattet borebeslutning, og dermed å ikke tilbakelevere lisensen. Hovedprospektet heter Optimus og er av øvre jura alder. Aktuelt boretidspunkt er i begynnelsen av 2009. PA Resources dekker 50 % av konsernets kostnader for denne brønnen.

PL 442

3D reprosessering har pågått og forventes ferdig i mars 2008. Videre evaluering av prospektene Øst Frigg, Gamma, Delta og Nanna pågår. Lisensen har fast brønnforpliktelse med sannsynlig boring i 2009.

Letelisenser

Operatørlisenser

PL 305/305B

Søknad om forlengelse av lisensen med ett år ble sendt myndighetene. Det norske har mottatt svar om å kunne videreføre lisensen med oppsettende virkning inntil endelig beslutning foreligger fra departementet.

PL 321

Lisensen besluttet i 2. kvartal å gå inn i fase 2 av arbeidsprogrammet og bore to letebrønner. Borestedsundersøkelser ble gjennomført i august i år. Tilleggsarealet PL 321B ble formelt tildelt med effekt fra 7.12.2007, med samme eiersammensetning som PL 321. Begge de to prospektene Geitfjellet og Gråkallen ligger derved innenfor lisensarealet.

PL 341

Letebrønn 24/12-5S ble boret med Bredford Dolphin på Thorkildsen-prospektet. Brønnen var tørr. Brønnen ble boret uten alvorlige hendelser eller utslipp, og under budsjett. PA Resources Norway AS dekket Det norske sine kostnader for denne brønnen. Gjenværende prospektivitet i lisensen er under vurdering.

PL 356

Prosessering av innsamlet 3D seismikk ble ferdig i februar 2007, og mye tolkning er utført med sikte på å avklare prospektiviteten i lisensen. Drill/drop-beslutning må fattes i løpet av 2008.

PL 380

I januar 2007 vedtok lisensen å bore Fongen-prospektet. Detaljert brønnplanlegging har pågått og borestedsundersøkelse ble gjennomført i august/september. Brønnen er planlagt boret fra begynnelsen av januar 2009. Lisensen ønsker å benytte seg av en slot i Bredford Dolphin-konsortiet til dette formål. Beslutning om videreføring må tas innen 6. januar 2009 – alternativt må det søkes om forlengelse av lisensperioden eller beslutte tilbakelevering.

PL 383

Hovedaktiviteten i lisensen har vært tolkning av 3D seismikk med fokus på å modne fram prospekter til en borebeslutning i 4. kvartal 2007. Lisensen besluttet i november å bore Strutenprospektet. Struten blir budsjettett for boring i 4. kvartal 2008 med Bredford Dolphin.

PL 408

Hovedaktiviteten i lisensen har bestått i innkjøp av eksisterende 3D seismikk data og reprosessering av data. Disse blir levert ved slutten av mars 2008.

PL 414

3D seismiske data over lisensen er kjøpt og reprosessering av disse dataene ble ferdig innen utgangen av året. Tolkning av data pågår.

PL 432

Det norske har i 2. kvartal fullført innsamlingen av seismiske data for Nebba-prospektet. I alt er det samlet inn over 400 km² 3D seismikk for området. Prosessering av data fra seismikkinnsamlingen pågår. De forventes ferdig i mars 2008. Det norske tar sikte på å ha én eller flere partnere i lisensen før borebeslutning.

PL 440S

3D seismisk reprosessering pågår. Data forventes ferdige i mars 2008. Noreco har overtatt 12 % fra Lundin i denne lisensen.

PL 441

Lisensen ble tildelt 15. juni 2007. Arbeidet har bestått i å samle inn elektromagnetiske data for å gi en generell vurdering av prospektiviteten. Det ble besluttet å tilbakelevere lisensen 29. februar 2008.

PL 447

Lisensen ble tildelt i juni 2007 og har etter det framforhandlet innkjøp av 3D seismiske data over lisensen. Tolkning av 3D seismikk pågår.

Partneropererte lisenser

PL 029B

Det er besluttet å bore Freke-prospektet i 2008 med boreriggen West Epsilon.

PL 035/272/362

Søknad om tilbakelevering av 50% av arealet er under behandling i partnerskapet. Det er tatt en enstemmig borebeslutning på Fulla-prospektet i PL 362. Sannsynlig boring er i 2009.

PL 334

Opprinnelig drill/drop-beslutning var i desember 2007, men det er innvilget 3 måneders utsettelse fra OED for å vurdere ny prospektmulighet.

PL 369

Borelokasjon for brønn på Trow-prospektet er besluttet. Brønnen er planlagt boret sommeren 2008.

PL 387

Prosessering av 3D seismikk pågår, forventes ferdig i april 2008.

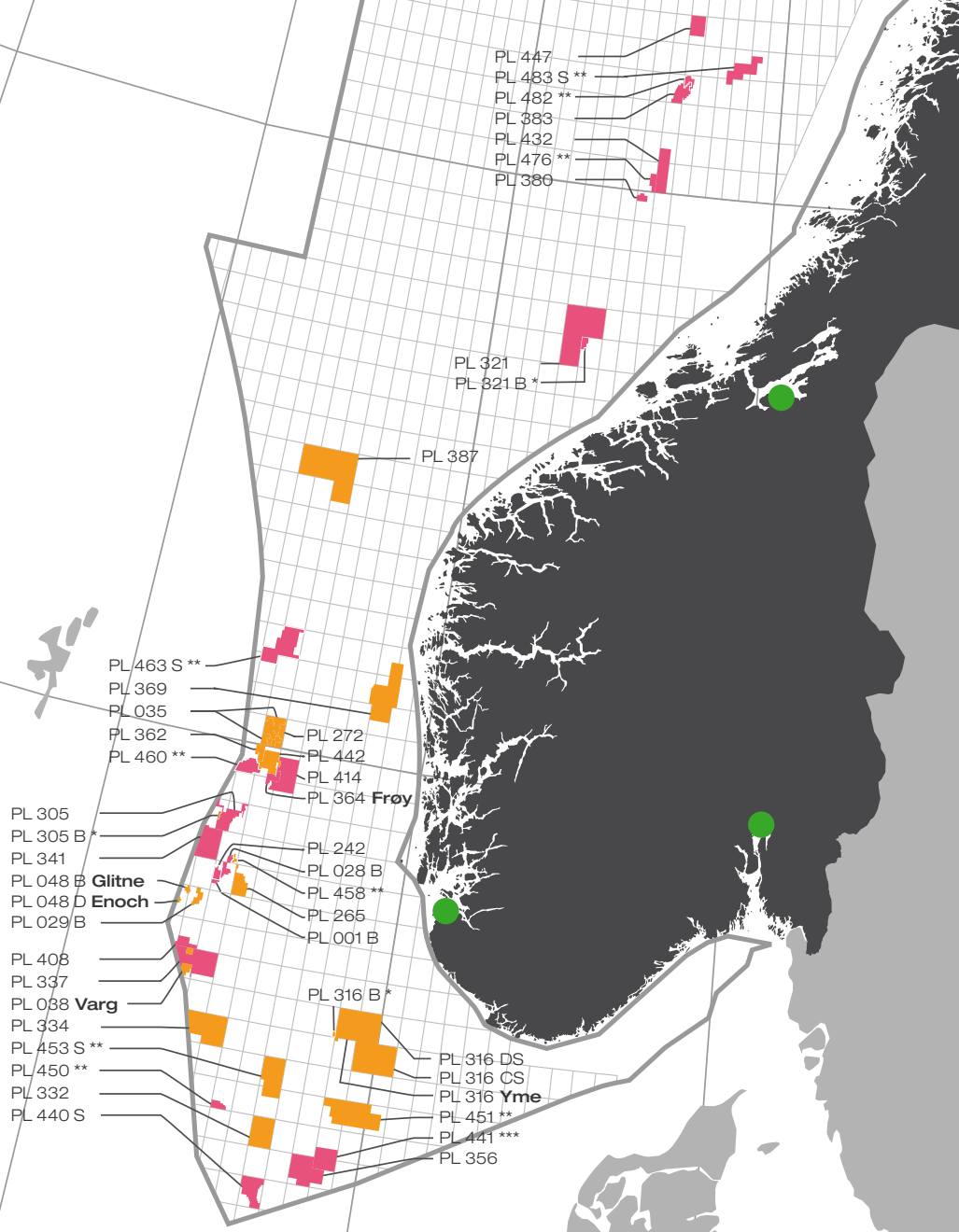
LISENER OG OPERATØRSKAP

Det norske har pr. medio mars 2008 23 lisenser der selskapet er operatør.
Syv av disse kom som tildeling i TFO 2007 i februar 2008.

Det norske deltar totalt i 45 lisenser utenom tilleggsareal. Selskapet fikk ved TFO 2007 tildelt 12 lisenser.

* Tilleggsareal
** Tildelingene i TFO 2007
*** Lisensen ble tilbakelevert 29.02.2008

Operator
Partner





PL 492 **
PL 491 **
PL 490 **
PL 229 **Goliat**
PL 229 B *
PL 229 C */**

0 75 150 300 km

LISENSPORTEFØLJE PR. 31.12.2007

Selskapet hadde ved utgangen av 2007 eierandeler i 17 egenopererte og 17 partneropererte lisenser. Andelene varierer fra 5% til 100%.

Utvinningstillatelse der Det norske er operatør pr. 31.12.2007:

Utvinningstillatelse (Felt / funn / viktige prospekter)	Lokasjon	Selskap	Andel	Tildelt	Utløp av lisensperiode
PL 001B/PL 242 (West Cable, Draupne)	Nordsjøen	Det norske (op)	35%	15. des. 1999 /4. juni 1999	1. sept. 2011/4. juni 2035
		StatoilHydro	50%		
		PA Resources	15%		
PL 028B (Hanz)	Nordsjøen	Det norske (op)	35%	15. des. 1999	23. mai 2015
		StatoilHydro	50%		
		PA Resources	15%		
PL 305 (Lie)	Nordsjøen	Det norske (op)	30%	12. des. 2003	12. des. 2008 ¹⁾
		Revus	30%		
		Talisman	30%		
		PA Resources	10%		
PL 321 (Geitfjellet, Flakkheia, Hoåsen)	Norskehavet	Det norske (op)	25%	18. juni 2004	18. juni 2010
		Aker Expl.	35%		
		StatoilHydro	20%		
		Talisman	20%		
PL337 (Storskrynten,Grytkollen, Storkollen)	Nordsjøen	Det norske (op)	45%	17. des. 2004	17. des. 2009
		Bridge Energy	10%		
		Revus	20%		
		Dana Petroleum	25%		
PL 341 (Thorkildsen)	Nordsjøen	Det norske (op)	30%	17. des. 2004	17. des. 2009 ¹⁾
		Revus	30%		
		Talisman	30%		
		PA Resources	10%		
PL 356 (Stabben)	Nordsjøen	Det norske (op)	100%	6. jan. 2006	6. jan. 2012
PL 364 (Frøy)	Nordsjøen	Det norske (op)	50%	6. jan. 2006	6. jan. 2012
		Premier	50%		
PL 380 (Fongen)	Norskehavet	Det norske (op)	100%	6. jan. 2006	6. jan. 2012
PL 383 (Struten)	Norskehavet	Det norske (op)	100%	6. jan. 2006	6. jan. 2012
PL 408 (Storkinn)	Nordsjøen	Det norske (op)	70%	16. feb. 2007	16. feb. 2012
		Altinex (Noreco)	30%		
PL 414 (Kalvklumpen)	Nordsjøen	Det norske (op)	40%	16. feb. 2007	16. feb. 2012
		PA Resources	20%		
		Faraoe	20%		
		Noreco	20%		
PL 432 (Nebba)	Norskehavet	Det norske (op)	100%	16. feb. 2007	16. feb. 2012
PL 440S (Helena)	Nordsjøen	Det norske (op)	30%	15. juni 2007	15. juni 2013
		Lundin	6%		
		Faraoe	20%		
		Dana	20%		
		Noreco	24%		
PL 441	Nordsjøen	Det norske (op)	60%	15. juni 2007	15. juni 2013 ²⁾
		Rocksource	40%		
PL 447 (Litj-ormen)	Norskehavet	Det norske (op)	50%	15. juni 2007	15. juni 2013
		Noreco	20%		
		Petro-Canada	30%		

1) Det er søkt om forlengelser p.g.a. tidsfrister i det forpliktete arbeidsprogram.

2) Lisensen ble besluttet tilbakelevert 29. februar 2008.

Utvinningstillatelser der Det norske er partner pr. 31.12.2007:

Utvinningstillatelse (Felt / funn / viktige prospekter)	Lokasjon	Selskap	Andel	Tildelt	Utløp av lisensperiode
PL 029B (Freke/Gere)	Nordsjøen	ExxonMobil (op) Det norske StatoilHydro	30% 20% 50%	11. mai 2001	23. mai 2015
PL 035/PL 272/ PL 362 (Fulla)	Nordsjøen	StatoilHydro (op) Det norske Svenska Petroleum	50% 25% 25%	14. nov. 1969/ 15. mar. 2002/ 6. jan. 2006	14. nov. 2015 14. nov. 2015 6. jan. 2011
PL 038 (Varg)	Nordsjøen	Talisman (op) Petro Det norske	65% 30% 5%	1. apr. 1975	1. apr. 2021
PL 048B (Glitne)	Nordsjøen	StatoilHydro (op) Det norske DONG Total	58,9% 10 % 9,3% 21,8%	10. jan. 2001	18. feb. 2013
PL 048D (Enoch)	Nordsjøen	StatoilHydro (op) Det norske DONG Altinex (Noreco)	58,9% 10 % 9,3% 21,8%	10. okt. 2005	18. feb. 2013
PL 229 (Goliat)	Barentshavet	Eni (op) Det norske StatoilHydro	65% 15% 20%	30. mai 1997	15. mai 2042
PL 265 (Ragnarrock)	Norskehavet	StatoilHydro (op) Det norske Petro Talisman	30% 30% 30% 10%	27. apr. 2001 1)	27. jan. 2008
PL 316 (Yme)	Nordsjøen	Talisman (op) Det norske Revus	70% 10% 20%	18. juni 2004	18. juni 2010
PL 316 CS	Nordsjøen	Talisman (op) Det norske Revus Noreco	35% 10% 20% 35%	23. aug. 2007	18. juni 2010
PL 316 DS	Nordsjøen	Talisman (op) Det norske Revus Bridge	50% 10% 20% 20%	23. aug. 2007	18. juni 2010
PL 332 (Optimus)	Nordsjøen	Talisman (op) Det norske PA Resources	50% 40% 10%	17. des. 2004	17. des. 2010
PL 334	Nordsjøen	Talisman (op) Det norske PA Resources	60% 30% 10%	17. des. 2004	17. des. 2010
PL 369 (Trow)	Nordsjøen	Talisman (op) Det norske Revus Petro-Canada	40% 20% 20% 20%	6. jan. 2006	6. jan. 2012
PL 387	Nordsjøen	Talisman (op) Det norske RWE Dea	40% 30% 30%	28. apr. 2006	28. apr. 2012
PL 442 (Gamma Delta)	Nordsjøen	StatoilHydro (op) Det norske Svenska Petroleum Altinex (Noreco)	40% 20% 20% 20%	15. jun. 2007	15. jun. 2011

Det norske har inngitt avtale om inntreden i PL 027D (utskilles fra PL 027B) med ExxonMobil. 25% eierandel opptjenes når boring av letebrønnen på Eitri-prospektet er gjennomført. Det norske vil være operatør for denne letebrønnen.

Annonsering av tildelingene for TFO 2007 fra Olje- og energidepartementet (OED) ble først offentliggjort 8. februar 2008. Det norske har etter denne tildelingen (TFO 2007) blitt operatør for nye sju lisenser og blitt partner i ytterligere fem lisenser. Totalt er

nå Det norske deltaker i 45 lisenser og operatør for 23 av disse. Lisenser som er tildelt som tilleggsareal til eksisterende lisenser (PL 229B, PL 229C, PL 305B, PL 316B og PL 321B) er ikke inkludert i disse tallene.

ÅRLIG RESERVERAPPORT

Klassifisering av reserver og betingede ressurser

Reserver og betingede ressurser er klassifisert i henhold til Oljedirektoratets klassifiseringssystem (http://www.npd.no/regelverk/r2002/Ressursklassifisering_n.htm) og Oslo Børs' retningslinjer for rapportering av hydrokarbonreserver og betingede ressurser. Se figur under.

OD Klasser	POTENSIELLE RESSURSER			BETINGEDE RESSURSER				RESERVER	
	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Beskrivelse	Prospekt-muligheter. Ikke kartlagte volum innen definert letemodell.	Prospekt, et kartlagt volum av sannsynlig akkumulasjon av hydrokarboner.	Funn under evaluering.	Funn som sannsynligvis ikke vil bli bygd ut.	Funn som sannsynligvis blir bygd ut.	Funn/ felt hvor planlegging av utbygging foregår.	Felt som rettighetshaverne har vedtatt å bygge ut.	Felt under utbygging hvor PUD er godkjent.	Felt i produksjon.

Figur: ODs klassifiseringssystem som benyttes av Det norske.

Reserver

Det norske oljeselskap ASA har eierandeler i tre produksjonsfelt (kategori 1) og i et felt under utbygging, Yme (kategori 2):

- Varg: Opereres av Talisman, Det norske 5%
- Glitne: Opereres av StatoilHydro, Det norske 10%
- Enoch: Opereres av Talisman, Det norske 2%
- Yme: Opereres av Talisman, Det norske 10%

Våre vurderinger av gjenværende reserver på disse feltene er basert på operatørens evaluering.

Vargfeltet (PL 038) befinner seg sør for Sleipner Øst. Feltet er utviklet med produksjonsskipet Petrojarl Varg, og har integrert oljelager og en tilkoblet brønnhodeplattform. Oljen eksporteres med shuttletankere. Påviste reserver (1P/P90) inkluderer 90% av forventet volum fra eksisterende brønner, under forutsetning av at ingen nye brønner bores og at feltet stenges 1. juli 2010. Eierne av Petrojarl Varg har ikke anledning til å fjerne produksjonsskipet fra feltet før tidligst denne dato. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver (2P/P50) tar utgangspunkt i samme sluttdato, men omfatter operatørens mest sannsynlige volumestimat og produksjonsprofiler. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver er 8,6 million fat, hvorav 7 millioner fat er påvist. Eierne planlegger å bore to nye produksjonsbrønner i 2008, noe som kan øke reservegrunnlaget.

Glitnefeltet (PL 048B) befinner seg 40 kilometer nordøst for Sleipner-området. Feltet produseres av undersjøiske brønner koblet til produksjonsskipet Petrojarl 1, og oljen eksporteres med shuttletankere. Anslått varighet for feltet er per i dag juli 2009. Totale reserver beregnes av operatøren, basert på analyse av produksjonshistorikk kombinert med reservoarsimulering. Den største usikkerheten for fremtidig produksjon er knyttet til mengden av produsert vann i de enkelte brønner. Gjenværende reserver er beregnet basert på sannsynlighetsvurdering, der usikkerhet knyttet til vannproduksjon, oljepotensial og regulariteten til enkelte brønner og det totale produksjonssystemet er hensyntatt. Det er ikke forutsatt at nye produksjonsbrønner vil bli boret. Alle påviste og sannsynlige reserver er klassifisert som "utbygde reserver".

Enochfeltet (PL 048B) strekker seg på begge sider av den norske og britiske grensen, og befinner seg på den britiske blokken 16/13a og den norske blokken 15/5, sørvest for Glitnefeltet. Feltet er utviklet med én horisontal undersjøisk brønn og produserer gjennom UK Brae A-plattformen, hvor oljen blir prosessert og eksportert via Forties rørledninger. Gassen selges til Brae. Produksjonen på Enoch startet i mai 2007. Det er inngått en felles eierskapsavtale med lisenseierne på britisk sektor, og Det norskes totale andel er 2% (10% av den norske lisens PL 048D). Opprinnelige påviste og sannsynlige reserver (Enoch Unit) anslås

av operatøren å være 15 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 12,8 millioner fat er gjenværende. Totale påviste gjenværende reserver utgjør 3,8 millioner fat, eller 29% av 2P-volum. Volum i tabell 1 inkluderer bare den norske del av feltet, og er klassifisert som "utbygde reserver".

Ymefeltet (PL 316) befinner seg i Egersundbassenget, og ble produsert med Statoil som operatør fra 1996 til 2001. PUD for gjenåpning av Ymefeltet (PL 316) ble levert i januar 2007, og godkjent av myndighetene i mai 2007. Reservene er derfor klassifisert som "under utbygging". Reserveanslagene er i samsvar med operatørens innrapportering i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett 2007, og er basert på omfattende geologiske og geofysiske studier, dynamisk simulering av reservoaret og historietilpasning. En sensitivitetsanalyse som reflekterer usikkerhetsmomenter i ulike parametre har blitt utarbeidet, og danner grunnlaget for anslag over påviste reserver (1P/P90) og sannsynlige reserver (2P/P50).

Det norskes andel av produksjonen fra Varg-, Glitne- og Enochfeltet i løpet av 2007 utgjør 0,3 millioner fat oljeekvivalenter. Enoch og Glitne er inkludert etter overtakelsen av NOIL medio november. Inkluderingen av NOILs andel av reservene ved Glitne- og Enochfeltet i slutten av 2007 utgjør 0,8 millioner fat oljeekvivalenter.

I PRODUKSJON (KATEGORI 1)

per 31.12.2007	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (Mbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	Olje (Mbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
PL 038 - Varg	5,20	0,0	5,20	5%	0,26	6,96	0,0	6,96	5%	0,35
PL 048B - Glitne	1,45	0,0	1,45	10%	0,15	5,55	0,0	5,55	10%	0,56
Enoch-enhet (Norge)	0,56	0,0	0,56	10%	0,06	1,66	0,0	2,56	10%	0,26
Totalt					0,47					1,17

UNDER UTBYGGING (KATEGORI 2)

per 31.12.2007	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (Mbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	Olje (Mbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
PL 038 - Varg						1,64	0,0	1,64	5%	0,1
PL 316 - Yme	54,0	0,0	54,0	10%	5,4	67,0	0,0	67,0	10%	6,7
Totalt					5,4					6,8

UTBYGGING VEDTATT (KATEGORI 3)

per 31.12.2007	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (Mbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	Olje (Mbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
	0,0	0,0	0,0	0%	0	0,0	0,0	0,0	0%	0
Totalt					0					0

Tabell 1: Reserver per felt

Betingede ressurser

Det norske har eierandeler i åtte funn klassifisert som ressurser. Frøy og Goliat er klassifisert som ”utbygging planlegges” (kategori 4), deler av Ragnarrock og Desmond er klassifisert som ”utbygging sannsynlig” (kategori 5) og de fire andre er klassifisert som ”under evaluering” (kategori 7):

- Frøy: Opereres av Det norske 50%
- 7122/7-1 Goliat: Opereres av ENI, Det norske 15%
- 16/2-3 Ragnarrock: Opereres av StatoilHydro, Det norske 30%
- 25/2-10 S Frigg Gamma Delta: Opereres av Statoil, Det norske 20%
- 25/10-8 Hanz: Opereres av Det norske 35%
- 16/1-7 West Cable: Opereres av Det norske 35%
- 15/12-18S Storskrynten: Opereres av Det norske 45%
- 2/2-2 Desmond: Opereres av Talisman, Det norske 40%

Frøyfeltet (PL 364) opereres av Det norske (50%), med Premier som partner. Beslutning om videreføring ble fattet i januar 2008, og innlevering av PUD for gjenåpning av feltet planlegges i første kvartal 2008. Feltet var i produksjon fra 1995 til 2001, og produserte 35 millioner fat med Elf som operatør. Basert på en omfattende vurdering av reservoaret og produksjonshistorikken tilsier beste estimat at utvinningsgraden kan økes fra de opprinnelige 18% til minimum 40%, som tilsvarer en ytterligere produksjon på 47 millioner fat. Disse volumene er klassifisert som betingede ressurser i ”utbygging planlegges”.

Goliatfeltet (PL 229, 229B) befinner seg 80 km vest for Hammerfest og 40 km sørøst for Snøhvitfeltet, og forventes å bli den første oljeutbyggingen i Barentshavet. Goliat ble oppdaget i 2001 av brønn 7122/7-1. Deler av oljefeltet er dekket av et gasslag. Rettighetshaverne har utført

omfattende undersøkelser for utbygging av felt og flere utbyggingsalternativer vurderes. Utvelgelse forventes å skje i første kvartal 2008, og en periode for definering av konseptet vil foregå fra andre kvartal 2008. Totalt utvinnbare ressurser anslås å være 204 millioner fat oljeekvivalenter, og disse er klassifisert som betingede ressurser i ”utbygging planlegges”.

Desmond (PL 332) og deler av Ragnarrock-funnet (PL 265) er klassifisert som betingede ressurser som ”utbygging sannsynlig” (kategori 5). Gassfunnet Desmond, med totalt utvinnbare ressurser anslått til 26 millioner fat oljeekvivalenter, kan være aktuell for levering av injeksjonsgass til Gydafeltet for. Ragnarrock-funnet er antatt å inneholde mer enn 1 milliard fat tilstedeværende olje. For tiden anslås utvinnbare ressurser til 42 millioner fat av operatøren StatoilHydro, som forventer lav utvinningsgrad på grunn av dårlige produksjonsegenskaper i kalkreservoaret.

Del av Ragnarrock (PL 265), Hanz (PL 028B), West Cable (PL 001/242) og Storskrynten (PL 337) er klassifisert som betingede ressurser ”under evaluering” (kategori 7). Nedre del av Ragnarrock-funnet, som har dårligere produksjonsegenskaper enn den øvre delen, er anslått til å inneholde 67 millioner fat produserbare oljeekvivalenter. Ytterligere borer for avgrensning og testing er planlagt før avgjørelse om utbygging. For Hanz og West Cable oljefunnene anslås totalt utvinnbare ressurser til henholdsvis 16 og 4 millioner fat oljeekvivalenter. Nylige funn i nærheten øker sannsynligheten for utbygging. Utvinnbare ressurser for det nylig påviste Storskrynten-funnet er vurdert til 10-40 millioner fat, men anslaget er svært usikkert. Frigg Gamma Delta (PL 442) like nord for Frøy er anslått til 26 millioner fat oljeekvivalenter. En avgrensningsbrønn er planlagt i 2009.

Netto tilskrevet Mboe Kalenderår, rapportering som per årsslutt	I PRODUKSJON		UNDER UTBYGGING		UTBYGGING VEDTATT	
	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50
Status per 31.12.2006	0,5	1,0	0,0	0,0	4,5	6,0
Produksjon	0,3	0,3				
Ervervelse/avhending	0,2	0,8				
Forlengelser og funn						
Utbygginger			4,5	6,0		
Justeringer av tidligere estimat	0,1	-0,3	0,9	0,8	-4,5	-6,0
Status per 31.12.2007	0,5	1,2	5,4	6,8	0,0	0,0

Tabell 2: Totale reserver, produksjon, utbygginger og justeringer

Ledelsens redegjørelse og analyse

Vurderingen av reserver og ressurser foretas av erfarne fagfolk i Det norske, basert på informasjon fra operatøren og lisenspartnere i tillegg til våre egne tolkninger. Til tross for dette knyttes det betydelig usikkerhet til beregningene. "2P/P50" representerer våre beste estimat av reserver/ressurser, mens "1P/P90" reflekterer våre volumanslag som har høy sikkerhetsgrad. Metodene som benyttes til kartlegging av undergrunnen avdekker ikke alle usikkerhetene knyttet til tilstedeværende volum, eller om hydrokarbonene kan produseres. De faktiske resultat kan derfor vise seg å være lavere enn 1P/P90. En betydelig endring i oljeprisen vil også påvirke reservene. Lave oljepriser kan i verste fall tvinge rettighetshaverne til å stenge felt i produksjon og å avbryte igangsatte utbygginger.

Det norske reserver og ressurser er begrenset til den norske kontinentalsokkelen. Lisensandeler og lisensbetingelser fremgår av ODs hjemmesider. Operatøren vil, i samarbeid med partnerne, årlig innrapportere reserver til OD. Fire felt i vår lisensportefølje er klassifisert som reserver; tre opereres av Talisman og ett av StatoilHydro. Reserveestimatene som rapporteres er i overensstemmelse med de tall som partnerne for de aktuelle lisensene har blitt enige om og har rapportert inn til myndighetene. Det foreligger ingen uavhengig vurdering av reservene.

Vargfeltet produseres av Petrojarl Varg, som er innleid fra Teekay Petrojarl ASA. Det pågår en rekke utforskningsprosjekter innen mulig tilknytningsdistanse fra Vargfeltet, inkludert PL 337 hvor Det norske er operatør, der Storskrymtan ble påvist i 2007. Ytterligere leteboringer er planlagt i området. En mulig tilknytning av tilleggsreserver til Varg vil forlenge feltets levetid og resultere i en produksjonsøkning fra dette feltet. Produksjonslisens 038 utløper i juni 2021. Operatøren på Glitnefeltet vurderer for tiden muligheten for å bore en ny brønn som kan øke feltets utvinning og forlenge levetiden. Det foreligger ingen planer om ytterligere utbygging av Enochfeltet. PUD på Ymefeltet ble godkjent av den norske regjering i mai 2007. Ymefeltet forventes å være i drift i 2009. Feltet vil produseres fra en leid installasjon levert av SMB og operert av Talisman.

De betingede ressurser referert til i denne rapporten inkluderer åtte funn. Evaluering av både Goliat og Frøy er i slutfasen, og vi forventer innlevering av PUD for begge i løpet av 2008. Ytterligere informasjon om egenskapene til kalksteinsreservoaret i Ragnarrock er nødvendig, men tatt i betraktning det betydelige volumet av tilstedeværende olje er vi optimistiske for at utvinning vil være lønnsom. Gjenstående funn er små, men befinner seg alle i områder med eksisterende eller sannsynlig infrastruktur i fremtiden, og derfor har vi store forhåpninger om at disse ressursene vil vise seg å være drivverdige.

Erik Haugane
Administrerende direktør

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

Det norske skal drive sin virksomhet på en slik måte at en unngår varige skader på mennesker og miljø. Helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid skal alltid være prioritert i selskapets virksomhet: fra leting og fram til produksjon, samt også når en kommer til avvikling av produksjon. HMS er også et viktig internt anliggende for å sikre et godt og helsefremmende arbeidsmiljø for selskapets ansatte.

Det norske har bygd opp et styringssystem som danner et sentralt grunnlag for selskapets aktiviteter. Styringssystemet videreutvikles etter behov i tråd med endringer i regelverk, selskapets aktivitet og erfaringer, samt ut fra utvikling i industrien.

Det norske deltar i flere kompetanse-givende nettverk innenfor HMS i oljeindustrien. NOFO (Norsk Oljevernforening For Operatørselskap) er ett av disse. NOFO er viktig for å ivareta ansvaret for oljevernberedskap

i gjennomføring av boring og i framtidig produksjon. Gjennom medlemskap i NOFO får selskapet samtidig oppdatert egen kompetanse innen oljevernberedskap fortløpende. Det norske deltok i 2007 i kurs og seminar innenfor oljevernberedskap. Det norske deltar aktivt i oljevern ved å stille personell til rådighet for NOFOs organisasjon.

Selskapet har i 2007 gjennomført beredskapstrening og beredskapsøvelse med involvering og

deltakelse fra alle aktører, inkludert selskapets øverste ledelse. Selskapet har også gjennomført kurs for alle ansatte innenfor HMS-regelverk for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Gjennom disse og andre aktiviteter har Det norske tilegnet seg betydelig relevant kunnskap og erfaring.

Som ansvarlig operatør for PL 364 Frøy har Det norske i 2007 utarbeidet konsekvensutredning og sendt denne på offisiell høring til relevante parter. HMS er gjennom tilbudsforespørselen for Frøy fremhevet som et viktig element ved vurdering av leverandører / kontraktører til Frøy. Tilbydernes arbeid og systemer innenfor HMS inngår i evalueringene av de innkomne tilbud. Som ansvarlig operatør for boring på PL 337 Storskrymtan har selskapet bl.a.



bidratt til substitusjon til mer miljøvennlige kjemikalier gjennom dialog med og oppfølging av borekontraktør. Selskapet har hatt god dialog med myndighetene gjennom de operative aktiviteter.

Det norskes interne HMS-arbeid gjennomføres i tråd med etablert god praksis for internkontroll. Gjennom kontinuerlige forbedringsarbeid ønsker selskapet å oppnå de overordnede HMS-mål, også internt. Selskapet har i 2007 gjennomført kartlegginger av bl.a. fysisk / kjemisk inneklima og psykososialt arbeidsmiljø. Det er gitt individuell kontorergonomisk veiledning til alle ansatte. Tiltak er gjennomført i henhold til observasjoner gjort i disse interne aktivitetene. Medarbeidersamtaler brukes også som verktøy for å sikre personlig utvikling og godt arbeidsmiljø for alle ansatte.

Behovet for HMS-personell til å følge opp Det norskes aktiviteter evalueres kontinuerlig ut fra de oppgaver selskapet til enhver tid har ansvaret for. Det norske har knyttet til seg ekstern kompetanse innenfor HMS-oppgaver hvor dette var riktig for å sikre den beste ekspertise og erfaring innenfor området.

EIERSTYRING OG SELSKAPsledelse

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske") er et allmenn-aksjeselskap organisert i henhold til norsk lov. Selskapet har en styringsstruktur basert på norsk selskapsrett. Det norske har som målsetting å opprettholde en god standard for eierstyring og selskapsledelse. Dette dokumentet beskriver våre hovedprinsipper og er i tråd med den norske anbefalingen fra desember 2007. Avvik fra anbefalingen er beskrevet i punktene nedenfor.

Vår virksomhet

Det norske virksomhet består i å finne, bygge ut og produsere petroleumsressurser. Selskapet er kvalifisert som operatør siden 2005, og er nå det nest største operatørselskapet på den norske kontinentalsokkelen. Det norske virksomhet er definert i selskapets vedtekter og ytterligere informasjon om våre andeler er tilgjengelig på selskapets hjemmeside www.detnor.no

Det norske skal være et framgangsrikt og effektivt selskap med henblikk

på å finne, bygge ut og produsere petroleumsressurser på den norske kontinentalsokkelen. Vekst søkes oppnådd gjennom ervervelse av nytt leteareal i lisensrunder, og gjennom tilegnelse av leteareal. Utbygging og drift vil utføres i tett samarbeid med leverandører av relevante tjenester.

Selskapskapital og utbytte

Det norske ønsker å opprettholde en hensiktsmessig kapitalstruktur som ivaretar virksomhetens risikoprofil og ambisjoner. De neste tre til fire årene vil Det norske evaluering av

petroleumsprospekter og lete- og utviklingsprogram kreve betydelige investeringer. Utbetaling av utbytte til aksjonærene vil derfor ikke bli prioritert på kort sikt. Selskapet ønsker i denne perioden heller å skape verdier for sine aksjonærer gjennom å bygge opp de underliggende verdier som bør kunne reflekteres i en positiv utvikling i aksjeprisen.

Likebehandling av aksjonærene

Selskapet har én aksjeklasse hvor alle aksjer har samme rettigheter. Det norske og DNO International ASA ("DNO") har inngått en integrasjonssavtale i forbindelse med sammenslåingen med DNOs norske virksomhet. Bl. a. pålegger avtalen DNO å redusere sitt eierskap i Det norske til maksimalt 25 % innen utgangen av 2008. Dette kan skje ved salg, utdeling, utbytte, eller utvanning gjennom kapitalforhøyelser, etc.

Det vises til en nærmere beskrivelse innholdet i avtalen i Det norske informasjonsdokument datert 19.11.2007.

Det norske har fri flyt i aksjen, og aksjene er fritt omsettelige.

Selskapets ansatte er forhindret fra å drive økonomisk virksomhet som kan være av konkurrerende art med Det norske.

Generalforsamling

Generalforsamlingen er selskapets høyeste myndighet. Det norske vedtekter og den norske allmennaksjeloven regulerer generalforsamlingens rolle og mandat.

Generalforsamlingen avholdes før slutten av juni hvert år, og normalt før utgangen av april. Møteinnkalling med agenda for generalforsamlingen sendes ut til aksjeeierne som er registrert i verdipapirsentralen (VPS) og gjøres tilgjengelig på selskapets hjemmeside senest to uker før møtet finner sted. Årsrapporten sendes ut til aksjeeierne og gjøres tilgjengelig på selskapets hjemmeside senest en uke før møtet finner sted. Det norske oppfordrer aksjonærene til å benytte sine rettigheter til å sende inn forslag og stemme.

De som ikke kan delta på forsamlingen oppfordres til å stemme ved bruk av fullmakt. Frist for påmelding settes så nær møte-tidspunktet som mulig, og normalt til dagen før. Møtereferat legges ut på selskapets hjemmeside, www.detnor.no

Styret kan til enhver tid innkalle til ekstraordinær generalforsamling. Dersom revisor eller en aksjeeier med minst fem prosent av selskapets aksjekapital ber om en ekstraordinær generalforsamling for å fremme en sak, plikter Det norske styre å holde møtet innen en måned fra henvendelsen mottas.

Styreleder, administrerende direktør, revisor og representant for valgkomiteen deltar på generalforsamlingen. Det norske generalforsamlinger ledes normalt av styrets leder.

Valgkomité

Selskapet har en valgkomité. Komiteens medlemmer velges av generalforsamlingen og majoriteten av medlemmene er uavhengige av styret og den daglige ledelse. Valgkomiteen har ansvaret for å foreslå kandidater og godtgjørelse til styret. Informasjon om valgkomiteens arbeid gjøres tilgjengelig på selskapets hjemmeside.

Det norskes styre

Selskapets styre består for tiden av ni medlemmer, iberegnet styreleder og to ansatterepresentanter.

Styret har myndighet og ansvar for å overvåke selskapets forretningsdrift og ledelse. Styret har mål om å forbedre og bevare aksjonærenes langsiktige verdier 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. Styrets ansvar innebærer blant annet:

- (a) Skissering av strategiske planer og overvåking av disse ved hjelp av regelmessig rapportering og ettersyn;
- (b) Kartlegging av vesentlig risiki for Det norske virksomhet og sikre etablering av egnede systemer for å forvalte slik 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;
- (d) Sikre etablering av og integriteten til selskapets internkontroll og styringssystemer.

Det norske styre samles hyppig og medlemmene 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. Rollefordelingen mellom styret og ledelsen er klart definert gjennom styreinstruks og instruks for administrerende direktør som spesifiserer ansvarsområde og administrative rutiner. Styret evaluerer sitt arbeid årlig.

Generalforsamlingen velger styreleder. Det norske styre velger selv nestleder.

Med størrelsen på selskapet og dets virksomhet tatt i betraktning, anser styret det som hensiktsmessig at styremedlemmene holdes orientert om alle relevante styresaker. Styret har hittil ikke organisert sitt arbeid i styrekomiteer. I tråd med regelverket vil Det norske etablere revisor- og kompensasjonsutvalg i løpet av 2008.

Risikostyring og intern kontroll

Det norske interne rutiner danner et godt grunnlag for grundig kontroll- og rapportering av selskapets virksomhet. Internkontroll og risikostyring bidrar til oversiktlig og kvalitetssikret rapportering til fordel for selskapet og aksjonærenes langsiktige interesser.

Godtgjørelse til styret og ledende ansatte

Styret oppfordres til å kjøpe aksjer i selskapet, men ingen styremedlemmer deltar i selskapets bonusprogram. Styret må godkjenne ethvert styremedlems konsulentoppdrag for selskapet og belønning for slike oppdrag. Det norske årsrapport redegjør for styremedlemmenes eierandeler og godtgjørelser.

Styret fastsetter administrerende direktørs godtgjørelse og andre ansettelsesbetingelser i møte. Årsrapporten redegjør for styrets og den daglige ledelsens godtgjørelse, iberegnet lønn og pensjonskostnader.

Det norske har etablert et aksjeinsentivprogram for alle sine ansatte. Detaljer om programmet er beskrevet i årsrapporten.

Informasjon og kommunikasjon

Det norske har til hensikt å sikre at investorer i og utenfor Norge regelmessig, og til rett tid, mottar informasjon om virksomhetens utvikling og resultat. Det norske distribuerer finans- og selskapsinformasjon av betydning for aksjekursen gjennom Oslo Børs' meldingssystem og egen internettside (www.detnor.no). Selskapet legger også fram sin finansielle kalender og holder presentasjoner for investorer, analytikere og media i forbindelser med den kvartalsvise rapporteringen. Øvrige møter med Det norske ledelse kan arrangeres ved å ta direkte kontakt med selskapet.

Selskapet har som mål å sørge for at markedet til en hver tid har nok og relevant informasjon slik at aksjeprisen reflekterer de underliggende verdiene i selskapet. Selskapets arbeid mot investorene (Investor Relations policy) er beskrevet i årsrapporten.

Selskapsovertakelse

Styret gjør sitt ytterste for å sikre at fullstendig informasjon gjøres tilgjengelig i alle situasjoner som berører aksjonærenes interesser. Styret vil ikke, uten spesiell grunn, forsøke å forhindre noen i å fremme et bud på selskapets aksjer eller individuelle virksomhetsområder. Om et overtakelsestilbud skulle foreligge, vil styret presentere sin anbefaling til aksjonærene.

Revisor

Generalforsamlingen velger revisor og godkjenner revisors godtgjørelse. Styret avholder møte med revisor minst én gang i året uten at Det norskes administrerende direktør er tilstede for å gjennomgå prosedyrer for internkontroll, og eventuelt mulige svakheter og forslag til forbedring. Revisor deltar også på styremøter som behandler årsresultatet.



INVESTORKOMMUNIKASJON

Det er vårt mål å gjøre tilgjengelig tilstrekkelig informasjon slik at markedets vurdering av selskapet reflekterer selskapets reelle verdier. Det norske arbeider derfor for at investormarkedet til enhver tid skal ha tilgjengelig relevant og presis informasjon om selskapet og dets finansielle utvikling. Kvartalsrapporter, finansiell kalender og andre

informasjonspliktige opplysninger blir sendt ut som meldinger gjennom børsens meldingssystem og lagt ut på selskapets hjemmeside. Det norske vektlegger prinsippet om likebehandling av analytikere, investorer og aksjonærer. Selskapet kommenterer ikke rykter.

Det norske holder åpne presentasjoner i forbindelse med kvartalsavslutning

for investorer, analytikere og media. De fysiske presentasjonene vil alltid bli holdt i Oslo, og i Trondheim ved behov. Informasjon om kommende presentasjoner vil bli publisert gjennom børsens meldingssystem og på selskapets hjemmeside. Individuelle analytiker- og investormøter kan arrangeres ved forespørsel, vanligvis i forbindelse med kvartalspresentasjoner.

20 største aksjonærer registrert hos verdipapirsentralen (VPS) pr. 31.12.2007

Navn	Beholdning	Eierandel
DNO INTERNATIONAL ASA	23 800 000	36,7%
JPMORGAN CHASE BANK*	2 500 000	3,9%
BANK OF NEW YORK, BRUSSELS BRANCH	2 008 070	3,1%
BANK OF NEW YORK, BRUSSELS BRANCH*	1 686 713	2,6%
DRESDNER BANK AG LONDON BRANCH*	1 459 783	2,2%
VERDIPAPIRFONDET KLP AKSJENORGE	1 441 433	2,2%
KØRVEN AS	1 387 181	2,1%
BEAR STEARNS SECURITIES CORP.*	1 181 475	1,8%
H.L.MANAGEMENT AND CONSULTANT (1986) LTD.	1 133 667	1,7%
VERDIPAPIRFOND ODIN NORGE	1 077 367	1,7%
GOLDMAN SACHS INT. - EQUITY -*	1 030 463	1,6%
UBS AG, LONDON BRANCH*	930 953	1,4%
SPAREBANKEN MIDT-NORGE INVEST AS	900 668	1,4%
CREDIT SUISSE SECURITIES*	862 170	1,3%
SJÆKERHATTEN AS	786 040	1,2%
VILJE 2M AS	754 830	1,2%
OLEUM AS	753 000	1,2%
VINN INVEST AS	687 215	1,1%
BANK OF NEW YORK, BRUSSELS BRANCH*	662 994	1,0%
CREDIT AGRICOLE INVESTOR SERVICES*	619 717	1,0%
Andre	19 261 281	29,7%
Sum	64 925 020	100,0%

* Registrert som forvalterkonto hos VPS

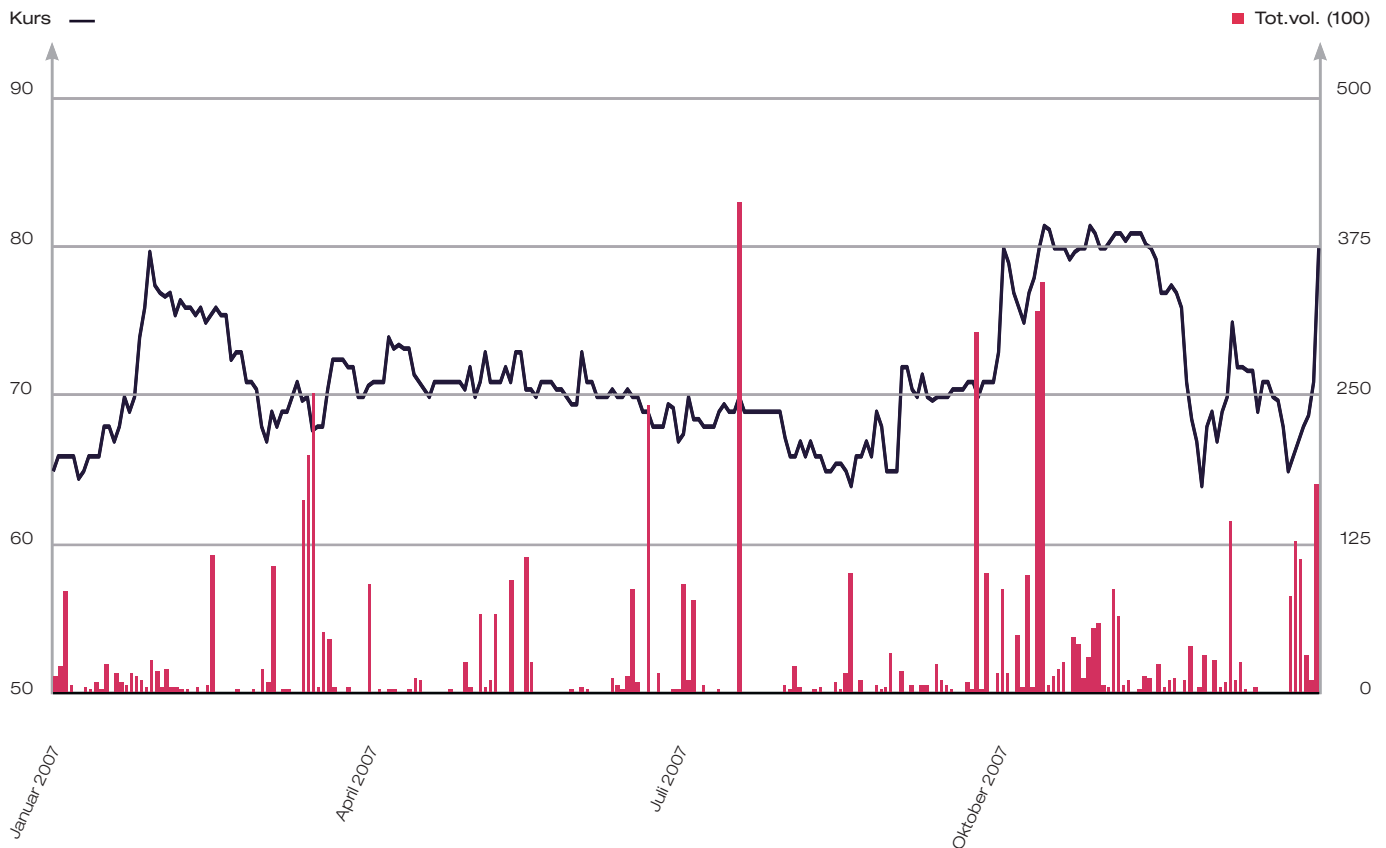
LIKVIDITET

Det norske har som mål å legge til rette for at aksjen er attraktiv og lett omsettelig. Hver aksje har én stemme på generalforsamlingen og like rettigheter til utbytte. Det norske ønsker en hensiktsmessig spredning i eiersammensetningen.

Tiltak som Det norske ledelse ønsker å prioritere for å sikre likviditet i aksjen:

- Gjennomføring av åpne presentasjoner i forbindelse med kvartalsavslutning
- Bidra med foredrag og tilstedeværelse på seminarer som er relevante for å synliggjøre Det norske
- Sørge for at markedet kontinuerlig holdes oppdatert på selskapets status og utvikling gjennom nyhetsdistribusjon
- Prioritere en informativ og kontinuerlig oppdatert hjemmeside
- Sørge for tilgjengelighet når det gjelder å svare på spørsmål fra markedet

Kursutvikling og omsatt volum 01.01.2007 - 31.12.2007



SELSKAPETS LEDELSE OG STYRET

Selskapets ledelse

	<i>Antall aksjer i Det norske pr. 31.12.2007 *)</i>
Erik Haugane, administrerende direktør	1 391 937
Stein Fines, direktør teknologi og HMS	690 978
Anton Tronstad, direktør boring/brønn	788 035
Tom Bugge, direktør leting	758 840
Paul Hjelm-Hansen, finansdirektør	239 290
Sigmund Hanslien, direktør geofag	57 755
Vidar Bergo Larsen, direktør forretningsutvikling	4 500

Styret

	<i>Antall aksjer i Det norske pr. 31.12.2007 *)</i>
Kaare M. Gisvold, styrets leder	455 635
Ivar Brandvold, styrets nestleder	0
Svein Sivertsen	17 500
Tore Lilloe-Olsen	0
Eva Helene Skøelv	0
Barbro Hætta-Jacobsen	0
Guri Ingebrigtsen	0
Kristin Aubert**)	0
Øistein Høimyr**)	1 730

Valgkomité

	<i>Antall aksjer i Det norske pr. 31.12.2007 *)</i>
Berit Kjeldsberg, valgkomiteens leder	591 635
Kjetil Grønskag	109 460
Berge Gerdt Larsen	0

*) Direkte eller indirekte gjennom nærstående personer og/eller andre selskaper

***) Ansatterepresentant



Det har vært utskiftninger i styret i 2007. Ivar Aarseth, Halfdan Carstens, Kjetil Grønskag, Eva Henderson Kristensen, Tove Nedreberg og Anton Tronstad har trådt ut av styret. Tove Nedreberg ble innvalgt på den ordinære generalforsamlingen våren 2007. Nye styremedlemmer er Ivar Brandvold, Tore Lilloe-Olsen, Eva Helene Skøelv, Barbro Hætta-Jacobsen, Guri Ingebrigtsen, Kristin Aubert og Øistein Høimyr.

Trond Bernhard Brekke og Anton Tronstad trådte ut av valgkomiteen etter å ha blitt innvalgt på den ordinære generalforsamlingen våren 2007. Som nye medlemmer fra høsten 2007 ble valgt Kjetil Grønskag og Berge Gerdt Larsen. Berit Kjeldsberg ble valgt våren 2007.

Medlemmene i valgkomiteen er valgt for en periode som varer frem til den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Ledelsen

Erik Haugane (født 1953), adm. dir.

Erik Haugane stiftet Det norske (daværende Pertra) i 2001. Cand. real. i eksogen geologi fra Universitet i Tromsø. Han har 25 års erfaring fra oljeindustrien og har vært letegeolog i Esso, forsker i SINTEF, rådgiver for energisaker hos Fylkesordføreren i Sør-Trøndelag og sekretær for Midtnorsk Oljeråd. Haugane begynte i PGS i 1992 hvor han hadde flere internasjonale engasjement, og var stasjonert i Singapore i to år. Han var ansatt som spesialrådgiver i PGS før han grunnla Pertra i 2001. Han ble tildelt utmerkelsen "Oilman of the Year" i 2004 av SPE, Norge. Erik Haugane er norsk statsborger med bopel i Trondheim, Norge.

Stein Fines (født 1951), direktør teknologi og HMS

Stein Fines begynte i Det norske i 2002. Han er utdannet sivilingeniør ved NTNU (NTH) i Trondheim. Stein har 30 års erfaring fra offshore olje- og gassindustri. Han har hatt flere ledende stillinger i utbyggingsprosjektene for Snorre og Vargfeltet for Saga Petroleum, og har vært ansvarlig for en rekke utviklingsprosjekter relatert til dypvannsteknologi. I Det norske er han prosjektleder for utbyggingen av Frøy. Stein Fines er norsk statsborger med bopel i Hønefoss, Norge.

Anton Tronstad (født 1957), direktør boring/brønn

Anton Tronstad begynte i Det norske i 2003. Sivilingeniør fra NTNU (NTH) i Trondheim. Han har mer enn 24 års driftserfaring fra flere oljeselskap, hovedsakelig innen bore- og brønnoperasjoner. Hans erfaring og kjernekompetanse er innen planlegging og ledelse av offshore bore- og brønnintervensjonsprosjekter. Før han tiltrådte stillingen i Det norske i 2003 var han ansatt som boreoperasjonsleder for Statoil på Åsgard, og i utbyggingsprosjektet Kristin HTHP. Anton Tronstad er norsk statsborger med bopel på Inderøy, Norge.

Tom Bugge (født 1948), direktør leting

Tom Bugge har vært ansatt i Det norske siden 2004. Han innehar graden dr. ing. i geologi fra NTNU (NTH) i Trondheim. Bugge har mer enn 30 års erfaring fra selskap som Norsk Hydro, Saga Petroleum, IKU og NTNF. Tom Bugge er norsk statsborger med bopel i Trondheim, Norge.

Paul Hjelm-Hansen (født 1962), finansdirektør

Paul Hjelm-Hansen ble ansatt som finansdirektør i Det norske i januar 2006. Hjelm-Hansen har graden MBA fra University of Denver, USA i 1988 og er Autorisert Europeisk Finansanalytiker (AFA) fra Norges Handelshøyskole.



Han er i tillegg Autorisert Porteføljeforvalter (Norske Finansanalytikers Forening / Norges Handelshøyskole). Han har tidligere hatt stillinger som finansanalytiker, forvalter av egenkapital- og gjeldsinstrumenter og finanssjef. Hjelm-Hansen har innehatt flere styreverv, blant annet i Det norske. Som finansdirektør er han ansvarlig for finansiell strategi, finansieringsaktiviteter, økonomiske analyser, økonomisk rapportering og investorrelasjoner. Han er leder for økonomiavdelingen og administrasjonsavdelingen i Det norske. Paul Hjelm-Hansen er norsk statsborger med bopel i Trondheim, Norge.

Sigmund Hanslien (født 1950), direktør geofag

Sigmund Hanslien begynte i Det norske i januar 2006. Han er utdannet sivilingeniør i petroleumsgeologi ved NTNU (NTH) i Trondheim. Hanslien har mer enn 30 års erfaring innen leting og produksjon i større oljeselskap. Han har hatt en rekke tekniske og ledende stillinger, først og fremst i ExxonMobil og Statoil, hvor han kom fra stillingen som sjefsgeolog. Hanslien er direktør for geofag og sitter i ledergruppen i Det norske. Sigmund Hanslien er norsk statsborger med bopel i Stavanger, Norge.

Vidar Bergo Larsen (født 1949), direktør forretningsutvikling

Vidar Bergo Larsen ble ansatt i Det norske i oktober 2007. Han har hovedfag i petroleumsgeologi fra Universitetet i Bergen. Larsen har 30 års erfaring fra Statoil, hvor han har innehatt flere ledende stillinger innen leting både på den norske kontinentalsokkelen og internasjonalt. Han var i tillegg leder for Statoils forskningsaktivitet innen leting ved Statoils Forskningscenter i Trondheim. Larsen kom fra stillingen som letesjef for Russland i Statoil, og er nå ansvarlig for forretningsutvikling i Det norske. Vidar Bergo Larsen er norsk statsborger med bopel i Stavanger, Norge.



Styret

Kaare Moursund Gisvold (født 1943), styrets leder

Kaare M. Gisvold er uavhengig investor og rådgiver. Han er utdannet sivilingeniør og dr.ing. innen skipskonstruksjon/marineteknologi fra NTNU (NTH) i Trondheim. Ansvarlig for opprettelsen og ferdigstilling av MARINTEKS laboratorier 1978-81. Han var en av grunnleggerne av Det norske og var adm. dir./president i Petrojarl ASA (Golar-Nor Offshore AS /PGS Production AS) i 20 år. Han ble valgt til Det norske (daværende Pertras) første styreformann i 2001-3. Innehar flere styreverv som omfatter styreformann i Adresseavisen og Det norske oljeselskap. Styremedlem i Meraker Brug, Roxar, Taubåtkompaniet/Boa Offshore, Aker Marine Contractors, og Access Mid-Norway. Kaare M. Gisvold er norsk statsborger med bopel i Trondheim, Norge. Han har sittet i styret i Det norske siden 2005. Gisvolds styreverv opphører på den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Ivar Brandvold (født 1956), styrets nestleder

Ivar Brandvold er driftsdirektør/Chief Operating Officer i DNO International ASA, hvor han har det overordnede ansvar for alle oppstrømsprosjekter i samtlige geografiske områder hvor selskapet er involvert. Brandvold er utdannet siv. ing. innen maskinteknikk fra NTNU (NTH) i Trondheim. Han har 23 års erfaring fra en rekke lederstillinger i Norsk Hydro, og kom til DNO i 2007 fra stillingen som Head of Drilling, hvor han hadde ansvar for globale boreoperasjoner i Norsk Hydro. Ivar Brandvold er norsk statsborger med bopel i Bergen, Norge. Han har sittet i styret i Det norske siden 2007. Brandvolds styreverv opphører på den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Svein Sivertsen (født 1951), styremedlem

Svein Sivertsen er partner og styremedlem i Borgersen & Partners as. Utdannet sivilingeniør ved NTNU. Tidligere adm. dir. i Nidar, Fokus Bank og visekonsernsjef SINTEF. Innehar flere styreverv. Svein Sivertsen er norsk statsborger med bopel i Trondheim, Norge. Han har vært styremedlem i Det norske siden 2005. Sivertsens styreverv utløper på den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Tore Lilloe-Olsen (født 1956), styremedlem

Lilloe-Olsen er letesjef i DNO International ASA. Han har hovedfag i geologi og geofysikk fra Universitetet i Oslo, 1982. Lilloe-Olsen har mer enn 25 års erfaring fra oljeindustrien, blant annet fra stilling som geofysiker i Elf og Hydro, og som fagansvarlig i geofysikk, Hydro O&E. I tillegg har han hatt stillinger som letesjef med ansvar for Nordsjøen i Hydro O&E og Asset Manager for BL 34 Angola i Sonangol P&P. Tidligere arbeidserfaring inkluderer også stillinger som personalsjef i Development Norway, og letesjef for norsk sokkel/direktør i Hydro O&E. Tore Lilloe-Olsen er norsk statsborger med bopel på Bærums Verk, Norge. Han har sittet i styret i Det norske siden 2007. Lilloe-Olsens styreverv opphører på den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Kaare M. Gisvold

Barbro Hætta-Jacobsen

Ivar Brandvold

Kristin Aubert

Øistein Holmyr



Eva Helene Skøelv (født 1966), styremedlem

Eva Skøelv er økonomisjef i DNO International ASA, og har mer enn 15 års erfaring innen økonomi og regnskap fra internasjonale industriforetak. Hun er utdannet siviløkonom fra Norges Handelshøyskole. Tidligere arbeidserfaring inkluderer stilling som økonomidirektør i Gamma Medica-Ideas (et medisinsk-teknisk selskap), Business Controller i Yara International, Controller i Norsk Hydro Hong Kong, samt ulike stillinger innen økonomiområdet i Hydro Oil & Energy. Eva Skøelv er norsk statsborger med bopel i Oslo, Norge. Hun har sittet i styret i Det norske siden 2007. Skøelvs styreverv opphører på den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Barbro Hætta-Jacobsen (født 1972), styremedlem

Barbro Hætta-Jacobsen er lege og politiker, og var varaordfører i Harstad i perioden 2005-2007. I 1996-1997 var hun politisk rådgiver i Kommunal- og arbeidsdepartementet. Innehar styreverv som blant annet omfatter Tromsø 2018 AS, Husbanken, Harstad Arbeiderparti, og Sparebanken Nord-Norge. Barbro Hætta-Jacobsen er norsk statsborger med bopel i Harstad, Norge. Hun har sittet i styret i Det norske siden 2007. Hætta-Jacobsens styreverv opphører på den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Guri Ingebrigtsen (født 1952), styremedlem

Guri Ingebrigtsen er lege og politiker, og var ordfører i Vestvågøy i Nordland i to perioder i 1999-2007. I 1996 og 1996-97 var hun politisk rådgiver for sosialministeren, og minister i det samme departementet i perioden 2000-2001 i den første regjeringen Stoltenberg. Innehar en

rekke styreverv, inkludert Det regionale husbankstyret i Nordland og Sør-Troms, LoVe Petro, Stiftelsen Amatheia, Norsk nettverk av helse- og miljøkommuner, og Høyskolen i Narvik. Hun sitter også i Nasjonalt råd for kvalitet og prioriteringer i helsetjenesten. Guri Ingebrigtsen er norsk statsborger med bopel i Stamsund, Norge. Hun har sittet i styret i Det norske siden 2007. Ingebrigtsens styreverv opphører på den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Kristin Aubert (født 1960), ansattrepresentant

Kristin Aubert er rådgivende geofysiker i Det norske siden 1. september 2007, og arbeider for tiden med lisenser i Nordsjøen. Hun har tidligere vært ansatt som letegeofysiker i Saga Petroleum / Hydro O&E (1995-2007), og i Nopec / PGS (1988-1995). Hun har en mastergrad i anvendt geofysikk fra Universitetet i Oslo, 1988. Kristin Aubert er norsk statsborger med bopel i Slemmestad, Norge. Hun har sittet i styret i Det norske siden 2007.

Øistein Høimyr (født 1958), ansattrepresentant

Øistein Høimyr tiltrådte stillingen som Sr. reservoaringeniør i Det norske i 2006. Tidligere arbeidserfaring inkluderer stilling som ledende ingeniør i Statoil E&P Norway for Tidligfase Prosjektutvikling utenfor Midt-Norge (2001-2005), Sr. reservoaringeniør i utviklingsprosjekt for små felt i DNO (2000-2001), og som ledende subsurfaceingeniør i Saga Petroleum (1985-2000). Han er utdannet sivilingeniør fra NTH (NTNU) i Trondheim, 1984. Øistein Høimyr er norsk statsborger med bopel i Trondheim, Norge. Han har sittet i styret i Det norske siden 2007.

Eva Helene Skøelv

Tore Lilløe-Olsen

Svein Sivertsen

Guri Ingebrigtsen



ÅRSBERETNING 2007

Virksomhet

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske") er en ledende aktør på norsk kontinentalsokkel. Selskapets virksomhet består i å finne, bygge ut og produsere petroleumsressurser. Selskapet består av morselskapet Det norske oljeselskap ASA og datterselskapet NOIL Energy ASA ("NOIL"). Det er igangsatt prosess med sikte på å fusjonere selskapene. Konsernet har lisenser i Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen. Selskapets forretningskontor er i Trondheim. Hovedkontorfunksjonene er delt mellom Oslo og Trondheim. Selskapet har også kontorer i Harstad og Stavanger. Selskapet inngikk høsten

2007 avtale med Residencekvartalet AS om nye kontorlokaler på Torvet i Trondheim. Forventet innflytting er første halvår 2010.

Vesentlige hendelser i løpet av året

Selskapet ble i januar tildelt en lisens (PL 432) i Norskehavet og to lisenser i Nordsjøen (PL 408 og PL 414) gjennom TFO 2006, samt ytterligere en lisens i mai i Norskehavet (PL 447). I oktober ble en lisens ervervet i leteområdet i PL 027B – Jotun (PL 027D), betinget av oppfyllelse av visse vilkår. Salg av 15% i en lisens i Norskehavet (PL 321) ble gjennomført i 2. kvartal.

Pertra og DNOs norske virksomhet slo seg sammen i 4. kvartal til Det norske. Boring av Ragnarrock i PL 265 i 4. kvartal indikerte opptil 1000 mill fat oljeekvivalenter, men med en svært usikker utvinningsgrad. Det ble i 3. og 4. kvartal gjort to oljefunn i paleocene reservoarbergarter i Storskrymta i PL 337, som Det norske er operatør for, med til sammen 10-45 mill. fat utvinnbare oljeekvivalenter. Disse to funnene blir bearbeidet videre med sikte på mulige utvinningsløsninger. Boring av Thorkildsen i PL 341 ble avsluttet i 4. kvartal og viste at brønnen var tørr.

Plan for utbygging og drift (PUD) for Yme ble levert i januar og godkjent av Regjeringen i mai. Olje- og energidepartementet godkjente i 1. kvartal program for konsekvensutredning for ny utbygging av Frøyfeltet i PL 364. Det norske (2/3) og Revus Energy (1/3) inngikk i august avtale med Odfjell Drilling om leie av boreriggen "Deepsea Delta" for en periode på 3 år med en dagrate på USD 435 000. Sannsynlig oppstartstidspunkt er mars 2009. Selskapet fullførte i juni innsamling av seismiske data for Nebba-prospektet i lisens PL 432.

Morselskapet og NOIL Energy inngikk i november avtale med DnB NOR Bank for en lånefasilitet med ramme NOK 1,5 milliard for å finansiere leteaktiviteten. Avtalen erstattet tilsvarende avtaler som morselskapet hadde inngått i september og oktober samt avtale om letefinansiering mellom NOIL og Bank of Scotland.

Historie

Pertra ASA ("Pertra") ble etablert av Petroleum Geo-Services ASA (PGS) i 2001/2002. Pertra kjøpte 70% av Vargfeltet som var under nedstegning og overtok som operatør 01.08.2002. Selskapet fikk senere tildelt flere nye lisenser i TFO 2004. PGS solgte Pertra til Talisman Energy UK Ltd i januar 2005. Ledelsen i Pertra etablerte et nytt oljeselskap 11.02.2005 og kjøpte samtidig tilbake Pertra-navnet, fysiske eiendeler på land, prosedyrer, datautstyr samt andeler i 5 lisenser fra Talisman. 16 av de 19 som var ansatt i Pertra da selskapet ble solgt i januar 2005, fortsatte i det nyetablerte Pertra. Siden januar 2005 har det vært en betydelig vekst i selskapet.

Det Norske Oljeselskap ASA ble stiftet 13.11.1989 som et heleid datterselskap av DNO ASA (nå DNO International ASA). I forbindelse med sammenslåingen mellom Det norske oljeselskap og Pertra, endret Det Norske Oljeselskap navn til NOIL Energy ASA, mens Pertra på sin side den 19.11.2007 endret navn til Det norske oljeselskap ASA.

I 2004 solgte NOIL Energy nesten hele sin norske portefølje til Lundin Petroleum. Siden 2004 har selskapet bygd opp en betydelig leteportefølje og ervervet eierandeler i blant annet Goliatfeltet. Selskapet hadde i 2007 virksomhet bare på norsk sokkel og ble i juni 2007 listet på OTC, og DNO International reduserte sin eierinteresse til 84% i selskapet. I oktober 2007 ervervet Det norske oljeselskap DNO Internasjonal sin eierpost i NOIL.

Det norske oljeselskap overtok i løpet av november og desember 97,3% av aksjene i NOIL Energy ASA. Det sammenslåtte selskapet hadde ved årsskiftet eierandeler i 34 lisenser, 17 operatørskap og 78 ansatte inkludert datterselskap, og er med det det nest største operatørselskap på norsk sokkel.

Eierforhold

Den ekstraordinære generalforsamlingen som ble avholdt den 8.11.2007, besluttet å gjennomføre en sammenslåing av Pertra og DNOs norske virksomhet ved en kapitalutvidelse rettet mot DNO International ASA ("DNO"). Aksjekapitalen ble økt med NOK 6 600 000 ved utstedelse av 33 000 000 aksjer. Dette medfører at ny aksjekapital økte til NOK 11 907 670 fordelt på 59 538 350 aksjer. DNO solgte med dette sin post i NOIL til Pertra mot betaling i Pertra-aksjer. Bytteforholdet var satt til tre NOIL-aksjer for én Pertra-aksje.

DNO er ved utgangen av 2007 selskapets største aksjonær med 37% av aksjene. DNO International har forpliktet seg gjennom salg, utvanning eller utbytte å redusere sin eierandel i Det norske til maksimum 25% innen utgangen av 2008.

I tillegg til endret aksjekapital og navneendring vedtok generalforsamlingen å øke vedtektenes ramme fra åtte styremedlemmer til ti styremedlemmer. Generalforsamlingen vedtok også å endre sammensetningen av styret og valgkomiteen. Generalforsamlingens vedtak var delvis betinget av visse forhold. Betingelsene ble oppfylt kort tid etter generalforsamlingen.

Selskapets generalforsamling den 8.11.2007 ga videre styret en generell fullmakt til å utstede inntil 29 750 000 nye aksjer. Fullmakten gjelder frem til neste ordinære generalforsamling, dog senest 30.06.2008. Fullmakten erstatter tidligere fullmakt.

De gjenværende aksjonærer i NOIL ble tilbudt å bytte deres aksjeinnehav i NOIL til Det norske-aksjer i forholdet 3:1. Tilbudsperioden var 21.11.-30.11.2007. Tilbudet resulterte i utstedelse av 5 386 670 nye aksjer i Det norske og en økning i aksjekapitalen med NOK 1 077 334 mot et innskudd av 16 161 032 NOIL-aksjer. Styret vedtok denne aksjekapitalutvidelsen den 6.12.2007 ved benyttelse av fullmakt gitt av generalforsamlingen 8.11.2007. Etter dette er utestående antall aksjer i Det norske oljeselskap 64 925 020 og aksjekapitalen NOK 12 985 004.

Ved årsskiftet var det totalt 2 188 aksjonærer i selskapet. Aksjene eies av både norske og internasjonale investorer, ledelsen, styret og ansatte.

Oljeresurser og reserver

Det norske lisensportefølje er økt betydelig i løpet av året. Ved utgangen av 2007 utgjorde de samlede riskede ressurser og reserver 579 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav reserver utgjorde 8 millioner fat oljeekvivalenter.

Forskning og utvikling

Konsesjonsverket for lisenser på norsk sokkel stimulerer til gjennomføring av forsknings- og utviklingsaktivitet. Det norske har i 2007 deltatt i flere FOU-prosjekter i samarbeid med nasjonale forskningsmiljøer og fagekspertise. Kostnader for disse aktivitetene resultatføres.

Helse, miljø og sikkerhet

Selskapets mål er at all virksomhet skal gjennomføres uten skader på mennesker eller miljø. Sikkerhet for mennesker, miljø og økonomiske verdier er en integrert del av selskapets styringssystemer. Målet oppnås gjennom systematisk arbeid med oppfølging og stor oppmerksomhet på prosesser for kontinuerlig forbedring. Registrering, rapportering og vurdering av årsaksforhold og mulige konsekvenser er en viktig del av arbeidet.

Det norske opererte to boreoperasjoner i 2007 og hadde ingen alvorlige hendelser i forbindelse med disse. Det er ikke registrert arbeidsrelaterte skader eller ulykker blant selskapets ansatte i 2007. Det har heller ikke forekommet ulykker som har medført materielle skader.

Det var stor aktivitet i selskapet i 2007, og arbeidsmiljøet er ansett å være godt. Det iverksettes løpende tiltak for forbedringer. Det er registrert 442 sykedager, eller 2,4%, totalt sett i 2007. Selskapet har gjennomført flere kartlegginger og forbedringsprosjekter relatert til det interne arbeidsmiljø. Selskapets verneombud har deltatt i de interne forbedringsprosesser.

Det norske er ikke operatør for felt i produksjon. For miljødata for Varg, Glitne og Enoch henvises det til operatørenes rapportering til Petroleumstilsynet, OD og Statens Forurensingstilsyn, av utslipp til luft og vann samt bruk av kjemikalier. Kjemikalieforbruk og utslipp til ytre miljø i forbindelse med boreoperasjonene er rapportert til myndighetene i henhold til retningslinjer fastsatt. Det norske vektlegger å bytte ut kjemikalier som kan være potensielt miljøskadelig med forbindelser som representerer mindre risiko, hvor dette er mulig. Dette har vært fokusert i selskapets boreoperasjoner i 2007.

For PL 364 Frøy utarbeidet Det norske i 2007 konsekvensutredning av ny utbygging av feltet. Konsekvensutredningen ble sendt på offentlig høring i desember 2007.

Likestilling

Selskapet er en arbeidsplass med full likestilling mellom kvinner og menn. Selskapet har innarbeidet rutiner for likestilling. Selskapet har tradisjonelt rekruttert fra miljøer hvor antall kvinner og menn er ujevnt representert.

Av selskapets 78 ansatte ved årsskiftet var 22 kvinner. I styret var det ved utgangen av året fire kvinner og fem menn. Arbeidstidsordninger i selskapet følger av de ulike stillinger og er uavhengig av kjønn.

Eierstyring og selskapsledelse

Det norske styringsordning bygger på prinsipper som følger systematikken i "Norsk anbefaling: Eierstyring og selskapsledelse" av 4.12.2007, og som i stor grad harmonerer med gjeldende internasjonale syn på "Corporate Governance".

En mer utfyllende omtale av eierstyring og selskapsledelse er gitt i årsrapporten.

Avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte

Lederlønnspolitikken for 2007 fulgte de retningslinjer som var inntatt i årsberetningen for 2006 med unntak av at bonus for 2007 ble utført ved at de ansatte kjøpte aksjer i annenhåndsmarkedet, i stedet for at det ble gjennomført en kapitalforhøyelse hvor bonusmottakerne tegnet aksjer. Bonusbeslutningen ble utført i januar 2008, hvilket var før framleggelse av årsregnskap for 2007. Retningslinjene for 2007 foreskrev at bonus fastsettes etter framleggelse av årsregnskap.

Virkningen for selskapet for gjennomføringen av retningslinjene for lederlønn er at selskapets regnskapsresultat påvirkes av kostnadene ved de nevnte ordninger. I den utstrekning ansatte som mottar bonus, tegner aksjer i selskapet innenfor rammen av bonusordningen, vil dette ha en utvanningseffekt som en følge av at antallet aksjer i selskapet øker.

Styret har etablert retningslinjer for 2008 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2008.

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 bonusaksjeprogram, pensjonsordning og annen godtgjørelse, herunder godtgjørelser ved ansettelser.

Justeringer i grunnlønn for administrerende direktør fastsettes av styret. Justeringer i grunnlønn for øvrige ledende ansatte fastsettes av administrerende direktør innenfor rammer fastsatt av styret. Etter fylte 60 år plikter administrerende direktør å fratre stillingen dersom styret ber om det. Som kompensasjon for fratredelse før 67 år skal han ha en kompensasjon tilsvarende 70% av lønn fra 60 til 67 år. Det er etablert en garantikonto for dette.

Det er etablert en bonusordning for samtlige ansatte. Bonus fastsettes ved at styret hvert år etter regnskapsårets utgang, foretar en skjønnsmessig vurdering av selskapets samlede aktiviteter og resultater foregående år. Basert på dette vil styret avgjøre om det skal tildeles bonus (tilleggslønn) for de ansatte. Størrelsen på bonusbeløpet fastsettes som en prosentsats av grunnlønn. Bonus for ett år vil maksimalt kunne utgjøre 40% av grunnlønn. De ansatte må tegne eller kjøpe aksjer i Det norske oljeselskap ASA for 50% av bonusbeløpet for å ha rett på bonus. For tidligere år har retningslinjene alene vært basert på alternativet tegning, men dette endres fra og med 2008. Dersom de ansatte skal tegne aksjer må det gjennomføres en kapitalutvidelse. Slike kapitalutvidelser vil måtte vedtas av styret basert på styrefullmakt eller av generalforsamling fra gang til gang. Tegningskurs er i tilfelle markedskurs for aksjen på det tidspunkt kapitalforhøyelsen beslutes i styret eller i generalforsamling. Ved alternativet kjøp av aksjer, betaler de ansatte markedskurs til selgeren. Bonus tildeles ikke til ansatte som allerede er eller har sagt opp eller på annen måte har sluttet i selskapet på det tidspunkt bonus tildeles. For 2006 fastsatte styret i februar 2007 bonus til 25% av grunnlønn. For 2007 fastsatte styret i januar 2008 bonus til 30% av grunnlønn. Det eksisterer ingen andre godtgjørelser til administrerende direktør eller ledende ansatte som er knyttet til aksjer, tegningsretter, opsjoner eller andre aksjebaserte forhold.

Ingen lønnsavtaler i konsernet er tilknyttet utviklingen i selskapets aksjekurs eller aksjeavkastning.

REGNSKAP 2007

Regnskapet er avlagt i tråd med reglene i Regnskapsloven og i samsvar med IFRS regelverk.

Konsernet ble etablert 13.11.2007 ved at Pertra ASA og NOIL Energy ASA ble slått sammen til Det norske oljeselskap ASA. Refererte regnskapstall for 2007 gjelder konserntall. Sammenligningstall for konsernet for 2006 og 2005 er identiske med morselskapets sammenligningstall.

Styret har ikke kjennskap til noen forhold av betydning som skulle virke inn på vurderingen av selskapets stilling pr. 31.12.2007, eller resultat for 2007, utover det som fremgår av årsberetning og av regnskapet forøvrig.

Resultat

Styret mener at årsregnskapet gir et rettviseende bilde av konsernets eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat.

Den samlede omsetning for konsernet var NOK 131,0 mill.

Råolje fra Vargfeltet ble solgt for i snitt USD 71,4 pr. fat. Oljen fra Enoch og Glitne ble fra konsernets etablering og fram til årsslutt solgt for i snitt USD 80,2 pr. fat. Ledelsen vurderer kontinuerlig behovet for å begrense risikoen for fluktuasjoner i oljeprisen, men har så langt ikke gjennomført noen sikringsforretninger.

Driftsresultatet var NOK -252,1 mill. Det negative resultatet er i tråd med plan og er hovedsakelig forårsaket av høy leteaktivitet. Utforskningskostnader utgjorde NOK 282,9 mill. og besto av borekostnader, seismikkostnader og generelle utforskningskostnader.

Skatteinntekt på ordinært resultat utgjorde NOK 206,0 mill. Forventet utbetalt skatterefusjon som følge av leteaktivitet utgjorde ved utgangen av året NOK 618,0 mill. Forventet tidspunkt for utbetaling er desember 2008.

Årsresultatet var NOK -41,5 mill.

Balanse og likviditet

Konsernet har ved utgangen av 2007 en egenkapital på NOK 3 563,3 mill. Egenkapitalandelen var 55,4%.

Beholdning av betalingsmidler var NOK 585,1 mill. pr. 31.12. Konsernet har en trekkfasilitet med DnB NOR Bank med ramme på totalt NOK 1 500 mill, hvorav NOK 130 mill var trukket pr. 31.12. av en effektiv ramme på NOK 587 mill. Den effektive rammen er en funksjon av konsernets gjeldende bokførte skattefordring.

Konsernets rentebærende gjeld ved utgangen av året utgjorde NOK 130 mill. Kortsiktig gjeld utgjør NOK 596,9 mill.

Fjernings- og pluggeforpliktelser er ved utgangen av året avsatt med NOK 81,1 mill for felt i produksjon.

Balanseført goodwill i konsernet utgjør pr. 31.12.2007 NOK 1 672 mill. Denne er i hovedsak knyttet til oppkjøpet av NOIL Energy ASA. I samsvar med prinsippene i IFRS er forskjellen mellom anskaffelseskost ved oppkjøp og virkelig verdi av identifiserbare eiendeler på oppkjøpstidspunktet klassifiseres som goodwill. Goodwill testes årlig for nedskrivning eller oftere hvis hendelser eller endringer i andre forhold indikerer at det har vært et verdifall. Slike indikatorer kan eksempelvis være endringer i selskapets planer, endring i oljepris, endring i reserver og/eller ressurser eller endringer i kostnadsnivå. Selskapet har vurdert at det i etterkant av oppkjøpet av NOIL ikke er hendelser eller forhold som indikerer behov for nedskrivningstest av goodwill relatert til oppkjøpet av NOIL. Det vises til note 14 i regnskapet for ytterligere opplysninger knyttet til nedskrivningstest av goodwill.

Kontantstrøm

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter ble for 2007 NOK 309,8 mill. Hovedårsaken til at kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter ble bedre enn driftsresultatet, er utbetaling av skattefordring på NOK 323,8 mill eksklusive renter.

Utbetalinger relatert til investeringer utgjorde NOK 365,3 mill. Dette er i hovedsak tilknyttet utbyggingsutgifter for Ymefeltet og midlertidig aktivert letebrønn på Storskrynten.

Produksjon

Konsernets samlede andel av produksjonen fra Vargfeltet utgjorde 253 453 fat (40 275 Sm³) råolje. Andel av produksjonen for henholdsvis Enoch og Glitne i perioden fra medio november var på 7 253 fat (1 153 Sm³) og 39 945 fat (6 348 Sm³). Produksjonen fra Enoch og Glitne er medregnet fra medio november i forbindelse med overtagelsen av NOIL. Lager av olje, som er produsert men ikke levert pr. 31.12., var 7 109 fat (1 130 Sm³).

Finansiell risiko

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

Det norske er eksponert for markedsrisiko for oljepriser, valutakurser og renter. Risikoeksponeringen er under kontinuerlig oppsikt, og behovet for bruk av finansielle instrumenter vurderes løpende med tanke på avdekking av

markedsrisiko. Inntekter består hovedsaklig av inntekter fra salg av petroleum. Konsernet er således eksponert for risiko relatert til endringer i oljepris. Utvikling i valutakurser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko for selskapet. Konsernets petroleumsinntekter er i amerikanske dollar (USD), mens utgiftene er fordelt mellom NOK og USD. Det er ikke inngått terminkontrakter eller andre avtaler for å redusere selskapets oljepris- og valutarisiko og derigjennom den driftstilknyttede markedsrisiko. Konsernet er utsatt for renterisiko for nåværende og fremtidig låneopptak. De likvide midler plasseres slik at renterisiko er relativt begrenset. Den gjennomsnittlige rentefølsomheten for selskapets likvide midler skal i følge selskapets retningslinjer ikke overstige ett år.

De plasserte midlers kredittrisiko vurderes som lav. 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. Likvide midler plasseres i verdipapirer, verdipapirfond og bankinnskudd som representerer gjennomgående lav kredittrisiko.

Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram setter krav til styring av likviditetsrisiko. De likvide midler og trekkfasilitetens ubenyttede ramme er forventet å være tilstrekkelig til å finansiere selskapets drift gjennom 2008. I forvaltningen av selskapets likvide midler prioriteres lav likviditetsrisiko. Forfallstidspunkter for kundefordringer opprettholdes.

Morselskap

Morselskapets årsresultat var NOK -33,0 mill. Selskapet har ikke fri egenkapital. Styret foreslår at årsresultatet i morselskapet dekkes ved at NOK 33,0 mill. overføres fra overkursfond.

Fortsatt drift

I samsvar med regnskapsloven § 3-3a bekreftes det at forutsetningene for fortsatt drift er til stede, og at dette er lagt til grunn ved utarbeidelsen av årsregnskapet. Den finansielle soliditet vurderes som god. Den planlagte veksten i årene framover medfører imidlertid et udekket finansieringsbehov. På denne bakgrunn vil selskapet i tiden framover vurdere alternative finansieringskilder.

Hendelser etter årsavslutning

Larsen Oil and Gas ASA, som eide 1,06% av aksjene i NOIL, krevde i januar innløsning av sine aksjer i NOIL i henhold til Allmennaksjelovens § 4-25. Larsen Oil and Gas ASA varslet i forbindelse med innløsningskravet at det ville akseptere en innløsningskurs på NOK 24 pr. aksje. Styret vedtok i styremøte den 25.01.2008 å akseptere innløsning til den tilbudte kursen, som er den samme som alle aksjonærer i NOIL ble tilbudt i bytte med aksjer i Det norske oljeselskap i november 2007. Samtidig vedtok styret

å tvangsinnløse alle øvrige aksjonærer i NOIL og å tilby disse samme innløsningskurs, NOK 24 pr. aksje. Gjennom vedtaket eide Det norske 100% av aksjene i NOIL pr 01.02.2008. Som følge av innløsningen ble NOIL strøket fra OTC-listen fra 29.01.2008.

Den 08.02.2008 offentliggjorde Olje- og Energidepartementet tildeling i forhåndsdefinerte områder 2007 (TFO 2007). Konsernet ble tildelt 12 lisenser (eksklusiv et tilleggsareal til Goliatlisensen), herav sju operatørskap. Seks av lisensene er i Nordsjøen, tre av lisensene er i Norskehavet, mens tre lisenser befinner seg i Barentshavet.

Ultimo februar 2008 ble PL 441 besluttet tilbakelevert til myndighetene. I mars inngikk Det norske avtaler om bytte av andeler i PL 383 med tilsvarende deler i PL 485. Avtalene forutsetter godkjenning fra lisenspartnerne og myndigheter. Etter dette vil Det norske ha totalt 46 lisenser og være operatør for 23 av disse. Konsernet har 33 lisenser i Nordsjøen, ni lisenser i Norskehavet og fire lisenser i Barentshavet.

Utsikter

Selskapet er nest størst på norsk sokkel med 23 operatørskap og er aktiv på hele sokkelen. Utlysningen av den 20. konsesjonsrunden i løpet av 2008/2009 vil kunne gi ytterligere vekstmuligheter for selskapet.

Med over 100 ansatte i 2008 og et mål om å øke staben med ytterligere 20-30 ansatte i løpet av året, har Det

norske en solid organisasjon som kan utnytte det gode utgangspunktet. Det norske disponerer 1270 riggdøgn. I tillegg kommer boreprogrammet som gjelder lisensene der Det norske er partner. Totalt omfatter dette åtte-ni letebrønner i 2008 og 14-15 letebrønner i 2009. Det norske forventer at leteprogrammet for disse to år vil resultere i kommersielle funn med tilhørende signifikant økning i reserver og ressurser. Det norske oljeselskap og NOIL Energy tar sikte på å fullføre fusjon av selskapene i 3. kvartal 2008.

Konsernets oljeproduksjon fra feltene Varg, Enoch og Glitne forventes å være ca. 1 700 fat pr. dag i gjennomsnitt. Det planlegges produksjonsboring på Yme fra august 2008.

Det norskes vil oversende Plan for utbygging og drift (PUD) til myndighetene for Frøy i mars 2008 basert på den utbyggingsløsning som lisenspartnerne har vedtatt. Premier Oil Norge som er eneste partner i lisensen, har ennå ikke sluttet seg til planen. Produksjonstart er planlagt i tredje kvartal 2012.

Goliatlisensen legger opp til å levere PUD i desember 2008 med en mulig produksjonsstart i 2011/2012.

Det norske arbeider aktivt med lisenstransaksjoner for å skape størst mulige verdier og spre risiko.

Det vil kunne oppstå store svingninger i selskapets resultater som følge av oljeprissvingninger, produsert volum, utbyggingskostnader og leteaktivitet.

Styret for Det norske oljeselskap ASA
Trondheim, 12. mars 2008



Kaare M. Gisvold, styreleder



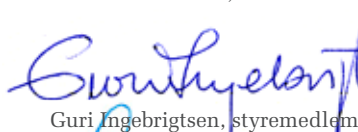
Ivar Brandvold, nestleder



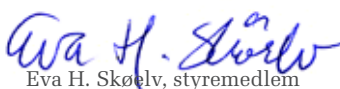
Svein Sivertsen, styremedlem



Barbro Hætta-Jacobsen, styremedlem



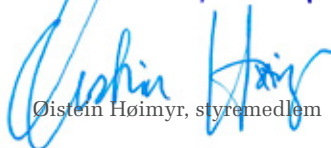
Guri Ingebrigtsen, styremedlem



Eva H. Skoelv, styremedlem



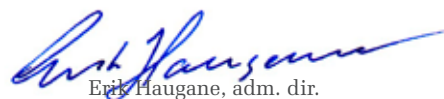
Tore Liloe-Olsen, styremedlem



Øistein Høimyr, styremedlem



Kristin Aubert, styremedlem



Erik Haugane, adm. dir.

RESULTATREGNSKAP

1. januar - 31. desember (NOK 1000)	Note	KONSERN	DET NORSKE OLJESELSKAP AS		
		2007	2007	2006 ¹⁾	2005 ¹⁾
Petroleumsinntekter		127 689	107 027	115 869	93 601
Andre driftsinntekter		3 335	50	2 173	884
Driftsinntekter		131 024	107 077	118 043	94 485
Utforskningskostnader	5	282 943	257 435	186 178	168 298
Beholdningsendring	6	406	406	2 582	-1 371
Produksjonskostnader	7	43 238	41 843	43 443	27 703
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	8	11 161	2 346	2 093	582
Avskrivninger og amortiseringer	13	34 553	26 088	20 054	19 958
Andre driftskostnader	9	10 807	7 380	1 051	188
Driftskostnader		383 109	335 500	255 401	215 358
Driftsresultat		-252 084	-228 421	-137 358	-120 873
Renteinntekter	10	28 463	25 753	11 335	1 033
Annen finansinntekt		2 365	966	3 326	3 767
Rentekostnader		3 940	3 556	7 749	2 202
Annen finanskostnad		22 288	13 541	5 096	1 459
Netto finansposter	10	4 600	9 621	1 815	1 139
Resultat før skattekostnad		-247 485	-218 800	-135 544	-119 734
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	11	-205 976	-185 782	-105 628	-93 340
Årets resultat		-41 509	-33 018	-29 916	-26 394
Minoritetens andel av resultatet		-807			
Majoritetens andel	12	-40 701			
Overført fra annen innskutt egenkapital				-1 248	-858
Overført fra overkursfond			-33 018	-28 667	-25 536
Sum overføringer			-33 018	-29 916	-26 394
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		31 240 879	31 240 879	18 200 614	8 347 593
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		31 240 879	31 240 879	18 200 614	8 347 593
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt)		(1,33)	(1,06)	(1,64)	(3,16)
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt) - utvannet		(1,33)	(1,06)	(1,64)	(3,16)

1) Konsernet ble etablert 13. november 2007. Sammenligningstallene for konsernet for 2006 og 2005 er identiske med morselskapets sammenligningstall.

BALANSE

(NOK 1000)	Note	KONSERN 31.12.2007	DET NORSKE OLJESELSKAP ASA 31.12.2007	31.12.2006 ¹⁾
EIENDELER				
<i>Immaterielle eiendeler</i>				
Goodwill	13,14	1 671 556	43 875	43 875
Aktiverte bore og utbyggingsaktiviteter	13	517 867	139 567	2 886
Andre immatrielle eiendeler	13	2 423 340	23 466	23 701
<i>Varige driftsmidler</i>				
Varige driftsmidler	13	354 692	243 159	86 976
<i>Finansielle investeringer</i>				
Aksjer i datterselskap	3		2 777 140	
Langsiktig depositum	21	5 160		
Sum anleggsmidler		4 972 614	3 227 206	157 437
<i>Varelager</i>				
Varelager	6	2 579	2 579	2 208
<i>Fordringer</i>				
Kundefordringer	15	128 237	24 682	15 262
Andre kortsiktige fordringer	16	119 718	87 537	87 072
Beregnet skatt til utbetaling	11	618 044	277 977	112 724
<i>Betalingsmidler</i>				
Kontanter og kontantekvivalenter	17	585 127	343 392	565 889
Sum omløpsmidler		1 453 705	736 166	783 155
SUM EIENDELER		6 426 319	3 963 372	940 591

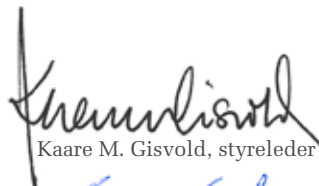
1) Konsernet ble etablert 13. november 2007. Sammenligningstallene for konsernet for 2006 og 2005 er identiske med morselskapets sammenligningstall.

BALANSE

(NOK 1000)	Note	KONSERN 31.12.2007	DET NORSKE OLJESELSKAP ASA 31.12.2007	31.12.2006 ¹⁾
GJELD OG EGENKAPITAL				
Innskutt egenkapital				
Aksjekapital	18	12 985	12 985	5 302
Overkursfond		3 519 597	3 527 282	802 160
Sum innskutt egenkapital		3 532 582	3 540 267	807 462
Minoritetsinteresser				
		30 725		
Sum egenkapital		3 563 307	3 540 267	807 462
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser	19	8 125	8 125	3 255
Utsatt skatt	11	2 166 470	108 335	18 875
Avsetning for fjernings- og nedst.forpliktelser	20	81 133	32 267	21 928
Utsatt inntekt	21	10 402	10 402	
Sum avsetning for forpliktelser		2 266 130	159 130	44 058
Kortsiktig gjeld				
Kortsiktig lån	22	128 625		
Leverandørgjeld		112 788	105 378	26 787
Offentlige trekk og avgifter		12 044	4 761	3 420
Annen kortsiktg gjeld	23	343 423	153 837	58 864
Sum kortsiktig gjeld		596 881	263 976	89 071
Sum gjeld		2 863 012	423 106	133 129
SUM GJELD OG EGENKAPITAL		6 426 319	3 963 372	940 591

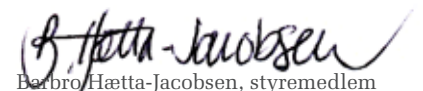
1) Konsernet ble etablert 13. november 2007. Sammenligningstallene for konsernet for 2006 og 2005 er identiske med morselskapets sammenligningstall.

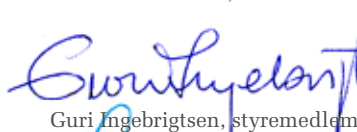
Trondheim, 12. mars 2008

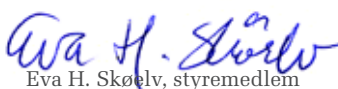

Kaare M. Givold, styreleder


Ivar Brandvold, nestleder

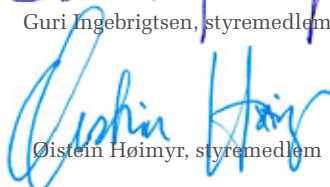

Svein Sivertsen, styremedlem


Barbro Hætta-Jacobsen, styremedlem

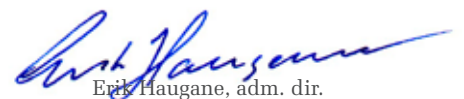

Guri Ingebrigtsen, styremedlem


Eva H. Skjøl, styremedlem


Tore Liloe-Olsen, styremedlem


Øistein Høimyr, styremedlem


Kristin Aubert, styremedlem


Erik Haugane, adm. dir.

OPPSTILLING AV ENDRINGER I EGENKAPITALEN - KONSERN

(NOK 1000)	MAJORITETSINTERESSE				Sum egenkapital
	Aksjekapital	Overkursfond	Annen innskutt EK	Minoritetsinteresse	
Egenkapital pr 01.01.2006	3 113	183 399	-	-	186 512
Kapitalutvidelse juni (ansatte)	2	479			481
Kapitalutvidelse oktober (rettet emisjon)	2 000	598 000			600 000
Kapitalutvidelse oktober (offentlig emisjon)	187	54 784	1248		56 219
Emisjonskostnader oktober		-26 514			-26 514
Skatteeffekt av emisjonskostnader		20 681			20 681
Resultat for perioden		-28 668	-1248		-29 916
Egenkapital pr 31.12.2006	5 302	802 160	-	-	807 462
					-
Kapitalutvidelse	6	2 086			2 091
Kapitalutvidelse 13.11.2007	6 600	2 369 400			2 376 000
Kapitalutvidelse 6.12.2007	1 077	386 763			387 840
Emisjonskostnader ført mot egenkapitalen		-500			-500
Skatteeffekt av emisjonskostnader mot egenkap.		390			390
Majoritetens andel av konsernresultat		-40 701			-40 701
Minoritetsinteresser				30 725	30 725
Egenkapital pr. 31.12.2007	12 985	3 519 597	-	30 725	3 563 307

OPPSTILLING AV ENDRINGER I EGENKAPITALEN - MORSELSKAP

(NOK 1000)					Sum egenkapital
	Aksjekapital	Overkursfond	Annen innskutt EK	Minoritetsinteresse	
Egenkapital pr 01.01.2006	3 113	183 399	-	-	186 512
Kapitalutvidelse juni (ansatte)	2	479			481
Kapitalutvidelse oktober (rettet emisjon)	2 000	598 000			600 000
Kapitalutvidelse oktober (offentlig emisjon)	187	54 784	1248		56 219
Emisjonskostnader oktober		-26 514			-26 514
Skatteeffekt av emisjonskostnader		20 681			20 681
Resultat for perioden		-28 668	-1248		-29 916
Egenkapital pr 31.12.2006	5 302	802 160	-	-	807 462
Kapitalutvidelse	6	2 086			2 091
Kapitalutvidelse 13.11.2007	6 600	2 369 400			2 376 000
Kapitalutvidelse 6.12.2007	1 077	386 763			387 840
Emisjonskostnader ført mot egenkapitalen		-500			-500
Skatteeffekt av emisjonskostnader mot egenkap.		390			390
Resultat for perioden		-33 018			-33 018
Egenkapital pr. 31.12.2007	12 985	3 527 283	-	-	3 540 267

KONTANTSTRØMOPPSTILLING

		KONSERN		DET NORSKE OLJESELSKAP ASA	
(NOK 1000)	Note	2007		2007	2006
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter					
Resultat før skattekostnad		-247 485		-218 800	-135 544
Periodens mottatte skattefordring på staten		323 795		110 381	81 925
Avskrivninger		34 553		26 088	20 054
Endring i fjerning og pluggeforpliktelse		3 129		1 961	1 923
Underkurs aksjer til ansatte				-	1 248
Endring i lager, kreditorer og debitorer		62 975		68 800	5 980
Endringer i netto arbeidskapital og andre tidsavgrensningsposter		127 640		110 931	-60 349
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		304 607		99 361	-84 763
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter					
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler		-170 824		-164 718	-66 414
Utbetaling ved investering i software, inventar og lignende		-194 444		-145 456	-3 234
Netto kontantstrøm fra (brukt i) investeringsaktiviteter		-365 267		-310 175	-69 649
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter					
Innbetalinger av kapital/kapitalutvidelse		2 091		2 091	628 938
Utgifter relatert til oppkjøp av selskaper		-13 775		-13 775	
Nedbetaling av lån		-290 686		-	
Opptak kortsiktig lån		130 000			-15 271
Netto kontantstrøm fra (brukt i) finansieringsaktiviter		-172 369		-11 684	613 667
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter					
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter		-227 870		-222 498	459 255
Kontanter og kontantekvivalenter i begynnelsen av året		565 890		565 890	106 634
Kontanter i oppkjøpt virksomhet på oppkjøpstidspunktet		252 267			
Kontanter og kontantekvivalenter ved årets slutt		585 127		343 392	565 889
<i>Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt</i>					
		-			
Bankinnskudd	17	552 741		311 564	537 876
Bundne bankinnskudd	17	8 806		8 248	2 451
Kortsiktige plasseringer	17	23 580		23 580	25 563
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	17	585 127		343 392	565 890

NOTER

GENERELL INFORMASJON

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

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

Konsernregnskapet ble godkjent for publisering av styret 12. mars 2008 og vil bli presentert for godkjenning på årets generalforsamling den 8. april 2008.

GRUNNLAG FOR UTARBEIDELSE AV ÅRSREGNSKAP

Konsernets årsregnskap er utarbeidet i overensstemmelse med de internasjonale regnskapsstandardene (IFRS) som er vedtatt av EU. I henhold til EØS-avtalen gjelder dette også for konsernselskap notert på Oslo Børs.

NOTE 1 – SAMMENDRAG AV IFRS REGNSKAPSPRINSIPPER GJELDENDE 2005 - 2007

KONSERNREGNSKAP

Konsernets årsregnskap omfatter Det norske oljeselskap i tillegg til datterselskap hvor Det norske oljeselskap har bestemmende innflytelse på enhetens finansielle og operasjonelle strategi.

Bestemmende innflytelse inntreffer 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 begge er utarbeidet etter de samme regnskapsprinsipper. For konsolideringsformål har konserninntekter og kostnader, aksjeporteføljer, utestående balanser, utbytte, konsernbidrag samt realiserte og urealiserte transaksjonsgevinster mellom konsoliderte selskaper blitt eliminert.

BASIS FOR UTARBEIDELSE

Regnskapet er utarbeidet basert på historisk kost. Konsernregnskapet er presentert i norske kroner (NOK), og alle verdier er rundet av til nærmeste tusen om ikke angitt på annen måte.

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 sikkerhet.

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 industristandard. Estimaterne er basert både på Det norske oljeselskaps egne vurderinger samt informasjon fra operatørene. 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. per den dato estimatene utarbeides. Priser tar kun hensyn til endringer i eksisterende priser betinget av kontraktsmessige forhold, og ikke til prisstigninger basert på fremtidige forutsetninger.

Påviste og sannsynlige reserver brukes til beregning av produksjonsmengder benyttet til nedskrivninger, avskrivninger og amortisering. Reserveestimater benyttes også under nedskrivningstesting av oppstrøms eiendeler. Fremtidige endringer i påviste og sannsynlige olje- og gassreserver, f.eks. som følge av prisendringer, kan ha vesentlig innvirkning på enhet for produksjonsmengder brukt til avskrivninger og amortisering og til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, samt nedskrivningstesting av oppstrøms eiendeler – hvilket kan medføre vesentlig negativ innvirkning på driftsresultat som et resultat av økt avskrivning og amortiserings- eller nedskrivningsomkostninger.

Anskaffelseskostnader leting og leieavtaler. Regnskapspraksis i Det norske oljeselskap er å aktivere kostnader relatert til boring av letebrønner etter å ha fastslått hvorvidt det er gjort funn av påviste og sannsynlige olje- og gassreserver i disse. Vurderinger av hvorvidt disse utgiftene fortsatt skal aktiviseres eller kostnadsføres i perioden kan ha vesentlig betydning for driftsresultatet i perioden.

Olje- og gassfelt som ikke anses som påviste eller sannsynlige blir vurdert ved hver rapporteringsdato, og tørre brønner blir kostnadsført. Letebrønner hvor reserver er oppdaget, men hvor klassifisering av disse reservene som enten påviste eller sannsynlige avhenger av hvorvidt større investeringskostnader kan rettfærdiggjøres, kan stå oppført som aktiverte 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.

Nedskrivning/reversering av nedskrivning. Det norske oljeselskap ASA har betydelige investeringer i eiendeler med lang brukstid, for eksempel varige driftsmidler, og endringer i forventet fremtidig verdi fra individuelle eiendeler kan medføre at enkelte eiendeler nedskrives, hvilket innebærer at bokført verdi nedskrives til estimert virkelig verdi. Nedskrivninger bør reverseres dersom betingelsene for nedskrivning ikke lenger foreligger. Vurderinger av hvorvidt en eiendel har verdifall eller ikke, eller om en nedskrivning burde reverseres, er kompliserte beslutninger som i stor grad bygger på skjønn og forutsetninger. Kompleksiteten er knyttet til estimering av relevante fremtidige kontantstrømmer, fastsettelse av vurderingsenheter og fastsettelse av eiendelenes virkelige verdi.

Nedskrivningsvurderinger krever langsiktige antakelser vedrørende en rekke ofte flyktige økonomiske faktorer, blant disse fremtidig markedspris, produksjon og valutakurser, diskonteringsrenter, m.m. for å fastsette fremtidige kontantstrømmer. Slike antakelser krever høy grad av logisk vurdering, deriblant fastsettelse av relevante faktorer som terminpriskurver, produksjonsestimater, og endelig restverdi på eiendeler. På samme måte kreves det nøye vurderinger når en eiendels virkelige verdi skal fastsettes, i de tilfeller hvor dette er påkrevd, og hvor det ikke finnes et observerbart marked hvorfra den virkelige verdien til en eiendel kan innhentes.

Nedstengings- og fjerningsforpliktelser. Det norske oljeselskap ASA har betydelige forpliktelser forbundet med nedstenging og fjerning av offshoreinstallasjoner ved produksjonsperiodens utløp. Forpliktelser relatert til avgang av langsiktige eiendeler blir regnskapsført til virkelig verdi på det tidspunkt forpliktelsene pådras. Ved første gangs regnskapsføring av en forpliktelse blir kostnaden aktivert som en del av tilhørende langsiktig eiendel og avskrevet over eiendelens økonomiske brukstid. Det er vanskelig å estimere kostnadene av disse nedstengings- og fjerningsaktivitetene, som er basert på gjeldende forskrifter og teknologi. Mye av nedstengings- og fjerningsarbeidet ligger langt frem i tid, og teknologien og kostnadene endres til stadighet. Estimaten inkluderer blant annet kostnader relatert til vanskelighetsgrad av fjerning, rigger, marine operasjoner og tungløftlektere. Som et resultat av dette innebærer første gangs regnskapsføring av forpliktelsen og den aktiverte kostnaden relatert til nedstengings- og fjerningsforpliktelser, og påfølgende justering av disse postene i balansen, nøye overveielser.

Pensjonsordninger for ansatte. Ved beregning av nåverdien av ytelsesbaserte pensjonsforpliktelser som representerer en brutto langsiktig forpliktelse i balansen og indirekte periodens pensjonskostnad i resultatet, foretar ledelsen en rekke kritiske antakelser som påvirker disse estimatene. Især antakelser om diskonteringsrente som anvendes på fremtidige trygdeutbetalinger, forventet avkastning på pensjonsmidler og årlig lønnsvekst har direkte og indirekte innvirkning på de beløp som presenteres. Betydelige endringer av disse antakelsene mellom periodene kan ha vesentlig innvirkning på regnskapet.

Inntektsskatt. Konsernet pådrar seg årlig betydelige beløp i betalbar/tilgodehavende skatt, og regnskapsfører betydelige endringer i utsatt skatt og utsatt skattefordel, som alle bygger 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.

ANDEL I FELLESKONTROLLERT VIRKSOMHET

En felleskontrollert virksomhet er en kontraktsmessig avtale mellom to eller flere parter vedrørende en økonomisk aktivitet under felles kontroll. Konsernet regnskapsfører investeringer i felleskontrollerte virksomheter, inkludert felleskontrollert drift (olje- og gasslisenser), ved å regnskapsføre sin andel av virksomhetens inntekter, kostnader, eiendeler, gjeld og kontantstrøm under de respektive postene i konsernets finansregnskap.

KLASSIFISERING AV BALANSEREGNSKAPET

Omløpsmidler og kortsiktig gjeld inkluderer poster som forfaller til betaling mindre enn ett år etter balansedagen samt poster som er knyttet til varekretsløpet. Innværende 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.

ANSKAFFELSER, AVGANG, LISENSBYTTER

Regnskapsprinsipper relatert til salg og kjøp av lisensandeler i felleskontrollerte aktiviteter blir vurdert individuelt for hver avtale.

Anskaffelse av andeler i olje- og gassproduserende lisenser anses som virksomhetssammenslutninger og regnskapsføres i henhold til oppkjøpsmetoden.

Kjøper anskaffer netto eiendeler og regnskapsfører overtatte eiendeler og forpliktelser og betingede forpliktelser inkludert forpliktelser som tidligere eier ikke har hensyntatt.

På transaksjonstidspunktet blir anskaffelseskosten for virksomhetssammenslutningen allokert ved å beregne virkelig verdi på identifiserbare eiendeler og gjeld og betingede forpliktelser. For olje- og gassproduserende eiendeler blir anskaffelseskostnaden allokert mellom leterettigheter, produksjonsanlegg, brønner og goodwill.

Transaksjonstidspunktet er datoen for overføring av risiko og kontroll til kjøper (transaksjonsdato).

Inntekter og kostnader for den overtatte eiendelen inkluderes i resultatet fra og med transaksjonstidspunktet.

Anskaffelse av andeler i felleskontrollerte lete- og utviklingsvirksomheter blir i henhold til IFRS betraktet som overføring av eiendeler.

Farm-in avtaler blir vanligvis inngått i lete- og utbyggingsfasen og kjennetegnes ved at avhender avstår fra fremtidige økonomiske fordeler, i form av reserver, i bytte for reduserte fremtidige finansieringsforpliktelser. I letefasen bokfører konsernet farm-in avtaler basert på historisk kost. I overensstemmelse med dette regnskapsføres ikke gevinst eller tap. I utbyggingsfasen bokfører konsernet farm-in avtaler som anskaffelser til virkelig verdi når konsernet er erverver, og som avhending til virkelig verdi når konsernet er avhender av andel av olje- og gasseiendom. Virkelig verdi bestemmes av de kostnader det er avtalt at erverver påtar seg.

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av den eiendommen som avstås, med mindre transaksjonen mangler kommersiell substans eller virkelig verdi av verken ervervet eller avhendet eiendom er reelt målbar. Dersom byttene kun omfatter eiendommer i lete- og utbyggingsfasen, bokføres bytter basert på historisk kost.

UTENLANDSK VALUTA OG VALUTATRANSAKSJONER

Funksjonell valuta

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

Konsernets presentasjonsvaluta er NOK som også er morselskapets funksjonelle valuta.

VARIGE DRIFTSMIDLER

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 fratrasket akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Påkostninger på leide lokaler aktiveres og avskrives over leieperioden.

Forventet økonomisk levetid for varige driftsmidler blir vurdert årlig, og i tilfeller hvor disse varierer betydelig fra tidligere estimer, blir avskrivningsperioden endret tilsvarende. Estimatendringen resultatføres i perioden estimatet endres.

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, definert som daglige vedlikeholdskostnader, 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 i andre driftskostnader. Eiendeler holdt for salg blir rapportert til det laveste av bokført verdi og virkelig verdi fratrasket salgskostnader.

Lete- og utviklingskostnader knyttet til olje- og gassfelt

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 og 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 å ikke være teknisk eller kommersielt utvinnbare, blir borekostnadene knyttet til letebrønner kostnadsført. Kostnader ved erverv av lisenser blir aktivert og vurdert for nedskrivning ved hver rapporteringsdato.

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 aktivert som materielle eiendeler. Utgifter relatert til driftsforberedelser blir kostnadsført løpende.

Avskrivning av olje- og gassfelt

Utgifter relatert til boring og utstyr for letebrønner hvor det foreligger påviste og sannsynlige reserver aktiveres og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden 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 aktiveres som produserende olje- og gassfelt og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på påviste og sannsynlige reserver man forventer å utvinne i området i løpet av konsesjons- eller kontraktsperioden. Aktiverte anskaffelseskostnader for påviste og sannsynlige reserver ved kjøp av lisenser, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på påviste og sannsynlige reserver. Alle endringer i reservene som påvirker avskrivningsberegningen blir reflektert prospektivt.

Dekomponering

Konsernet benytter beløpet som opprinnelig ble bokført for en enhet av eiendeler til dets betydelige enkeltdele, og avskriver hver enkelt del separat over hver deres brukstid.

IMMATERIELLE EIENDELER

Avskrivning av immaterielle eiendeler er basert på følgende forventet brukstid:

- Programvare 3-5 år.

GOODWILL

Forskjellen mellom anskaffelseskost ved oppkjøp og virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler eller gjeld på oppkjøpstidspunktet klassifiseres som goodwill.

For interne ledelsesformål er goodwill vurdert for hvert enkelt felt/lisens (hver individuell kontantstrømgenererende enhet).

Goodwill ervervet i forbindelse med virksomhetssammenslutninger vurderes til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte nedskrivninger. Goodwill testes årlig for nedskrivning eller oftere hvis hendelser eller endringer i andre forhold indikerer at det har vært et verdifall.

LÅNEKOSTNADER

Lånekostnader kostnadsføres i den perioden de påløper.

NEDSKRIVNING AV VARIGE DRIFTSMIDLER

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler med begrenset levetid (eksklusiv goodwill) blir vurdert for potensielt verdifall årlig, og når hendelser eller endringer i omgivelsene indikerer at bokført verdi på eiendeler er 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 gasseiendeler blir dette gjort på felt- eller lisensnivå. For aktiverte letekostnader 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 før skatt som reflekterer dagens markedsvurderinger på tidsverdien og den spesifikke risikoen på eiendelen.

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.

NEDSKRIVNING AV GOODWILL

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

Nedskrivning av goodwill gjøres ved å vurdere gjenvinnbar verdi av den kontantstrømgenererende enheten som goodwillen er relatert til. Nedskrivning foretas dersom gjenvinnbart beløp er lavere enn balanseført verdi av den kontantstrømgenererende enheten som goodwillen er relatert til. Tap ved verdifall på goodwill kan ikke reverseres i senere perioder. Konsernet utfører årlig nedskrivningstest i løpet av 4. kvartal.

FORSKNING OG UTVIKLING

Forsknings- og utviklingskostnader blir kostnadsført løpende.

LEIEAVTALER

Betalinger som relaterer seg til operasjonelle leieavtaler blir kostnadsført lineært over leieavtalenes løpetid.

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.

RESERVEDELER

Reservegeler 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 salgpris fratrukket estimert salgskostnad.

Beholdning av olje vurderes til lavest av total produksjonskostnad og netto salgsverdi.

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.

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 oppgjørsgdato.

Gevinst og tap blir ført i resultatregnskapet når lånene og fordringene fraregnes eller nedskrives, i tillegg til gjennom de amortiserte beløp.

INNTEKTSFØRING

Inntekter knyttet til salg av petroleumsprodukter inntektsføres på basis av Konsernets netto driftsinteresse, uavhengig av om de er solgt i perioden (produksjonsmetoden). Andre inntekter regnskapsføres ved leveringstidspunkt på varer og tjenester.

SKATT

Betalbar skatt/skatt til gode for inneværende og tidligere perioder måles til beløpet som forventes å mottas fra eller betales til skattemyndighetene. I beregningene er det benyttet skatterater og skatteregler som er vedtatt eller i hovedsak vedtatt på balansedagen.

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

Utsatt skatt

Utsatt skatt beregnes etter gjeldsmetoden på positive midlertidige forskjeller mellom regnskapsmessige og skattemessige balanseverdier, etter utligning av negative midlertidige forskjeller.

Utsatt skatt er beregnet på alle midlertidige forskjeller, med unntak av:

- når utsatt skatt oppstår ved førstegangsinnregning av goodwill, eller en eiendel eller forpliktelse i en transaksjon som ikke er en virksomhetssammenslutning, og som på transaksjonstidspunktet ikke påvirker verken regnskapsmessig overskudd eller skattepliktig inntekt og skattemessig underskudd, og
- når utsatt skatt som oppstår i forbindelse med investering i datterselskaper, tilknyttede selskaper og felles kontrollerte virksomheter, hvor tidspunkt for reversering av midlertidige forskjeller ikke kan kontrolleres, og det er sannsynlig at disse ikke vil reverseres i nærmeste fremtid.

Utsatt skattefordel er beregnet på alle midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd i den utstrekning det er sannsynlig at det vil oppstå et skattepliktig overskudd som de midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd kan trekkes fra, med unntak av:

- når utsatt skattefordel oppstår ved førstegangsinnregning av en eiendel eller forpliktelse i en transaksjon som ikke er en virksomhetssammenslutning, og som på transaksjonstidspunktet ikke påvirker verken regnskapsmessig overskudd eller skattepliktig inntekt og skattemessig overskudd, og
- når utsatt skattefordel som oppstår i forbindelse med investering i datterselskaper, tilknyttede selskaper og felles kontrollerte virksomheter, hvor tidspunkt for reversering av midlertidige forskjeller ikke kan kontrolleres, og det er sannsynlig at disse ikke vil reverseres i nærmeste fremtid.

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 fordelen. Ikke balanseført utsatt skattefordel blir revurdert ved hver balansedag, og balanseføres i den utstrekning det er sannsynlig at fremtidig inntjening vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelen.

Utsatt skatt og forpliktelse 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.

Utsatt skatt er regnskapsført direkte mot egenkapitalen i den grad skattepostene relaterer seg direkte til egenkapitaltransaksjoner.

Utsatt skatt og skatteforpliktelse 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.

Effekten av friinntekt, et særlig fradrag i særskattegrunnlaget for offshorevirksomhet, er hensyntatt i beregningen av betalbar skatt, alternativt i utsatt skatt dersom Konsernet har netto skatt tilgode som følge av letekostnader.

Tilbakebetalinger relatert til letekostnader

Forventet skatterefusjon av underskudd knyttet til letekostnader er hensyntatt når kostnaden er pådratt og presenteres på egen linje i balansen.

ANSATTEYTELSER

Ytelsesbaserte pensjonsordninger

Morselskapet har en pensjonsordning som er administrert og forvaltet gjennom et norsk livforsikringsselskap. Beregningen av estimert pensjonsforpliktelse er basert på aktuarmetoder, 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. Planendringer resultatføres på beslutningstidspunktet. Den del av estimatavvik som overstiger 10 prosent av pensjonsforpliktelsene eller pensjonsmidlene amortiseres over antatt gjenværende opptjeningsstid (korridorløsningen).

Innskuddsbaserte pensjonsordninger

Ansatte i datterselskapet NOIL Energy ASA har en innskuddsbasert pensjon administrert og forvaltet gjennom et norsk livforsikringsselskap. Innbetalingene resultatføres som pensjonskostnad når de påløper.

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.

Nedstengings- 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 nedstengings- og fjerningsforpliktelse regnskapsfører Konsernet nåverdien av fremtidige utgifter til nedstegning og fjerning. En tilsvarende eiendel regnskapsføres som varig driftsmiddel, og avskrives ved bruk av produksjonsenhetsmetoden. Endring i tidsverdi (nåverdi) av forpliktelsen knyttet til nedstenging og fjerning kostnadsføres som en finanskostnad, og øker balanseført forpliktelse for fremtidige utgifter til nedstegning og fjerning. Endring i beste estimat for utgifter knyttet til nedstenging og fjerning regnskapsføres prospektivt. Diskonteringsrenten som benyttes ved beregning av virkelig verdi av nedstengings- og fjerningsforpliktelsen er risikofri rente tillagt en risikopremie knyttet til eiendelen.

NÆRSTÅENDE PARTER

Alle transaksjoner, avtaler, og forretningsvirksomhet med nærstående parter blir gjennomført på basis av ordinære forretningsbetingelser og -forhold (arm lengdeprinsipper).

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. Aksjeopsjonene forventes å bli konvertert på overdragelsestidspunktet.

KONTANTSTRØM

Kontantstrømoppstillingen er utarbeidet etter den indirekte metode, og Konsernets banksaldo er vist som betalingsmiddel.

SAMMENLIGNINGSTALL

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

ENDRINGER I REGNSKAPSSTANDARDER OG FORTOLKNINGER SOM IKKE HAR TRÅDT I KRAFT

IFRS 3 (revidert) – Virksomhetssammenslutninger

I forhold til gjeldende IFRS 3 medfører den reviderte standarden enkelte endringer og presiseringer som gjelder anvendelsen av oppkjøpsmetoden. Konkrete forhold som berøres er blant annet goodwill ved trinnvis oppkjøp, minoritetsinteresser, betingede vederlag og oppkjøpsutgifter. Konsernet planlegger å anvende IFRS 3 (R) fra og med 1. januar 2010.

IFRS 8 – Driftssegmenter

IFRS 8 erstatter IAS 14 – Segmentrapportering. Standarden krever at en virksomhet/konsern skal benytte en ledelsesvurdering for å identifisere segmenter. Som en regel krever IFRS 8 at segmentene blir identifisert basert på interne rapporter i Konsernet som jevnlig brukes av ledelsen med tanke på ressursstyring og vurdering av resultater. I tillegg krever IFRS 8 informasjon om hvordan man identifiserer de ulike segmentene, samt informasjon om produktene og tjenestene som segmentene får inntekter fra. Konsernet vil implementere IFRS 8 med virkning fra og med 1. januar 2009.

IAS 1 (revidert) – Presentasjon av finansregnskap

Den reviderte standarden vil få anvendelse på årsregnskap som begynner 1. januar 2009 eller senere. Den reviderte standarden medfører endringer i oppstillingsplanen, særlig i egenkapitaloppstillingen, og innfører en oppstilling av ikke-eier transaksjoner "Oppstilling over Sum Innregnede Kostnader og Inntekter". Forhold som berøres er blant annet goodwill ved trinnvis oppkjøp, minoritetsinteresser, betingede vederlag og oppkjøpsutgifter. Konsernet planlegger å anvende den reviderte standarden fra og med 1. januar 2009.

IAS 23 – Låneutgifter

En revidert IAS 23 Låneutgifter ble utgitt i mars 2007, og er gjeldende for regnskapsår som begynner 1. januar 2009 eller senere. Revisjonen av denne standarden innebærer påkrevd kapitalisering av låneutgifter når slike utgifter relaterer seg til en kvalifiserende eiendel. En kvalifiserende eiendel er en eiendel som krever en lang periode for å bli klar for påtenkt bruk eller salg. I overensstemmelse med overgangskravene i standarden vil konsernet vedta dette som en forstående endring. I samsvar med dette vil låneutgifter bli kapitalisert for kvalifiserende eiendeler med ikrafttredelsesdato senere enn 1. januar 2009. Det vil ikke bli foretatt endringer for låneutgifter påløpt før denne dato som er blitt kostnadsført.

IAS 27 (revidert) – Konsernregnskap og separat finansregnskap

I forhold til dagens standard gir den reviderte standarden mer veiledning knyttet til regnskapsføring av endret eierandel i datterselskap og av utgang av datterselskap. Videre endres dagens regler knyttet til fordeling av tap mellom majoritet og minoritet til at underskudd skal belastes minoritet selv om denne blir negativ. Konsernet vil implementere den reviderte standarden fra 1. januar 2010.

IFRIC 11 – Betaling med egne eller konsernets egenkapitalinstrumenter

IFRIC 11 gir veiledning i hvordan IFRS 2 Aksjebasert betaling skal anvendes ved betaling med Konsernets egne egenkapitalinstrumenter. Fortolkningen krever at en avtale om aksjebasert betaling hvor et foretak mottar varer og tjenester som betaling for Konsernets egenkapitalinstrumenter skal regnskapsføres som en aksjebasert betalingstransaksjon som gjøres opp i egenkapital uavhengig av hvordan egenkapitalinstrumentet er anskaffet. Konsernet har ikke benyttet noe egenkapitalinstrument som betaling og tolkningen er følgelig ikke relevant for konsernet.

IFRIC 12 – Regnskapsføring av konsesjonsrettigheter

IFRIC Fortolkning 12 ble utgitt i november 2006 og er gjeldende for regnskapsår som begynner 1. januar 2008 eller senere. Denne fortolkningen gjelder for konsesjonsrettighetshavere og gir en veiledning til hvordan disse skal redegjøre for de forpliktelsene de pådrar seg og rettigheter de mottar ved inngåelse av slike konsesjonsavtaler. Konsernet har ingen konsesjoner som er omfattet av IFRIC 12 og tolkningen er følgelig ikke relevant for selskapets virksomhet.

IFRIC 13 – Kundelojalitetsprogrammer

IFRIC Fortolkning 13 ble utgitt i juni 2007 og er gjeldende for regnskapsår som begynner 1. juli 2008 eller senere. Denne fortolkningen avklarer regnskapsføringen av arrangementer der varer og tjenester selges sammen med et lojalitetsinsentiv til kunder, og krever at vederlaget, typisk bonuspoeng, som er mottatt fra kunden ved slike flerement arrangementer allokteres mellom komponentene i arrangementet basert på virkelige verdier og utsettes til den periode vederlaget innfris. Det forventes ikke at denne fortolkningen vil påvirke konsernets finansregnskap, da per dags dato ikke foreligger slike kundelojalitetsprogram.

IFRIC 14 IAS 19 – Begrensningen i pensjonsmidler, krav til minimumsfinansiering og samspillet mellom disse

IFRIC Fortolkning 14 ble utgitt i juli 2007 og er gjeldende for regnskapsår som begynner 1. januar 2008 eller senere. Denne fortolkningen gir veiledning for å vurdere verdien som kan innregnes som en eiendel når netto pensjonsforpliktelse er negativ under IAS 19 Ytelser til Ansatte. Det forventes ikke at denne standarden vil ha påvirkning på konsernets finansielle stilling eller resultat, da alle definerte stønadsordninger per i dag går med underskudd.

NOTE 2: ENDRINGER I KONSERNETS STRUKTUR OG STORE ENKELTTTRANSASJONER

Kjøp av virksomhet

Den 13. november 2007, overtok det tidligere Pertra ASA (nå Det norske oljeselskap ASA) 83,7% av aksjene i NOIL Energy ASA. NOIL-aksjene ble byttet i "Pertra"-aksjer gjennom et tingsinnskudd i et bytteforholdet 3:1 og var basert på verdsettelse gjennomført av eksterne rådgivere ved oppkjøpet. Transaksjonen medførte en emisjon på 33 millioner aksjer til 6,6 MNOK, samt overkurs på totalt 2 369 MNOK. Honorar til rådgiverne er inkludert i kostprisen.

Den 6. desember ble ytterligere 13,6% av aksjene kjøpt. Dette ble finansiert med en emisjon på 5,4 MNOK aksjer til 1,1 MNOK samt overkurs på 386,8 MNOK.

NOIL Energy ASA er et aksjeselskap med hovedkontor i Oslo i Norge. Selskapet utøver samme type virksomhet som Det norske oljeselskap. Kjøpet medførte en goodwill på 1 627,7 MNOK som er gjenstand for en nedskrivningstest hvert år. Ledelsen forventer at kjøpet medfører en ytterligere forbedret posisjonering innenfor oljeindustrien og vil påvirke fremtidig inntjening positivt utover verdiene av de enkelte eiendeler, samt synergier med eksisterende virksomhet. Stemmeretten tilsvarer eierandelen. Ett av vilkårene for dette kjøpet var at selskapet skiftet navn fra Pertra ASA til Det norske oljeselskap ASA.

I konsernregnskapet fremkommer goodwill som differansen mellom kostpris ved aksjekjøpene og andel av den beregnede nettoverdi av NOILs eiendeler og gjeld. Den totale effekten som oppkjøpet hadde på konsernregnskapet er som følger:

(Alle tall i NOK 1000)	Balanseført verdi 13.11.2007	Merverdi 13.11.2007	Oppkjøpsverdi 13.11.2007
Aktiverte lete- og lisensutgifter	377 371	2 351 816	2 729 187
Varige driftsmidler	133 474	-684	132 790
Langsiktige fordringer inkl. skatt til utbetaling	283 093		283 093
Varelager	8 656		8 656
Kundefordringer	111 060		111 060
Andre fordringer	77 403		77 403
Skattefordring	214 744		214 744
Kontanter og kontantekvivalenter	252 267		252 267
Utsatt skatt	-187 671	-1 834 346	-2 022 017
Fjerningsforpliktelse	-67 763		-67 763
Langsiktig gjeld	-63 196		-63 196
Kortsiktig gjeld kredittinstitusjoner	-218 500		-218 500
Kortsiktig gjeld	-230 893		-230 893
Leverandørgjeld	-25 839		-25 839
Minoritet 2,67%	-17 734	-13 798	-31 532
Netto identifiserbare eiendeler og gjeld	646 472	502 988	1 149 459
Goodwill ved oppkjøpet 13.11.		1 391 256	1 391 256
Goodwill ved oppkjøpet 6.12.		236 425	236 425
Kjøpesum	646 472	2 130 669	2 777 140
Kapitalforhøyelse			2 763 865
Kontanter			0
Direkte utgifter			13 275
Kjøpesum			2 777 140
Betalt i kontanter			13 275
Kontanter mottatt			0
Netto kontanter ut			13 275

Det oppkjøpte selskap har bidratt med 23 947 til konsernets omsetning og -28 720 til konsernets resultat før skatt i perioden mellom oppkjøp (13.11.2007) og balansedato.

Dersom oppkjøpet hadde blitt gjennomført pr. 01.01.2007, ville konsernets totale omsetning for hele perioden ha vært 389 393, og konsernets resultat før skatt ville ha vært -374 402.

Inkludert i verdien av goodwill er kunderelasjoner, teknologi, ansatte med spesiell kompetanse, organisasjonsmessig kompetanse og løsninger, riggkontrakter, seismiske data og forventede synergier med NOIL Energy ASA sin eksisterende virksomhet. Disse immaterielle verdiene oppfyller ikke balanseføringskriteriet i IAS 38 og er derfor ikke balanseført separat.

Store enkelttransaksjoner

Selskapet fikk tildelt tre nye operatørlisenser og en partneroperert lisens i TFO 2006.

Plan for utbygging og drift av Ymefeltet ble godkjent av myndighetene i mai 2007.

Sammen med Revus Energy inngikk selskapet en avtale med Odfjell Drilling om leie av boreriggen "Deepsea Delta" for boring av letebrønner på norsk sokkel fra 2009. Avtalen sikrer selskapet riggkapasitet for 24 måneder gjennom en treårsperiode.

Det ble gjort to oljefunn i paleocene reservoarbergarter i Storskrynten med tilsammen mellom 20 og 45 mill fat o.e. utvinnbart.

Det ble inngått ny låneavtale med DnB NOR for en trekkfasilitet med ramme på 1 500 MNOK.

Boring av Ragnarrock indikerte opptil 1000 mill fat o.e., men med en svært usikker utvinningsgrad. Boring av Thorkildsen i lisens 341 ble avsluttet og viste av brønnen var tørr.

NOTE 3: OVERSIKT OVER DATTERSELSKAPER

Følgende datterselskaper er inkludert i det konsoliderte regnskapet:

Selskap	Hjemland	Forretningskontor	Hovedvirksomhet	31-12-07	
				Eierandel	Stemmeandel
NOIL Energy ASA	Norge	Bryggeg. 9 0250 Oslo	Olje	97,3%	97,3%

* Konsolidert fra 13. november 2007 (se note 2). I perioden 13.11.2007 - 6.12.2007 var eierandelen 83,7 %.

	MORSELSKAP	
	2007	2006
Aksjer i datterselskap	2 777 140	0

I morselskapet er aksjer i datterselskapet vurdert til laveste av kostpris og virkelig verdi.

	2007
Egenkapital i datterselskapet	655 586
Årsresultat	12 728

Mellomværende med datterselskap fremkommer av note 28 "Transaksjoner med nærstående".

NOTE 4: SEGMENTINFO

Konsernets virksomhet har i 2007 og 2006 i sin helhet foregått innenfor ett og samme segment definert som undersøkelse og produksjon av petroleum i Norge. Det er foreløpig ikke funnet nødvendig å splitte aktiviteten i andre segment.

NOTE 5: UTFORSKNINGSKOSTNADER

	KONSERN	MORSELSKAP		
	2007	2007	2006	2005
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader relatert til lisenssøknader og regionale studier	53 661	45 294	27 488	31 963
Andel utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser	131 643	124 838	121 028	48 363
Kostnadsføring av aktiverte letebrønner tidligere år	33		8 665	
Kostnadsføring av tørre letebrønner dette år	63 105	61 255		67 607
Andel lønns- og driftskostnader reklassifisert som utforskningskostnader	25 726	19 963	28 997	18 364
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	8 774	6 086		
Sum utforskningskostnader	282 943	257 435	186 178	166 298

De deler av lønns- og driftskostnader som er henførbare til drift- og utforskningsaktiviteter er reklassifisert og vist som henholdsvis produksjons- og utforskningskostnad.

NOTE 6: BEHOLDNINGSKOSTNADER OG VARELAGER

Varelager består av olje som er produsert, men ikke levert, samt reservedelslager. Dette er vurdert til full tilvirkningskost.

	KONSERN		MORSELSKAP	
	2007		2007	2006
				2005
Lager av olje - produsert, men ikke levert 31.12.	1 692		1 692	2 098
Andel av reservedelslager 31.12.	887		887	109
Sum beholdning 31.12.	2 579		2 579	2 208
				4 765
Beholdningsendring lager av olje	406		406	2 582
				-1 371

NOTE 7: PRODUKSJONSKOSTNADER

Produksjonskostnader omfatter kostnader knyttet til leie, drift og vedlikehold av produksjonsskip/plattform, samt brønnintervensjon og work-over aktiviteter, CO₂ avgifter m.m. Andel av lønns- og administrasjonskostnader som er henførbare til drift er også reklassifisert og vist som produksjonskostnad. I konsernet er kostnadene relatert til produksjonslisensene Varg, Enoch og Glitne, mens kostnadene i morselskapet kun er relatert til Varg.

NOTE 8: KOSTNADER VED YTELSE TIL ANSATTE OG YTELSE TIL LEDENDE ANSATTE**Bonus**

Det er etablert en bonusordning for samtlige ansatte. Bonus fastsettes ved at styret foretar en skjønnsmessig vurdering av konsernets samlede resultater det foregående år. Basert på dette vil styret avgjøre om det skal tildeles bonus for de ansatte. Bonus for et år vil maksimalt kunne utgjøre 40% av grunnlønn. De ansatte må tegne aksjer i Det norske oljeselskap ASA for 50% av bonusen. Bonus utbetales ikke til ansatte som har sagt opp eller på annen måte har sluttet i selskapet på det tidspunkt bonus tildeles.

	KONSERN		MORSELSKAP	
	2007		2007	2006
				2005
Lønnskostnader	57 447		47 429	24 534
Aksjer til underkurs	0		0	1 248
Pensjonskostnad inkl. arbeidsgiveravgift (Note 19)	6 727		5 312	5 722
Arbeidsgiveravgift	7 549		5 844	2 562
Andre personalkostnader	3 084		2 302	2 210
Reklassifisering lønnskostnader til utforsknings og produksjonskostnader	-63 647		-58 540	-34 183
Totale lønnskostnader	11 161		2 346	2 093
				582

Antall årsverk som har vært sysselsatt i regnskapsåret:

	KONSERN		MORSELSKAP	
	2007		2007	2006
				2005
Antall årsverk sysselsatt	39,5		35,3	22,7
				9,8

Antall årsverk i morselskapet økte med 12,6 fra 2006 til 2007. Anskaffelse/konsolidering av ny virksomhet medførte en økning i årsverk ansatte med 35,1 for perioden 13.11.2007-31.12.2007. Gjennomsnittlig antall årsverk i konsernet var i 2007 39,5.

Ytelser til ledende personer i 2006	Lønn inkl. bonus	Annen godtgjørelse	Pensjonsopptjening	Sum ytelser
Navn				
Erik Haugane (Adm dir)	1 574	49	408	2 030
Sigmund Hanslien (Portefoljesjef)	1 378	80	511	1 968
Tom Bugge (Letesjef)	1 009	44	216	1 269
Stein Fines (Teknologidirektør)	982	48	216	1 246
Anton Tronstad (Dir. boring/brønn)	1 188	44	331	1 563
Paul Hjelm-Hansen (Finansdirektør)	953	81	323	1 357

Ytelser til ledende ansatte i 2007	Honorar	Lønn	Bonus	Natural- ytelser	Periodisert pensjons- kostnad	Samlet godt- gjørelse
Ledende ansatte						
Erik Haugane (Adm dir)		2 024	401	25	153	2 603
Sigmund Hanslien (Dir. geofag)		1 752	386	20	143	2 301
Tom Bugge (Letesjef)		1 364	258	26	123	1 771
Stein Fines (Teknologidirektør)		1 347	251	22	145	1 765
Anton Tronstad (Dir. boring/brønn)		1 364	301	23	158	1 846
Paul Hjelm-Hansen (Finansdirektør)		1 277	267	25	164	1 733
Vidar Larsen (Dir. forretningsutv.) **		884	-	8	48	941
Tore Lilloe-Olsen (innleid daglig leder NOIL Energy ASA)	142					142
Styret						
Kaare Moursund Gisvold, styrets leder	500					500
Svein Sivertsen, styremedlem	227					227
Ivar Brandvold, nestleder	26					26
Tore Lilloe-Olsen, styremedlem	26					26
Eva Helene Skøelv	26					26
Barbro Lill Hætta-Jacobsen	26					26
Guri Helene Ingebrigtsen	26					26
Øistein Høimyr, ansatterepresentant	26					26
Kristin Aubert, ansatterepresentant	26					26
Kjetil Grønskag, styremedlem *	174					174
Halvdan Carstens, styremedlem *	174					174
Ivar Aarseth, styremedlem *	174					174
Eva Margrete Henderson Kristensen, styremedlem *	174					174
Tove Elin Nedreberg, styremedlem *	107					107
Samlet godtgjørelse	1 854	10 011	1 865	148	935	14 814

* Fratrådt 16.11.2007

** Tiltrådt 1.10.2007

Etter fylte 60 år plikter administrerende direktør å fratre stillingen dersom styret ber om det. Som kompensasjon for fratreddelse før 67 år skal han ha en kompensasjon tilsvarende 70% av lønn fra 60 til 67 år. Det er etablert en garantikonto for dette. Det avsettes løpende i regnskapet for dette, og kostnader er beregnet etter samme aktuariemessige forutsetninger som selskapets øvrige pensjonsforpliktelser.

Det er ikke gitt lån eller stilt sikkerhet for medlemmer av ledergruppen, styrets ansatte eller andre valgte selskapsorganer.

Aksjer eid av ledende personer

Ledelsen i morselskapet og de enkelte av styremedlemmene har eierandeler i selskapet. Oversikten nedenfor viser antall aksjer og eierandel i Det norske oljeselskap ASA som er eiet både direkte og indirekte via nærstående. Indirekte eie gjennom andre selskaper er inkludert i sin helhet dersom eierandelen er 50% eller mer.

Ledende ansatte	Antal aksjer totalt	Eierandel i %
Erik Haugane (Adm dir)	1 391 937	2,14%
Sigmund Hanslien (Dir. geofag)	57 755	0,09%
Tom Bugge (Letesjef)	758 840	1,17%
Stein Fines (Teknologidirektør)	690 978	1,06%
Anton Tronstad (Dir. boring/brønn)	788 035	1,21%
Paul Hjelm-Hansen (Finansdirektør)	239 290	0,37%
Vidar Larsen (Dir. forretningsutv.)	4 500	0,01%
Kaare Moursund Gisvold, styrets leder	455 635	0,70%
Svein Sivertsen, styremedlem	17 500	0,03%
Ivar Brandvold, nestleder i styret		
Tore Lilloe-Olsen, styremeldem		
Eva Helene Skøelv, styremedlem		
Barbro Lill Hætta-Jacobsen, styremedlem		
Guri Helene Ingebrigtsen, styremedlem		
Sum	4 404 470	6,78%

	KONSERN		MORSELSKAP		
Revisors godtgjørelse (alle tall ekskl. mva)	2007		2007	2006	2005
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester	250		250	160	130
Andre attestasjonstjenester	555		555	223	
Skatterådgivning	17		17		
Andre tjenester utover revisjon	364		364	264	
Sum godtgjørelser til revisor	1 186		1 186	646	130
Herav ført mot egenkapitalen i forbindelse med egenkapitaltransaksjoner	362		362	85	
Sum kostnadsført godtgjørelse til revisor	824		823	561	130

I tillegg er det kostnadsført honorar til Deloitte Advokatfirma DA med 20.

Datterselskapet NOIL Energy ASA har Ernst & Young AS som revisor. Honoraret for lovpålagte revisjonstjenester utgjør 847 i 2007 og 190 i 2006. Honorar for andre tjenester utgjør 89 i 2007 og 0 i 2006.

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. Erklæringen inngår som en del av styrets årsberetning.

NOTE 9: ANDRE DRIFTSKOSTNADER

	KONSERN		MORSELSKAP		
	2007		2007	2006	2005
Kontor og EDB kostnader	14 046		13 011	7 441	1 948
Honorarer konsulenter og revisor (honorar til revisor spesifisert i note 8)	12 397		9 507	9 192	4 469
Andre driftskostnader inkl. reisekostnader	14 610		13 901	7 500	2 055
Driftskostn. belastet lisenser/rekl. til utforskning og produksjonskostnader	-30 245		-29 038	-23 081	-8 284
Andre driftskostnader	10 807		7 380	1 051	188

NOTE 10: FINANSPOSTER

	KONSERN		MORSELSKAP		
	2007		2007	2006	2005
Renteinntekter	28 463		25 753	11 335	1 033
Agio	2 365		966	2 701	3 767
Verdiøkning finansielle plasseringer	-		-	625	
Sum finansinntekter	30 828		26 719	14 661	4 800
Rentekostnader, inkl. rente fjerningsforpliktelse, amortiserte lånekostnader	5 010		4 626	7 440	1 827
Verdireduksjon finansielle plasseringer	1 983		1 983	-	
Disagio	19 236		10 489	5 406	1 834
Sum finanskostnader	26 228		17 098	12 846	3 661
Sum finansposter	4 600		9 621	1 815	1 139

NOTE 11: SKATT

	KONSERN		MORSELSKAP		
	2007		2007	2006	2005
Skattekostnad					
Resultat før skattekostnad	-247 485		-218 800	-135 543	-119 734
<i>Permanente forskjeller</i>					
Andre permanente forskjeller	-897		-2 091	-23 678	118
Endring midlertidige forskjeller	-174 714		-128 418	17 813	14 240
Årets skattegrunnlag relevant for alminnelig inntekt 28%	-423 095		-349 309	-141 409	-105 377
Årets effekt av frinntekt på skattepliktig resultat	-18 162		-16 511	-4 765	
Finansposter uten særskatt 50%	-11 438		-11 031	-82	-82
Skattepliktig resultat med særskatt 50%	-452 694		-376 851	-146 256	-105 459
Herav årets friinntekt til framføring	18 162		16 511		
Årets skattegrunnlag relevant for 50% særskatt	-434 533		-360 341	-146 256	-105 459
Årets skatteinntekt/skattekostnad (-) fremkommer slik					
Total skatteinntekt p.g.a. underskudd knyttet til utforskning	335 733		277 977	112 724	82 234
Herav andel skatteinntekt ført direkte mot egenkapitalen	-390		-390	-20 681	
Korrigerings av tidligere års skatt	-3 673		-2 343	-308	
Effekt av frinntekt på betalbar skatt	-123				
Endring utsatt skatt	-125 573		-89 462	13 894	11 107
Sum skatteinntekt/skattekostnad	205 976		185 782	105 628	93 341
Effektiv skattesats i %	-83,2 %		-84,9 %	-77,9 %	-78,0 %
Avstemming av skatteinntekt/skattekostnad (-)					
28% selskapsskatt av resultat før skatt	69 296		61 264	37 952	33 525
50% særskatt av resultat før skatt	123 742		109 400	67 772	59 867
Skatteeffekt relatert til emisjon ført mot egenkapitalen	-390		-390	-20 681	
Korrigerings av tidligere års skatt	-3 673		-2 343	-308	
Skatteeffekt av frinntekt	10 581		10 704	2 382	
Skatteeffekt av finansposter uten særskatt (50%)	5 719		5 516	42	41
Effekt av permanente forskjeller	699		1 631	18 469	-92
Årets skatteinntekt/skattekostnad	205 976		185 782	105 628	93 340

	KONSERN		MORSELSKAP		
	2007		2007	2006	2005
Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd utgjør:					
Aktiverte leteutgifter	441 422		108 863	2 251	0
Andre immaterielle eiendeler	1 839 138		4 722	14 345	19 865
Varige driftsmidler	98 075		54 701	26 546	29 730
Varebeholdning	755		755	1 085	2 646
Andre fordringer	1 779		0	534	0
Pensjonsforpliktelser	-6 337		-6 337	-2 539	-1 162
Avsetning etter god regnskapsskikk	-81 358		-43 664	-23 348	-18 311
Fremførbare underskudd	-127 004		-10 704	0	0
Sum utsatt skatt	2 166 470		108 335	18 874	32 769
<i>Avstemming av utsatt skatt:</i>					
Utsatt skatt 1.1.	18 874		18 874	32 769	0
Utsatt skatt av knyttet til oppkjøpt virksomhet inkl. merverdier	2 022 024				53 118
Endring utsatt skatt i resultatet	125 573		89 462	-13 894	-11 107
Utsatt skatt i balansen 31.12.	2 166 470		108 335	18 874	42 010
<i>Avstemming av beregnet skatt til utbetaling</i>					
Beregnet skatt til utbetaling inneværende år knyttet til oppkjøpt virksomhet	282 311				
Beregnet skatt til utbetaling i resultatet	335 733		277 977	112 724	82 234
Beregnet skatt til utbetaling i balansen 31.12.	618 044		277 977	112 724	82 234

NOTE 12: RESULTAT PER AKSJE

Ordinært resultat per aksje er beregnet som forholdet mellom årets resultat som tilfaller aksjeeierne på MNOK -62,9 (-29,9 i 2006) og vektet gjennomsnittelig utestående ordinære aksjer gjennom regnskapsåret på 31,2 mill (18,2 mill i 2006).

Det er ingen opsjoner eller konvertible obligasjoner i selskapet. Dette medfører at det ikke er forskjell mellom resultat per aksje og utvannet resultat per aksje.

	KONSERN		MORSELSKAP		
	2007		2007	2006	2005
Årets resultat som tilfaller innehavere av ordinære aksjer	-41 509		-33 018	-29 916	-26 394

	KONSERN		MORSELSKAP		
	2007		2007	2006	2005
Gjennomsnittlig ordinære aksjer gjennom året (i tusen)	31 241		31 241	18 201	8 348

	KONSERN		MORSELSKAP		
	2007		2007	2006	2005
Resultat per aksje					
Videreført virksomhet					
- Ordinært	(1,33)		(1,06)	(1,64)	(3,16)
- Utvannet	(1,33)		(1,06)	(1,64)	(3,16)
Avhendet virksomhet					
- Ordinært	-		-	-	-
- Utvannet	-		-	-	-

Avstemming av majoritetens andel av resultatet:	Andel		Beløp
Resultat i morselskapet i 2007	-33 018	100,0 %	-33 018
Resultat i datterselskapet i perioden 13.11.07-6.12.2007	-4 249	83,7 %	-3 556
Resultat i datterselskapet i perioden 7.12.2007-31.12.2007	-4 249	97,3 %	-4 136
Majoritetens andel av eliminerings i konsernregnskapet			9
Sum majoritetens andel av resultatet			-40 701

NOTE 13: VARIGE DRIFTSMIDLER OG IMMATERIELLE EIENDELER

VARIGE DRIFTSMIDLER

2006 - Konsern og morselskap	Felt under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontormaskiner o.l.	Totalt
Anskaffelseskost 31.12.2005		50 070	660	50 730
Tilgang	39 520	20 312	1 150	60 982
Avgang				
Anskaffelseskost 31.12.2006	39 520	70 382	1 810	111 712
Akk. avskrivninger 31.12.2006		24 226	510	24 736
Balanseført verdi 31.12.2006	39 520	46 156	1 300	86 976
Årets avskrivninger		12 271	331	12 602
2007 - Morselskap	Felt under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontormaskiner o.l.	Totalt
Anskaffelseskost 31.12.2006	39 520	70 382	1 810	111 711
Tilgang	157 769	7 221	8 105	173 095
Avgang				
Anskaffelseskost 31.12.2007	197 289	77 603	9 915	284 807
Akk. avskrivninger 31.12.2007		39 716	1 931	41 647
Balanseført verdi 31.12.2007	197 289	37 888	7 984	243 159
Årets avskrivninger		15 418	1 587	17 005
2007 - Konsern	Felt under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontormaskiner o.l.	Totalt
Anskaffelseskost 31.12.2006	39 520	70 382	1 810	111 712
Tilgang ved oppkjøp av virksomhet		130 177	2 613	132 790
Tilgang	157 769	-5 627	8 161	160 303
Avgang				
Anskaffelseskost 31.12.2007	197 289	194 932	12 584	404 804
Akk. avskrivninger 31.12.2007		47 908	2 203	50 112
Balanseført verdi 31.12.2007	197 289	147 024	10 381	354 692
Årets avskrivninger		23 646	1 895	25 540

IMMATRIELLE EIENDELER

2006 - Konsern og morselskap	Goodwill	Software	Letelisenser, aktiverte letebrønner og feltutviklingsstudier	Lisenser	Totalt
Anskaffelseskost 31.12.2005	43 875	7 270		29 472	80 617
Tilgang		2 084	2 886		4 970
Avgang					
Anskaffelseskost 31.12.2006	43 875	9 354	2 886	29 472	85 587
Akk. avskrivninger 31.12.2006		4 120		11 004	15 124
Balanseført verdi 31.12.2006	43 875	5 234	2 886	18 468	70 463
Årets avskrivninger		2 732		4 861	7 593

2007 - Morselskap	Goodwill	Software	Letelisenser, aktiverte letebrønner og feltutviklingsstudier	Lisenser	Totalt
Anskaffelseskost 31.12.2006	43 875	9 354	2 886	29 472	85 587
Tilgang		10 485	136 682	-1 710	145 456
Avgang					
Anskaffelseskost 31.12.2007	43 875	19 839	139 568	27 762	231 043
Akk. avskrivninger 31.12.2007		9 232		14 903	24 135
Balanseført verdi 31.12.2007		10 607	139 568	12 859	206 907
Årets avskrivninger		5 112		3 902	9 013

2007 - Konsern	Goodwill	Software	Letelisenser, aktiverte letebrønner og feltutviklingsstudier	Lisenser	Totalt
Anskaffelseskost 31.12.2006	43 875	9 354	2 886	29 472	85 586
Tilgang ved oppkjøp av virksomhet	1 627 681		330 966	2 398 221	4 356 868
Tilgang		10 485	184 015	-57	194 444
Avgang					
Anskaffelseskost 31.12.2007	1 671 556	19 839	517 867	2 427 636	4 636 898
Akk. avskrivninger 31.12.2007		9 232		14 903	24 135
Balanseført verdi 31.12.2007	1 671 556	10 607	517 867	2 412 733	4 612 763
Årets avskrivninger		5 112		3 902	9 013

Lisenser avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Letelisenser og aktiverte brønner er midlertidig aktiverte i påvente av evaluering av kommersialitet i tråd med "Successful Efforts"-metoden.

Software avskrives lineært med levetiden som er 3 år.

Goodwill blir ikke avskrevet. Imidlertid blir det foretatt nedskrivningstester hvert år. Nedskrivningstest av goodwill er omtalt i note 14.

NOTE 14: NEDSKRIVNINGSTEST AV GOODWILL

Balanseført goodwill i konsernet utgjør pr 31.12.2007 1.671.556. Denne er i hovedsak knyttet til oppkjøpet av NOIL Energy ASA som ble gjennomført 13.11.2007 (se note 2). I tillegg har konsernet goodwill på 43.875 som er knyttet til en transaksjon med Talisman i 2005 som inkluderte Varg og fire letelisenser. Disse er betraktet som en og samme kontantgenererende enhet.

Navn	KONSERN		MORSELSKAP	
	2007		2007	2006
NOIL Energy ASA	1 627 681			
Talisman-transaksjon (Varg + fire letelisenser)	43 875		43 875	43 875
Total goodwill	1 671 556		43 875	43 875

Goodwill testes årlig for nedskrivning eller oftere hvis hendelser eller endringer i andre forhold indikerer at det har vært et verdifall. Slike indikatorer kan eksempelvis være endringer i selskapets planer, endring i oljepris, endring i reserver og/eller ressurser eller endringer i kostnadsnivå. Selskapet har vurdert at det i etterkant av oppkjøpet av NOIL Energy ikke er hendelser eller forhold som indikerer behov for nedskrivningstest av goodwill relatert til oppkjøpet. På grunn av at oppkjøpet skjedde i 4. kvartal, så er ikke denne transaksjonen omfattet av den årlige nedskrivningstesten.

Det er gjennomført nedskrivningstest for goodwill knyttet til Talisman-transaksjon. Nedskrivningsvurderingen er gjennomført av selskapet selv og bygger på de kontantstrømmer som forventes fra relevante reserver og ressurser.

Den beregnede verdien overstiger balanseført verdi med såpass mye at ingen rimelig endring i forutsetningene vil medføre behov for nedskrivning.

Renten som er benyttet for diskontering av kontantstrømmene er en reell rente på 8 % etter skatt.

NOTE 15: KUNDEFORDRINGER

	KONSERN 2007		MORSELSKAP 2007	2006
Kundefordringer	128 237		24 682	15 262

Det er ikke foretatt avsetning til tap på kundefordringer for 2007 eller 2006.

Kreditrisiko og valutarisiko vedrørende kundefordringer er nærmere omtalt i note 24.

Av kundefordringene er 11.687 forfalt med over 30 dager pr. 31.12.2007. Dette skyldes sen saksbehandlingstid hos noen av våre kunder, og er ikke knyttet til problemer med betalingsvilje eller -evne hos disse kundene.

Pr 31.12. hadde selskapet følgende kundefordringer som var forfalt men ikke betalt, og ikke avskrevet:

	Sum	Ikke forfalt	<30 d	30-60d	60-90d	>90d
2007 - Konsern	128 237	87 852	27 052	6 155	1 708	5 474
2007 - Morselskap	24 682	14 702	8 329	1 650	-	-
2006 - Konsern og morselskap	15 262	15 262	-	-	-	-

NOTE 16: ANDRE KORTSIKTIGE FORDRINGER

	KONSERN 2007		MORSELSKAP 2007	2006
Forskuddsbetalinger inkl. riggforskudd	65 056		41 447	63 814
Til gode merverdiavgift	11 142		6 128	2 633
Mindreuttak (opptjent inntekt)	3 558		-	-
Garantikonto vedrørende usikret pensjonsordning jfr. note 19	2 573		2 573	-
Andre fordringer inkl. fordringer på operatørlisenser	37 389		37 389	20 625
Sum andre kortsiktige fordringer	119 718		87 537	87 072

NOTE 17: KONTANTER OG KONTANTEKVIVALENTER

	KONSERN 2007		MORSELSKAP 2007	2006
Bankinnskudd	552 741		311 564	537 876
Bundne bankinnskudd	8 806		8 248	2 451
Kortsiktige plasseringer	23 580		23 580	25 563
Kontanter og kontantekvivalenter i balansen	585 127		343 392	565 890
Kontanter og kontantekvivalenter i kontantstrømsanalysen	585 127		343 392	565 890

NOTE 18: AKSJEKAPITAL, AKSJONÆRINFORMASJON OG UTBYTTE

	31.12.2007	31.12.2006
Aksjekapital	12 985	5 302
Ordinære aksjer	64 925 020	26 510 650
Pålydende per aksje er NOK 0,2. Alle aksjene i selskapet har lik stemmerett.		

Innbetalinger til aksjekapital, overkursfond og annen innskutt egenkapital	Antall aksjer	Aksjekapital (1000 NOK)	Overkursfond (1000 NOK)	Annen innskutt egenkapital (1000 NOK)
Utstedt og fullt betalt kapital pr. 1. januar 2006	15 565 650	3 113	167 589	
Kapitalutvidelse juni 2006 - bonusaksjer	8 007	2	479	
Kapitalutvidelse - rettet emisjon oktober 2006	10 000 000	2 000	598 000	
Kapitalutvidelse 2006 - offentlig emisjon	833 000	187	54 784	
Kapitalutvidelse 2006 - ansatteemisjon	103 993			1 248
Sum utstedt og betalt 31.12.2006	26 510 650	5 302	820 852	1 248
Kapitalutvidelse 2007 - bonusaksjer	27 700	6	2 086	
Kapitalutvidelse november 2007	33 000 000	6 600	2 369 400	
Kapitalutvidelse desember 2007	5 386 670	1 077	386 763	
Sum utstedt og betalt 31.12.2007	64 925 020	12 985	3 579 101	1 248

Endringer som skyldes disponering av resultat, fremgår av egen oppstilling "Endringer i egenkapital".

Beregning av resultat per aksje er vist i note 12.

Oversikt over de 20 største aksjonærene registrert hos VPS pr. 31.12.07:

	Antall aksjer	Eierandel
DNO INTERNATIONAL ASA	23 800 000	36,7 %
JPMORGAN CHASE BANK*	2 500 000	3,9 %
BANK OF NEW YORK, BRUSSELS BRANCH	2 008 070	3,1 %
BANK OF NEW YORK, BRUSSELS BRANCH*	1 686 713	2,6 %
DRESDNER BANK AG LONDON BRANCH*	1 459 783	2,2 %
VERDIPAPIRFONDET KLP AKSJENORGE	1 441 433	2,2 %
KØRVEN AS	1 387 181	2,1 %
BEAR STEARNS SECURITIES CORP.*	1 181 475	1,8 %
H.L.MANAGEMENT AND CONSULTANT (1986) LTD.	1 133 667	1,7 %
VERDIPAPIRFOND ODIN NORGE	1 077 367	1,7 %
GOLDMAN SACHS INT. - EQUITY -*	1 030 463	1,6 %
UBS AG, LONDON BRANCH*	930 953	1,4 %
SPAREBANKEN MIDT-NORGE INVEST AS	900 668	1,4 %
CREDIT SUISSE SECURITIES*	862 170	1,3 %
SJÆKERHATTEN AS	786 040	1,2 %
VILJE 2M AS	754 830	1,2 %
OLEUM AS	753 000	1,2 %
VINN INVEST AS	687 215	1,1 %
BANK OF NEW YORK, BRUSSELS BRANCH*	662 994	1,0 %
CREDIT AGRICOLE INVESTOR SERVICES*	619 717	1,0 %
Andre	19 261 281	29,7 %
Sum	64 925 020	100,0 %

* Registrert som forvalterkonto hos VPS

Utbytte

Selskapet har ikke fri egenkapital og det er derfor ikke aktuelt å utbetalt utbytte.

NOTE 19: PENSJONER OG ANDRE LANGSIKTIGE ANSATTEYTELSER

Selskapene i konsernet er pliktige til å ha tjenstepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenstepensjon. Konsernets pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne lov.

Pensjonsordning i datterselskapet - Innskuddspensjon

Ansatte i datterselskapet NOIL Energy ASA har en innskuddsbasert pensjon administrert og forvaltet gjennom et norsk livforsikringsselskap. Innbetalingene resultatføres som pensjonskostnad når de påløper. Det er 30 personer som er innmeldt i ordningen og det er i 2007 betalt inn 4.283 i årets pensjonspremie. Forventet premieinnbetaling i 2008 utgjør 2.570.

Pensjonsordning i morselskapet - Ytelsespensjon

Ansatte i morselskapet har en kollektiv pensjonsordning som omfatter i alt 48 personer. Ordningen gir rett til definerte fremtidige ytelser. Disse er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra Folketrygden. Forpliktelsene er dekket gjennom et forsikringsselskap. Planendring i 2007 skyldes i hovedsak avvikling av pensjonsordning for lønn over 12 G, samt reduksjon av ytelse på ordinær pensjonsordning fra 70% til 66%. Forventet premieinnbetaling i 2008 utgjør 4.350.

I tillegg til de sikrede pensjonsordningene har administrerende direktør en usikret førtidspensjonsordning. Det er etablert en garantikonto hvor det løpende foretas innbetaling av midler. Disse midlene blir ikke nettoført mot forpliktelsen, men er for 2007 klassifisert i balansen som andre fordringer med 2 573.

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 en korridor resultatføres over forventet gjenværende gjennomsnittelig opptjeningsstid. Korridoren er definert som 10 % av det største av bruttoforpliktelsen og bruttomidlene. Pensjonsforpliktelsen er beregnet i oktober i regnskapsåret som et estimat på situasjonen pr 31.12. av uavhengig aktuar. Det er ledelsens vurdering at endringer i forutsetninger og grunnlagsdata fram mot balansedagen ikke vil ha vesentlig effekt på tallene.

Pensjonskostnad er beregnet som følger:	USIKRET ORDNING		SIKRET ORDNING		TOTALT	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	1 204	858	4 530	4 085	5 734	4 943
Rentekostnad av påløpte pensjonsforpliktelser	98	25	203	83	301	108
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	(119)	(45)	(178)	(114)	(298)	(159)
Amortisering av estimatavvik	34					
Effekt av planendring			(1 304)	2	(1 304)	2
Administrasjonskostnader			92	99	92	99
Sum pensjonskostnad ekskl. arb.g.avg	1 217	838	3 343	4 155	4 526	4 993
Arbeidsgiveravgift	188	208	598	522	787	730
Sum pensjonskostnad inkl. arb.g.avg	1 405	1 047	3 941	4 675	5 312	5 722

	USIKRET ORDNING		SIKRET ORDNING		TOTALT	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
<i>Årets endringer i brutto pensjonsforpliktelse:</i>						
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 1.1.	1 430	504	5 142	1 677	6 572	2 181
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	1 204	858	4 530	4 085	5 734	4 943
Rentekostnad av påløpte pensjonsforpliktelser	98	25	203	83	301	108
Årets aktuarielle tap/gevinst	465	43	(670)	(703)	(206)	(659)
Effekt av planendring	-	-	(2 596)		(2 596)	-
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 31.12.	3 197	1 430	6 610	5 142	9 807	6 573
<i>Årets endringer i brutto pensjonsmidler:</i>						
Brutto pensjonsmidler 1.1.	1 607	86	2 508	612	4 115	697
Forventet avkastning på pensjonsmidler	119	45	178	114	298	159
Aktuariell tap/gevinst	224		(528)	394	(304)	394
Administrasjonskostnader	-		(92)	(99)	(92)	(99)
Effekt av planendring	-		(434)			
Reklassifisering av midler usikret ordning	(2 573)					
Premieinnbetalinger	622	1 477	2 165	2 205	2 787	3 682
Virkelig verdi pensjonsmidler 31.12.	-	1 607	3 797	3 227	6 804	4 834
Netto pensjonsmidler/forpliktelse(-) 31.12.2007	(3 197)	177	(2 813)	(1 915)	(6 010)	(1 738)
Ikke resultatførte estimatavik	212	6	(1 297)	(905)	(1 085)	(899)
Ikke resultatført planendring	-		-		-	-
Arbeidsgiveravgift	(451)	(220)	(579)	(398)	(1 030)	(618)
Netto balanseførte pensjonsmidler/forpliktelse (-) 31.12.	(3 436)	(37)	(4 689)	(3 218)	(8 125)	(3 254)
<i>Endringer i midlene:</i>						
Netto balanseførte pensjonsmidler /forpliktelse (-) 01.01.	(37)	(467)	(3 218)	(995)	(3 255)	(1 462)
Årets pensjonskostnad	(1 405)	(1 047)	(3 941)	(4 740)	(5 346)	(5 787)
Utbetalinger over drift	-	-	-	-	-	-
Reklassifisering av midler usikret ordning	(2 573)				(2 573)	
Innbetalinger	579	1 477	2 471	2 516	3 050	3 993
Netto balanseførte pensjonsmidler/pensjonsforpliktelse (-) 31.12.	(3 436)	(37)	(4 689)	(3 218)	(8 125)	(3 255)

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 25 år. Lønnsøkning, pensjonsregulering og G-regulering er basert på historiske observasjoner for selskapet, og basert på en forventet langsiktig inflasjon på 2,5%.

Økonomiske forutsetninger	2007	2006
Diskonteringsrente	4,70%	4,55%
Avkastning på pensjonsmidler	5,75%	5,40%
Lønnsvekst	4,50%	4,50%
Pensjonsregulering	4,25%	1,60%
Gjennomsnittelig turnover	2,00%	2,00%
Aktuarmessige forutsetninger	2007	2006
Anvendt dødelighetstabell	K2005	K63
Anvendt uføretariff	IR-02	IR-02
Frivillig avgang før 40 år	2,00%	2,00%
Frivillig avgang etter 40 år	0,00%	0,00%
Prosentvis fordeling av pensjonsmidlene på investeringskategorier	2007	2006
Aksjer	24,80%	29,70%
Obligasjoner	21,50%	20,60%
Pengemarked	7,50%	4,50%
Anleggsobligasjoner	27,70%	30,00%
Eiendom	15,60%	12,60%
Annet	2,90%	2,60%
Sum	100,00%	100,00%

Pensjonsordningen er plassert i Vital som har en langsiktig innretning på kapitalen. Vital søker å oppnå en høyest mulig avkastning ved å sette sammen en investeringsportefølje som gir den maksimale risikojusterte avkastningen. Faktisk verdjustert avkastning på pensjonsmidlene i 2007 ble 9,5% mot estimert 5,75%.

NOTE 20: AVSETNING FOR FJERNINGS- OG NEDSTENGINGSFORPLIKTELSE

	KONSERN		MORSELSKAP	
Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelse	2007		2007	2006
Avsetning pr. 1. januar	21 928		21 928	23 851
Tilgang	67 763			
Kalkulatorisk rente nåverdberegning	2 253		1 961	1 773
Endring i estimat	-10 811		8 378	-3 695
Avsetning pr. 31. desember	81 133		32 267	21 928

Fjernings- og nedstengingsforpliktelsen for morselskapet er relatert til Varg, mens for konsernet kommer Enoch og Glitne i tillegg.

Det er lagt til grunn et konsept for gjennomføring som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer. I beregning av forpliktelsen er det benyttet en forutsetning om inflasjon på 2,5%, samt en diskonteringsrente på 8%.

NOTE 21: UTSATT INNTEKT

Morselskapet har gjennom deltakelse i et riggkonsortium sammen med seks andre oljeselskaper reservert boreriggen Bredford Dolphin for en periode på tre år (1 095 dager). Tilsammen har selskapene forpliktet seg til å bruke riggen i 945 dager. Det norske har sammen med et annet selskap garantert for forpliktelsen relatert til de gjenværende 150 dagene. Som kompensasjon for denne forpliktelsen mottar Det norske USD 10 000 pr. dag for de 945 første boredagene. Beløpet innbetales på sperret konto og kontoen fungerer som sikkerhet for forpliktelsen. Denne kontoen er klassifisert som langsiktig finansiell eiendel. Innstående beløp pr. 31.12.2007 var 5.159 Inntektsføring vil skje når det er tilstrekkelig sannsynlig at forpliktelsen ikke kommer til oppgjør.

Utsatt inntekt pr. 31.12.2007 utgjør 10 402.

NOTE 22: RENTEBÆRENDE LÅN OG PANTSTILLELSE

	KONSERN		MORSELSKAP
	2007		2007 2006
Brutto lånebeløp	130 000		- -
Periodiserte lånekostnader	1 375		- -
Sum	128 625		- -

Per 31. desember 2007, består kortsiktige lån av lånetrekk på letefasilitet med DnB NOR BANK ASA.

Det norske oljeselskap ASA har sammen med datterselskapet NOIL Energy ASA en trekkfasilitet på 1.500.000 i DnB NOR BANK ASA. Maksimalt opptrekk er begrenset til 95 % av skatterefusjon relatert til letekostnader. Det betales en rente på NIBOR + 0,7% og en rammeprovisjon på 0,28%. Pr. 31.12.2007 hadde NOIL Energy gjort et opptrekk på 130.000. Konsernet kan gjøre opptrekk på lånet frem til 31.12.2010 og siste nedbetaling skal skje i desember 2011.

	KONSERN
Tilgjengelig trekkramme pr. 31.12.2007:	2007
"Beregnet skatt til utbetaling" i balansen	618 044
95 % av "Beregnet skatt til utbetaling" = tilgjengelig trekkramme	587 142
Benyttet trekk	130 000
Ubenyttet trekkramme	457 142

Som sikkerhet for lånet har konsernet pantsatt følgende lisenser:

Utvinningsstillatelse:	Andel konsern
PL 229	15%
PL 265	30%
PL 321	25%
PL 341	30%
PL 364	50%
PL 369	20%
PL 380	100%
PL 408	70%
PL 432	100%

I tillegg har banken tatt pant i en egen bankkonto hvor selve skattefordringen kommer til utbetaling.

NOTE 23: ANNEN KORTSIKTIG GJELD

	KONSERN		MORSELSKAP
	2007		2007 2006
Påløpt gjeld relatert til farm-in YME			11 612
Kortsiktig gjeld relatert til overcall / undercall relatert til lisenser	119 368	71 336	13 859
Andel annen kortsiktig gjeld fra lisenser	176 026	55 485	20 387
Annen kortsiktig gjeld	48 030	27 016	13 006
Totalt annen kortsiktig gjeld	343 423	153 837	58 864

NOTE 24: FINANSIELLE INSTRUMENTER

Finansiell risiko

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

Konsernet har etablert en lånefasilitet som er å betrakte som et finansielt instrument. Se note 22 for nærmere omtale. Formålet med dette er å finansiere leteaktiviteten. I tillegg har selskapet finansielle instrumenter som kontanter, kundefordringer, andre fordringer og leverandørgjeld som er direkte knyttet til virksomhetens daglige drift. Konsernet har ingen finansielle derivater for sikringsformål eller for spekulasjonsformål.

Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram setter krav til styring av likviditetsrisiko. De likvide midler og nåværende ubenyttede trekkfasilitet er forventet å være tilstrekkelig til å finansiere selskapets drift gjennom 2008. I forvaltningen av selskapets likvide midler prioriteres lav likviditetsrisiko.

(I) Oljepriserisiko og valutarisiko

Inntekter består hovedsaklig av inntekter fra salg av petroleum. Konsernet er således eksponert for risiko relatert til endringer i oljepris. Utvikling i valutakurser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko for selskapet. Konsernets petroleumsinntekter er i amerikanske dollar (USD), mens det vesentligste av utgiftene i 2007 har vært i norske kroner (NOK). Betalingsmidler er både i USD og NOK. En nedgang i verdien av USD vil ved konvertering gi et lavere beløp i NOK. Det er ikke inngått terminkontrakter eller andre avtaler for å redusere selskapets oljepris- og valutarisiko og derigjennom den driftstilknyttede markedsrisiko.

(II) Rente- og likviditetsrisiko

“Konsernet er utsatt for renterisiko for nåværende og fremtidige låneopptak. Eksisterende lån har flytende rente, hvilket innebærer at konsernet er påvirket av endringer i rentenivået. De likvide midler plasseres slik at renterisiko er relativt begrenset. Den gjennomsnittlige rentefølsomheten for selskapets likvide midler skal i følge selskapets retningslinjer ikke overstige ett år.

De plasserte midlers kredittrisiko vurderes som lav. 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. Likvide midler plasseres i verdipapirer, verdipapirfond og bankinnskudd som representerer gjennomgående lav kredittrisiko. “

(III) Fastsettelse av virkelig verdi

Balanseført verdi av kontanter og kontantekvivalenter og lån er tilnærmet lik virkelig verdi på grunn av at disse instrumentene har kort forfallstid. Tilsvarende er balanseført verdi av kundefordringer og leverandørgjeld tilnærmet lik virkelig verdi da de inngås til "normale" betingelser.

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

Under følger en sammenligning av balanseførte verdier og virkelig verdi for konsernets finansielle instrumenter.

	KONSERN		MORSELSKAP			
	2007		2007		2006	
	Balanseført verdi	Virkelig verdi	Balanseført verdi	Virkelig verdi	Balanseført verdi	Virkelig verdi
Finansielle eiendeler						
Kontanter og kontantekvivalenter	585 127	585 127	343 392	343 392	565 889	565 889
Kundefordringer	128 237	128 237	24 682	24 682	15 262	15 262
Andre kortsiktige fordringer	119 718	119 718	87 537	87 537	87 072	87 072
Beregnet skatt til utbetaling	618 044	618 044	277 977	277 977	112 724	112 724
Finansiell gjeld						
Leverandørgjeld	112 788	112 788	105 378	105 378	26 787	26 787
Rentebærende gjeld						
Kortsiktig lån	128 625	128 625				

NOTE 25: FORPLIKTELSE, LEIEAVTALER OG GARANTIER

FORPLIKTELSE INKLUSIVE LEIEFORPLIKTELSE

Riggkontrakter

Bredford Dolphin og Deep Sea Delta

Morselskapet og datterselskapet NOIL Energy ASA har gjennom deltakelse i et riggkonsortium sammen med fem andre oljeselskaper reservert boreriggen Bredford Dolphin til sommeren 2010. I tillegg har morselskapet sammen med et annet oljeselskap inngått avtale med Odfjell Drilling om leie av riggen Deep Sea Delta. Avtalen sikrer konsernet riggkapasitet for 24 måneder over en periode på tre år. Det er også inngått en kontrakt med Odfjell Management angående drilling management for samme periode på tre år.

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 den totale leieforpliktelsen for konsernet knyttet til disse avtalene. Den totale forpliktelsen vil bli redusert med den andel som betales av partnerne i de ulike lisensene.

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

	Bredford Dolphin	Deep Sea Delta inkl. drilling management	Sum
Innen 1 år	263 451	36 006	299 457
1 til 5 år	519 153	1 906 392	2 425 545
Etter 5 år			-
Sum	782 604	1 942 399	2 725 002

Leieforpliktelser gjennom eierinteresser i lisenser

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	MORSELSKAP
Innen 1 år	60 155	52 037
1 til 5 år	272 887	272 887
Etter 5 år	30 252	30 252
Sum	363 295	355 177

Leieforpliktelser kontorlokaler

Selskapets forpliktelser i forbindelse med leie av kontorlokaler er som følger:

	KONSERN	MORSELSKAP
Innen 1 år	8 934	3 034
1 til 5 år	106 733	32 373
Etter 5 år	172 120	75 000
Sum	287 787	110 407

Datterselskapet NOIL Energy har to leieavtaler på kontorlokaler og den lengste strekker seg til 2018. Datterselskapet vil fremleie deler av disse lokalene.

Erstatningsansvar/forsikring

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

Rettstvister

Konsernet har ingen pågående rettstvister, men NOIL har bestridt deler av fakturering fra Dolphin AS for juli og august 2007, hvor Dolphin har truet med søksmål. Det bestridte beløpet er på MUSD 4, hvorav ca MUSD 1 er NOILs andel. Beløpet er innenfor avtalen for bæring av borekostnader.

Garantier

Morselskapet har stilt en garanti relatert til riggkontrakten for leie av Bredford Dolphin som er nærmere omtalt i note 21.

NOTE 26: INVESTERING I FELLES KONTROLLERT VIRKSOMHET

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

Konsernet har følgende investeringer i lisenser på norsk sokkel pr. 31.12.:

		KONSERN		MORSELSKAP	
Lisens		2007		2007	2006
Utvinningstillatelser der Det norske er operator					
PL 001 B		35%			
PL 028 B		35%			
PL 242		35%			
PL 305		30%			
PL 305 B	Tilleggsareal	30%			
PL 321		25%		25%	40%
PL 321 B	Tilleggsareal	25%			
PL 337		45%		45%	45%
PL 341		30%			
PL 356		100%		50%	50%
PL 364		50%		50%	50%
PL 380		100%		70%	70%
PL 383		100%		50%	50%
PL 408		70%		70%	
PL 414		40%		40%	
PL 432		100%		100%	
PL 440 S		30%			
PL 441*		60%			
PL 447		50%		20%	
Utvinningstillatelser der Det norske er partner					
PL 029 B		20%			
PL 035		25%			
PL 038		5%		5%	5%
PL 048 B		10%			
PL 048 D		10%			
PL 229		15%			
PL 229 B	Tilleggsareal	15%			
PL 265		30%			
PL 272		25%			
PL 316		10%		10%	10%
PL 316 B	Tilleggsareal	10%		10%	
PL 316 CS		10%		10%	
PL 316 DS		10%		10%	
PL 332		40%		20%	20%
PL 334		30%			
PL 362		25%			
PL 369		20%			
PL 387		30%			
PL 442		20%			

* Tilbakelevert i 2008. Tilbakeleveringen har ingen effekt på regnskapet for 2007.

NOTE 27: TRANSAKSJONER MED NÆRSTÅENDE PARTER

DNO International ASA

DNO International er den største eieren i Det norske oljeselskap ASA med en eierandel på 36,7%.

NOIL Energy ASA

Datterselskap av Det norske oljeselskap ASA . Eierandel var pr. 31.12.2007 97,3%. I løpet av 2008 er eierandelen øket til 100%.

Transaksjoner med NOIL Energy ASA

Det norske oljeselskap ASA har sammen med datterselskapet NOIL Energy ASA en trekkfasilitet på 1.500.000 i DnB NOR BANK ASA. Rentekostnadene belastes det selskapet som gjør opptrekk. Øvrige lånekostnader fordeles likt mellom selskapene. Se forøvrig note 22 for nærmere beskrivelse.

Pr. 31.12.2007 hadde morselskapet en fordring på NOIL Energy ASA på 1.500 relatert til viderefakturerings av lånekostnader. I morselskapet er beløpet inkludert i posten "Andre kortsiktige fordringer".

Transaksjoner med DNO International ASA (eier 36,7% av Det norske oljeselskap)

Datterselskapet NOIL Energy ASA har i perioden 13.11.2007-31.12.2007 foretatt enkelte transaksjoner med sitt tidligere morselskap med DNO International ASA. Dette gjelder fordeling av felleskostnader og utleie av personell. Avtalene er inngått på forretningsmessige vilkår.

Transaksjoner med nærstående part til tidligere styremedlem

Kjetil Grønskag var inntil 16.11.2007 styremedlem i selskapet. Han er fremdeles medlem av selskapets valgkomité.

"Medlem i valgkomiteen Kjetil Grønskag er også styremedlem i Odfjell Drilling Ltd og noen av dennes datterselskaper. Nærstående parter til Grønskag har betydelige eierandeler i Odfjell Drilling Ltd. Det norske har, sammen med Revus Energy ASA, inngått en treårsavtale med Deep Sea Rig AS, et selskap med tilknytning til Odfjell Drilling Ltd.

Det norske, Revus Energy og Odfjell Drilling Ltd. har inngått avtale om boretjenester som omfatter prosjektering, logistikk samt andre relaterte tjenester. Denne avtaler omfatter også Det norske boreoperasjoner relatert til Frøy (PL 364).

FORDRINGER GJELD		KONSERN		MORSELSKAP	
Nærstående part		2007		2007	2006
NOIL Energy ASA	Andre kortsiktige fordringer			1 500	
DNO International ASA	Leverandørgjeld	-6 266			
DNO International ASA m/døtre	Kundefordringer	11 909			

INNTEKTER/KOSTNADER		KONSERN		MORSELSKAP	
Nærstående part	Transaksjon	2007		2007	2006
DNO International ASA	Kjøp av tjenester/ viderebelastning av kostnader	-2 539		1 500	
DNO International ASA m/døtre	Salg av timer	577			

NOTE 28: PETROLEUMSRESERVER OG -RESSURSER (UREVIDERT)

Klassifisering av reserver og betingede ressurser

Reserver og betingede ressurser er klassifisert i henhold til Oljedirektoratets klassifiseringssystem (http://www.npd.no/regelverk/r2002/Ressursklassifisering_n.htm) og Oslo Børs' retningslinjer for rapportering av hydrokarbonreserver og betingede ressurser. Se figur under.

OD Klasser	POTENSIELLE RESSURSER			BETINGEDE RESSURSER				RESERVER	
	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Beskrivelse	Prospekt-muligheter. Ikke kartlagte volum innen definert letemodell.	Prospekt, et kartlagt volum av sannsynlig akkumulasjon av hydrokarboner.	Funn under evaluering.	Funn som sannsynligvis ikke vil bli bygd ut.	Funn som sannsynligvis blir bygd ut.	Funn/ felt hvor planlegging av utbygging foregår.	Felt som rettighetshaverne har vedtatt å bygge ut.	Felt under utbygging hvor PUD er godkjent.	Felt i produksjon.

Figur: ODs klassifiseringssystem som benyttes av Det norske.

Våre vurderinger av gjenværende reserver på disse feltene er basert på operatørens evaluering.

Vargfeltet (PL 038) befinner seg sør for Sleipner Øst. Feltet er utviklet med produksjonsskipet Petrojarl Varg, og har integrert oljelager og en tilkoblet brønnhodeplattform. Oljen eksporteres med shuttle-tankere. Påviste reserver (1P/P90) inkluderer 90% av forventet volum fra eksisterende brønner, under forutsetning av at ingen nye brønner bores og at feltet stenges 1. juli 2010. Eierne av Petrojarl Varg har ikke anledning til å fjerne produksjonsskipet fra feltet før tidligst denne dato. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver (2P/P50) tar utgangspunkt i samme sluttdato, men omfatter operatørens mest sannsynlige volumestimat og produksjonsprofiler. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver er 8,6 million fat, hvorav 7 millioner fat er påvist. Eierne planlegger å bore to nye produksjonsbrønner i 2008, noe som kan øke reservegrunnlaget.

Konsesjonsperioden utløper 1. april 2021.

Glitnefeltet (PL 048B) befinner seg 40 kilometer nordøst for Sleipner-området. Feltet produseres av undersjøiske brønner koblet til produksjonsskipet Petrojarl 1, og oljen eksporteres med shuttle-tankere. Anslått varighet for feltet er per i dag juli 2009. Totale reserver beregnes av operatøren, basert på analyse av produksjonshistorikk kombinert med reservoarsimulering. Den største usikkerheten for fremtidig produksjon er knyttet til mengden av produsert vann i de enkelte brønner. Gjenværende reserver er beregnet basert på sannsynlighetsvurdering, der usikkerhet knyttet til vannproduksjon, oljepotensial og regulariteten til enkelte brønner og det totale produksjonssystemet er hensyntatt. Det er ikke forutsatt at nye produksjonsbrønner vil bli boret. Alle påviste og sannsynlige reserver er klassifisert som "utbygde reserver".

Konsesjonsperioden utløper 18. feb. 2013

Enochfeltet (PL 048B) strekker seg på begge sider av den norske og britiske grensen, og befinner seg på den britiske blokken 16/13a og den norske blokken 15/5, sørvest for Glitnefeltet. Feltet er utviklet med én horisontal undersjøisk brønn og produserer gjennom UK Brae A-plattformen, hvor oljen blir prosessert og eksportert via Forties rørledninger. Gassen selges til Brae. Produksjonen på Enoch startet i mai 2007. Det er inngått en felles eierskapsavtale med lisenseierne på britisk sektor, og Det norske totale andel er 2% (10 % av den norske lisens PL 048D). Opprinnelige påviste og sannsynlige reserver (Enoch Unit) anslås av operatøren å være 15 millioner fat oljeequivalenter, hvorav 12,8 millioner fat er gjenværende. Totale påviste gjenværende reserver utgjør 3,8 millioner fat, eller 29% av 2P-volum. Volum i tabell 1 inkluderer bare den norske del av feltet, og er klassifisert som "utbygde reserver".

Konsesjonsperioden utløper 18. feb. 2013. Det er forventet en levetid til 2017.

Ymefeltet (PL 316) befinner seg i Egersundbassenget, og ble produsert med Statoil som operatør fra 1996 til 2001. PUD for gjenåpning av Ymefeltet (PL 316) ble levert i januar 2007, og godkjent av myndighetene i mai 2007. Reserveanslagene er i samsvar med operatørens innrapportering i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett 2007, og er basert på omfattende geologiske og geofysiske studier, dynamisk simulering av reservoaret og historietilpasning. En sensitivitetsanalyse som reflekterer usikkerhetsmomenter i ulike parametre har blitt utarbeidet, og danner grunnlaget for anslag over påviste reserver (1P/P90) og sannsynlige reserver (2P/P50).

Konsesjonsperioden utløper 18. juni 2010.

Reserver per felt

I PRODUKSJON (KATEGORI 1)

per 31.12.2007	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (Mbbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	Olje (Mbbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
PL 038 - Varg	5,20	0,0	5,20	5%	0,26	6,96	0,0	6,96	5%	0,35
PL 048B - Glitne	1,45	0,0	1,45	10%	0,15	5,55	0,0	5,55	10%	0,56
Enoch-enhet (Norge)	0,56	0,0	0,56	10%	0,06	1,66	0,0	2,56	10%	0,26
Totalt					0,47					1,17

UNDER UTBYGGING (KATEGORI 2)

per 31.12.2007	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (Mbbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	Olje (Mbbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
PL 038 - Varg						1,64	0,0	1,64	5%	0,1
PL 316 - Yme	54,0	0,0	54,0	10%	5,4	67,0	0,0	67,0	10%	6,7
Totalt					5,4					6,8

UTBYGGING VEDTATT (KATEGORI 3)

per 31.12.2007	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (Mbbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe	Olje (Mbbbl)	Gass (bcm)	Mboe	Andel %	Netto Mboe
	0,0	0,0	0,0	0%	0	0,0	0,0	0,0	0%	0
Totalt					0					0

NOTE 29: HENDELSER ETTER BALANSEDAGEN

Innløsning av aksjer

Larsen Oil & Gas ASA, som eide 1,06% av aksjene i NOIL, krevde i januar innløsning av sine samtlige aksjer i NOIL i henhold til Allmennaksjelovens § 4-25. Larsen Oil and Gas ASA varslet i forbindelse med innløsningskravet at det ville akseptere en innløsningskurs på kr. 24,00 per aksje. Styret i Det norske oljeselskap vedtok i styremøte den 25. januar 2008 å akseptere innløsning av Larsen Oil and Gas ASA til den tilbudte kursen, som er den samme som alle aksjonærer i NOIL Energy ASA ble tilbudt i bytte med aksjer i Det norske oljeselskap i november 2007. Samtidig vedtok styret i Det norske oljeselskap å tvangsinnløse alle øvrige aksjonærer i NOIL og å tilby disse samme innløsningskurs, kr 24,00 per aksje. Gjennom vedtaket eide Det norske oljeselskap 100% av aksjene i NOIL pr. 1.2.2008. Som følge av innløsningen ble NOIL strøket fra OTC-listen fra 29.1.2008.

Tildeling av lisenser i TFO 2007

Den 8.2.2008 offentliggjorde Olje- og Energidepartementet tildeling i forhåndsdefinerte områder 2007 (TFO 2007). Konsernet ble tildelt 12 lisenser (eksklusiv et tilleggssareal til Goliatlisensen), herav sju operatørskap. Seks av lisensene er i Nordsjøen, tre av lisensene er i Norskehavet, mens tre lisenser befinner seg i Barentshavet. Etter denne tildelingen er konsernet med i totalt 46 lisenser og er operatør for 24 av disse. Konsernet har dermed 34 lisenser i Nordsjøen, åtte lisenser i Norskehavet og fire lisenser i Barentshavet.

Avgjørelse om tilbakelevering av produksjonslisens 441

Lisenspartnerne i produksjonslisens 441 har blitt enige om å informere Olje- og energidepartementet om at det foreligger en avgjørelse om tilbakelevering av lisensen. Lisensen ble tildelt 15. juni 2007. Arbeidsforpliktelsen for det første året besto i å samle inn elektromagnetiske data. Arbeidsforpliktelsen er oppfylt og lisenspartnerne har avgjort at lisensen ikke er tilstrekkelig kommersielt attraktiv for videre datainnsamling.

NOTE 30 - FORKLARING OVERGANG TIL IFRS

Dette er selskapets første konsernregnskap som er avlagt i henhold til IFRS.

Regnskapsprinsippene som er beskrevet i note 1 er blitt anvendt i utarbeidelsen av både morselskapets og konsernets regnskap for 2007. Det samme gjelder for sammenlignbare tall for årene 2006 og 2005. Morselskapet ble etablert 11. februar 2005 og konvertering fra Norske regnskapsprinsipper (NGAAP) til IFRS er gjennomført fra etableringstidspunktet.

I forbindelse med utarbeidelsen av IFRS regnskapstall har morselskapet foretatt noen justeringer av regnskapstall i forhold til det som er blitt rapportert tidligere i morselskapet årsregnskapet som var utarbeidet i henhold til NGAAP. Effekten av overgangen fra NGAAP til IFRS på morselskapet finansielle stilling, resultat og kontantstrøm er vist nærmere i denne note, samt i Transition Report som ble avlagt i forbindelse med selskapets rapportering av 3. kvartal til Oslo Børs.

Avstemming av overgangseffekter			11.02.2005			31.12.2005			31.12.2006		
(NOK 1000)			Effekt overgang til IFRS			Effekt overgang til IFRS			Effekt overgang til IFRS		
	NGAAP					NGAAP			NGAAP		
EIENDELER											
Anleggsmidler											
<i>Immaterielle eiendeler</i>											
Goodwill						43 875	43 875		43 875	43 875	
Aktiverte bore og utb.aktiviteter									2 886	2 886	
Andre immaterielle eiendeler						29 553	29 553		23 701	23 701	
Utsatt skattefordel						2 796	(2 796)	-	19 165	(19 165)	-
<i>Varige driftsmidler</i>											
Varige driftsmidler						46 935	(8 682)	38 253	95 383	(8 407)	86 976
<i>Finansielle investeringer</i>											
Beregnet skatt til utdeling											
Langsiktige forskuddsbetalinger											
Andre anleggsmidler											
Sum anleggsmidler	-	-	-			49 731	61 950	111 682	114 548	42 889	157 437
Omløpsmidler											
<i>Varelager</i>											
Varelager						4 764		4 764	2 208		2 208
<i>Fordringer</i>											
Kundefordringer						9 692		9 692	15 262		15 262
Andre kortsiktige fordringer						10 482	375	10 857	86 387	685	87 072
Beregnet skatt til utdeling						82 234		82 234	112 724		112 724
<i>Betalingsmidler</i>											
Kontanter og kontantekvivalenter	1 000		1 000			106 634		106 634	565 890		565 890
Sum omløpsmidler	1 000	-	1 000			213 805	375	214 180	782 469	685	783 153
SUM EIENDELER	1 000	-	1 000			263 536	62 325	325 862	897 017	43 574	940 590
GJELD OG EGENKAPITAL											
Egenkapital											
<i>Innskutt egenkapital</i>											
Aksjekapital	1 000		1 000			3 113		3 113	5 302		5 302
Overkursfond						167 589	15 809	183 398	781 241	20 919	802 160
Sum innskutt egenkapital	1 000	-	1 000			170 702	15 809	186 511	786 544	20 919	807 462
<i>Minoritetsinteresser</i>											
Sum egenkapital	1 000	-	1 000			170 702	15 809	186 511	786 544	20 919	807 462
Avsetning for forpliktelser											
Rentebærende langsiktig gjeld								-			
Pensjonsforpliktelser						1 490		1 490	3 255		3 255
Utsatt skatt							32 769	32 769		18 875	18 875
Avsetning for fjernings- og nedst.forpliktelser						10 104	13 747	23 851	18 148	3 780	21 928
Sum avsetning for forpliktelser	-	-	-			11 594	46 515	58 109	21 403	22 655	44 058
Kortsiktig gjeld											
Kassekreditt						15 271		15 271			-
Kortsiktig lån								-			-
Leverandørgjeld						17 794		17 794	26 787		26 787
Offentlige trekk og avgifter						2 291		2 291	3 420		3 420
Annen kortsiktig gjeld						45 885		45 885	58 864		58 864
Sum kortsiktig gjeld	-	-	-			81 241	-	81 241	89 071	-	89 071
Sum gjeld	-	-	-			92 835	46 515	139 350	110 473	22 655	133 128
SUM GJELD OG EGENKAPITAL	1 000	-	1 000			263 537	62 325	325 862	897 017	43 574	940 590

NOTE 31 - ENDRINGER I FORHOLD TIL DELÅRSRAPPORT FOR 4. KVARTAL OG FORELØPIG ÅRSREGNSKAP

Styret i konsernet vedtok den 14. februar 2008 delårsrapport for 4. kvartal 2007 og foreløpig årsregnskap for 2007. Ved utarbeidelse av endelig årsregnskapet er det gjennomført to korreksjoner. Det ble avdekket feil i skattekostnaden på 21.408 relatert til endring utsatt skatt. I tillegg har en depositumskonto relatert til garanti omtalt i note 21 klassifisert som langsiktig finansiell eiendel i stedet for "Kontanter og kontantekvivalenter". Disse korreksjonene har medført følgende avvik i forhold til det som tidligere er rapportert:

RESULTATREGNSKAPET	KONSERN					
	4. kvartal			01.01.2007 - 31.12.2007		
	Tidligere rapportert	Korrigert beløp	Avvik	Tidligere rapportert	Korrigert beløp	Avvik
Resultat før skattekostnad	(116 684)	(116 684)	-	(247 485)	(247 485)	-
Skattekostnad	(75 908)	(97 316)	(21 408)	(184 568)	(205 976)	(21 408)
Ordinært resultat etter skatt	(40 776)	(19 368)	21 408	(62 917)	(41 509)	21 408

KONSERNBALANSE 31.12.2007			
EIENDELER	Tidligere rapportert	Korrigert beløp	Avvik
Anleggsmidler			
<i>Immaterielle eiendeler</i>			
Goodwill	1 671 556	1 671 556	-
Aktiverte bore og utbyggingsaktiviteter	517 867	517 867	-
Andre immaterielle eiendeler	2 423 340	2 423 340	-
<i>Varige driftsmidler</i>			
Varige driftsmidler	354 692	354 692	-
<i>Finansielle investeringer</i>			
Langsiktig depositum		5 160	5 160
Sum anleggsmidler	4 967 454	4 972 614	5 160
Omløpsmidler			
<i>Varelager</i>			
Varelager	2 579	2 579	-
<i>Fordringer</i>			
Kundefordringer	128 237	128 237	-
Andre kortsiktige fordringer	119 718	119 718	-
Beregnet skatt til utbetaling	618 044	618 044	-
<i>Betalingsmidler</i>			
Kontanter og kontantekvivalenter	590 287	585 127	(5 160)
Sum omløpsmidler	1 458 865	1 453 705	(5 160)
SUM EIENDELER	6 426 319	6 426 319	(0)

KONSERNBALANSE 31.12.2007			
GJELD OG EGENKAPITAL	Tidligere rapportert	Korrigert beløp	Avvik
Egenkapital			
Aksjekapital	12 985	12 985	-
Overkursfond	3 498 189	3 519 597	21 408
Sum innskutt egenkapital	3 511 174	3 532 582	21 408
Minoritetsinteresser	30 725	30 725	-
Sum egenkapital	3 541 899	3 563 307	21 408
Pensjonsforpliktelser	8 125	8 125	-
Utsatt skatt	2 187 878	2 166 470	(21 408)
Avsetning for fjernings- og nedst.forpliktelser	81 133	81 133	-
Utsatt inntekt	10 402	10 402	-
Sum avsetning for forpliktelser	2 287 538	2 266 130	(21 408)
Kortsiktig lån	128 625	128 625	-
Leverandørgjeld	112 788	112 788	-
Offentlige trekk og avgifter	12 045	12 045	-
Annen kortsiktgt gjeld	343 423	343 423	-
Sum kortsiktig gjeld	596 881	596 881	-
Sum gjeld	2 884 419	2 863 011	(21 408)
SUM GJELD OG EGENKAPITAL	6 426 319	6 426 319	-

Til generalforsamlingen i Det norske oljeselskap ASA

REVISJONSBERETNING FOR 2007

Vi har revidert årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA for regnskapsåret 2007, som viser et underskudd på kr 33.018.000 for morselskapet og et underskudd på kr 41.509.000 for konsernet. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av underskuddet. Årsregnskapet består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskapsregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømpoppstilling, oppstilling av endringer i egenkapital og noteopplysninger. Konsernregnskapet består av resultatregnskap, balanse, kontantstrømpoppstilling, oppstilling av endringer i egenkapital og noteopplysninger. International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU er anvendt ved utarbeidelse av regnskapet. Årsregnskapet og årsberetningen er avgitt av selskapets styre og adm. direktør. Vår oppgave er å uttale oss om årsregnskapet og øvrige forhold i henhold til revisorlovens krav.

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

Vi mener at

- årsregnskapet er avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets og konsernets økonomiske stilling 31. desember 2007 og av resultatet, kontantstrømmene og endringene i egenkapital i regnskapsåret i overensstemmelse med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU
- ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringsskikk i Norge
- opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av underskuddet, er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Trondheim, 12. mars 2008
Deloitte AS



Karl O. Sanderød
statsautorisert revisor

Audit.Tax & Legal.Consulting.Financial Advisory.

Member of
Deloitte Touche Tohmatsu

