

KONTAKT

DET NORSKE OLJESELSKAP ASA
Nedre Baklandet 58 c
7014 Trondheim

Telefon: +47 90 70 60 00
Fax: +47 73 53 05 00
E-post: detnor@detnor.no

www.detnor.no

DET NORSKE OLJESELSKAP ASA **HARSTAD**
Besøksadresse:
Forsikringsgården AS
Richard Kårboes plass 3B
9405 Harstad

Postadresse:
Postboks 854
9488 Harstad

Telefon: +47 97 65 60 00

DET NORSKE OLJESELSKAP ASA **STAVANGER**
Post- og besøksadresse:
Næringslivets Hus
Haakon Vlls gt. 8
4005 Stavanger

Telefon: +47 91 66 35 64

DET NORSKE OLJESELSKAP ASA **OSLO**
Besøksadresse:
Stoperigata 2, inngang fra Bryggetorvet 1
Aker Brygge
0250 Oslo

Postadresse:
Postboks 2070 Vika
0125 Oslo

Telefon: +47 22 01 57 00



DETNORSKE

Det geologiske
under

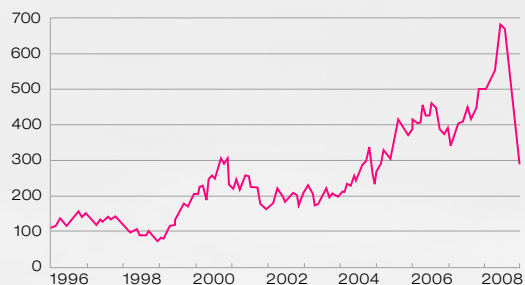
INNHold

NØKKELTALL	1
DET GEOLOGISKE UNDER	2
VÅRE VISJONER	8
HØYDEPUNKTER I 2008	9
STYRETS BERETNING 2008	10
SELSKAPETS STYRE OG LEDELSE	18
EN STERK NUMMER 2	22
VÅR VIRKSOMHET	24
VÅR STRATEGI	30
HELSE, MILJØ OG SIKKERHET	34
RAMMEBETINGELSER	36
EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE	38
DET NORSKE LISENSSYSTEMET	42
ÅRLIG RESERVERAPPORT	44
REGNSKAP 2008	53
ORD OG UTTRYKK	104
LISENSKART	105

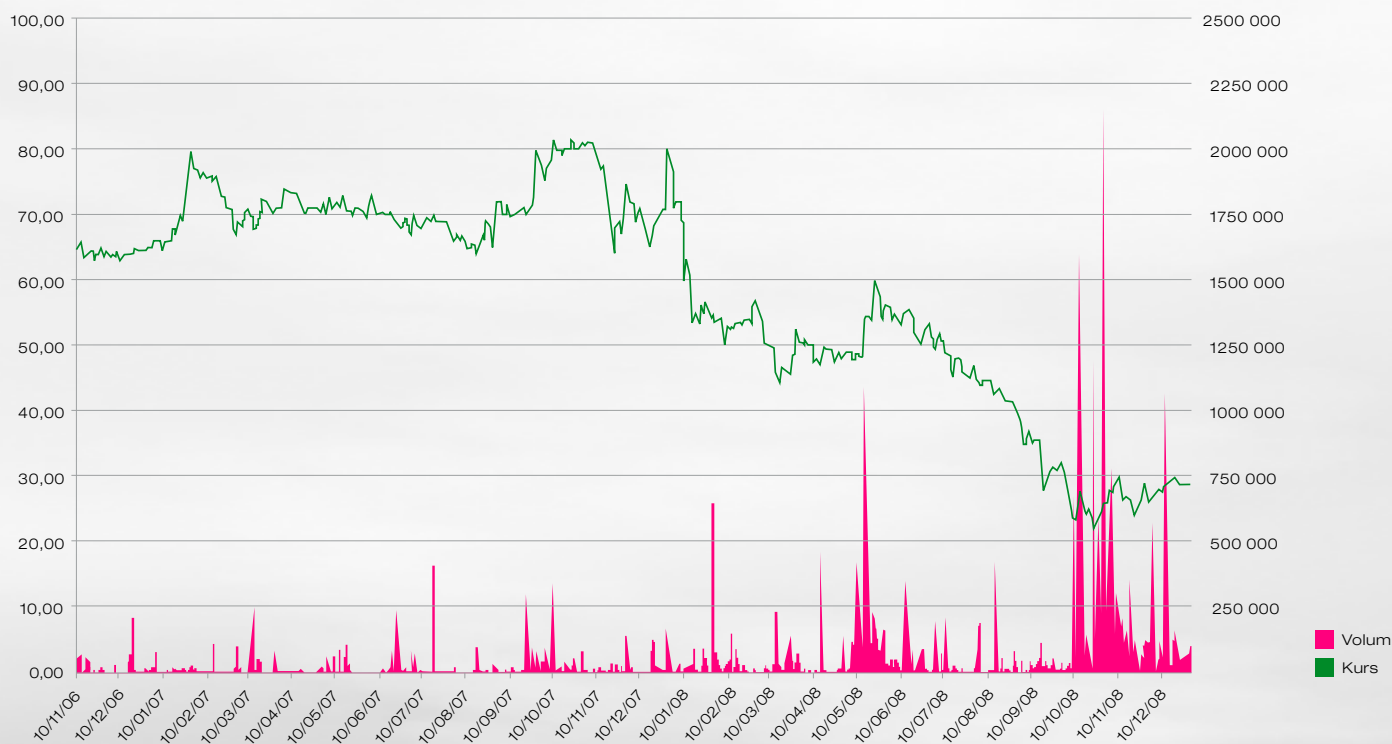


Spotpris råolje, Brent Blend

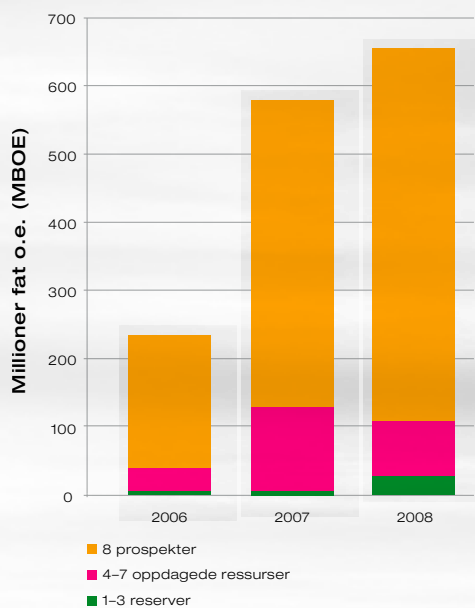
Kroner per fat. Månedstall, Kilde: Norges Bank



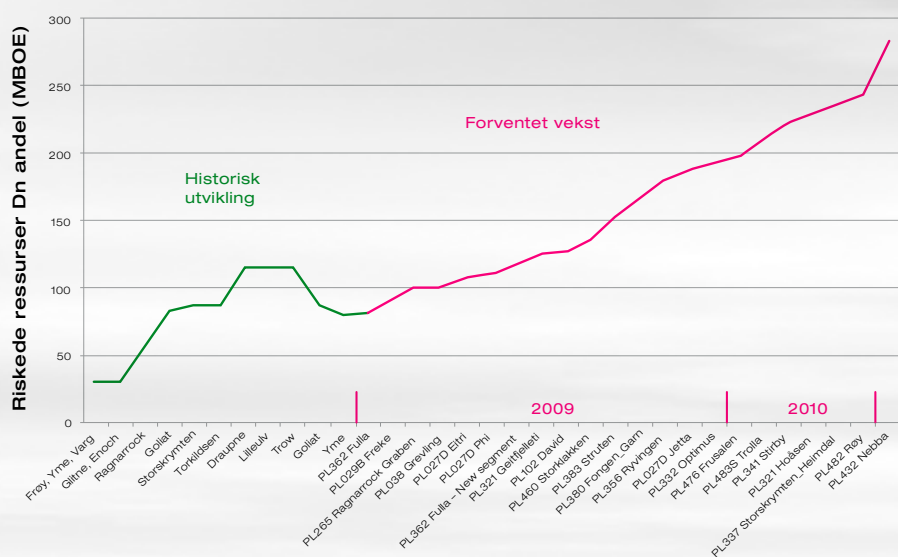
Kursutvikling og omsatt volum november 2006–desember 2008



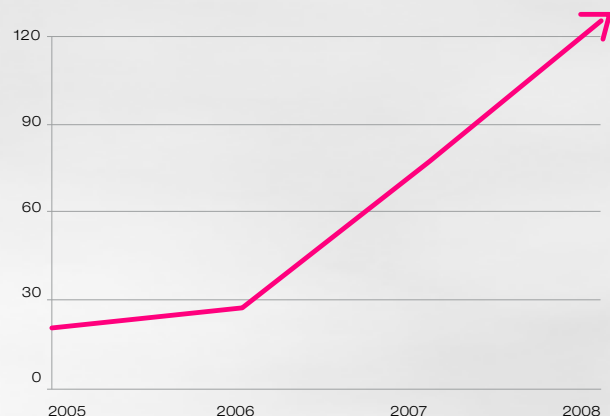
Historisk ressursutvikling i Det norske



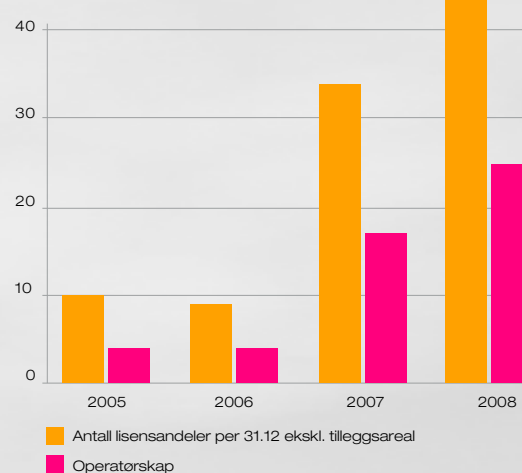
Forventet ressursutvikling i Det norske - knyttet til boreprogram



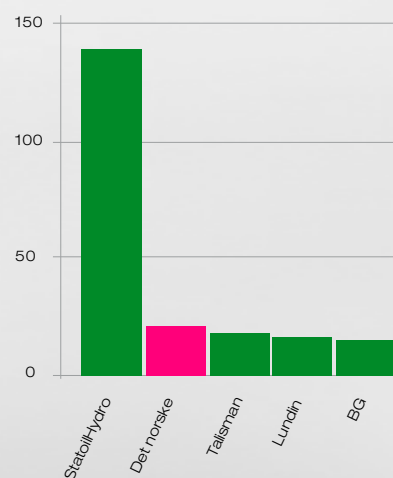
Antall ansatte i Det norske



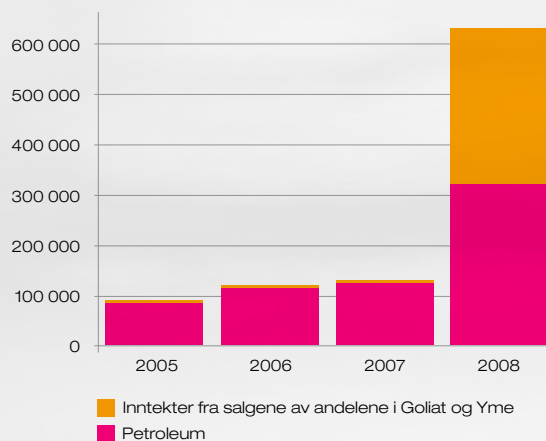
Antall lisenser og operatørskap i Det norske



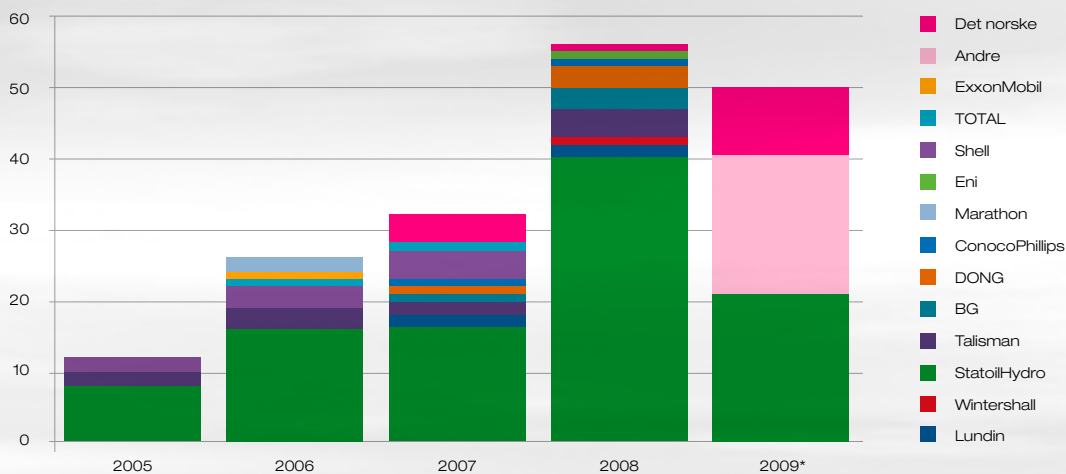
Operatørskap på norsk sokkel for de fem største



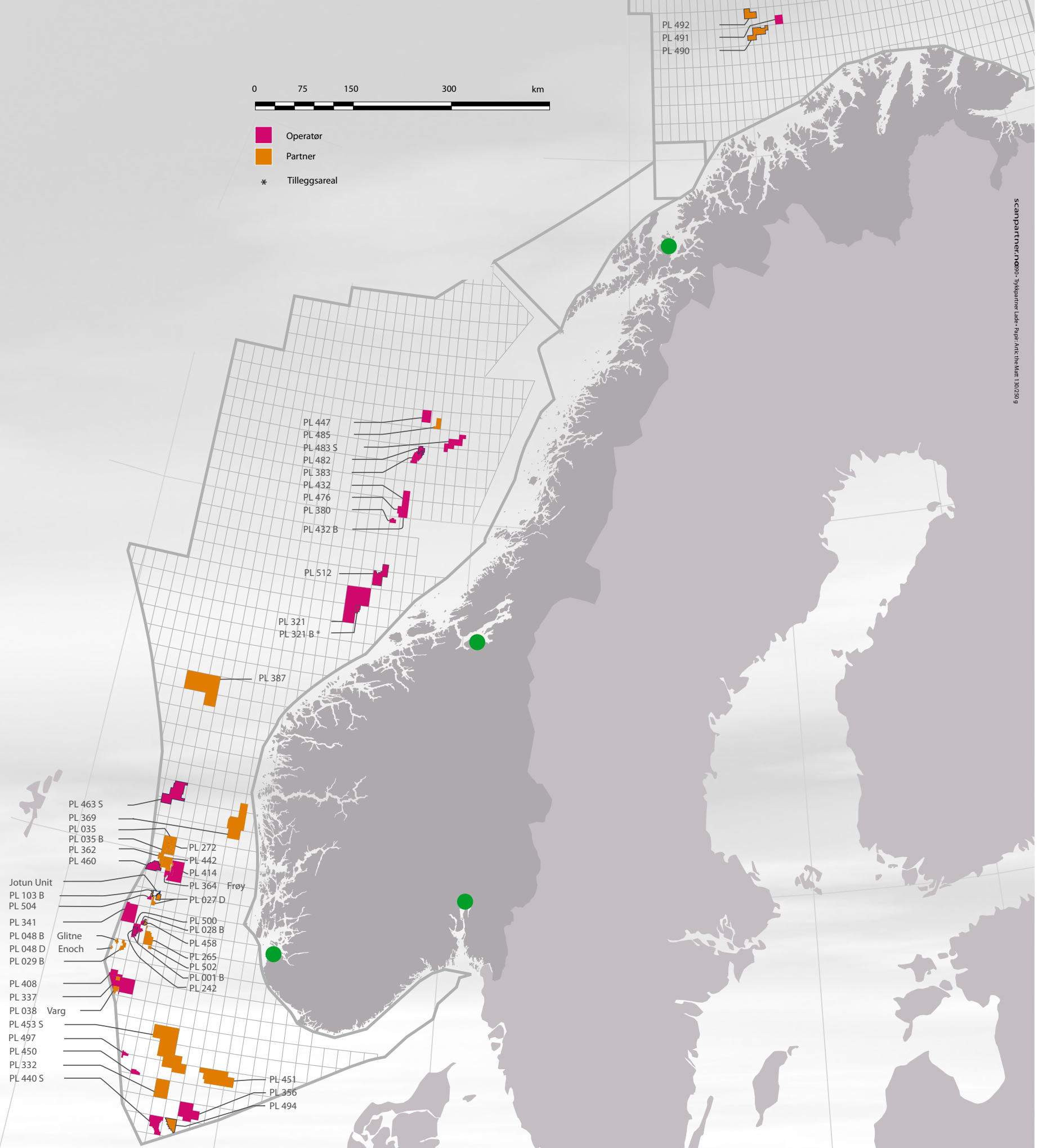
Inntektsutvikling i Det norske



Antall letebrønner som operatør



*Estimat



NØKKELTALL

	2008	2007
Antall lisensandeler per 31.12., ekskl. tilleggsareal	42	34
Operatørskap	23	17
Produksjon	661 732 fat	300 651 fat
Reserver (P50) per 31.12.	30 mill. fat	8 mill. fat
Reserver (P50) og oppdagede ressurser P(50) per 31.12.	109 mill. fat	129 mill. fat
Reserver P(50), oppdagede ressurser P(50) og riskede uoppdagede ressurser per 31.12.	656 mill. fat	579 mill. fat
Driftsinntekter	635 mill. kr	131 mill. kr
Driftsresultat før av- og nedskrivninger	-60 mill. kr	-218 mill. kr
Driftsresultat	-572 mill. kr	-252 mill. kr
Resultat før skatt	-416 mill. kr	-247 mill. kr
Resultat etter skatt	225 mill. kr	-42 mill. kr
Letekostnader	545 mill. kr	283 mill. kr
Netto investeringer	783 mill. kr	-365 mill. kr
Kontantstrøm før finansieringsaktiviteter	1 012 mill. kr	-61 mill. kr
Bokført egenkapital	3 758 mill. kr	3 563 mill. kr
Børsverdi	1 889 mill. kr	5 194 mill. kr
Antall aksjer pr. 31.12.	64.925.020	64.925.020
Pålydende per aksje pr. 31.12.	0,20 kr	0,20 kr
Aksjekurs pr. 31.12.	29,1 kr	80,0 kr
Antall ansatte per 31.12.	127	78
<i>Etter TFO 2008/2007</i>		
Antall lisensandeler pr. 26.03.09/29.02.08	47	45

Hva er olje?
Hvor kommer den fra?
Hvordan finner vi den?

DET GEOLOGISKE UNDER

Det norskes sjefsgeolog Sigmund Hanslien (58) har svarene. Selv har han funnet norsk olje for milliarder av kroner. Olje er så mangt: En kjemisk substans, lettere enn vann, uoppløselig i vann. Den kan pumpes opp fra jorda, for eksempel fra en arabisk ørken, fra en støvete bakgård i Oklahoma eller fra havbunnen utenfor kysten vår.

Av den norske oljeformuen i Nordsjøen skaper Det norske verdier; for samfunnet, aksjonærer og ansatte. Men hvordan er oljen havnet langt nede i havbunnen? Hvor kommer den fra? Og hvordan vet vi hvor vi skal lete etter den?

Han som kan forklare alt

I spissen for menneskene som gjør jobben i Det norske, er en 58-åring fra Vågå i Gudbrandsdalen. Direktør geofag, står det på visittkortet. Sigmund Hanslien er med i lederteamet. Han arbeider til daglig ved selskapets kontor i Stavanger. Hanslien kan forklare alt, sier de. Det er Hanslien de ringer til, når det er noe de lurar på. Han holder fantastiske presentasjoner, sier de i Det norske.

– Jeg skjønner da ikke det, sier Sigmund Hanslien og vrir seg litt. Beskrivelsen av egne pedagogiske evner er han litt ubekvem med. Oljen, derimot, skjønner han seg på.

Har han virkelig funnet svart gull for milliarder?

– Jeg kan jo slå meg på brystet, hvis jeg først skal skryte. Jeg var i sin tid med på å finne Granefeltet. Poenget er å finne ut akkurat hvor du skal bore, og jeg var sentral da vi fant ut av det.

– Feltet har en verdi på 500, kanskje 1000 milliarder kroner, tenker jeg. Av disse pengene blir det bygd sykehus og sykehjem. Jeg føler meg ganske komfortabel med det.

I 1969 kom julaften en dag tidligere

Det norske oljeeventyret startet på 1960-tallet, etter at nederlendere fant gass i det enorme Groeningefeltet.

«Alle måtte være med i det moderne Klondyke som nå øyensynlig begynte», skriver Yngvar Ustvedt i det populærhistoriske verket «Overflod og opprør»: «Våren 1966 kom virksomheten på havet i gang. Gigantiske oljeplattformer ble trukket ut fra land og fortøyd med veldige ankre til sjøbunnen. Enorme boreskip fra de største oljeselskaper i verden pløyet bølgene i forsøk på å finne de rette stedene. Og ombord jobbet norske gutter døgnet rundt sammen med utenlandske eksperter med å senke de lange borerørene i havet. Derpå begynte de å bore like dypt ned i bunnen som Galdhøpiggen er høy, to, tre og fire tusen meter».



Lille julaften 1969 løsnet det ordentlig. Det amerikanske selskapet Phillips fant olje i store mengder på det som seinere ble Ekofisk, i den norske delen av Nordsjøen.

Nyheten om den gryende, norske oljealderen nådde også en skolegutt i Gudbrandsdalen.
– I 1968 satt jeg på stabburstrappa hjemme og leste om funnet på Codfeltet, der gassflammen brant på boreriggen «Ocean Viking». Da bestemte jeg meg for at dette var noe for meg. Drevet av eventyrlyst søkte Hanslien til NTH i Trondheim, og med eksamen i lomma fikk geologen jobb i Exxon.
– Jeg fikk reise ut i verden – til Las Vegas og San Francisco – og jeg fikk betalt for det. Klart det var en drøm for en gardbrukersønn fra Vågå!
Etter Exxon ble det Statoil, Pertra og nå Det norske. Her passer Hanslien på at det geofaglige arbeidet holder mål, samtidig som han deltar aktivt i jakten på oljen.
– Det jeg liker best, er å sitte foran skjermen og finne olje sjøl!

Tilbake til år 250 000 000 f. Kr.

Men hva er det du leter etter? Og hva er det du finner?

– Det er bare et spørsmål om å finne enkle tråder. Vi kan begynne med tertiær... Når han skal forklare, slenger han ei diger bok på bordet: «Landet blir til – Norges geologi».

– Dette er ei veldig god bok. Den handler om geologien til lands og til havs og inneholder mange fine bilder fra jordas historie. Her står det et tall: 4,6 milliarder år. Det er jordas alder. Vi deler alderen inn i tidsepoker. Mesteparten av den første perioden er relativt uinteressant i oljesammenheng, for da var det spartansk med liv på jorda.

– Du kan si enkelt at oljehistorien starter fra 500 millioner år tilbake.

På den tida var det stor bevegelse i jordskorpa her i Norge, med gjentatte kollisjoner mellom den nordamerikanske plata og den europeiske. Det ble dannet fjellkjeder, og ting ble begravd dypt. Det er mye fjell i Norge i dag, men det er nederoderte fjellkjeder som en gang har vært på Himalayas størrelse.

– Det vi studerer når vi skal finne olje, er det som skjedde fra 250 millioner år tilbake og framover. De mest interessante periodene er fra jura – 200 millioner år siden – og fram til eocen, på rundt 40–50 millioner år tilbake. Det er altså tidsvinduet vi ser på.
– Norge befant seg forresten et helt annet sted den gangen, nærmere ekvator, og vi er fortsatt i drift slik at en gang i framtida – kanskje om 50 millioner år – havner vi under Nordpolen. Samtidig kommer Afrika til å bli delt i to, forteller Hanslien. Vi tenker litt på disse ubegripelige framtidsutsiktene, men finner fort ut at det har liten betydning for oss. Dessuten må vi tilbake til oljen:
– Oljen er rett og slett organisk materiale fra planter og dyr som er forvandlet gjennom en prosess som har pågått i millioner av år.

Oljedetektiv med kaffeanalogi

Grunnlaget for vår rikdom ble lagt i disse havene og innsjøene fra tidligere tider. Fra landområdene rundt kom det store elvesystemer ut, og du fikk sandsteinsavsetninger som bygde opp gunstige reservoarbergarter. De er porøse, og det er i porene oljen kan finnes – mellom sandkorna.
Hanslien griper en kaffekopp: – Du kan pakke denne koppen full av sand fra stranda, så hardt du bare kan. Fortsatt vil det være 30–40 prosent volum igjen. Så du kan fylle på, med kaffe eller hva du har for hånden. Det er godt med plass.
– Oljen er som sagt lettere enn vann, og den flyter opp til den treffer et tak av tett skifer. Det dannes altså det som kalles feller. Her samler oljen seg. Hanslien blar videre i boka. Jetta er neste tema. Det viser seg at han nesten er ustoppelig når det navnet kommer opp.



Petroleum har vært kjent og brukt i mange tusen år, men før siste halvdel av 1800-tallet bare i beskjedne målestokk. Noas ark og Babylons hengende hager og vannledninger ble tettet med bek, i Babylon brukte man også asfalt som veidekke. Aleksander den store ble i en by hilst velkommen med en særegen illuminasjon: Gatene ble oversprøytet med olje, som så ble antent. Grekerne utnyttet olje som stridsmiddel. Kineserne brukte olje til belysning før Kristi fødsel, og Marco Polo forteller om bruk av olje i Russland. I Baku tjente man store penger på petroleum i mange hundre år før Russland erobret området i 1806.

– Det store norske leksikon

«Petroleumsnæringen er Norges største næring. I 2007 sto petroleumssektoren for 24 prosent av verdiskapingen i landet. Norge var i 2007 rangert som verdens femte største oljeeksportør og den ellevte største oljeprodusenten. I 2006 var Norge den tredje største gasseksportøren og den sjette største gassprodusenten i verden.»

– Olje- og energidepartementet

Olje f1 el. m1 (lty olie, fra lat. oleum 'olivenolje') Flytende fettstoff som utvinnes av planter, dyr el. dypere jordlag og brukes til føde, legemiddel, brensel, drivstoff og andre tekniske formål vegetabilsk o- / oliveno-, soyao- / animalsk o- / hvalo-, sildo- / mineralo-, råo- / bore etter o- / utvinne o- / steke noe i o- / skifte o- på bilen / gyte o- på bølgene, på opprørt hav helle olje på opprørt sjø for å dempe bølgene; overf: dempe stridigheter / gyte o- på ilden få ilden til å blusse opp ved å helle olje på; overf: øke raseriet, forsterke stridighetene / den siste o- dødssakrament i den katolske kirke; overf: siste forberedelse, finpuss

– Bokmålsordboka

– Oljeleting kan sammenlignes med detektivarbeid; vi leter etter forskjellige spor som kan føre oss til nye forekomster av olje og gass. Nordsjøen er et såkalt modent område med over 40 års oljehistorie der de store, opplagte feltene ble funnet fra 1970 til tidlig 1980-årene. Sporene som kan lede til nye funn, blir stadig vanskeligere å følge, men samtidig har ny teknologi gitt oss bedre verktøy å lete med.

Jettaprospektet er et godt eksempel. Ved bruk av ny teknologi, kombinert med god geologisk forståelse, har Det norske kartlagt en svært interessant ny letemulighet i et område hvor det har vært aktiv leting siden 1960-tallet.

– I Jetta forventer vi å finne olje i paleocene sandsteiner rundt to kilometer under havbunnen, og vi mener å kunne «se» oljen ved hjelp av moderne 3D seismiske data. Flere store funn i nærheten, som Balder, Jotun, Ringhorne og Grane produserer fra samme paleocene letemodell.

– For litt over et år siden hadde Det norske ingen eierinteresse i Jetta. Med aktiv porteføljeforvaltning sitter vi i dag på 40–50 prosent av det vi mener er uoppdagede ressurser i området. Vi har etablert et godt samarbeid med lisenspartnerne våre og planlegger å bore to letebrønner i løpet av 2009, først Eitriprospektet og deretter Jetta.

– Gjør vi funn, vil disse raskt kunne settes i produksjon ved å knyttes opp mot eksisterende infrastruktur. Dette vil bidra til å forlenge den økonomiske levetiden på installasjonene i området, og dermed øke den totale utvinningen også fra eksisterende felt.

Usedvanlig godt syn er en fordel!
Hanslien tar en pustepause:
– Oljen venter på oss, sier han. Det gjelder bare å finne den. Det skjer ved seismiske undersøkelser og ved å bore for å bekrefte det vi har sett.
– Du har sett disse seismiske båtene, med kabler bak, opp til seks–åtte kilometer lange. Det kan henge opp til 16 slike kabler fra de største båtene. På hver kabel er det hydrofoner, eller mikrofoner om du vil, med noen meters mellomrom. Så skyter du med luftkanon – ikke med dynamitt, for det dreper fisken.

– Lydbølgene forplanter seg, blir reflektert fra forskjellige nivåer nedover i undergrunnen og fanget opp av hydrofonene. Du skyter gjerne hvert tolvte sekund, og slik får du fram enorme mengder data. Det er antagelig ingen industri som har slikt enormt datakraftbehov som den seismiske industrien, og den har vært ledende med hensyn til utviklingen av datamaskiner.
– Bildene du får fram, er tverrsnitt gjennom jordskorpa. Så prøver vi å finne ut hva som er sand, hva som er skifer og så videre. Det er subtilt, det er små ting du ser etter.
Det er inspirerende arbeid. Det er faglig utfordrende og er av stor økonomisk betydning. Kanskje finner Hanslien og kollegene hans milliardverdier i løpet av en ettermiddag.
150 millioner år eller der omkring har det altså tatt å legge de geologiske forholdene til rette for det som skjer i vår tid. Det er alderen på den kildebergarten som er opphavet til praktisk talt all olje og gass på norsk sokkel.

Norge er som heldige fetter Anton:
– Vi er født med gullskje i munnen. Vi har utrolig flaks som kan tappe denne olje- og gassrikdommen.



VÅRE VISJONER

DET NORSKE

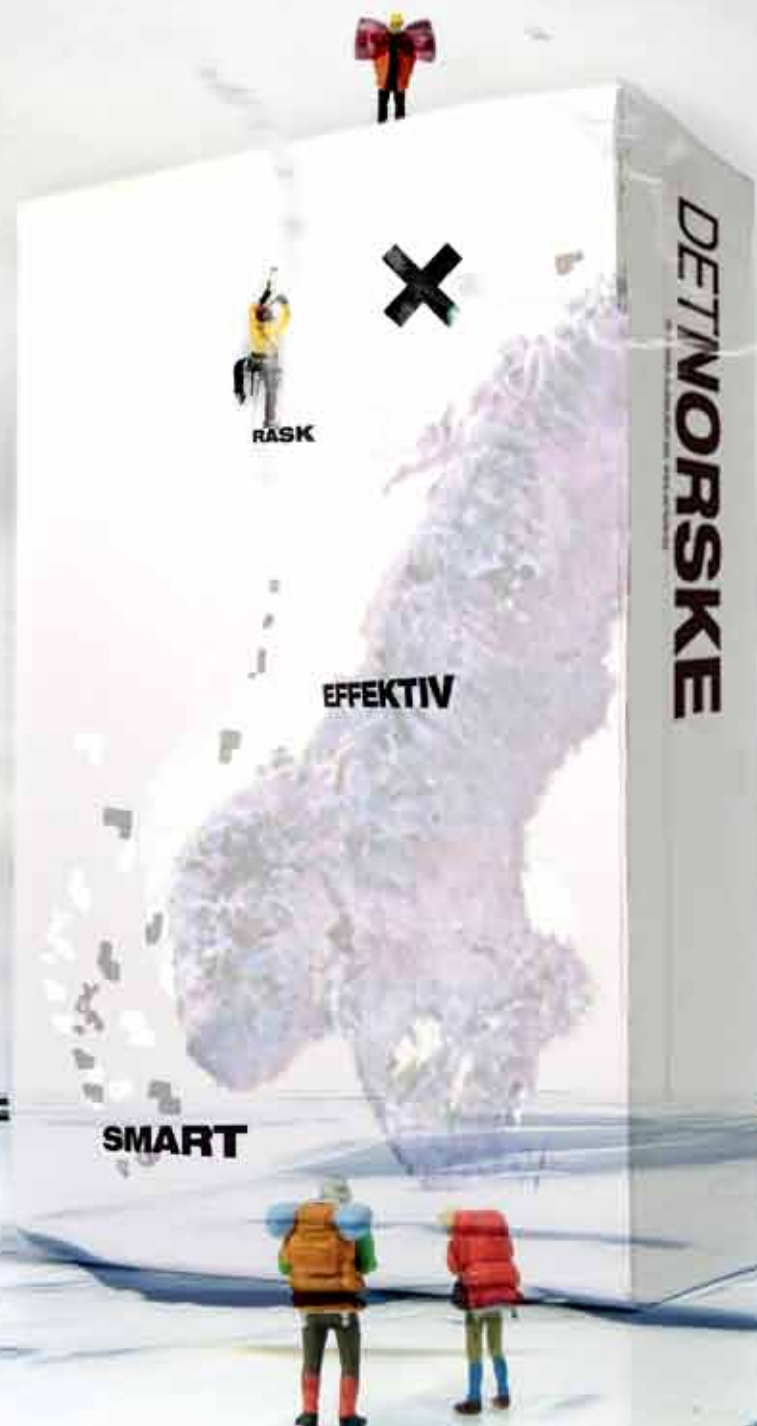
er et nyskapende, uavhengig og utfordrende oljeselskap. Vi er raske, effektive og smarte.

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.



HØYDEPUNKTER I 2008

Fra andelene i oljefeltene Varg, Glitne, Enoch og Jotun produserte Det norske i fjor 661 732 fat oljeekvivalenter.

Det norske ble tildelt syv nye lisenser, av disse fem operatørskap i TFO 2008. Etter det har Det norske andeler i 47 lisenser. Selskapet er operatør for 27 av disse. Det bekrefter posisjonen som det nest største selskapet på norsk sokkel når det gjelder operatørskap og lisenser.

Salget av Det norskes andeler i feltene Goliat og Yme styrket selskapets finansielle posisjon. Ved årsskiftet hadde selskapet nærmere to milliarder kroner på bok. Selskapet gjorde en rekke salg og bytter av lisenser som styrket posisjonen i kjerneområdene, ikke minst rundt Jotun.

Det norske som operatør gjorde et lovende funn i prospektet Draupne i lisens 001B. Det norske har en andel i lisensen på 35 prosent.

Selskapets riggkapasitet gjør at vi i 2009 er med på 15 brønner, av disse ni som operatør.

I september leverte Det norske Plan for utbygging og drift (PUD) av Frøyfeltet til Olje- og energidepartementet. Departementet har gitt ti års forlengelse av lisensen, og beslutning om utbygging er utsatt.

I løpet av fjoråret økte antall ansatte fra 78 til 127. Selskapets organisasjon er rustet for fortsatt vekst. En intern undersøkelse viste at det er et svært godt arbeidsmiljø i Det norske.



Det norske fikk våren 2008 ny logo og grafisk profil. Det dristige symbolet i logoen gjør at Det norske skiller seg ut fra de mange aktørene innen oljevirksomheten.

STYRETS BERETNING 2008

Det norske er det nest største selskapet på norsk sokkel i antall operatørskap. Styret har som klart mål å befeste selskapets udiskutable posisjon som nummer to selskap på norsk sokkel. Det medfører at selskapet også vil være operatør for feltutbygginger og produksjon. Selskapet søker å oppnå dette ved et ambisiøst boreprogram med prospekter i nærheten av eksisterende infrastruktur som vil kunne gi rask og kostnadseffektiv produksjon.

Allianser og samarbeidsavtaler med større oljeselskaper vil kunne gi selskapet støtte gjennom betydelige utbyggingsoppgaver. Det norskes posisjon vil bygges gjennom organisk vekst, et omfattende leteprogram, lisenstransaksjoner, strategiske allianser med andre selskaper, og aktiv deltakelse i konsolideringer i bransjen.

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 har lisenser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Selskapets forretningskontor er i Trondheim. Hovedkontorfunksjonene er delt mellom Oslo og Trondheim. Selskapet har også kontorer i Harstad og Stavanger.

Historie

Pertra ASA («Pertra») ble etablert av Petroleum Geo-Services ASA (PGS) 2. januar 2002. I januar 2005 ble selskapet solgt til Talisman. Ledelsen i Pertra etablerte et nytt oljeselskap 11. februar 2005 og kjøpte samtidig tilbake Pertravnavnet, inkludert andeler i fem lisenser fra Talisman.

Det Norske Oljeselskap ASA ble stiftet i 1989 som et heleid datterselskap av DNO 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. november 2007 endret navn til Det norske oljeselskap ASA.

I mai 2008 vedtok Det norske oljeselskap ASA og NOIL Energy ASA en felles fusjonsplan med Det norske som overtakende selskap. Fusjonen trådte i kraft fra og med 25. juli 2008, men med regnskapsmessig og skattemessig virkning fra 1. januar 2008.

Oljeressurser og reserver

Ved utgangen av 2007 utgjorde de samlede ressurser og reserver 579 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav reserver utgjorde åtte millioner fat oljeekvivalenter.

Ved utgangen av 2008 hadde selskapet 656 millioner fat oljeekvivalenter i reserver, påviste ressurser og ikke påviste potensielle resurser. Dette er en økning på 76,5 millioner fat fra utgangen av 2007. For full oversikt henvises det til selskapets årlige reserverapport.

Selskapets P50 reserver, det vil si olje og gass i felt som enten er bygget ut, er under utbygging eller hvor søknad om utbygging er sendt myndighetene, økte i løpet av 2008 med 22,0 millioner fat til 30,0 millioner fat. I løpet av 2008 leverte Det norske Plan for utbygging og drift (PUD) av Frøyfeltet til myndighetene, og 23,5 millioner fat er derfor reklassifisert fra ressurser til reserver i 2008. I tillegg økte reserveanslaget for Frøy med 3,4 millioner fat i løpet av året. Imidlertid har oljepris og krevende finansmarkeder medført at rettighetshaverne og OED

har blitt enige om å avvente godkjenning av PUD for Frøy fram til rettighetshaverne har konkretisert gjennomføringsplanen, inklusiv de kommersielle forutsetningene.

I 2008 kjøpte Det norske 70 prosent i PL 103B fra Lundin Petroleum. Dette ga syv prosent i Jotun Unit, tilsvarende 0,8 millioner fat i økte reserver. Salget av Yme kuttet reservene med 6,7 millioner fat, samt årets produksjon på 0,66 millioner fat.

Selskapets påviste P50 ressurser, det vil si funn i planleggingsfasen, funn hvor utbygging er sannsynlig, samt funn under vurdering, falt i løpet av 2008 med 42,4 millioner fat til 78,7 millioner fat. De vesentligste reduserende faktorene var salget av Goliat (30,6 millioner fat) og reklassifiseringen av Frøy fra ressurs til reserve (23,5 millioner fat).

Det norske var i 2008 med på boring av to letebrønner og det ble gjort et funn på Draupneprospektet i PL 001B. Dette økte selskapets ressurser med 26,4 millioner fat. Det ble boret en tørr brønn på Trowprospektet øst for Trollfeltet.

Potensielle ressurser som ikke er påvist ved boring, men kartlagt med 3D seismikk, økte i løpet av 2008 med 97 millioner fat til 547 millioner fat. Bakgrunnen for økningen er den suksess Det norske har hatt i lisensrundene. Det norske er det selskapet som har blitt tildelt nest flest lisenser og operatørskap på norsk sokkel siden utgangen av 2007 gjennom rundetildelinger i Tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO). Selskapet har per 31.12.08 42 lisenser og 23 operatørskap. Selskapet solgte, eller leverte tilbake ti lisenser i løpet av 2008.

I november søkte selskapet på lisenser i 20. konsesjonsrunde i Norskehavet og Barentshavet. Resultatet av denne runden er ventet i løpet av første halvår 2009.

Produksjon

Konsernets samlede andel av produksjonen fra Vargfeltet utgjorde 223 669 fat (35 542 Sm³) råolje. Andel av produksjonen for henholdsvis Enoch, Glitne og Jotun var på 45 479 fat (7 227 Sm³), 316 951 fat (50 366 Sm³) og 75 633 fat (12 019 Sm³). Lager av olje, som er produsert men ikke levert pr. 31.12.08, var 18 776 fat (2 985 Sm³). Produksjonen fra Jotun er medregnet fra 1. august 2008.

Selskapet oppnådde i fjerde kvartal den høyeste produksjonen noensinne med 2 128 fat per dag.

Vesentlige hendelser i løpet av året

Selskapet befestet sin stilling som det nest største selskapet på norsk sokkel i antall operatørskap. I TFO 2007-tildelingen fikk selskapet 12 nye lisenser, hvorav syv operatørskap. Seks av lisensene er i Nordsjøen, tre av lisensene er i Norskehavet, mens tre lisenser er seg i Barentshavet.

Det norske gjorde i april funn av olje og gass i letebrønn 16/1-9 på Draupneprospektet i PL 001B, hvor Det norske har en eierandel på 35 prosent. Partene i lisensen utreder nå flere alternative utbyggingsløsninger, fra frittstående felles utbygging med andre funn i området, til oppkobling mot eksisterende infrastruktur i området (Gudrun, Grane, eller Balder). En avgrensingsbrønn i Draupne vil trolig bli boret i 2009 eller 2010, og tidligste oppstart for produksjon er trolig i 2013.

Selskapet har gjort en betydelig innsats i Frøyprosjektet (PL 364) gjennom året. En prinsippavtale med en kontraktør om leie av en oppjekkbare produksjonsenhet ble inngått i august. Kontraktøren skal stå for finansiering, konstruksjon og drift av produksjonsenheten i en leieperiode på ti år med opsjoner på forlengelse. I september leverte rettighetshaverne (Det norske og Premier) Plan for utbygging og drift (PUD) til Olje- og energidepartementet. På grunn av finanskrisen og lave oljepriser har det ikke lyktes kontraktøren å få finansiering for enheten. Endrede markedsbetingelser gir imidlertid mulighet for å bedre økonomien i prosjektet gjennom kostnadsreduksjoner, samt å sikre en større ressursbase for Frøy som feltsenter. Tre funn er gjort innen tilknytningsavstand til Frøy, og to til tre letebrønner er planlagt boret i Frøyområdet i 2009.



Det norske skaffet seg i mars 2008 en strategisk posisjon i Jotunområdet ved kjøpet av 70 prosent andel i PL 103B fra Lundin Norway AS. Det medfører at Det norske nå har syv prosent i Jotun Unit hvor ExxonMobil er operatør. Det norske har gjennom flere avtaler skaffet seg en eierandel på nesten 50 prosent i prospektene rundt Jotunfeltet. Det norske skal i løpet av 2009, på vegne av ExxonMobil, bære to letebrønner i området.

Det gjelder prospektene Eitri og Jetta. Hvis det blir gjort funn i disse prospektene, vil de kunne bygges ut til lave kostnader og komme raskt i produksjon.

Det norske solgte i oktober med virkning fra 1. januar 2008, eierandelen på 15 prosent i Goliat (PL 229 samt PL 229B og PL 229C) til StatoilHydro. Salgssummen var 1,1 milliarder kroner etter skatt. StatoilHydro tok på seg alle forpliktelsene til Det norske i Goliatfeltet fra denne dato, og total kompensasjon ble som en følge av dette i underkant av 1,3 milliarder kroner.

Det norske solgte også sin ti prosent andel i lisensene 316 (Ymefeltet), 316B, 316CS og 316DS til Lotos Exploration and Production Norge AS. Salgssummen etter skatt var 390 millioner kroner. Inkludert gjestående skattebalanse og betaling av forpliktelser i 2008 utgjorde total kompensasjon 547 millioner kroner. Andelene i Goliat og Yme ble solgt for å styrke selskapets finansielle posisjon, og for å løse de oppgavene selskapet vil påta seg i egenopererte lisenser i årene som kommer.

I TFO 2008-tildelingen i desember fikk selskapet tilbud om syv nye lisenser, hvorav fem som operatør. Tildelingen styrker selskapets posisjon rundt Jotun, i den sørlige delen av Nordsjøen og i Norskehavet.

Selskapet har foretatt mer enn 15 lisensbytter i 2008 som del av en strategi for optimalisering av selskapets leteportefølje og strategisk posisjonering i utvalgte områder.

Det norske oljeselskap ASA hadde ved årsskiftet eierandeler i 42 lisenser og 23 operatørskap. Det norske er det nest største selskap på norsk sokkel målt etter antall operatørlisenser.

Helse, miljø og sikkerhet

Det er et mål for selskapet at all virksomhet skal gjennomføres uten skader på mennesker eller miljø. Sikkerhet for mennesker, miljø og økonomiske verdier er en integrert del av selskapets aktiviteter. Administrerende direktør har det overordnede ansvaret for all aktivitet i selskapet, inkludert ansvaret for helse, miljø og sikkerhet.

Selskapet opererte en letebrønn i Nordsjøen i 2008. Operasjonen ble gjennomført uten at det oppsto alvorlige hendelser. Det norske er i dag ikke operatør for felt i produksjon.

Alle utslipp var innenfor utslippstillatelsene. Det norske har ikke fått pålegg, eller varsel om pålegg, fra norske myndigheter i 2008. Som en oppfølging av Petroleumstilsynets tilsyn av ledelsens oppfølging av risiko for storulykke i petroleumsaktiviteten, har Det norske på eget initiativ satt i gang et arbeid for å bedre overvåkingen av risiko for storulykke. Det er utarbeidet et oppfølgingssystem som vil bli tatt i bruk ved boring av alle letebrønner i 2009.

Selskapet fikk 49 nye ansatte i løpet av 2008, og totalt antall ansatte ved årsslutt er 127. Det er innført vernetjeneste for alle kontorstedene, og selskapet fikk høsten 2008 et arbeidsmiljøutvalg.

Det ble gjennomført en organisasjons- og arbeidsmiljøundersøkelse for hele selskapet i november 2008. Resultatene viste at de ansatte i Det norske er svært fornøyd med arbeidsmiljøet og sin arbeidssituasjon. Hele 92,5 prosent vil anbefale Det norske som arbeidssted for andre, og over 90 prosent sier at de trives godt i Det norske. Tilsvarende andel av de ansatte er stolt over å jobbe i Det norske, og 34 prosent gir denne påstanden topp score. Undersøkelsen viser også at det er god kommunikasjon i organisasjonen, og organisasjonen kjennetegnes av entusiasme, åpenhet og tillit. Utfordringen for selskapet fremover blir å utvikle og ivareta de positive resultatene fra undersøkelsen.

Det er registrert 500 fraværsdager, noe som tilsvarende et sykefravær på 2,1 prosent i 2008. Dette er en nedgang fra 2,4 prosent i 2007. Selskapet har gjennomført flere tiltak for å tilrettelegge den enkeltes arbeidsplass og bedre det fysiske arbeidsmiljøet for de ansatte.

Forskning og utvikling

Det norskes satsning på FoU understøtter selskapets virksomhet og skal bidra til at selskapet når sine langsiktige strategiske mål. Konesjonsverket for lisenser på norsk sokkel stimulerer til gjennomføring av forsknings- og utviklingsaktivitet. Det norske har i 2008 deltatt i flere FOU-prosjekter i samarbeid med nasjonale forskningsmiljøer og fagekspertise. Et tyvetalls FoU-prosjekter er igangsatt, og selskapet har et godt samarbeid med NTNU. I alt 13 studenter er tilbudt sommerjobber i 2008, og seks av disse gjør sine diplomoppgaver i tilknytning til selskapet. Som et ledd i satsingen på dette området ansatte Det norske ved årsskiftet egen forskningssjef.

Likestilling

Det har i 2008 vært arbeidet bevisst med å rekruttere flere kvinner til selskapet. Av selskapets 127 ansatte var 34 kvinner. Arbeidstidsordninger og avlønning i selskapet følger av de ulike stillinger og er uavhengig av kjønn. Arbeidet med en jevnere fordeling mellom kjønnene vil fortsette i 2009. I styret var det ved utgangen av året fire kvinner og fem menn.

Eierstyring og selskapsledelse

Det norskes styringsordning bygger på prinsipper som følger systematikken i «Norsk anbefaling: Eierstyring og selskapsledelse» av 4.12.2007, og som i stor grad samsvarer med eksisterende internasjonale oppfatning av god «Corporate Governance». Selskapet har ikke vesentlige avvik fra anbefalingen. Styret ser utvikling av prinsipper for eierstyring og implementering av disse, som vesentlige faktorer for å skape tillit i aksjemarkedet og samfunnet forøvrig.

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

Eierforhold

DNO International ASA er ved utgangen av 2008 selskapets største aksjonær med 36,9 prosent av aksjene. DNO International hadde forpliktet seg til å redusere sin eierandel i Det norske til maksimum 25 prosent innen utgangen av 2008, men styret i Det norske forlenget i oktober, etter anmodning fra DNO International, fristen for reduksjon av DNOs eierandel til 15. mars 2009. DNO International solgte 11,9 prosent av aksjene den 7. januar 2009.

I generalforsamlingen 8. april 2008 fikk selskapet fullmakt til kapitalforhøyelse med inntil NOK 100 000 økning i aksjekapitalen ved utstedelse av inntil 500 000 aksjer á NOK 0,20. Fullmakten gjelder til ordinær generalforsamling i 2009, dog senest til 30. juni 2009. Fullmakten er ikke brukt i 2008.

Ved årsskiftet var det totalt 3 252 aksjonærer i selskapet. Aksjene eies av både norske og internasjonale investorer, ledelsen, styret og ansatte.

Avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte
Retningslinjer og oppfyllelse av disse for 2008
Lederlønnspolitikken for 2008 fulgte de retningslinjer som var inntatt i årsberetningen for 2007.

Retningslinjer for 2009 og fram til ordinær generalforsamling 2010
Styret har etablert retningslinjer for 2009 og fram til ordinær generalforsamling for 2010 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2009. Avlønningen består i hovedsak av en fast grunnlønn, en bonusordning som betinger kjøp av aksjer i selskapet, en ytelsesbasert pensjonsordning, samt en låneordning for ansatte i selskapet. Se note 8 for ytterligere informasjon.

REGNSKAP 2008

Regnskapet er avlagt i tråd med reglene i regnskapsloven, og i samsvar med internasjonale regnskapsstandarder (IFRS) som er vedtatt av EU.

Styret har ikke kjennskap til noen vesentlige forhold som skulle virke inn på vurderingen av selskapets stilling pr. 31.12.2008, eller resultat for 2008, utover det som fremgår i årsberetningen og av regnskapet forøvrig.



Resultat

De samlede driftsinntekter for selskapet var 635,1 millioner kroner (131,0 millioner kroner i 2007). Økningen skyldes en økning i petroleumsinntekter på 199,1 millioner kroner og 297,6 millioner kroner i driftsinntekter fra salget av Yme og Goliat.

Samlet produksjon fra de fire produserende feltene Varg, Enoch, Glitne og Jotun ga en snittpris på 87,6 USD/fat for 2008, og petroleumsinntekter på 326,8 millioner kroner (127,7 millioner kroner i 2007).

Utforskningskostnadene var 544,5 millioner kroner (282,9 millioner kroner i 2007) og besto av borekostnader, seismikkostnader og generelle utforskningskostnader. Resultatet er negativt påvirket av nedskrivning av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler på 400,4 millioner kroner (0 kroner i 2007) som følge av fallende oljepris og revurdering av reserver og ressurser.

Driftsresultatet var NOK -572,0 millioner kroner (-252,1 millioner kroner i 2007). Endringen skyldes et betydelig høyere aktivitetsnivå reflektert i høyere driftsinntekter, høyere utforskningskostnader samt en betydelig nedskrivning i 2008. Resultatet er positivt påvirket av salgene av andelene i Goliat og Yme som ga 297,6 millioner kroner i økte driftsinntekter.

Ordinært resultat før skatt var på -416,1 millioner kroner (-247,5 millioner kroner i 2007). Skatteinntekt på ordinært resultat utgjorde 641,4 millioner kroner (205,9 millioner kroner i 2007). I tillegg til den alminnelige skattesatsen på 28 prosent, beregnes en særskatt på 50 prosent. Beskrivelse av skatteregler og beregning av skatt fremgår av note 1.23, samt note 11 til årsregnskapet. Se også artikkel om skatteregler i årsrapporten.

Årsresultatet var 225,5 millioner kroner (-41,5 millioner kroner i 2007).

Balanse og likviditet

Selskapet hadde ved utgangen av 2008 en egenkapital på 3 758,1 millioner kroner (3 563,3 millioner kroner i 2007), og egenkapital-andelen var 71,9 prosent (55,5 prosent i 2007). Beholdning av betalingsmidler var 1 468,3 millioner kroner per 31.12.08 (585,1 millioner kroner per

31.12.07). Selskapet har en trekkfasilitet i DnB NOR Bank med en ramme på totalt NOK 1 500 millioner kroner, uten at det var foretatt trekk per 31.12.08. Ubenyttet trekkramme ved årsslutt var 203 millioner kroner. Den effektive rammen for trekk er en funksjon av selskapets gjeldende bokførte skattefordring.

Forventet utbetalt skatterefusjon som følge av leteaktivitet utgjorde ved utgangen av året 214,0 millioner kroner (618,0 millioner kroner i 2007). Denne er forventet utbetalt i desember 2009.

Selskapet hadde ingen rentebærende gjeld ved utgangen av året. Kortsiktig gjeld utgjorde 423,7 millioner kroner (596,9 millioner kroner i 2007).

Til fjernings- og nedstengingsforpliktelser er det ved utgangen av året avsatt 134,6 millioner kroner (81,1 millioner kroner i 2007) for felt i produksjon.

Balanseført goodwill i selskapet utgjør pr. 31.12.2008 NOK 864,3 millioner kroner (1 671,6 millioner kroner i 2007). Den betydelige reduksjonen skyldes hovedsaklig avgang på 613 millioner kroner etter salget av Goliat, og en nedskrivning av goodwill på 265 millioner kroner. Goodwill 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 klassifisert som goodwill. Goodwill testes årlig for nedskrivning, eller oftere hvis hendelser eller endringer i andre forhold indikerer at det har vært et vesentlig verdifall. Slike indikatorer kan eksempelvis være endringer i selskapets planer, endring i oljepris, endring i reserver og/eller ressurser eller endringer i kostnadsnivå. Det vises til note 13 i regnskapet for ytterligere opplysninger knyttet til årets nedskrivning av goodwill.

Kontantstrøm

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter ble for 2008 228,9 millioner kroner (304,6 millioner kroner i 2007). Hovedårsaken til at kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter ble bedre enn driftsresultatet, er utbetaling av skattefordring på 610,9 millioner kroner (323,8 millioner kroner i 2007) eksklusive renter. Netto kontantstrøm

fra investeringsaktiviteter utgjorde 782,9 millioner kroner (-365,3 millioner kroner i 2007). Dette er i hovedsak tilknyttet utbetalinger ved investering i varige driftsmidler på 487 millioner kroner og salgssum ved salg av lisenser på 1 490 millioner kroner. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde -128,6 millioner kroner (-172,4 millioner kroner i 2007) og relaterer seg i helhet til nedbetaling av lån.

Finansiell risiko

Selskapets finansielle risikostyring skal sikre at risiko av betydning for selskapets målsettinger blir identifisert, analysert og håndtert på en systematisk og kostnadseffektiv måte.

Det norske er eksponert for markedsrisiko som følge av endringer i oljepris, valutakurser og renter. Risikoeksponeringen følges kontinuerlig, og behovet for bruk av finansielle instrumenter vurderes løpende for eventuell avdekking av markedsrisiko. Selskapets inntekter består hovedsaklig av inntekter fra salg av petroleum, og selskapet er derfor eksponert for risiko relatert til endringer i oljepris. Utvikling i valutakurser innebærer både direkte og indirekte økonomisk risiko for selskapet. Selskapets petroleumsinntekter er i amerikanske dollar (USD), mens utgiftene er fordelt mellom NOK, USD og delvis EUR. Selskapet har ikke inngått terminkontrakter eller andre avtaler for å redusere selskapets oljepris- og valutarisiko og derigjennom den driftstilknyttede markedsrisiko. Selskapet er utsatt for renterisiko på låneopptak samt ved plassering av likvide midler. 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.

Kredittrisiko for plasserte likvide midler vurderes som lav. Risiko for at finansielle motparter ikke har økonomisk evne til å oppfylle sine forpliktelser anses som liten på tross av vanskelige tider i finansmarkedet. Likvide midler plasseres hovedsaklig i bankinnskudd og obligasjoner som representerer gjennomgående lav kredittrisiko. I forvaltningen av selskapets likvide midler prioriteres lav risiko. Selskapets styre har valgt en konservativ plasseringsprofil når det gjelder kreditt- og likviditetsrisiko som følge av forverrede betingelser i finansmarkedet.

Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram setter krav til likviditetsstyring. Selskapet har en kontantbeholdning, kundefordring etter Ymesalget og skatterefusjonsfordring på tilsammen i overkant av 2,2 milliarder kroner ved årets slutt. De likvide midler og trekkfasilitetens ubenyttede ramme er forventet å være tilstrekkelig til å finansiere selskapets drift gjennom 2009 og flere år framover basert på dagens planer.

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 og selskapets likviditet vurderes som god. Den planlagte veksten i årene framover, som vil kunne medføre betydelige investeringer i utbyggingsprosjekter, vil imidlertid skape et fremtidig finansieringsbehov. På denne bakgrunn vil selskapet på sikt vurdere alternative finansieringskilder for selskapets videre vekst inn i produksjonsfasen.

Styret er av den oppfatning at årsregnskapet gir et rettviseende bilde av selskaps eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat.

Hendelser etter årsavslutning

Olje- og energidepartementet meddelte Det norske den 15. januar 2009 at arbeidsforpliktelsen i PL 364 (Frøyfeltet) var oppfylt. Lisenshaverne har derfor fått en ti års forlengelse av lisensperioden til 2019.

Selskapet mottok den 20. januar 2009 547 millioner kroner i oppgjør etter salget av andelen i Ymefeltet og omkringliggende lisenser.



Etter krav fra DNO International ASA ble det den 2. februar 2009 avholdt ekstraordinær generalforsamling i selskapet. Det ble valgt ny styreleder i tillegg til fire nye styremedlemmer for en periode på to år, mens to av de eksisterende styremedlemmene ble gjenvalgt for en periode på ett år. Selskapets to ansattevalgte styrerepresentanter var ikke på valg. Det ble også valgt to nye medlemmer til valgkomiteen, mens ett medlem ble gjenvalgt.

StatoilHydro meldte den 5. februar 2009 som operatør for lisens 035B om et gass- og kondensatfunn på Fullaprospektet i brønn 30/11-7. En avgrensningsbrønn er under planlegging til våren for å bestemme størrelsen på funnet. Det norske har en eierandel på 15 prosent i lisensen.

Boringen på Freke (PL 029B) er nå gjennomført. Det norske opererte letebrønnen 15/6-10 på vegne av ExxonMobil og har gjennom å dekke ExxonMobils andel av borekostnaden, opparbeidet seg en eierandel på 20 prosent.

Boringen av letebrønn 16/2-5 i lisens 265, på prospektet Ragnarrock Graben Fill ved siden av Ragnarrockfunnet, startet i slutten av februar. Det norske har en eierandel på 20 prosent. Lisensen opereres av StatoilHydro.

Selskapet inngikk i mars 2009 en intensjonsavtale med det spanske oljeselskapet Repsol YPF SA. Avtalen innebærer at Repsol skal bidra til finansiering av de lisenser Det norske og Repsol har søkt om i Barentshavet i 20. konsesjonsrunde. Avtalen innebærer også et omfattende samarbeid om leting både i Barentshavet og Norskehavet.

Utsikter

Styret mener Det norske står sterkt gjennom antall lisenser, operatørskap og gjennom en omfattende boreaktivitet. Denne markedsposisjonen kombinert med høyt kvalifisert arbeidskraft er selskapets største verdi.

Styret i Det norske konstaterer at det pågår strukturendringer i bransjen, og selskapets ambisjon er å være aktiv i denne prosessen for å maksimere aksjonærverdier. Det er kommet utspill som bekrefter interesse for selskapets posisjon på norsk sokkel. Styret i Det norske har igangsatt en

prosess og har i den forbindelse engasjert finansiell og strategisk rådgiver for å kartlegge mulighetene.

Selskapet er inne i en periode der det vil komme mange svar på hvilke verdier som ligger i de prospektene som bores. Styret mener det ligger til rette for betydelig organisk vekst i selskapet.

Det strategiske arbeidet styret og selskapets ledelse gjør inkluderer allianser og andre former for samarbeid. Intensjonsavtalen med Repsol er et eksempel på dette. Målet er å ytterligere forsterke selskapets posisjon som nummer to-aktør på norsk sokkel. Selskapets gode soliditet og likviditet gir styret og ledelsen tilstrekkelig tid til å vurdere den fremtidige strategien til selskapet, inkludert mulige konsolideringer i markedet.

Selskapets organiske vekststrategi har posisjonert Det norske godt i prosjekter og områder der Det norske kan skape de største verdiene for aksjonærer og samfunnet. I Nordsjøen er Frøyområdet, Varg, Sørlige Vikinggraben/Draupne og Jotunområdet utpekt som strategiske for selskapet. Det norskes målsetting i disse områdene er rask og kostnadseffektiv produksjon.

2009 blir et spennende og aktivt år for Det norske. Selskapet har et ambisiøst leteprogram med deltakelse i omlag 15 letebrønner, hvorav ni som operatør. I tillegg er et betydelig antall letebrønner planlagt i 2010. Med dagens kontantbeholdning og lånefasilitet for letekostnader er selskapets eksisterende leteplaner finansiert ut det meste av 2012.



Det norske disponerer over 1 000 riggdøgn. Det norske forventer at leteprogrammet for de neste to årene vil resultere i kommersielle funn og sterk økning i reserver og ressurser.

Selskapets oljeproduksjon fra feltene Varg, Enoch, Jotun og Glitne er estimert til ca. 1 600 fat per dag i gjennomsnitt i 2009.

Det norske arbeider aktivt med portefølje-optimalisering i form av lisenstransaksjoner for å skape størst mulige verdier og spre risiko for selskapet.

Det vil kunne oppstå store svingninger i selskapets resultater som følge av oljeprissvingninger, produsert volum, utbyggingskostnader og leteaktivitet. Selskapets resultater kan på noe lengre sikt påvirkes av tilgang på kapital og evne til utbygging av funn.

Det er normalt betydelig usikkerhet knyttet til vurderinger av fremtidige forhold.

Disponering av årets resultat

Selskapet har ikke fri egenkapital da balanseført goodwill overstiger annen egenkapital per 31.12.2008.

Styret foreslår at årsresultatet i selskapet disponeres ved at NOK 225,5 mill. overføres til annen egenkapital.



Styret for Det norske oljeselskap ASA
Sandvika i Verdal, 25. mars 2009

Diderik Schnitler, styreleder

Jan Rune Steinsland, styremedlem

Marianne Elisabeth Johnsen, styremedlem

Marianne Lie, styremedlem

Tore Lilloe-Olsen, styremedlem

Ivar Brandvold, nestleder

Hege Sjø, styremedlem

Jan Gunnar Opsal, styremedlem

Erik Haugane, adm. dir.

Kristin Aubert, styremedlem

SELSKAPETS STYRE OG LEDELSE

Det har ikke vært utskiftninger blant de aksjonærvalgte styremedlemmene i 2008, men ansattrepresentant Øistein Høimyr ble erstattet med Jan Gunnar Opsal. Det var ingen endringer i valgkomiteen i løpet av 2008. Kjetil Grønsgag og Berge Gerdt Larsen ble på generalforsamlingen i 2007 valgt fra høsten 2007. Valgkomiteens leder Berit Kjeldsberg ble valgt våren 2007. Medlemmene i valgkomiteen ble valgt for en periode fram til den ordinære generalforsamlingen i 2009.

Det ble gjort endringer i styrets og valgkomiteens sammensetning på ekstraordinær generalforsamling i 2009. Følgende gikk da ut av styret: Styreleder Kaare Moursund Gisvold, Svein Sivertsen, Guri Ingebrigtsen, Eva Helen Skøelv og Barbro Hætta-Jacobsen. Til valgkomité ble valgt; Finn Haugan, leder (ny), Erik Evjen (ny) og Berge Gerdt Larsen (gjenvalg).

STYRET

På ekstraordinær generalforsamling i februar 2009 ble følgende personer valgt som nye styremedlemmer for en periode på to år.

Diderik Schnitler (født 1946), styreleder

Schnitler har utstrakt ledererfaring fra oljebransjen som President & CEO, i Saga Petroleum og industrien, inkludert åtte år i Kværner (EVP, Kværner Group, President Kværner Shipbuilding), President & CEO for EB Anker Sønnak, og President & CEO Kaldnes AS. Videre har Schnitler hatt en rekke offentlige verv, blant annet som statssekretær i Nærings- og handelsdepartementet og president i NHO. Schnitler har lang erfaring som styreproff for en rekke ledende selskaper, blant annet Wilh. Wilhelmsen ASA og Neas ASA. Schnitler er utdannet sivilingeniør fra NTH.

Jan Rune Steinsland (født 1960), styremedlem

Steinsland har bred ledererfaring fra norsk og internasjonal olje- og offshore industri, og er i dag CFO i rigg-selskapet Ocean Rig ASA. Videre har Steinsland ti års erfaring fra Exxon/Esso i Norge. Annen erfaring inkluderer stilling som CFO i Acta Holding i seks år. Steinsland har erfaring som styremedlem i Esso Norges pensjonskasse, med mer enn NOK 1 milliard under forvaltning. Steinsland er utdannet MBA fra Universitetet St. Gallen, Sveits, samt AFA studiet fra Norges handelshøyskole (NHH).

Marianne Elisabeth Johnsen (født 1963), styremedlem

Johnsen har flere års ledererfaring både fra privat og offentlig sektor, bl.a. som medlem av toppledelsen ved Ullevål universitetssykehus og direktør i Elkem ASA. For tiden er hun partner og eier i et konsultentselskap som hovedsaklig arbeider med omstillingsprosesser for ledende nordiske industribedrifter. Johnsen har erfaring fra styreverv i flere selskaper de siste ti årene innenfor områder som finans, shipping, teknologi, offshore og akvakultur. Hun er utdannet jurist fra Universitetet i Oslo og har en MBA fra Solvay Business School i Brussel.

Marianne Lie (født 1962), styremedlem

Lie er en profilert norsk næringslivsleder med bred erfaring fra en rekke styreverv. Lie har blant annet vært administrerende direktør i Norges Rederiforbund i seks år, samt administrerende direktør i Vattenfall Norge i fire år. I dag er Lie styremedlem i blant annet Kverneland, Gjensidige Forsikring, R.S. Platou, Eidsiva Rederi og Arendals Fossekompani. Hun har tidligere vært medlem av bedriftsforsamlingen i Orkla. Lie har samfunnsfaglige studier fra Universitetet i Oslo.

Hege Sjo (født 1968), styremedlem

Sjo arbeider for Storbritannias største pensjonsforvalter; Hermes Investment Management Ltd. i London fra 2006. Fra 1995 til 2003 jobbet hun ved Oslo Børs, først som utreder og prosjektleder for strategiutvikling, siden som finansdirektør og markedsdirektør. I perioden 2004–2005 var hun rådgiver innen finansiell kommunikasjon, børsnoteringsprosesser og corporate governance. Sjo er varamedlem i bedriftsforsamlingen til StatoilHydro, samt styremedlem i Polarcus Ltd. Sjo er utdannet siviløkonom fra Stirling University i Skottland og har høyere avdeling fra Norges Handelshøyskole.

Følgende fortsatte i styret:

Ivar Brandvold (født 1956), styrets nestleder

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 sivilingeniør 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. Han har sittet i styret i Det norske siden 2007. Brandvolds styreverv opphører på den ordinære generalforsamlingen i 2010.

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. Han har sittet i styret i Det norske siden 2007. Lilloe-Olsens styreverv opphører på den ordinære generalforsamlingen i 2010.

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. Hun har sittet i styret i Det norske siden 2007.

Jan Gunnar Opsal (født 1967), ansattrepresentant

Jan Gunnar Opsal er prosjektleder i Det norske med ansvar for leting i Norskehavet. Han har ti års erfaring som oljeleter i Norsk Hydro og Statoil. Opsal er utdannet cand.scient. innen marin geofysikk fra universitet i Tromsø. Han har sittet i styret i Det norske siden 2008.



Diderik Schnitler

Jan Rune Steinsland



Marianne Elisabeth Johnsen



Marianne Lie



Hege Sjo

Kristin Aubert



Ivar Brandvold



Jan Gunnar Opsal

Tore Lilloe-Olsen

LEDELSEN

Erik Haugane (født 1953), administrerende direktør

Haugane stiftet Det norske (daværende Pertra) i 2001. Han er cand. real. i eksogen geologi fra Universitetet i Tromsø. Haugane 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.

Øyvind Bratsberg (født 1959), viseadministrerende direktør

Bratsberg begynte i Det norske i 2008. Han er sivilingeniør fra NTNU (NTH) i Trondheim. Han har 24 års erfaring fra flere selskaper (hovedsaklig Statoil) innen markedsføring, forretningsutvikling og drift. Hans erfaring og kjernekompetanse er innen kommersielle forhandlinger og ledelse. I tillegg har han utstrakt erfaring fra drift av offshore anlegg og prosjektutvikling. Før han tiltrådte stillingen i Det norske i 2008 hadde han ansvar for tidligfase feltutvikling på norsk sokkel i StatoilHydro. Han har hatt ansvar for Statoils aktiviteter i Halten-Nordlandområdet og før det for Troll-Sleipnerområdet.

Finn Øistein Nordam (født 1961), finansdirektør

Nordam er utdannet siviløkonom fra siviløkonomutdanningen i Bodø og Universitetet i Mannheim. Nordam har 20 års erfaring innen finans fra ABB (Norge og utenlands), Kværner (London), Samlerhuset Group BV (Nederland) og det børsnoterte IT-selskapet Q-Free ASA. Han har blant annet også vært leder i ABB Credit AS. Nordam begynte som finansdirektør i Det norske 1. juli 2008.

Odd Ragnar Heum (født 1955), direktør reserve- og områdeutvikling

Heum ble ansatt i Det norske 1. februar 2008. Han er utdannet sivilingeniør i petroleum geovitenskap fra NTNU i Trondheim. Han har mer enn 30 års erfaring fra den norske og internasjonale oljeindustrien. Han har arbeidet i Statoil, Saga, Hydro og StatoilHydro, hovedsaklig innen leting og forretningsutvikling.

Anita Utseth (født 1966), direktør HMS

Utseth begynte i Det norske i mars 2008. Utseth kom fra stillingen som statssekretær i Olje- og energidepartementet, hvor hun var i to år. Tidligere har Utseth jobbet i Pertra, Direktoratet for naturforvaltning og Oljedirektoratet. Anita Utseth har en mastergrad i maskin fra NTNU, og en mastergrad i energi- og miljøledelse fra Scuola Superiore Enrico Mattei, Milano. Utseths ansvar er knyttet til styring og oppfølging av helse, miljø og sikkerhet i selskapets aktiviteter.

Stein Fines (født 1951), direktør teknologi og utbygging

Fines begynte i Det norske i 2002. Han er utdannet sivilingeniør fra NTNU (NTH) i Trondheim. Fines 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.

Anton Tronstad (født 1957), direktør boring og brønn

Tronstad begynte i Det norske i 2003. Han er sivilingeniør fra NTNU (NTH) i Trondheim. Tronstad har mer enn 24 års driftserfaring fra flere oljeselskap, hovedsaklig 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.

Tom Bugge (født 1948), direktør leting

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.

Sigmund Hanslien (født 1950), direktør geofag

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.

Vidar Bergo Larsen (født 1949), direktør forretningsutvikling

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 forskningssenter i Trondheim. Larsen kom fra stillingen som letesjef for Statoil i Russland.

Torgeir Anda (født 1955), kommunikasjonssjef

Anda begynte i Det norske i februar 2008. Han kom fra Dagens Næringsliv der han har vært ansatt i 22 år; 18 år på kontoret i Trondheim, og fire år som korrespondent i Brussel. Han har også erfaring fra Avisen Sør-Trøndelag, Nidaros, NRK og Dagbladet. Anda er utdannet bedriftsøkonom fra BI og cand.mag med fagene historie, geografi og sosiologi fra NTNU.



Erik Haugane



Øyvind Bratsberg



Finn Øistein Nordam

Anita Utseth



Tom Bugge



Stein Fines



Anton Tronstad



Odd Ragnar Heum

Torgeir Anda



Sigmund Hanslien



Vidar Bergo Larsen





EN STERK NUMMER 2

Olje og gass er, ved siden av kull, verdens viktigste kilde til energi for elektrisitet og transport. Folketallet i verden øker, og fortsatt er det for lite energi tilgjengelig for brorparten av verdens befolkning. Norsk oljeproduksjon faller ikke fordi det ikke er mer olje igjen, men fordi de store og enkle feltene er funnet og har vært i produksjon i mange år. Av hensyn til verdens energibehov, våre nasjonale inntekter, og landets teknologiutvikling, må vi fortsette å utvikle oljeindustrien her til lands. Det betyr ikke at vi skal kopiere de første 40 suksessrike år i norsk oljehistorie. Skal de neste 40 år bli like suksessfulle må vi gjøre mye annerledes. Vi må forstå kompleksiteten i undergrunnen bedre, vi må finne også små oljefelt, og vi må finne utbyggingsløsninger som er lønnsomme selv om produksjonen faller under tusen fat per dag. Raffineringsprosessene må flyttes på land også for felt som ikke kan bære store infrastrukturkostnader.

Det norske har som ambisjon å bli et nødvendig og verdsatt supplement til StatoilHydro – over hele landet. Derfor er vi tungt etablert i Harstad, og vi har igangsatt en rekke prosjekter med nordnorske leverandørbedrifter. Dersom Det norske får tildelt operatøransvar i 20. lisensrunde i Barentshavet vil vi øke aktivitetene i nord betydelig allerede i løpet av neste år.

Fra starten i 2005 har selskapet posisjonert seg med den nest største lisensporteføljen på norsk sokkel. Som en konsekvens av det har vi i løpet av 2008, og årene før, forberedt oss slik at vi i 2009 skal operere flere letebrønner enn det Norsk Hydro opererte på sitt mest aktive. Vi er en gjeng velkvalifiserte og erfarne eksperter fra norsk oljeindustri i samspill med yngre godt utdannede mennesker. Vi gleder oss til å skape gode og miljøvennlige prosjekter til nytte for landet vårt – og for verden. Det vil også være til glede for våre aksjonærer.

Vi har god grunn til å tro at vi gjør flere kommersielle funn som vi håper vi kan bygge ut innen få år. For å lette finansieringen av nye utbygginger for de lisenshaverne som ikke kan trekke fra slike investeringer fra løpende oljeinntekter, har Det norske foreslått at skatterelaterte underskudd som oppstår ved investeringene, fortløpende kan kompenseres, i stedet for å gi fradrag fra framtidige inntekter. Det er en løsning som er lønnsom for staten uten å øke risikoen i statens engasjement i oljesektoren.

Det norske vil i løpet av 2009 bekrefte posisjonen som en sterk nummer to på norsk sokkel, med en veksttakt som ingen andre kan vise til. For forskning og teknologiutvikling her i landet er det viktig at vi klarer å skape konkurrerende miljøer. Innen oljesektoren er det avgjørende for utviklingen av et aktivt leverandørmiljø at minst to norske oljeselskap har utbyggings- og driftsaktiviteter på norsk sokkel. Det norske er i dag best skodd til å kunne supplere vår samarbeidspartner og konkurrent StatoilHydro.

Erik Haugane
Administrerende direktør



VÅR VIRKSOMHET

Produksjon

Det norske produserte i 2008 661 732 fat olje-ekvivalenter. Dette tilsvarer et gjennomsnitt på 1 808 fat per dag. Oljen ble solgt til en gjennomsnittspris på USD 87,6 per fat. Dette er den høyeste produksjonen i selskapets historie. Driften er gjennomført uten alvorlige hendelser eller akutte utslipp på noen av produksjonslisensene. Lave oljepriser er en utfordring for lønnsomheten i feltene.

PL 038 Varg

Produksjonen i 2008 var 223 669 fat, som tilsvarer et snitt på 611 fat per dag for Det norskes andel på fem prosent. Operatøren Talisman har signert ny prinsippavtale med Teekay om leie av Vargskipet fram til midten av 2013. Det er planlagt boring av to nye produksjonsbrønner hvert år i treårsperioden fra 2010 til 2012.

PL 048B Glitne

Produksjonen i 2008 var 316 951 fat for Det norskes andel på ti prosent. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig produksjon på 866 fat per dag. Det ble skutt 4D seismikk over Glitne i september og oktober. Dataene blir nå bearbeidet av operatøren StatoilHydro. Resultatene fra dette arbeidet vil kunne gi et bedre beslutningsgrunnlag for en eventuell ny produksjonsbrønn. Blir det ikke boret en ny brønn kan feltet bli nedstengt i 2010.

PL 048D Enoch

Produksjonen fra Enoch var i 2008 45 479 fat for Det norskes andel. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig produksjon på 124 fat per dag. Operatøren Talisman vil i 2009 vurdere den videre utvinningsstrategien for Enochfeltet med tanke på eventuell boring av en ny produksjonsbrønn og/eller injeksjonsbrønn.

PL 103B og Jotun Unit

Produksjonen fra Jotunfeltet var i 2008 75 633 fat for Det norskes syv prosent eierandel. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig produksjon på 494 fat per dag. God drift har gitt lav nedetid og dermed økt produksjon. Produksjonen fra Jotun er tatt inn fra 1. august.

Leting

Det norske hadde i 2008 operatørskap for 22 letelisenser. Etter tildelingene i den årlige lisensrunden i desember (TFO: Tildeling i forhåndsdefinerte områder) er det blitt 27. Hovedinnsatsen har vært konsentrert om tolking, modning av prospekter og forberedelse til boring i våre operatørlisenser. Det norske har fått best tildeling i de to siste TFO-rundene, og dette kan tolkes som en bekreftelse på at lisensene forvaltes på en tilfredsstillende måte.

Det norskes satsing i Barentshavet startet i 2008, og stor innsats har vært lagt i å bygge opp en god og omfattende database av seismikk, brønndata, tolkninger og kunnskap. Det siste punktet er godt ivaretatt av en stab med lang erfaring fra området. I den ene lisensen Det norske er operatør for så langt i Barentshavet, PL 491 i Hammerfestbassenget, ble det skutt ny 3D seismikk som dekker hele lisensen. Også i de to partnerlisensene PL 490 og 492 ble det skutt ny 3D seismikk. Dette vil bli fullført kommende sommer.

I Norskehavet har letearbeidet konsentrert seg om de åtte operatørlisensene og kjerneområdene, fra Njord/Draugen i sør via Midgard til øst for Norne i nord. Det er gjort formell beslutning om å bore i ytterligere to lisenser, slik at det nå står seks prospekter i kø for boring i 2009 og 2010. I TFO-runden fikk Det norske tildelt lisens PL 512 i et høyt prioritert område.

Dette er den første lisensen Repsol fikk tildelt som et resultat av letesamarbeid med Det norske. Bayerngas og Svenska Petroleum er de andre partnerne i lisensen.

I nordlige Nordsjøen ble det reprosessert seismikk for å vurdere om det skal bores i PL 463S. Dette blir bestemt i løpet av 2009. I sørlige Nordsjøen ble det besluttet å bore prospektet Ryvingen i Søgnebassenget. Arbeidet for øvrig har vært konsentrert om kjerneområdet fra Søgnebassenget i sør til nordvest for Ula i nord. TFO-runden ga tildeling av to nye lisenser i dette området, PL 494 og 497.

Lisenser og operatørskap

Det norske har etter tildelingen i TFO 2008 47 lisenser. Av disse er vi operatør på 27 lisenser. Det befestet posisjonen som det selskapet med nest flest operatørskap og nest flest lisenser på norsk sokkel. For full oversikt over lisenser og operatørskap viser vi til note 26 side 96 og 97, og kart bakerst i årsrapporten. Lisenskartet på vår hjemmeside detnor.no vil alltid være oppdatert etter hvert som vi får nye lisenser, kjøper, selger, bytter eller tilbakeleverer.

Boring

Det norske boret i 2008 en letebrønn på lisens 001B, Draupne prospektet, med boreriggen Bredford Dolphin. Det var god framdrift og godt resultat på

HMS. I løpet av 2008 har egen organisasjon blitt betydelig styrket for å håndtere det store antall letebrønner i 2009. Ved årsskiftet har Det norske totalt tilgjengelig over 1000 riggdøgn fordelt på tre rigger; Bredford Dolphin, Songa Delta og Aker Barents. Denne kapasiteten vil være tilstrekkelig for å dekke behovet de nærmeste to årene for boring av letebrønner, mens eventuelle avgrensingsbrønner og produksjonsboring vil kreve ytterligere kapasitet. Riggmarkedet er for tiden i endring, og det forventes at det stramme markedet vil forbedres slik at ratenivået kan reduseres. Markedet på norsk sokkel er foholdsvis lukket på grunn av strenge myndighetskrav, men fra 2010 og utover vil flere rigger gå av kontrakt.

Utbyggingsprosjekter

PL 364 Frøy

Partnerskapet for Frøy leverte i midten av september en Plan for utbygging og drift (PUD) til myndighetene. Planen er basert på en utbyggings-løsning med en oppjekkbar produksjonsplattform med boreutstyr og lagertank for olje. Plattformen planlegges leid for en periode på ti år fra en produksjonskontraktør som også vil stå ansvarlig for bemanning og drift av installasjonen.

Departementet har innvilget ti års forlengelse av lisensen, med tilsagn om ytterligere forlengelse hvis produksjonsforløpet tilsier dette. En viktig milepæl i Frøyprosjektet er derfor oppnådd.



Endrede markedsbetingelser gir mulighet for å bedre økonomien i Frøyprosjektet og kan sikre en større ressursbase for Frøy som feltcenter. Lisenspartnerne har i samarbeid med hovedleverandøren startet en prosess med å redusere utbyggings- og driftskostnadene. Prosjektets fremdrift avhenger også av at hovedleverandøren lykkes med å sikre finansiering for prosjektet. På grunn av finanskrisen er det usikkert når dette kan finne sted. Godkjennelse av PUD vil ikke finne sted før finansiering og konkretisering av framdriftsplan har blitt bekreftet til myndighetene. Det er besluttet å bore to letebrønner i nærliggende lisenser til Frøyfeltet i 2009. Disse boringene vil kunne påvise nye reserver som det er mulig å produsere fra Frøyinstallasjonen. Slike ressurser vil i vesentlig grad bedre lønnsomheten i prosjektet.

PL 001B/028B/242 Draupne og Hanz
Funnet på Draupne og området som også inkluderer Hanz kan gi grunnlag for en kommersiell utbygging. Evalueringen av Draupnefunnet i brønn 16/1-9 ble ferdigstilt i desember. Utvinnbare ressurser er vurdert til å være mellom 50 og 90 millioner

fat oljeekvivalenter. Dette fordeler seg på 30 til 65 millioner fat olje og 3 til 4 milliarder standard kubikkmeter gass. Det norske planlegger en avgrensingsbrønn tidlig i 2010 for å innhente ytterligere data som vil kunne redusere sikkerheten rundt utvinnbare volumer. Det kombinerte Draupne-Hanz kommersialiseringsprosjektet er i rute. Neste milepæl er å levere en kommersialitetsrapport i løpet av andre kvartal 2009. Rapporten vil konkludere med hvilke utbyggingsløsninger og kommersielle muligheter som bør forfølges. Videre timeplan vil være avhengig av valgt utbyggingsløsning og resultatet av avgrensingsbrønnen. Tidligste oppstart av produksjon fra Draupne og Hanz vil være i 2013.

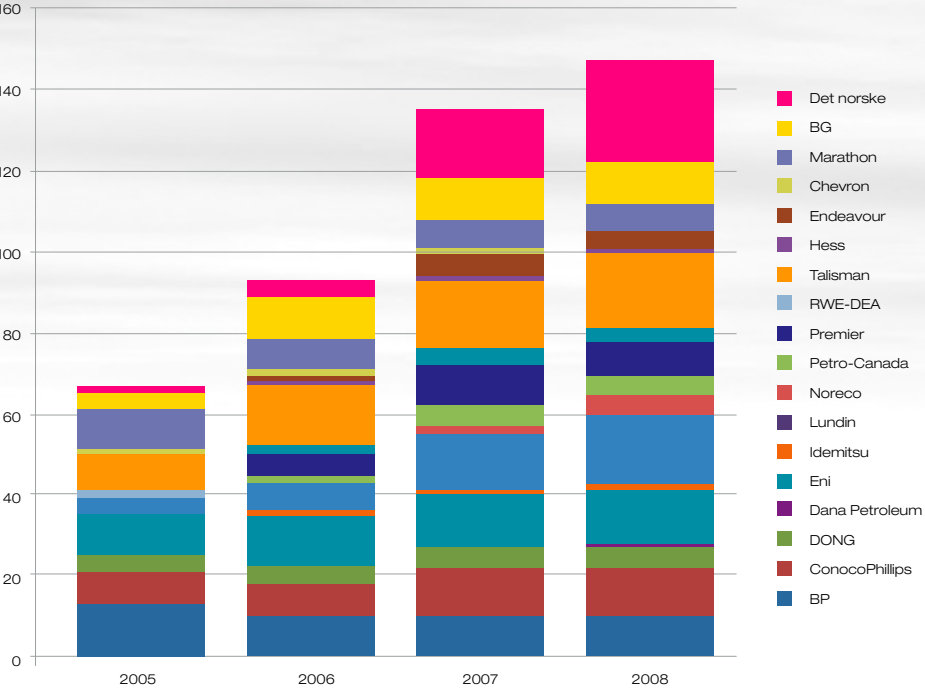
PL 337 Storskrymt
De påviste ressursene på Storskrymt vurderes ikke lenger å ha noe kommersielt potensiale som selvstendig funn og er derfor kostnadsført i fjerde kvartal. Det er imidlertid kartlagt en rekke andre prospekter i PL 337, og partnerskapet planlegger en ny letebrønn som sannsynligvis vil bli boret i 2010.

PL 265 Ragnarrock
Operatøren StatoilHydro planlegger å begynne på letebrønn 16/2-5 på Grabenprospektet i første kvartal 2009 med jack-up boreriggen West Epsilon. Grabenprospektet ventes å inneholde mellom 50 og 170 millioner fat olje. Et eventuelt oljefunn vil kunne avklare om trenden fra Lunofunnet (16/1-8) i naboblokken strekker seg inn i PL 265. Er dette tilfelle vil det kunne danne ressursgrunnlag for en større samlet oljeutbygging i et område som i dag har begrenset infrastruktur. Også Draupne og Hanzfunnene, som begge er operert av Det norske, kan tenkes å inngå i en slik mulig områdeutbygging. Det norske ble i TFO 2008 tildelt en andel i PL 502 som utgjør en liten del av blokk 16/5. Denne tildelingen øker ressursgrunnlaget i gassprospektet Ragnarrock Basement Sør, som er den sørlige forlengelsen av det tekniske gassfunnet i Ragnarrock Basement Nord. Tildelingen medfører en brønnforpliktelse som blir gjennomført i forbindelse med fremtidig lete- og avgrensingsboring i PL 265. Det norske har som en del av bytteavtalen med StatoilHydro, hvor StatoilHydro fikk en andel av PL 265 fra Det norske, også forpliktet seg til å gi andeler i PL 502.

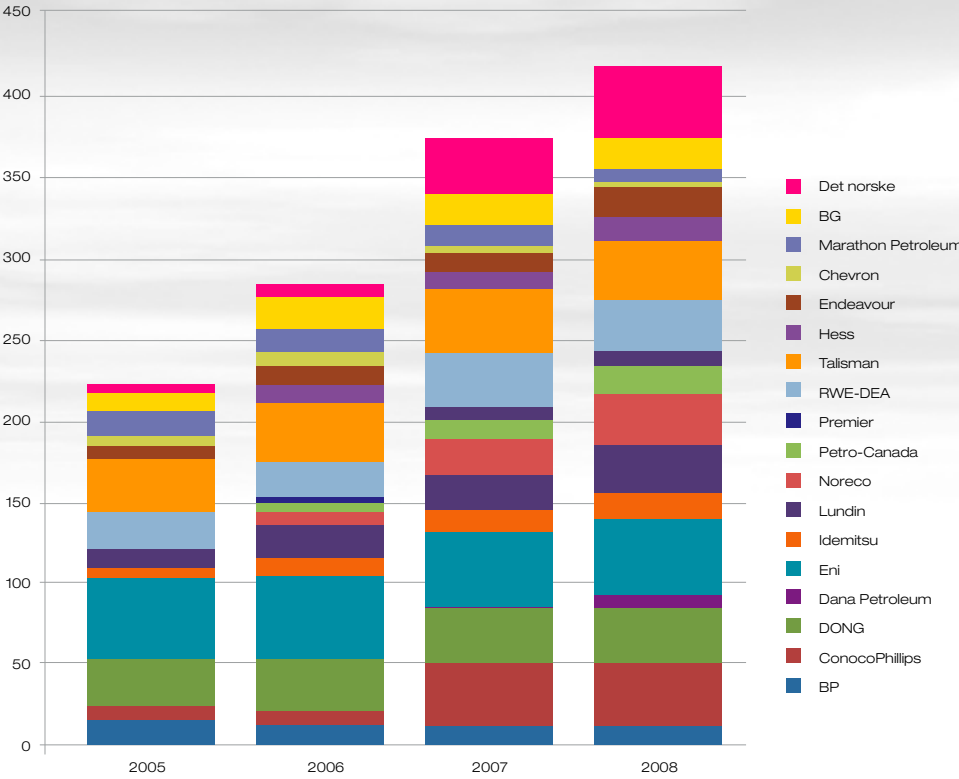
PL 027D/169C/504 Jotun
Det norske styrket sin posisjon i Jotunområdet i fjerde kvartal ytterligere gjennom tildeling av 58,5 prosent og operatørskap i PL 504 i TFO 2008. PL 504 inneholder blant annet en betydelig del av Jettaprospektet, som Det norske tolker som en mulig sørlig forlengelse av Jotunfeltet. Optimal borelokalitet vil være i PL 027D. Det norske har stilt boreriggen Bredford Dolphin til disposisjon for boring av Jetta høsten 2009. Det betyr at Det norske vil bore brønnen på vegne av ExxonMobil, som er operatør for lisensen. Letebrønnen på Eitri/Phi i PL 027D gjennomføres etter samme modell, og borestart blir i første halvår 2009. Eitri kan inneholde mellom 20 og 60 millioner fat olje. Evetuelle funn på Eitri og Jetta kan gi tidligproduksjon og bidra til å forlenge levetiden på Jotun.



OPERATØRSKAP PER SELSKAP



LISENSER PER SELSKAP



PL 038 Grevling

Talisman planlegger å bore Grevlingprospektet første halvår 2009 med riggen Maersk Guardian. Grevling forventes å inneholde mellom 10 og 80 millioner fat olje. Grevling ligger under 20 kilometer nord for Varg, og et eventuelt funn forventes knyttet inn mot Varg. Det norske har økt andelen i Grevling fra fem prosent til 30 prosent gjennom en bytteavtale med Talisman.

PL 341 Stirby

Partnerskapet i PL341 har godkjent en letebrønn for å teste gass- og kondensatprospektene Stirby Upper og Stirby Deep. Det norske, som er operatør for lisensen, planlegger å bore brønnen i 2010 med boreriggen Songa Delta. Stirby Upper ligger på trend med Gudrun og East Brae (UK). Dersom Stirby Upper påviser hydrokarboner vil prospektene Stinord og Kveite være nye aktuelle borekandidater. Det samlede potensialet i denne dype juraiske letemodellen er flere hundre millioner fat oljeekvivalenter.

PL 102 David

Det norske har byttet til seg ti prosent eierandel i PL 102, eksklusive feltene Skirne og Byggve. Byttet forutsetter myndighetsgodkjennelse. PL 102 inneholder det lille oljefunnet Tir og et lovende oljeprospekt kalt David med forventede oljeressurser mellom 15 og 125 millioner fat. Tir og et eventuelt funn på David vil kunne styrke ressursgrunnlaget for Frøytbyggingen.

Norskehavet

I løpet av 2009 skal Det norske etter planen bore fem letebrønner i Norskehavet. Det norske ble tildelt to lisenser i Norskehavet i TFO 2008; PL 432B og PL 512. Det norske er operatør i begge lisenser. Arbeidsforpliktelsen i PL 432B er allerede oppfylt som følge av at lisensbetingelsene i PL 432 er oppfylt. I PL 512 er arbeidsforpliktelsen å dekke lisensen med 3D seismikk, og en borebeslutning skal tas innen tre år.

Lisenstransaksjoner

Lisenstransaksjoner er virkemiddel for å balansere porteføljen samt å sette selskapet i en bedret posisjon for å finne og utvinne olje og gass. Det norske gjorde en rekke store og små transaksjoner i 2008, og vil fortsatt være aktive på dette området.

Det norske solgte i oktober selskapets 15 prosent eierandel i Goliat og andelen på ti prosent i Yme. Samtidig inngikk Det norske en avtale med StatoilHydro om å bytte fra seg ti prosent eierandel i PL 265 mot å få ti prosent i PL 102 og 57 prosent i PL 169. PL 102 inkluderer Davidprospektet, som ligger rett i nærheten av Frøyfeltet, mens PL 169 er viktig tilleggsareal i Jotunområdet. Byttene styrker derfor Det norske i to av kjerneområdene.

Det norske signerte i august avtale med VNG Norge, et datterselskap av det tyske industrikonsernet VNG – Verbundnetz Gas AG, om salg av andeler i tre lisenser i Norskehavet. Avtalen er godkjent av norske myndigheter, gjennomføringsdato var 11. november, mens effektiv dato er 1. januar 2008. VNG Norge vil bære Det norskens kostnad i to letebrønner. Det norske har også inngått en bytteavtale med

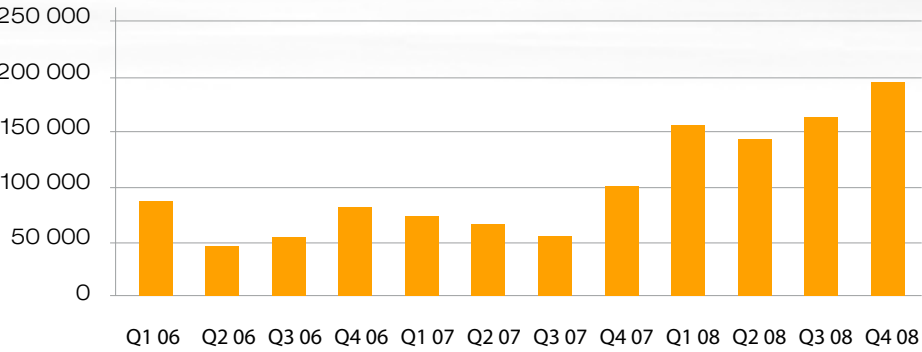
Aker Exploration om PL 460 og PL 463S i Nordsjøen. Det norske vil som følge av avtalen øke eierandelen i PL 460 med 12,5 prosent fra 40 prosent til 52,5 prosent. Lisensen inneholder Storklakken-prospektet og ligger nær Frøyfeltet. I henhold til bytteavtalen vil Det norske overføre 30 prosent i PL 463S til Aker Exploration. Etter overføringen vil Det norske eie 70 prosent i denne lisensen. Som en del av avtalen vil Aker Exploration stille til disposisjon den halvt nedsenkbare boreriggen Aker Barents for boring av en letebrønn i PL 460. Det norske og Lundin Norway AS inngikk 14. mars 2008 avtale om kjøp av 70 prosent andel i PL 103B. Lisensen utgjør ti prosent av Jotun Unit. Avtalen har effektiv dato 1. januar 2008. Operatøren og Oljedirektoratet anslår at det er 2,7 millioner Sm³ olje og 0,1 milliarder Sm³ gass (17,6 millioner fat oljeekvivalenter) gjenværende reserver i feltet pr. 31. desember 2007. Det norskens andel av reservene er beregnet til 1,2 millioner fat oljeekvivalenter. Avtalen ble først formelt gjennomført 1. august 2008. Produksjonen av reservene i Jotun Unit forventes å kunne opprettholdes til 2015. Det norske har stor tro på at tilleggsreserver i området vil bli påvist som kan forlenge Jotunproduksjonen ytterligere. En avtale med ExxonMobil sikrer Det norske 25 prosent av PL 027D, etter boring av Eitribrønnen tidlig 2009. En bytteavtale med Dana vil øke andelen i denne lisensen til 35 prosent, og forplikte en ny letebrønn. Riskede potensielle ressurser for PL 027D er totalt beregnet til 17,7 millioner fat.

Det norske inngikk bytteavtaler med Concedo ASA som innebærer bytte av 15 prosent av 100 prosent eierandel i PL 383 mot 15 prosent andel i PL 485, begge lokalisert i Norskehavet.



DET NORSKES OLJEPRODUKSJON PER KVARTAL

Fat oljeekvivalenter





VÅR STRATEGI

NUMMER TO PÅ NORSK SOKKEL

Det norske har forlenget sluttet å omtale selskapet som en oljemegg. Med 27 operatørskap og i alt 47 lisenser er vi en betydelig aktør på norsk sokkel. Posisjonen som nummer to på norsk sokkel ble bekreftet i løpet av 2008, og vil bli ytterligere styrket i 2009.

Sammenslåingen av Petra og den norske virksomheten i DNO ble gjennomført i 2008. Fusjonen var riktig industrielt. Resultatet er et sterkt selskap, både finansielt og operativt. Gjennom organisk vekst, og aktiv deltakelse i omstrukturering i bransjen, er målet å bli det klart nest største norske selskapet på norsk sokkel. Vi er til stede i alle tre petroleumsregioner og har kontorer i Trondheim, Oslo, Stavanger og Harstad. Det norske tror Barentshavet i fremtida blir svært viktig for olje- og gassvirksomheten, og at det ligger verdier her som hele samfunnet kan 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 oljevirksomhet, 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 oljevirksomhet. 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 på norsk sokkel.

VERDISKAPING: VI GJØR EN FORSKJELL

Det norske er et leteselskap med oppmerksomhet mot hele den norske sokkelen. Så langt har selskapet konsentrert aktiviteten i områder i nærheten av eksisterende funn og infrastruktur. Fire satsingsområder er pekt ut i Nordsjøen; Frøyområdet, Jotunområdet, Sørlege Vikinggraben/Draupne og Varg. Vi satser i områder der vår innsats gjør en forskjell. Dette er også områder der funn kan komme raskt i produksjon fordi eksisterende infrastrukturer kan nyttes. Vi arbeider kontinuerlig med å øke ressursgrunnlaget i de områdene vi har som satsingsområder, og samordne med andre lisenstakere for å få til felles utbyggingsløsninger.

Det norske bygger en balansert portefølje av prospekter, ressurser og reserver. Areal vil bli ervervet gjennom lisensrunder, kjøp og lisensbytter, eller ved oppkjøp eller fusjoner. Det norske vil også, hvis det er mest fornuftig, selge funn før produksjonsstart. Det gjorde vi i 2008 da andelene i Goliat og Yme ble solgt.

Etter år 2000 har flere, og mindre, aktører kommet inn på norsk sokkel. Vi tror det fører til flere funn i mange nye felt i tiden som kommer. Det norske skal gi et vesentlig bidrag til det. Det norske har bygd opp en stab sentrert om geologi, geofysikk og feltutbygging. Det setter oss i stand til å identifisere prospekter hvor det er betydelige sjanser for å finne produserbare hydrokarboner. Vår strategi består i all sin enkelhet i å identifisere gode prospekt, erverve lisensrettigheter og bore de beste prospektene. Dette gir seg sterkt utslag i 2009 der vi er med på 15 brønner – av disse ni som operatør. Vi har sikret oss langsiktig riggkapasitet som gir mulighet for en fortsatt organisk vekst. Det norske har en felles avtale med andre operatører om riggen «Bredford Dolphin». I tillegg har Det norske og Wintershall Norge en kontrakt for leie av riggen «Songa Delta» for boring i årene 2009–2012. Det norske har i henhold til disse avtalene 1000 riggdøgn, noe som sikrer selskapet en betydelig kapasitet til boring av prospekter på Det norskes opererte lisenser.

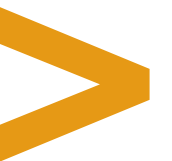
Det norske har søkt mange lisenser og operatørskap og vi har fått mange. Myndighetenes årlige lisensrunde i modne områder (TFO) innebærer at prospektene skal bores eller tilbakeleveres innen en bestemt tid. Ved

funn skal det legges fram en Plan for utbygging og drift, normalt innen fire år. Dersom funn blir gjort, vil lisensperioden for de områder som omfattes av olje- eller gassfeltet, forlenges med fra 10 til 15 år. Det norske legger stor vekt på å overholde de forpliktelser vi har, og raskt levere tilbake areal som vi ikke vil arbeide videre med.

Det norske leter ofte etter felt som kan ha 50–100 millioner fat utvinnbare reserver. Vi tror oljeprisen de nærmeste årene vil nærme seg nivået fra våren 2008 slik at slike utbygginger igjen blir lønnsomme. Mindre selvstendige utbygginger på felt med inntil 50 millioner fat forutsetter en høy oljepris for å være lønnsomme.

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 ti 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. Vi vil gjøre vårt til at leverandørindustrien i hele landet kan utvikle sin kapasitet og kompetanse i samarbeid med Det norske som operatør.

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. Myndighetenes politikk overfor 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.



Barentshavet

Det norske etablerte kontor i Harstad høsten 2007 for å delta i letingen etter petroleum i Barentshavet. Kontoret i Harstad er nå bemannet med 12 personer med solid erfaring innen leting og feltutvikling. Hovedaktiviteten i 2008 var knyttet til nominering og utarbeidelse av søknad i forbindelse med 20. konsesjonsrunde. Alle 28 utlyste blokker i Barentshavet ble evaluert. Det ble inngått en avtale om samarbeid med det spanske oljeselskapet Repsol.

Det norske leverte søknader om lisenser både som operatør og som partner. Søknaden ble levert 7. november 2008, og tildeling forventes i første halvår 2009. Det norske har stor tro på områdene det er søkt på, og ser med forventning på en mulig tildeling.

Videre ble Det norske tildelt tre lisenser i Barentshavet i forbindelse med tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO), hvor av en som operatør. Arbeidsprogrammet i alle tre lisensene består i første omgang av innsamling av 3D seismikk. De seismiske dataene er under prosessering og vil bli evaluert fram mot en mulig brønnbeslutning i 2009.

Det norske igangsatte flere geofaglige vitenskapelige studier i 2008 rettet mot økt forståelse av petroleumssystemet i Barentshavet. Universitetene i Tromsø, Svalbard og Bergen samt SINTEF og Norges Geologiske Undersøkelse er alle deltagere i et eller flere av studiene. Et program for næringsutvikling, kompetansehevning og utdanning ble startet i fjerde kvartal. Formålet med programmet er å bistå industrielle aktører i Nord-Norge til å ta del i forventet økt aktivitet i nordområdene, samt øke kapasitet og kvalitet på petroleumsfaglig utdanning i nord.

Leterisiko

For å spre risiko har Det norske en variert portefølje, både når det gjelder størrelse og sannsynlighet for funn. 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 prosent, og en del prospekt der funnsannsynligheten er lavere. Den første gruppen av prospekt vil 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».

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 er mindre, vil risikoen 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.

Valg av strategi for leting er både valg av områder og hvilke letemodeller som brukes. Vi bygger opp en portefølje med lisenser der data tyder på at det er feller med reservoaregenskaper. Vi ser om oljen og gassen har funnet veien inn i området, og om det er nok olje og gass til å fylle fellene.

I sedimentbasseng nærmere kysten er øvre jura kildebergart 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. Vi har derfor valgt å søke om lisenser til å lete etter olje og gass i disse områdene. Eksempler er lisensen vi fikk i Helgelandsbassenget vest for Sandnessjøen (PL 483S), Ymelisensen i Egersundbassenget og lisensen i Søgnebassenget i Skagerrak (PL 356).

Forskning og utvikling

Det norske ansatte forskningssjef ved årsskiftet for å styrke vår innsats på dette viktige området. Gjennom en avtale mellom operatører og myndigheter har operatøren rett til et visst påslag på lete-, utbyggings- og driftskostnader. Dette påslaget er øremerket generell forskning og utviklingsarbeid (FoU) med sikte på å utvikle operatørens kompetanse. Det norske har allerede etablert en rekke kontakter mot forskningsmiljøene i Norge. Et tyvetalls FoU-prosjekter er satt i gang, med et samlet budsjett på rundt ti millioner kroner.

I tillegg har selskapet utnyttet nærheten til NTNU og tilbudt i alt 13 studenter sommerjobb i 2008. Seks av disse fortsetter med sine diplomarbeider knyttet opp mot Det norske. De aller fleste av FoU-prosjektene i 2008 var rettet mot problemstillinger knyttet til letevirkksomheten på norsk sokkel, særlig mot nordområdene.

Det norske har som mål å være et nyskapende, uavhengig og utfordrende oljeselskap. Vi ønsker i tillegg å være ansvarlige, raske, effektive og spennende. Vi ønsker å utvikle vår konkurransekraft i forhold til tildeling av framtidige oppgaver.

Fremover vil Det norske bli enda mer bevisst på å knytte forbindelser i de områdene vi har kontorer og forretningsinteresser. Vi vil utvide fagområdet for virksomheten til å omfatte utbygging og drift, boring og brønn, og helse, miljø og sikkerhet. For 2009 ser vi for oss en betydelig økning av FoU-virksomheten.



HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

Det norskes viktigste mål innen helse, miljø og sikkerhet er å unngå skader på personell og på miljøet. Målet er at ingen påføres sykdom som følge av vår virksomhet. Det norske har som mål å ikke få pålegg, eller ha konflikter, med norske myndigheter.

Det norske skal i hele sin virksomhet bidra til å fremme sunne holdninger og en HMS-kultur som bidrar til at vi når våre mål. Vilje til samarbeid og deling av kunnskap skal være sentrale elementer i vårt arbeid og vår tenkemåte. Gjennom å ansvarliggjøre den enkelte medarbeider skal selskapet sikre medvirkning og kunnskaps-utnyttelse i alle prosesser.

Administrerende direktør har det overordnede ansvaret for all aktivitet i selskapet, inkludert ansvaret for helse, miljø og sikkerhet.

Resultater

Selskapet hadde én boreoperasjon i 2008. Det er også gjennomført åtte borestedundersøkelser i regi av Det norske. Disse aktivitetene har foregått uten alvorlige hendelser. Det norske er i dag ikke operatør for felt i produksjon.

Alle utslipp til miljøet og kjemikalieforbruk fra boreoperasjonen blir rapportert til Statens forurensningstilsyn. Utslippene var også i 2008 innenfor gitte tillatelser. I alle våre operasjoner arbeider Det norske aktivt med å redusere mengden kjemikalier og å bytte ut mulige miljøfarlige kjemikalier med forbindelser som representerer mindre risiko.

Etter planen skal Det norske i 2009 være operatør for ni brønner som skal bores med opptil fire ulike borerigger. God styring av operasjonene gjennom etablering av HMS-mål for de ulike prosjektene, utarbeidelse av HMS-program, etablering av en forsvarlig beredskap og tett oppfølging av våre leverandører, har krevd betydelige ressurser i 2008.

Utarbeidelse av Plan for utbygging og drift for Frøy har krevd en vesentlig HMS-innsats. I tillegg til å følge opp høringskommentarer til konsekvensutredning for Frøyutbyggingen, har det vært lagt vekt på å integrere hensynet til helse, miljø og sikkerhet tidlig i planlegging av utbyggingen.

I samarbeid med Wintershall Norge ble det i tilknytning til konsortiet for Songa Delta våren 2008 utlyst en anbudskonkurranse om tjenesten som 2. linje beredskap for konsortiet. Acona CMG ble valgt som leverandør og skal i løpet av første kvartal 2009 ha etablert en 2. linje beredskap som oppfyller både selskapenes og myndighetenes krav.

Det norske er medlem av Norsk oljevernforening for operatørselskap (NOFO). NOFO ivaretar Det norskes oljevernberedskap ved leting etter og produksjon av olje og gass. Det norske har i 2008 hatt et utstrakt samarbeid med NOFO i planleggingen av letebrønner. I tillegg stiller Det norske personell til rådighet for NOFOs organisasjon, og Det norske har deltatt på kurs, seminar og øvelser.

Tilsynsvirksomhet

Det norske har ikke fått pålegg eller varsel om pålegg fra norske myndigheter i året som har gått. Som en et resultat av Petroleumstilsynets tilsyn mot ledelsens oppfølging av risiko for storulykke i petroleumsaktiviteten har Det norske, på eget initiativ, satt i gang et arbeid for å bedre overvåkingen av risiko for storulykke. Det er utarbeidet et oppfølgingssystem som vil bli tatt i bruk ved boring av alle våre letebrønner i 2009. Oppfølgingssystemet vil også bli brukt av våre samarbeidende selskap i borekonsortiene.

HMS-styring

Det vil alltid være en viss usikkerhet om konsekvensene av ulike aktiviteter. Ingen aktivitet kan foregå uten risiko. Dette gjelder også leting og utvinning av petroleum. Som oljeselskap er det Det norskes jobb å redusere denne risikoen så langt som mulig, slik at vi i vår aktivitet unngår skade på mennesker, miljø og økonomiske verdier. Identifisering av risiko og forståelse av risikoer er nødvendig for å forebygge ulykker og for å sikre tilstrekkelig beredskap og redusere usikkerhet. Et effektivt styringssystem og en kontinuerlig forbedring av systemene, er sentrale verktøy i arbeidet med å redusere konsekvensene av vår aktivitet. I utviklingen av Det norskes styringssystem har det vært lagt vekt på at systemet er enkelt og effektivt, slik at det blir forstått og tatt i bruk.

Organisasjons- og arbeidsmiljøundersøkelse

Det ble gjennomført en organisasjons- og arbeidsmiljøundersøkelse for hele selskapet i november 2008. Formålet med undersøkelsen var å få de ansattes tilbakemelding på integrasjonsprosessen mellom NOIL og Pertra. Deltakelsen i undersøkelsen var god, og resultatene viste at det er svært godt arbeidsmiljø i Det norske. De ansatte trives, integrasjonsprosessen har gått bra, og de ansatte har tillit til selskapets ledelse. Undersøkelsen viser også at det er god kommunikasjon i organisasjonen, og organisasjonen kjennetegnes av åpenhet og tillit. Utfordringen for selskapet framover blir å utvikle og ivareta de positive resultatene fra undersøkelsen.

Det er etablert en vernetjeneste for de ulike kontorstedene og nedsatt et arbeidsmiljøutvalg i Det norske. Arbeidsmiljøutvalget har seks representanter; tre valgte representanter fra arbeidstakerne og tre representanter fra selskapets ledelse. Det norske skal være en arbeidsplass med likestilling mellom kvinner og menn. Det har i 2008 vært arbeidet bevisst med å rekruttere flere kvinner til selskapet. Av selskapets 127 ansatte er 34 kvinner.

RAMMEBETINGELSER

Økonomiske utsikter

Verdensøkonomien er inne i en resesjon. Mot slutten av 2008 avtok aktiviteten betydelig i alle industrilandene, og utsiktene for 2009 er ikke lyse. Det ventes fallende BNP i viktige industriland i år og en svak vekst neste år. Selv om finansmarkedene er i bedring, viser erfaring at håndtering av finanskriser tar tid. Vårt hovedsyn er at aktiviteten i industrilandene kommer til å avta ytterligere i første halvår i år, holde seg lav, og tidligst ta seg opp igjen i 2010.

Norge er mindre rammet enn mange andre land. I tillegg til byggesektoren nasjonalt er det i første rekke produsenter av forbruksvarer verden rundt som er hardest rammet. Norsk industri er relativt lite direkte eksponert mot produksjon av forbruksvarer. Fortsatt høye oljeinvesteringer gjør at store deler av industrien også i år vil ha god kapasitetsutnyttelse, selv om enkelte nå retter blikket mot tynnere ordrebøker i 2010. Mange eksportbedrifter har de siste måneder også nytt godt av den kraftige svekkelsen av kronen.

Konkursen i Lehman Brothers mandag 15. september 2008 endret mye i finansmarkedet. Pengemarkedet stanset opp, og med det likviditeten og tilførselen av fremmedkapital til næringslivet. Situasjonen er fremdeles dramatisk for mange selskaper som trenger refinansiering. Selv om dette markedet skulle komme forsiktig tilbake, vil vi trolig se langt strengere betingelser fra långivere i begynnelsen. Det norske er i en god posisjon med en balanse som er dominert av mye kontanter og ingen gjeld. Finanskrisen betyr derfor i større grad en mulighet enn en trussel for Det norske.

Politiske myndigheter har både iverksatt og planlagt store støttepakker. Det norske registrerer at krisen synes å ha rammet bredt, og at vi starter 2009 med betydelig ledig kapasitet i realøkonomien. Dette vil tyngje etterspørselen fremover og redusere behovet for transport og derigjennom olje. Til tross for et dramatisk oljeprisfall på rundt 100 dollar i løpet av få måneder, mener Det norske at det faktum at oljeprisen holder seg rundt 40 dollar fatet, er en syretest på at prisen har beveget seg til et nytt nivå. Der man på 90-tallet så åtte–ti dollar fatet som bunnen i markedet, virker det som om dagens bunn ligger rundt 30 dollar fatet. Dette er en refleksjon av at det er vanskeligere å finne ny olje og dyrere å produsere den. Selskapet har derfor meget god tro på at oljeprisene igjen vil stige.

Skatt og utbygging

Skattesystemet på norsk sokkel reflekterer at Staten er eier av ressursene i undergrunnen, og at oljeselskapenes verdiskaping er av industriell karakter. Skattesystemet er balansert ved at lønnsomme prosjekter før skatt fortsatt vil være lønnsomme etter skatt. Skattesystemet har imidlertid en negativ effekt på selskapenes finansieringskostnad ved at selskapene bærer 100 prosent av utbyggingskostnadene, mens staten beholder 78 prosent av inntektene. Dette er i dag kompensert ved at selskapene kan avskrive 130 prosent av det investerte beløpet, en såkalt friinntekt, som gjør at nåverdien blir som om staten hadde investert sammen med selskapene. Denne ordningen fungerer godt for selskap med stor petroleumsinntekt, men dårlig for mindre uavhengige selskap som må skaffe ekstern finansiering for sine prosjekter.



Holder vi StatoilHydro utenfor gjøres det meste av letevirksomheten av oljeselskap som er relativt ferske på norsk sokkel, og med liten eller ingen petroleumsinntekt. Det må antas at denne leteaktiviteten vil følges opp av en betydelig utbyggings- og driftsaktivitet i regi av de samme selskapene. For å sikre en videre utbygging fra disse selskapene har Det norske foreslått å endre petroleumsskattereglene slik at friinntekten erstattes av en ordning der staten kompenserer for skatteeffekten av de underskudd investeringene

i feltutbygginger på norsk sokkel medfører. Dette vil ikke øke statens eksponering. Statens netto inntekter fra virksomheten vil opprettholdes. Det betyr at det ikke ligger noen form for skattesubsidier i en slik ordning. I praksis er det en utvidelse av den ordningen som allerede er etablert for letevirksomheten. Dette vil føre til at en rekke prosjekter som i dag stopper opp, blant annet på grunn av finanskrisen, kan settes ut i livet. Det øker mangfoldet på norsk sokkel, ikke bare innen leting – men også innen feltutbygginger.

EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

Det norske oljeselskap ASA («Det norske») er et allmennaksjeselskap 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, og selskapet følger den norske anbefalingen for eierstyring og selskapsledelse fra desember 2007. Avvik fra anbefalingen er beskrevet i punktene nedenfor.

Vår virksomhet

Det norskees 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 norsk sokkel. Det norskees virksomhet er definert i selskapets vedtekter. Ytterligere informasjon om våre lisenser og virksomhet 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. Lønnsom vekst søkes oppnådd gjennom organisk vekst, oppkjøp og fusjoner. Selskapet deltar aktivt i lisensrunder for å sikre seg nytt leteareal. Utbygging og drift vil utføres i tett samarbeid med leverandører av relevante tjenester.

Selskapskapital og utbytte

Det norske har en sterk balanse med mye kontanter og ingen rentebærende gjeld. Selskapet ønsker å opprettholde en hensiktsmessig kapitalstruktur som ivaretar virksomhetens risikoprofil og ambisjoner. Det norske har et stort leteprogram de neste to årene. Dette er ventet å resultere i funn som vil kreve betydelige investeringer for å bygge ut.

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 få fram de underliggende verdiene i prospektporteføljen, noe som bør kunne reflekteres i en positiv utvikling i aksjeprisen.

I generalforsamlingen 8. april 2008 fikk selskapet fullmakt til kapitalforhøyelse med inntil NOK 100 000 økning i aksjekapitalen ved utstedelse av inntil 500 000 aksjer à NOK 0,20. Fullmakten gjelder til ordinær generalforsamling i 2009, senest til 30. juni 2009. Fullmakten er ikke brukt i 2008.

Likebehandling av aksjonærene og omsettelighet

Selskapets klare prinsipp er at alle aksjonærer skal likebehandles. Selskapet har én aksjeklasse hvor alle aksjer har samme rettigheter.

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.

I henhold til integrasjonsavtalen mellom DNO International ASA og Pertra ASA skulle DNO redusere sin eierandel i Det norske til 25 prosent innen utgangen av 2008. Styret i Det norske ga i 2008 DNO International ASA en forlengelse av fristen for å selge seg ned fra 36.9 prosent til maksimalt 25 prosent. Fristen ble forlenget fra 31.12.2008 til 15.03.2009. DNO International ASA reduserte den 7. januar 2009 sin aksjeandel i Det norske til 25 prosent. For mer informasjon, se styrets beretning.

Generalforsamling

Generalforsamlingen er selskapets høyeste myndighet. Det norskees 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 møtetidspunktet 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 en aksjeeier med minst fem prosent av selskapets aksjekapital ber om en ekstraordinær generalforsamling for å fremme en sak, plikter Det norskees styre å holde møtet innen en måned fra henvendelsen mottas. Styreleder, administrerende direktør, revisor og representant for valgkomiteen deltar på generalforsamlingen. Det norskees generalforsamlinger ledes normalt av styrets leder.

I januar 2009 krevde aksjonærer med mer enn fem prosent eierandel at det skulle avholdes ekstraordinær generalforsamling for valg av nytt styre. For mer informasjon se styrets beretning; hendelser etter årsavslutning

Valgkomité

Selskapet har en vedtektfestet valgkomité på tre–fem medlemmer som velges på selskapets ordinære generalforsamling. Valgkomiteen søkes sammensatt slik at hensynet til aksjonærfellesskapets interesser blir ivaretatt. Majoriteten av medlemmene er uavhengige av styret og den daglige ledelse. Valgkomiteen har ansvaret for å foreslå kandidater og godtgjørelse til styret. Valgkomiteens innstilling skal begrunnes. Valgkomiteens medlemmer velges for to år om gangen. Informasjon om valgkomiteens arbeid gjøres tilgjengelig på selskapets hjemmeside. I 2008 besto komiteen av Berit Kjeldsberg (leder), Berge Gerdt Larsen og Kjetil Grønskog.

Det norskees styre

Selskapets styre består for tiden av ni medlemmer, inkludert styreleder og to representanter valgt av de ansatte. Styret har myndighet og ansvar for å overvåke selskapets forretningsdrift og ledelse. Styret har som mål 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 risiko for Det norskees 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 norskees 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 norskees styre velger selv nestleder. Styrets medlemmer er uavhengig av selskapets ledelse og virksomhet. To av styrets medlemmer er ansatt i DNO International ASA som er Det norskees største aksjonær.

Styremedlemmer velges for en periode på inntil to år av gangen etter innstilling fra valgkomiteen. Med størrelsen på selskapet og dets virksomhet tatt i betraktning, anser styret det som hensiktsmessig at styremedlemmene holdes orientert om alle relevante styresaker. I tråd med anbefalingen etablerte Det norske et revisjonsutvalg i løpet av 2008.



Risikostyring og intern kontroll

Det norskes 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

Selskapets avlønningsspolitikk er utformet for å gi styret/ledelse og aksjonærer sammenfallende interesser, samt understøtte selskapets strategi og måloppnåelse.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 norskes årsregnskap redegjør for styremedlemmenes eierandeler og godtgjørelser.

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

Det norske har etablert et aksjeinsentivprogram for alle sine ansatte. Programmet innebærer at de ansatte er forpliktet til å anvende utbetalt bonus etter skatt til å kjøpe aksjer i selskapet. Selskapet ser det som fordelaktig at ansattes insentiver er i samsvar med aksjonærenes, både når det gjelder å ta del i verdiskaping og når det gjelder selskapets risiko.

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. Selskapet har som mål å sørge for at markedet til enhver tid har nok og relevant informasjon slik at aksjeprisen reflekterer de underliggende verdiene i selskapet.

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. Presentasjonene overføres via webcast for investorer som ikke har anledning eller ønske om å være til stede på presentasjonene. Informasjon om kommende presentasjoner vil bli publisert gjennom børsens meldingssystem og på selskapets hjemmeside.

Kommunikasjon mot investormarkedet er høyt prioritert hos ledelsen i selskapet. Det arrangeres individuelle møter både for større investorer og analytikere.

Selskapet har utarbeidet beredskapsplaner for eventuelle ulykker i forbindelse med virksomheten.

Selskapsovertakelse

Selskapets mål er å skape verdier for aksjonærene. Eventuelle invitasjoner til å delta i strukturendringer vil bli vurdert utfra dette målet.

Styret gjør sitt ytterste for å sikre at fullstendig informasjon gjøres tilgjengelig i alle situasjoner som berører aksjonærenes interesser. Styret vil ikke, uten særlige grunner, søke å forhindre eller vanskeliggjøre at noen fremsetter tilbud på selskapets virksomhet eller aksjer. Om et over-takelsestilbud skulle foreligge, vil styret avgi en uttalelse med vurdering av budet og en anbefaling om aksjeeierne bør akseptere budet eller ikke.

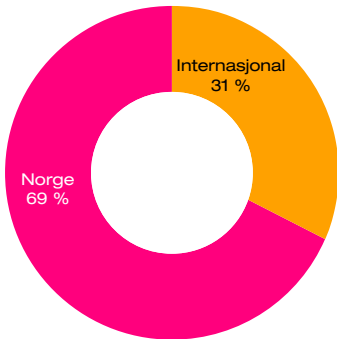
Revisor

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. Revisor opptrer uavhengig av selskapet, men har begrensede inntekter fra rådgivningsoppdrag for selskapet.

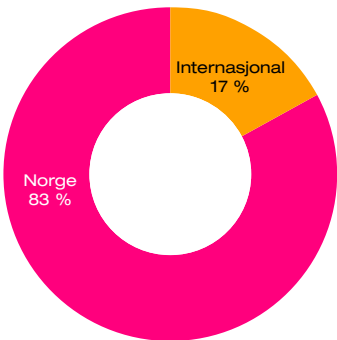
20 STØRSTE AKSJONÆRER PER 31.12.2008

NAVN	BEHOLDNING	
DNO INTERNATIONAL ASA	23 967 500	36,9 %
FOLKETRYGDFONDET	3 722 286	5,7 %
VERDIPAPIRFOND ODIN NORGE	1 890 600	2,9 %
FERD AS INVEST	1 750 000	2,7 %
KLP LK AKSJER	1 479 633	2,3 %
KØRVEN AS	1 362 181	2,1 %
H.L.MANAGEMENT AND CONSULTANT	1 133 667	1,7 %
SPAREBANKEN MIDT-NORGE INVEST AS	900 668	1,4 %
VERDIPAPIRFOND ODIN NORDEN	830 366	1,3 %
UBS AG, LONDON BRANCH	797 620	1,2 %
SJÆKERHATTEN AS	786 040	1,2 %
VERDIPAPIRFONDET KLP AKSJENORGE	755 183	1,2 %
VILJE 2M AS	754 830	1,2 %
OLEUM AS	752 900	1,2 %
BEAR STEARNS SECURITIES CORP.	736 925	1,1 %
DNB NOR SMB	700 000	1,1 %
VINN INVEST AS	687 215	1,1 %
MORGAN STANLEY & CO. INC.	663 000	1,0 %
ODIN OFFSHORE	632 600	1,0 %
KOTENG HOLDING AS	597 068	0,9 %

Fordeling aksjonærer



31.12.2007



31.12.2008

Aksjen

Det norske-aksjen falt 61 prosent fra NOK 76,5 ved begynnelsen av året til NOK 29,1 siste handledag i 2008. Dette er et stort fall, men til sammenligning falt Oslo Benchmark Index 54 prosent i samme periode. Det ble omsatt 27,9 millioner aksjer i 2008, tilsvarende 42 prosent av antall utestående aksjer ved utgangen av året. Justert for eierposten til DNO International var det 41 millioner aksjer i fri flyt. Total omsetning utgjorde 66,5 prosent av fri flyt. Det ble ikke utbetalt utbytte i 2008 og det ventes heller ikke at det vil bli utbetalt utbytte i løpet av 2009.

Likviditet i aksjen

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

- Gjennomføring av åpne presentasjoner i forbindelse med kvartalsavslutning, inklusive webcast for investorer som ikke har anledning til å møte personlig.
- Bidra med foredrag og tilstedeværelse på seminarer og konferanser 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.

DET NORSKE LISENSSYSTEMET

De viktigste lovene som regulerer petroleumsaktiviteten på norsk sokkel, er Petroleumsloven av 29. november 1996 og Petroleumsskatteloven av 13. juni 1975.

Petroleumsloven slår fast at den norske stat eier alle petroleumsressurser på norsk sokkel. Norske myndigheter har en eksklusiv rett til å tildele utvinningstillatelser (produksjonslisenser) og til å bestemme hvilke vilkår som skal gjelde for hver enkelt lisens.

En produksjonslisens gir rettighetshaverne en eksklusiv rett til å lete og produsere petroleum fra et spesifisert område over et gitt tidsrom. Rettighetshaverne i en produksjonslisens har rettigheten til petroleum som produseres fra lisensen.

Et kart over de produksjonslisensene Det norske har andeler i finner du bakerst i denne rapporten. Se også hjemmesiden: www.detnor.no

Lisensrunder er svært viktig for Det norske og er den viktigste måten å få tilgang til nytt areal. Siden 1965 har myndighetene gjennomført 20 lisensrunder i nye områder. Disse har i de senere år blitt gjennomført annethvert år, og hovedvekten av arealene er tildelt i Norskehavet.

I tillegg innførte norske myndigheter i 2003 Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO). Disse lisensrundene omfatter ny utlysning av tilbakelevert areal i modne områder på sokkelen. TFO-runder er blitt gjennomført hvert år siden 2003. Signalene fra myndighetene så langt er at TFO-ordningen vil bli videreført. Disse rundene har vært svært viktig for oppbyggingen av lisensporteføljen til Det norske siden rundene har gitt tilgang til omfattende leteareal i modne områder.

Produksjonslisensene tildeles et interese fellesskap, som normalt består av flere selskaper. Utvinnings-tillatelsen regulerer de rettigheter og plikter som selskapene har overfor staten. Partnerne i en lisens er solidarisk ansvarlig i forhold til de forpliktelsene produksjonslisensen påtar seg. Tillatelsen gjelder i første omgang for en initiell periode som kan vare i inntil ti år. I denne perioden skal det utføres et fastsatt arbeidsprogram i form av geologisk og geofysisk forarbeid og/eller leteboring, samt miljøundersøkelser i sårbare områder.

Når en produksjonslisens er tildelt må rettighetshaverne inngå en felles samarbeids- og regnskapsavtale, med vilkår fastsatt av myndighetene. Disse avtalene regulerer mange av forholdene mellom partnerne, mellom partnerne og operatøren, samt forholdet til myndighetene.

Operatøren i hver produksjonslisens utnevnes av myndighetene, og dette selskapet har ansvaret for den daglige driften av lisensen.

Styringskomiteen er den øverste myndighet i produksjonslisensene. Hver partner i lisensen er representert i styringskomiteen. Stemmereglene er normalt konstruert slik at det kreves et andels- og antallsflertall for at det skal foreligge et gyldig vedtak. Stemmereglene er normalt laget slik at en eier med mer enn 50 prosent eierandel ikke alene kan stemme gjennom et forslag.

Lisenseiere kan kjøpe, selge og bytte lisensandeler, men dette forutsetter godkjenning fra Olje- og energidepartementet, samt fra Finansdepartementet med hensyn til skattemessige forhold.

Når det er gjort et drivverdig funn må lisenshaverne utarbeide og få myndighetenes godkjenning av «Plan for utbygging og drift» (PUD) før utbygging kan starte. En viktig del av PUD-arbeidet er å utrede mulige positive og negative konsekvenser av en utbygging. Petroleumsloven krever at det lages et utredningsprogram (KUP), og at det innleveres en

konsekvensutredningsrapport (KUR) som del av utbyggingssøknaden. Både KUP og KUR vil sendes på høring til berørte interessegrupper.

Utbygginger over en viss størrelse, normalt ti milliarder kroner, krever godkjenning av Stortinget, mens regjeringen ved Kongen i Statsråd kan godkjenne en PUD av mindre investeringsomfang. Olje- og energidepartementet vil bestemme om en får inngå vesentlige kontrakter eller påbegynne byggearbeider før en PUD er godkjent.

På samme måte som at en utbyggingsplan for et drivverdig funn må godkjennes av myndighetene, må det utarbeides en «Plan for anlegg og drift» av nye rørledningssystemer.

Det norske og skattesystemet
Skattlegging av oljeselskaper i Norge bygger på reglene for ordinær bedriftsbeskatning. På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleum blir det i tillegg lagt en særskatt på denne typen virksomhet. Den ordinære bedriftsskattesatsen er 28 prosent. Særskattesatsen er 50 prosent, slik at total marginalsatt er 78 prosent.

Når grunnlaget for ordinær skatt og særskatt blir beregnet, blir investeringer på sokkelen avskrevet lineært over seks år fra det året investeringen finner sted. Alle relevante kostnader kan trekkes fra, inklusive leting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning. Det er også anledning til full konsolidering mellom felt og lisenser, noe som er svært viktig for Det norske i den vekstfasen selskapet er inne i.

For å skjerme normalavkastningen fra særskatt gis det et ekstra fradrag i grunnlaget for særskatt, kalt friinntekt. Denne er på 30 prosent av investeringen og kan trekkes fra med 7,5 prosent per år i fire år fra og med investeringsåret.

Selskaper som ikke er i skatteposisjon, slik som Det norske, kan fremføre underskudd og friinntekt med rente. Dette er viktig for Det norske som er inne i en intensiv letefase med mange brønner, samtidig som selskapet har begrensede inntekter fra produksjon. Skatteverdien av leteutgiftene blir refundert året etter at utgiften er pådratt, begrenset oppad til størrelsen på det skattemessige underskuddet. Det betyr at Det norske betaler rundt 22 prosent av selskapets brutto leteutgifter.

I tillegg til skatt er petroleumsvirksomhet i Norge underlagt CO2-avgift, NOx-avgift og arealavgift. CO2-avgiften ble innført i 1991 som et virkemiddel for å redusere utslippene fra petroleumsvirksomheten.

Norge er i henhold til Göteborgprotokollen forpliktet til å redusere de årlige utslippene av nitrogenoksyd (NOx), og det ble derfor innført en NOx-avgift fra 1. januar 2007. Det norske er med i NOx-fondet. Tilsluttede bedrifter er fritatt fra å betale avgift til tollregionen, men må i stedet innbetale til NOx-fondet. For offshore selskapene er satsen satt til NOK 11 per kilo utslipp, mens for fiskefartøyer, skip og hurtigbåter, fastlandsindustri, luftfart og fjernvarme mv. er satsen satt til NOK 4.

Arealavgiften skal bidra til at tildelte områder blir utforsket på en effektiv måte. Det gjør at eventuelle ressurser kommer i produksjon raskere, og eksisterende felt kan få lengre levetid. For å styrke arealavgiftens funksjon ble reglene skjerpet med virkning fra 1. januar 2007. Etter de nye reglene skal selskapene betale 30 000 kroner per kvadratkilometer første året, 60 000 kroner det andre året og maksimal sats på 120 000 kroner fra og med det tredje året. Selskapene får fritak fra arealavgiften dersom det leveres inn en plan for utbygging og drift (PUD) til Olje- og energidepartementet. Fritaket fra arealavgift blir bare gitt for de områdene som dekker feltet, og som det er levert inn PUD for. Regelverket gir også fritak for arealavgift i to år dersom det bores en letebrønn.

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.

	POTENSIELLE RESSURSER			BETINGEDE RESSURSER				RESERVER	
OD Klasser	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.

ODs klassifiseringssystem som benyttes av Det norske.

Reserver, utbygde og ikke utbygde

Det norske oljeselskap ASA har eierandeler i fire produksjonsfelt (kategori 1):

- Varg: Opereres av Talisman, Det norske fem prosent
- Glitne: Opereres av StatoilHydro, Det norske ti prosent
- Enoch: Opereres av Talisman, Det norske to prosent
- Jotun: Opereres av Talisman, Det norske syv prosent

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

Vargfeltet (PL 038) befinner seg sør for Sleipner øst. Feltet er utbygdt med produksjonsskipet Petrojarl Varg og har integrert oljelager og en tilkople

t brønnhodeplattform. Oljen eksporteres med shuttletankere. To nye brønner ble fullført i 2008, nye reserver ble påvist, og den totale produksjonen økte til cirka 14 000 fat olje per dag. Påviste reserver (1P/P90) inkluderer reserver med forventet volum på 90 prosent fra eksisterende brønner, under forutsetning av at ingen nye brønner bores.

Gjenværende påviste og sannsynlige reserver (2P/P50) er basert på produksjonsstans i 2012 og inkluderer operatørens mest sannsynlige volumestimat og produksjonsprofiler, forutsatt ingen boring av tilleggsbrønner. Totale utvinnbare reserver er beregnet til 95 millioner fat, mens gjenværende påviste og sannsynlige reserver er anslått til 16,5 millioner fat, hvorav 9,4 millioner er utbygdt. 7 millioner fat ikke-utbygde reserver er tilknyttet planlagte brønner fra 2010 og framover. Reservene gjenspeiler en lengre produksjonstid enn tidligere anslått grunnet en forlenget leieavtale med FPSO-eieren.

Glitnefeltet (PL 048 B) befinner seg 40 kilometer nordøst for Sleipner-området. Feltet produseres fra undersjøiske brønner koplet til produksjonsskipet Petrojarl 1, og oljen eksporteres med shuttletankere. Totale reserver er beregnet av operatøren og er basert på produksjonshistorikk kombinert med reservoarsimulering og antatt produksjonsstans i 2010. Den største usikkerheten for framtidig produksjon er knyttet til mengden av produsert vann i de enkelte brønner. Gjenværende reserver er beregnet basert på en sannsynlighetsvurdering som tar hensyn til de forskjellige usikkerhetsfaktorene.

En ny produksjonsbrønn er under vurdering og er avhengig av utfallet av en fersk 4D seismisk undersøkelse. Alle påviste og sannsynlige reserver er klassifisert som «utbygde reserver». Totale opprinnelige utvinnbare reserver er anslått til 52 millioner fat, mens gjenværende reserver er anslått til 2,1 millioner fat.

Enochfeltet (PL 048B) strekker seg på begge sider av den norsk-britiske grenselinjen i den britiske blokken 16/13a og den norske blokken 15/5, sørvest for Glitnefeltet. Feltet er utviklet med én horisontal undersjøisk brønn og produseres gjennom Brae A-plattformen på UK siden, 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 to prosent (10 prosent av den norske lisens PL 048D). Opprinnelige påviste og sannsynlige reserver (Enoch-enhet) anslås av operatøren til å være 15 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 10,2 millioner fat er gjenværende. Volum i tabell 1 inkluderer bare den norske del av feltet og er klassifisert som «utbygde reserver».

Jotunfeltet (PL 027B, PL 103) i Balder-Grane-området er utviklet med en integrert brønnhode- og boreinstallasjon (Jotun B) med 24 brønnsli

sser og en FPSO (Jotun A) med tre trinns separasjon. Oljen fraktes til Slagenraffineriet, og gassen eksporteres via Statpipe. Påviste reserver (2P/P50) inkluderer forventet volum fra eksisterende brønner, forutsatt at ingen nye brønner bores, og at feltet stopper produksjon i 2015. Totale reserver anslås av operatøren basert på produksjonshistorikk kombinert med reservoarsimulering. Den viktigste usikkerheten når det gjelder framtidig produksjon,

er mengden av produsert vann i de enkelte brønner. Totale opprinnelige utvinnbare reserver er anslått til 148 millioner fat olje. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver er anslått til 11,41 millioner fat olje og er klassifisert som «utbygde reserver».

Det norske andel av produksjonen fra Varg-, Glitne-, Enoch- og Jotunfeltet i løpet av 2008 utgjorde 0,66 millioner fat oljeekvivalenter.

Frøyfeltet (PL 364) opereres av Det norske (50 prosent) med Premier Norge AS som partner. Plan for utbygging og drift (PUD) ble lagt fram for myndighetene i september 2008, og var forpliktende for både Det norske og partneren Premier Norge AS. Olje- og energidepartementet har innvilget en forlengelse av lisensen i ti år, til 2019. Feltet var i produksjon fra 1995 til 2001, og operatøren Elf produserte 35 millioner fat. Basert på en full evaluering av reservoaret og produksjonshistorien er det beste estimatet at utvinningsgraden kan økes fra den opprinnelige 18 prosent til minimum 40 prosent, noe som øker utvunnet volum med 56 millioner fat. Reservene er klassifisert som «ubygging vedtatt».



Reserver per felt

I PRODUKSJON (KATEGORI 1)										
per 31.12.2008	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.
PL 038 - Varg	5,81	0,0	5,81	5%	0,29	9,43	0,0	9,43	5%	0,47
PL 048B - Glitne	0,73	0,0	0,73	10%	0,07	2,13	0,0	2,13	10%	0,21
Enoch-enhet (Norge)	0,43	0,0	0,43	10%	0,04	1,97	0,01	2,04	10%	0,20
Jotun-enhet	10,24	0,0	10,24	7%	0,72	11,41	0,0	11,41	7%	0,80
Totalt					1,12					1,69

UNDER UTBYGGING (KATEGORI 2)										
per 31.12.2008	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e	Andel %	Netto mill. fat o.e.
PL 038 - Varg	3,59	0,0	3,59	5%	0,18	7,02	0,0	7,02	5%	0,35
Totalt					0,18					0,35

UTBYGGING VEDTATT (KATEGORI 3)										
per 31.12.2008	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (mill. fat)	(mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e	Andel %	Netto mill. fat o.e.
PL 364 - Frøy	34,17	0,0	34,17	50%	17,09	55,82	0,0	55,82	50%	27,91
Totalt					17,09					27,91

Forklaring: 1 x 10³ Sm³ gass = 1 x 10⁶ Sm³ oljeekvivalenter = 6,29 millioner fat oljeekvivalenter.

Betingede ressurser

Det norske oljeselskap ASA har interesser i ti funn som klassifiseres som betingede ressurser. Draupne, Ragnarrock Chalk og Ermintrude klassifiseres som «utbygging sannsynlig» (kategori 5). Desmond, Bumblebee, Hanz, West Cable, Ragnarrock Basement og Frigg Gamma klassifiseres som «under evaluering» (kategori 7). Vargfeltet har betingede ressurser i både kategori 4 og 5, Tyreservoaret i Storskrymten klassifiseres som «utbygging usannsynlig» (kategori 6):

- PL 001B (brønn 16/1-9) Draupne – opereres av Det norske 35 prosent
- PL 028B (brønn 25/10-8) Hanz – opereres av Det norske 35 prosent
- PL 242 (brønn 16/1-7) West Cable – opereres av Det norske 35 prosent
- PL 265 (brønn 16/2-3) Ragnarrock Chalk – opereres av StatoilHydro, Det norske 30 prosent (20 prosent gjeldende fra 01.01.2009)
- PL 265 (brønn 16/2-3) Ragnarrock Basement North opereres StatoilHydro, Det norske 30 prosent (20 prosent gjeldende fra 01.01.2009)
- PL 029B (brønn 15/6-9 S) Ermintrude – opereres av ExxonMobil, Det norske 20 prosent
- PL 332 (brønn 2/2-2) Desmond – opereres av Talisman, Det norske 40 prosent
- PL 332 (brønn 2/2-5) Bumblebee – opereres av Talisman, Det norske 40 prosent
- PL 442 (brønn 25/2-10 S) Frigg Gamma – opereres av Statoil, Det norske 20 prosent
- 5/12-18S Storskrymten – opereres av Det norske 45 prosent

Utvinnbare ressurser for Draupne er anslått til 75 millioner fat oljeekvivalenter. En lønnsomhetsberegning for Draupne og Hanz er under utarbeidelse og blir ferdigstilt i april 2009. De kommersielle utsiktene for Draupne er lovende. Ragnarrockfunnet inkluderer reserver både i tett kalk (olje) og i porøst grunnfjell (olje og gass). Kalkreservoaret er anslått til å inneholde 186 millioner fat olje, bekreftet som produserbare hydrokarboner. Størrelsen på de utvinnbare ressursene er imidlertid usikker og er anslått til 42 millioner fat av operatøren StatoilHydro. For å få bekreftet drivverdigheten av kalkreservoaret er det nødvendig å bore en tredje avgrensingsbrønn med en utvidet boretest for å redusere usikkerheten med hensyn til produktiviten og utvinningspotensiale for horisontale brønner. Som en del av en

lisensbytteavtale med StatoilHydro har Det norske redusert sine interesser i Ragnarrockfunnet til 20 prosent, med virkning fra 01.01.2009. Det lovende Ermintrudefunnet går over i lisens PL 029B der Det norske har en eierandel på 20 prosent.

For oljefunnene Hanz og West Cable er brutto utnyttbare ressurser anslått til henholdsvis ni og fire millioner fat olje. Nylige funn i det nærliggende området øker sannsynligheten for utbygging. Desmond er et gassfunn og Bumblebee et oljefunn ved siden av Gydafeltet. Operatøren Talisman planlegger å bore Optimusprospektet i den samme lisensen, sent i 2009. Frigg Gammafunnet i PL 442, like nord for Frøy, er anslått til 28 millioner fat oljeekvivalenter. En avgrensingsbrønn planlegges i 2009 på Frigg Delta.



Totale reserver, produksjon, utbygginger og justeringer

Netto tilskrevet millioner fat o.e. 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 31.12.2007	0,5	1,2	5,4	6,8	0,0	0,0
Produksjon	-0,66	-0,66				
Ervervelse/avhending	0,80	0,88	-5,4	-6,7		
Forlengelser og funn						
Utbygginger					17,09	27,91
Justeringer av tidligere estimat	0,52	0,30		0,25		
Status per 31.12.2008	1,12	1,74	0,0	0,35	17,09	27,91

Reserver og ressurser per 31.12.2008

Ressurs- klasse	Oljedirektoratets klassifikasjon	Reserver (P90)	Reserver (P50)	Ressurser (P50)	Riskede potensielle ressurser (P50)
1	I produksjon	1,12	1,69		
	Enoch-enhet	0,04	0,20		
	PL 048B Glitne	0,07	0,21		
	PL 038 Varg	0,29	0,47		
	Jotun-enhet	0,72	0,80		
2	Under utbygging	0,18	0,35		
	PL 038 Varg	0,18	0,35		
3	Utbygging vedtatt	17,09	27,91		
	PL 364 Frøy	17,09	27,91		
4	I planleggingsfasen			0,16	
	PL 038 Varg			0,16	
5	Funn som sannsynligvis blir bygd ut			42,02	
	PL 001B Draupne			26,40	
	PL 038 Varg			0,02	
	PL 265 Ragnarrock (Chalk)			12,60	
	PL 029B Ermintrude			3,00	
6	Utbygging ikke sannsynlig			2,50	
	PL 337 Storskrymtan (Ty)			2,50	
7	Funn under evaluering			34,00	
	PL 332 Desmond, Bumblebee			12,80	
	PL 028B Hanz			3,20	
	PL 242 West Cable			1,30	
	PL 265 Ragnarrock (Basement N)			11,00	
	PL 442 Frigg Gamma			5,70	
8	Prospekter				547
Totalt		18,39	29,95	78,69	547



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 P/90. 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 norskes reserver og ressurser er begrenset til den norske kontinentalsokkelen. Lisensandeler og lisensbetingelser framgår av ODs hjemmesider. Operatøren vil, i samarbeid med partnerne, innrapportere reserver til OD. Fem felt i vår lisensportefølje er klassifiserte som reserver; to opereres av Talisman (Varg og Enoch), et av StatoilHydro (Glitne), et av ExxonMobil (Jotun) og et av Det norske (Frøy). Reservene 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.

Reserve-estimatene for Vargfeltet er basert på at produksjonen stanses i 2012. Planlagte tilleggsbrønner kan føre til at feltets økonomiske levetid blir forlenget. Videre leting er planlagt i området, inkludert boring av Grevlingprospektet tidlig i 2009, og vellykkete leteresultater kan forlenge levetiden av Vargfeltet.

På Glitnefeltet er det nylig gjort en 4D seismisk undersøkelse. Resultatene blir avgjørende når det gjelder mulig boring av en annen produsent, noe som kan forlenge feltets levetid ut over 2010.

Talisman, som er operatør av Enochfeltet, skal evaluere utviklingsstrategien i 2009 og vurdere å bore en ny produksjonsbrønn.

Reservene på Jotunfeltet inkluderer bare forventet volum fra eksisterende brønner og forutsetter at ingen nye brønner blir boret og at feltet stenges i 2015. Det norske har utviklet en svært sterk arealposisjon og undersøker aktivt letemuligheter i Jotunområdet. To letebrønner på Eitri og Jetta-prospektene er planlagt i 2009, og positive resultater kommer sannsynligvis til å forlenge levetiden på Jotunfeltet og øke reservene.

En PUD for Frøyfeltet ble lagt fram for myndighetene i september og er forpliktende for både Det norske og partneren Premier Norge AS. OED har innvilget en forlengelse av lisensen i ti år, inntil 2019. Dette gir fleksibilitet til å forbedre prosjektets lønnsomhet ved å redusere kostnader og fastslå tilleggsreserver i området. Tre letebrønner som eventuelt kan tilknyttes, er planlagt boret i 2009/2010.

Betingede ressurser i denne rapporten inkluderer ti funn. En lønnsomhetsberegning for Draupne med en mulig tilknytning til Hanz, pågår nå og blir ferdigstilt tidlig i 2009.

De kommersielle utsiktene for Draupne er lovende, med flere mulige utviklingsscenarier. Det norske har til hensikt å spille en aktiv rolle i å identifisere utviklingsmuligheter for Draupne-Ragnarrock-Lunoområdet. En avgrensningsbrønn på Draupne er planlagt i 2010.

I forbindelse med Ragnarrockfunnene er det betydelig letepotensiale, og et prospekt som er analogt med Luno, bores nå. For å få bekreftet lønnsomheten i kalkfunnet Ragnarrock er det nødvendig med en tredje avgrensningsbrønn med en utvidet brønntest for å redusere usikkerheten av gjenvinningspotensialet. Deler av Ermintrudefunnet, som har vist seg å være en forlengelse av Dagnyfunnet, har forgrening til PL 029B, der Frekeprospektet skal bores tidlig i 2009. Desmond og Bumblebee er små funn nært Gydafeltet. Operatøren Talisman planlegger å bore Optimus-prospektet i den samme lisensen sent i 2009, og positive resultater fra denne brønnen vil påvirke de kommersielle utsiktene. Deltaprospektet, som befinner seg ved siden av Frigg Gammafunnet, skal etter planen bores i andre halvdel av 2009, og kommer til å, hvis man lykkes, få fram flere ressurser som kan knyttes til utviklingen på Frøy.

Det norske har en omfattende portefølje av kartlagte prospekter som er under kontinuerlig vurdering for å bli modnet til boreprospekter. Vurderingen av riskede uoppdagede ressurser er 547 millioner fat oljeekvivalenter (MBOE), en økning fra 450 MBOE ved utgangen av 2007. Våre siste tildelinger i TFO 2008 er ikke inkludert i dette tallet.

Erik Haugane
Administrerende direktør



RESULTATREGNSKAP

1. januar - 31. desember (NOK 1000)	Note	2008	2007
Petroleumsinntekter		326 756	127 689
Andre driftsinntekter	3	308 314	3 335
Driftsinntekter		635 070	131 024
Utforskningskostnader	5	544 529	282 943
Beholdningsendring	6	-3 037	406
Produksjonskostnader	7	125 657	43 238
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	8	12 634	11 161
Avskrivinger	13,14	111 357	34 553
Nedskrivninger	13,14	400 376	
Andre driftskostnader	9	15 569	10 807
Driftskostnader		1 207 084	383 109
Driftsresultat		-572 014	-252 084
Renteinntekter	10	144 698	28 463
Annen finansinntekt	10	82 214	2 365
Rentekostnader	10	44 935	3 940
Annen finanskostnad	10	26 109	22 288
Netto finansposter	10	155 869	4 599
Ordinært resultat før skattekostnad		-416 145	-247 485
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-) på ordinært resultat	11	-641 640	-205 976
Periodens resultat		225 494	-41 509
Minoritetens andel av resultatet			-807
Majoritetens andel	12	225 494	-40 701
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		64 925 020	31 240 879
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		64 925 020	31 240 879
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt)	12	3,47	(1,33)
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt) - utvannet	12	3,47	(1,33)

BALANSE

(NOK 1000)	Note	31.12.2008	31.12.2007
EIENDELER			
Immaterielle eiendeler			
Goodwill	13,14	864 339	1 671 556
Leteutgifter	13,14	251 544	517 867
Andre immatrielle eiendeler	13,14	1 264 624	2 423 340
Varige driftsmidler			
Varige driftsmidler	13,14	298 054	354 692
Finansielle anleggsmidler			
Langsiktig depositum	21	48 447	5 160
Sum anleggsmidler		2 727 010	4 972 614
Varer			
Varelager	6	14 727	2 579
Fordringer			
Kundefordringer	15	583 463	128 237
Andre kortsiktige fordringer	16	200 447	119 718
Kortsiktige plasseringer	17	17 400	
Beregnet skatt til utbetaling	11	213 982	618 044
Betalingsmidler			
Betalingsmidler	17	1 468 287	585 127
Sum omløpsmidler		2 498 306	1 453 705
SUM EIENDELER		5 225 316	6 426 319

BALANSE

(NOK 1000)	Note	31.12.2008	31.12.2007
EGENKAPITAL OG GJELD			
Innskutt egenkapital			
Aksjekapital	18	12 985	12 985
Overkursfond		3 519 597	3 519 597
Minoritetsinteresser			30 725
Opptjent egenkapital		225 516	
Sum egenkapital		3 758 098	3 563 307
Avsetning for forpliktelser			
Pensjonsforpliktelser	19	16 164	8 125
Utsatt skatt	11	847 622	2 166 470
Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	20	134 612	81 133
Utsatt inntekt og andre avsetninger for forpliktelser	21	45 132	10 402
Sum avsetning for forpliktelser		1 043 530	2 266 130
Kortsiktig gjeld			
Kortsiktig lån	22		128 625
Leverandørgjeld		94 287	112 788
Offentlige trekk og avgifter		12 160	12 044
Annen kortsiktig gjeld	23	317 241	343 423
Sum kortsiktig gjeld		423 688	596 881
Sum gjeld		1 467 217	2 863 012
SUM GJELD OG EGENKAPITAL		5 225 316	6 426 319

Styret for Det norske oljeselskap ASA
Sandvika i Verdal, 25. mars 2009

Diderik Schnitler, styreleder

Ivar Brandvold, nestleder

Jan Rune Steinsland, styremedlem

Marianne Elisabeth Johnsen, styremedlem

Hege Sjø, styremedlem

Marianne Lie, styremedlem

Tore Lilloe-Olsen, styremedlem

Jan Gunnar Opsal, styremedlem

Erik Haugane, administrerende direktør

Kristin Aubert, styremedlem

ENDRINGER I EGENKAPITAL

(NOK 1000)	Aksjekapital	Overkursfond	Minoritets-inter- esse	Annen egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital pr 31.12.2006	5 302	802 160			807 462
Kapitalutvidelse (ansatte)	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 egenkapital		-500			-500
Skatteeffekt av emisjonskostnader mot egenkapital		390			390
Majoritetens andel av resultat		-40 701			-40 701
Minoritetsinteresser pr. 31.12.2007			30 725		30 725
Egenkapital pr 31.12.2007	12 985	3 519 597	30 725		3 563 307
Tvangsinnløsning minoritetsaksjonærer			-30 704		-30 704
Resultat hittil i år			-21	225 516	225 494
Egenkapital pr. 31.12.2008	12 985	3 519 597	-	225 516	3 758 098

KONTANTSTRØMANALYSE

1. januar–31. desember (NOK 1000)	Note	2008	2007
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter			
Resultat før skattekostnad		-416 145	-247 485
Betalte skatter i perioden		-1 841	
Periodens mottatte skattefordring		610 858	323 795
Avskrivinger	13	111 357	34 553
Nedskrivninger	13,14	400 376	
Kostnadsføring av aktiverte letebrønner tidligere år	5	124 887	
Endring i fjernings- og nedstengingsforpliktelser		7 665	3 129
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-485 876	62 975
Endringer i netto arbeidskapital og andre tidsavgrensningsposter		-122 371	127 640
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		228 909	304 607
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter			
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler		-487 012	-170 824
Utbetaling knyttet til tvangsinnløsning av minoritetsinteresser	2	-75 810	
Utbetaling ved investering i immaterielle eiendeler		-144 302	-194 444
Salgssum ved salg av lisenser		1 490 000	
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		782 875	-365 267
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter			
Innbetalinger av egenkapital/kapitalutvidelse			2 091
Utgifter relatert til oppkjøp av selskaper			-13 775
Nedbetaling av lån	22	- 128 625	-290 686
Opptak kortsiktig lån			130 000
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviter		-128 625	-172 369
Netto endring i betalingsmidler			
		883 160	-233 030
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	17	585 127	565 890
Kontanter i oppkjøpt virksomhet på oppkjøpstidspunktet			252 267
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt	17	1 468 287	585 127
<i>Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:</i>			
Bankinnskudd	17	1 460 176	552 741
Bundne bankinnskudd	17	8 110	8 806
Kortsiktige plasseringer			23 580
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	17	1 468 287	585 127
Betalte renter	10	43 795	4 620
Mottatte renter	10	144 698	28 463

NOTER

GENERELL INFORMASJON

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

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

Fusjon mellom NOIL Energy ASA og Det norske oljeselskap ASA ble gjennomført 25.7.2008. Fusjonen har regnskapsmessig og skattemessig virkning fra 1.1.2008, slik at selskapet fra denne dato ikke lenger utgjør et konsern. I sammenligningstallene fra 2007 er tallene fra NOIL Energy ASA inkludert fra 13.11.2007 som var tidspunktet da NOIL Energy ASA ble datterselskap av Det norske oljeselskap ASA.

Årsregnskapet ble godkjent av styret 25. mars 2009 og vil bli presentert for godkjenning på årets generalforsamling den 20. april 2009.

NOTE 1 – SAMMENDRAG AV IFRS REGNSKAPSPRINSIPPER

1.1 BASIS FOR UTARBEIDELSE AV ÅRSREGNSKAPET

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

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

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

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

1.2 FUNKSJONELL VALUTA OG PRESENTASJONSVALUTA

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

1.3 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. Estimaten og de underliggende forutsetningene blir jevnlig evaluert. Endringer i estimater blir bokført når de nye estimatene kan fastsettes med tilstrekkelig grad av sikkerhet.

Hovedkildene for usikkerhet ved bruk av estimater for selskapet er relatert til følgende:

Påviste og sannsynlige olje- og gassreserver. Estimater av olje- og gassreserver er utarbeidet av interne eksperter i overensstemmelse med industristandarder. Estimaten er basert både på Det norsk es 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 lisensrelaterte eiendeler. Fremtidige endringer i påviste og sannsynlige olje- og gassreserver, f.eks. som følge av prisendringer, kan ha vesentlig innvirkning på avskrivninger og amortisering til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser, samt nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler, hvilket kan medføre vesentlig negativ innvirkning på driftsresultat som følge av økt avskrivning og amortisering eller nedskrivning.

Pr. 31.12.2008 var bokført verdi av driftsmidlene (både varige og immaterielle) 2 678 562, se note 13 og 14.

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

Utgifter ved erverv av letelisenser blir balanseført og vurdert for nedskrivning ved hver rapporteringsdato.

Se punkt 1.9 og 1.10 for en nærmere beskrivelse.

Pr. 31.12.2008 var bokført verdi av leteutgifter 251 544, se note 13.

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

Nedskrivningsvurderinger krever langsiktige antakelser vedrørende en rekke ofte flyktige økonomiske faktorer, som blant annet fremtidig markedspris på olje, oljeproduksjon, valutakurser og diskonteringsrenter, for å fastsette fremtidige kontantstrømmer. Slike antakelser krever estimering av relevante faktorer som terminpriskurver (olje), produksjonsestimater, og endelig restverdi på eiendeler. På samme måte kreves det nøye vurderinger når en eiendels netto salgsverdi skal fastsettes, i de tilfeller hvor dette er påkrevd, og hvor det ikke finnes et observerbart marked hvorfra netto salgsverdi til en eiendel kan innhentes.

Se note 13 «Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler» og note 14 «Nedskrivning av goodwill og andre eiendeler».

Nedstengings- og fjerningsforpliktelser. Selskapet har betydelige forpliktelser forbundet med nedstenging og fjerning av offshoreinstallasjoner ved produksjonsperiodens utløp. Forpliktelser relatert til nedstengning og fjerning knyttet til langsiktige eiendeler blir regnskapsført til virkelig verdi på det tidspunkt forpliktelsene pådras. Ved første gangs regnskapsføring av en forpliktelse blir kostnaden balanseført 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 videreutvikling av eksisterende 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, marine operasjoner og leie av tungløftlekere. 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.

Pr 31.12.2008 var bokført verdi på nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene på 134 612, se note 20.

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.

Pensjonsforpliktelsen var pr 31.12.2008 på 16 164, se note 19.

Inntektsskatt. Selskapet 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.

Pr. 31.12.2008 var bokført verdi på utsatt skatt på 847 622 og beregnet skatt til utbetaling på 213 982, se note 11.

1.4 UTENLANDSK VALUTA OG VALUTATRANSAKSJONER

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

1.5 INNTEKTSFØRING

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

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

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

1.6 ANDEL I FELLESKONTROLLERT VIRKSOMHET

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

1.7 KLASSIFISERING I BALANSEREGNSKAPET

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

1.8 VIRKSOMHETSSAMMENSLUTNING

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

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

Sammenligningstall korrigeres ikke for nykjøpt, solgt eller avviklet virksomhet.

Oppkjøpsmetoden benyttes som regnskapsmetode ved kjøp av virksomhet. Anskaffelseskost måles til virkelig verdi av eiendeler benyttet til vederlag, egenkapitalinstrumenter som utstedes, forpliktelser pådratt i forbindelse med overføring av kontroll samt direkte kostnader forbundet med selve oppkjøpet. Anskaffelseskost måles mot virkelig verdi av de kjøpte eiendeler og forpliktelser. Identifiserbare immaterielle

eiendeler innregnes ved oppkjøp dersom de kan utskilles og verdi kan måles pålitelig. Ved vurdering av virkelig verdi tas det hensyn til skatteeffekter av de omvurderinger som gjøres. Dersom anskaffelseskost ved oppkjøpet overstiger virkelig verdi av netto eiendeler overtatt ved oppkjøpet oppstår det goodwill. Dersom virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler overstiger anskaffelseskost vil overskytende beløp inntektsføres på overtagelsestidspunktet.

Ved overtagelse av minoritetsinteresser (trinnvise kjøp) beregnes goodwill som differansen mellom anskaffelseskost og balanseført verdi av nettoeiendeler på tidspunkt for det enkelte kjøp.

Allokering av merverdier og goodwill kan reguleres i inntil 12 måneder etter overtagelsen dersom det viser seg at eiendeler eller gjeld var estimert feil på overtagelsestidspunktet.

Verdsettelsen til virkelig verdi av lisenser under utbygging eller lisenser i produksjon er basert på kontantstrømmer etter skatt. Grunnen er at slike lisenser kun omsettes i markedet etter skatt basert på vedtak fra Finansdepartementet i tråd med §10 i Petroleumsskatteloven. Kjøper kan derfor ikke kreve fradrag for vederlaget med virkning for beskatningen gjennom avskrivninger. Det foretas avsetning for utsatt skatt av forskjell mellom anskaffelseskost og overtatt skattemessig avskrivningsbase i henhold til IAS 12 punkt 15 og 19 . Motpost til denne utsatte skatt blir goodwill. Den goodwill som oppstår er dermed en teknisk effekt av utsatt skatt.

1.9 KJØP, SALG OG BYTTE AV LISENSER

Ved oppkjøp av lisenser som gir rettigheter til leting etter og utvinning av petroleum, vurderes det for hvert oppkjøp om kjøpet skal klassifiseres som virksomhetssammenslutning (se punkt 1.8) eller kjøp av eiendel. Som hovedregel vil kjøp av lisenser som er under utbygging eller er i produksjon bli behandlet som virksomhetssammenslutning. Andre kjøp av lisenser blir som regel behandlet som kjøp av eiendel.

Olje- og gassproduserende lisenser

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

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

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

Farm-in avtaler

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

Bytte

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

1.10 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 fratrukket akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Påkostninger på leide lokaler aktiveres og avskrives over gjenværende leieperiode.

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

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

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

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

Lete- og utviklingskostnader knyttet til olje- og gassfelt

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

Avskrivning av olje- og gassfelt

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

Dekomponering

Ved kjøp av et olje- eller gassfelt, dekomponeres feltet i lisensrettigheter (fremtidige reserver og ressurser), produksjonsanlegg og brønner. Disse avskrives etter produksjonenshetsmetoden som beskrevet i avsnittet over.

1.11 IMMATERIELLE EIENDELER

Avskrivning av immaterielle eiendeler er basert på følgende forventet brukstid:

- Programvare 3-5 år.

Lete- og utviklingskostnader knyttet til olje- og gassfelt

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

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

Goodwill ved virksomhetskjøp og lisenskjøp

Ved virksomhetskjøp vil forskjellen mellom anskaffelseskost ved oppkjøp og virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler eller gjeld på oppkjøpstidspunktet klassifiseres som goodwill. Ved kjøp av selskap og ved kjøp av andeler i produksjonslisenser og lisenser under utbygging, vil det måtte foretas avsetning for utsatt skatt og tilhørende goodwill som beskrevet i punkt 1.8 ovenfor.

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

1.12 NEDSKRIVNING

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

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

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

Goodwill

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

Nedskrivning av goodwill gjøres ved å vurdere gjenvinnbar verdi av den kontantstrømgenererende enheten som goodwillen er relatert til. Det norske har valgt å følge opp goodwillen på felt/lisensnivå. Nedskrivning foretas dersom gjenvinnbart beløp er lavere enn balanseført verdi av feltet/lisensen inklusive tilhørende goodwill og tilhørende utsatt skatt som beskrevet i pkt. 1.8 og 1.9. Tap ved verdifall på goodwill kan ikke reverseres i senere perioder. Selskapet utfører årlig nedskrivningstest i løpet av 4. kvartal.

1.13 ANLEGGSMIDLER HOLDT FOR SALG

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

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

1.14 FINANSIELLE INSTRUMENTER

Selskapet har følgende finansielle eiendeler og forpliktelser:

- finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet
- utlån og fordringer samt
- andre forpliktelser

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

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

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

Nedskrivning av finansielle eiendeler

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

1.15 FORSKNING OG UTVIKLING

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

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

- selskapet kan demonstrere at de tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; - demoversjon
- selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den;
- selskapets evner å ta eiendelen i bruk eller selge den;
- den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler;
- selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen og
- selskapet evner til på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen mens den er under utvikling.

Alle andre forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres når de påløper.

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

Balanseførte utviklingskostnader avskrives lineært over eiendelens estimerte brukstid.

1.16 REKLASSIFISERING AV LØNNS- OG ADMINISTRASJONSKOSTNADER

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

1.17 LEIEAVTALER

Selskapet som leietaker:

Finansielle leieavtaler

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

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

Operasjonelle leieavtaler

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

1.18 KUNDEFORDRINGER

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

1.19 LÅNEUTGIFTER

Låneutgifter kostnadsføres i den perioden de påløper.

1.20 VARELAGER

Reservedeler

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

Beholdning av petroleum

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

1.21 MER-/MINDREUTTAK

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

1.22 KONTANTER OG KONTANTEKVIVALENTER

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

1.23 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 oppgjørsdato.

1.24 SKATT

Generelt

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

Skattekostnad består av betalbar skatt og endring i utsatt skatt. Utsatt skatt/skattefordel er beregnet på alle forskjeller mellom regnskapsmessig og skattemessig verdi på eiendeler og gjeld med unntak av:

- midlertidig forskjell knyttet til goodwill som ikke er skattemessig fradragsberettiget

Bokført verdi av utsatt skattefordel blir vurdert årlig, og redusert i den utstrekning det ikke lenger er sannsynlig at fremtidig inntjening vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelene. Ikke balanseført utsatt skattefordel blir revurdert ved hver balansedag, og balanseføres i den utstrekning det er sannsynlig at fremtidig inntjening eller gjeldende skatteregler vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelene. Utsatt skatt og skattefordel måles til skattesatsene som er forventet å gjelde på det tidspunkt der skattefordelen blir realisert eller skatteforpliktelsen innfridd basert på skatterater og skatteregler som er vedtatt eller i det vesentlige er vedtatt på balansedagen.

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

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

Petroleumsbeskatning

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

Avskrivninger

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

Friinntekt

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

Finansposter

Gjeldsrenter med tilhørende valutatap/gevinst (netto finanskostnader på rentebærende gjeld) fordeles mellom sokkel- og landdistriktet.

Frdraget på sokkelen beregnes som netto finanskostnader på rentebærende gjelde multiplisert med 50 prosent av forholdet mellom skattemessig nedskrevet verdi pr 31. desember i inntektsåret av formuesobjektene tilordnet sokkeldistriktet og gjennomsnittlig rentebærende gjeld gjennom inntektsåret.

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

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

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

Leteutgifter

Selskapene kan kreve utbetalt fra staten skatteverdien av pådratte leteutgifter for så vidt disse ikke overstiger årets skattemessige underskudd allokert til sokkelvirksomhet.

Skattemessig underskudd

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

1.25 ANSATTEYTELSER

Ytelsesbaserte pensjonsordninger

De fleste ansatte i selskapet har en pensjonsordning som er administrert og forvaltet gjennom et norsk livforsikringsselskap. Beregningen av estimert pensjonsforpliktelse for ytelsesbasert pensjon er basert på eksterne 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, og klassifiseres som lønn og personalkostnad. Planendringer resultatføres på beslutningstidspunktet. Den del av estimatavvik som overstiger 10 prosent av pensjonsforpliktelsene eller pensjonsmidlene amortiseres over antatt gjenværende opptjeningstid (korridorløsningen).

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

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

Innskuddsbaserte pensjonsordninger

Et fåtall av de ansatte har til og med 31.12.2008 hatt innskuddsbasert pensjon administrert og forvaltet gjennom et norsk livforsikringsselskap. Innbetalingene resultatføres som pensjonskostnad når de påløper.

1.26 AVSETNINGER

En avsetning blir regnskapsført når selskapet 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 for 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 selskapet 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 nedstegnings- og fjerningsforpliktelse regnskapsfører selskapet 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 nedsteging 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.

1.27 NÆRSTÅENDE PARTER

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

1.28 SEGMENT

Selskapet virksomhet har siden etableringen i sin helhet foregått innenfor ett og samme segment definert som undersøkelse og produksjon av petroleum i Norge.

1.29 RESULTAT PER AKSJE

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

1.30 BETINGEDE FORPLIKTELSE OG EIENDELER

Betingede forpliktelser er ikke regnskapsført i årsregnskapet. Det er opplyst om vesentlige betingede forpliktelser med unntak av betingede forpliktelser hvor sannsynligheten for forpliktelsen er lav.

En betinget eiendel er ikke regnskapsført i årsregnskapet, men opplyst om dersom det foreligger en viss sannsynlighet for at en fordel vil tilfalle selskapet.

1.31 HENDELSER ETTER BALANSEDAGEN

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

Hendelser som gir kunnskap om forhold som forelå på balansedagen skal innregnes.

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

1.32 KONTANTSTRØM

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

1.33 SAMMENLIGNINGSTALL

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

1.34 ENDRINGER I REGNSKAPSSTANDARDE OG FORTOLKNINGER SOM:

1) IKKE HAR TRÅDT I KRAFT

Endring til IFRS 2 Aksjebasert betaling : Inntjeningsbetingelser og kanselleringer

Denne endringen av IFRS 2 gir klarere veiledning til hva som er innvinningsbetingelser og hva som ikke er det. Videre reguleres også regnskapsføring av bortfalte rettigheter i opsjonsordninger som skyldes at andre betingelser enn innvinningsbetingelser, ikke oppfylles. Selskapet planlegger å anvende endringen fra og med 1. januar 2009.

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. Oppkjøpsutgifter ut over emisjons- og låneopptakskostnader skal kostnadsføres etter hvert som de pådras. Selskapet 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/selskap skal benytte en ledelsesvurdering for å identifisere segmenter. Som en regel krever IFRS 8 at segmentene blir identifisert basert på interne rapporter i selskapet 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. Selskapet vil implementere IFRS 8 med virkning fra og med 1. januar 2009.

IAS 1 (revidert) – Presentasjon av finansregnskap

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» (Comprehensive income). «Oppstilling over Sum Innregnede Kostnader og Inntekter» kan presenteres enten som en kombinert oppstilling som inkluderer både resultatregnskapet og alle endringene i egenkapitalen, ut over det som er knyttet til transaksjoner med eierne, eller i en separat oppstilling fra resultatregnskapet. Selskapet vil anvende IAS 1 (R) fra og med 1. januar 2009 med sammenlignbare tall.

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 selskapet 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. Selskapet inngår ikke i et konsern på nåværende tidspunkt, men vil dersom det blir aktuelt implementere den reviderte standarden fra 1. januar 2010.

Endring til IAS 32 Finansielle instrumenter - presentasjon og IAS 1 Presentasjon av finansregnskap – Finansielt instrument med innløsningsrett

Endringen i IAS 32 og IAS 1 innebærer at instrumenter med innløsningsrett og instrumenter som medfører en forpliktelse til å levere en andel av enhetens netto eiendeler til en annen part ved likvidering, skal klassifiseres som egenkapital. Endringen i IAS 1 gjelder krav om å gi tilhørende noteopplysninger. Selskapet planlegger å anvende endringen i IAS 32 og IAS 1 fra og med 1 januar 2009.

Endring til IAS 39 Finansielle instrumenter – innregning og måling – (Eligible Hedged Items)

Endringene i IAS 39 innebærer en klargjøring av reglene hvor et finansielt instrument (sikringsobjekt) er sikret med henhold på utvalgte risikoer eller komponenter av kontantstrømmer. De vedtatte endringene gir i første rekke ytterligere retningslinjer for sikring av ensidig risiko (sikring med opsjoner) og sikring av inflasjonsrisiko, men klargjør også retningslinjene om at de utpekte risikoene og kontantstrømmene må være identifiserbare og pålitelig målbare. Selskapet planlegger å anvende endringen i IAS 39 fra og med 1. januar 2010

IFRIC 13 – Kundelojalitetsprogrammer

Fortolkningen omhandler hvordan lojalitetsprogrammer som et foretak har mot sine kunder for å belønne disse for tidligere kjøp samt gi insentiver for ytterligere kjøp, skal innregnes og måles. Det forventes ikke at denne fortolkningen vil påvirke selskapets finansregnskap, da det per dags dato ikke foreligger eller planlegges slike kundelojalitetsprogram.

IFRIC 15 – «Agreements for the construction of real estate»

Fortolkningen omhandler regnskapsføring av eiendomsprosjekter. Fortolkningen gir veiledning til hvilke prosjekter som skal anses som anleggskontrakt i henhold til IAS 11 og hvilke som skal innregnes etter IAS 18. Tolkningen er ennå ikke godkjent av EU og ikrafttredelsestidspunkt vil ikke bli før første regnskapsår som begynner etter 31. desember 2008.

IFRIC 16 – «Hedges of a net investment in a foreign operation»

Fortolkningen omhandler regnskapsføring av sikring av valutaeksponering knyttet til nettoinvestering i utenlandske enheter. Fortolkningen klargjør hvilke typer sikringer som vil kunne kvalifisere for sikringsvurdering og hvilke risikoer som vil kunne sikres. Tolkningen er ennå ikke godkjent av EU og ikrafttredelsestidspunkt vil ikke bli før første regnskapsår som begynner etter 31. desember 2008.

IFRIC 17 – «Distributions of non-cash assets to owners»

Fortolkningen omhandler regnskapsføring av utdelinger til eiere som gjøres opp i andre eiendeler enn kontanter. Tolkningen er ennå ikke godkjent av EU og ikrafttredelsestidspunkt vil ikke bli før første regnskapsår som begynner etter 31. desember 2008.

IFRIC 18 – «Transfers of Assets from Customers»

Fortolkningen klargjør regnskapsføringen av avtaler hvor et selskap mottar en eiendel fra en kunde som selskapet så må bruke enten til å knytte kunden til et nettverk eller skaffe kunden løpende tilgang til levering av sine varer og tjenester. Selskapet vil ta fortolkningne i bruk fra 1. juli 2009.

2) HAR TRÅDT I KRAFT

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. Selskapet har ingen konsesjoner som er omfattet av IFRIC 12 og tolkningen er følgelig ikke relevant for selskapets virksomhet.

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

Fortolkningen omhandler begrensninger i balanseføring av pensjonsmidler hvor lovpålagte eller kontraktsfestede minimumsbeløp som innbetales overstiger forpliktelsen. Fortolkningen hadde ikrafttredelsestidspunkt 1. januar 2008, men var på det tidspunktet ikke godkjent av EU. Ikrafttredelsestidspunkt er regnskapsårets som begynner med 31. desember 2008. Det forventes ikke at denne standarden vil ha påvirkning på selskapets finansielle stilling eller resultat, da alle definerte stønadsordninger per i dag går med underskudd.

NOTE 2 - VIRKSOMHETSKJØP

Kjøp av virksomhet - Jotun

Den 14. mars 2008 signerte Det norske en avtale om kjøp av en andel på 70 prosent i PL 103 B. Denne andelen utgjør syv prosent av det produserende feltet Jotun. Kjøpesum, inkludert skattebalanser var på 72,0 MNOK. Skattemessig effektiv kjøpsdato var 1. januar 2008, mens kjøpet ble endelig slutført 1. august 2008. Netto kontantstrøm etter skatt i perioden 1.1.08 til 31.7.08 er regnskapsmessig ført i balansen (Pro&Contra oppgjør). Kjøpet av andelen i Jotunfeltet anses som virksomhetssammenslutning og er bokført etter oppkjøpsmetoden.

Det norske har gjort en allokering av netto kjøpesum til lisensrettigheter. Det norske overtar også syv prosent av fjernings- og nedstengningskostnadene. Nåverdi av fjerningsforpliktelsen er beregnet til 28,7 MNOK på transaksjonstidspunktet.

	2008
Kjøpesum før Pro & Contra	72 000
Pro & Contra oppgjør	-30 988
Netto kjøpesum	41 012
Betalbar skatt på Pro & Contra oppgjør	19 575
Utsatt skattefordel (relatert til kjøpt friinntektsgrunnlag)	-2 424
Bokført tilgang lisensrettigheter	58 163
Balanseført fjernings- og nedstengningskostnader	28 700
Avsetning til fjernings- og nedstengningskostnader	-28 700
Skattemessig verdi på overtatte eiendeler	24 696
Midlertidig forskjell som grunnlag for utsatt skatt	33 467
Utsatt skatt (78%)	26 104
Goodwill	26 104

Goodwill på 26,1 MNOK skyldes utsatt skatt som følge av forskjell mellom regnskapsmessig og skattemessig verdi på lisensrettigheter/ anleggsmidler.

Den oppkjøpte produserende lisensen, Jotun, har bidratt med 34,7 MNOK til selskapets omsetning og -43 MNOK til selskapets resultat før skatt i perioden mellom oppkjøp (01.08.2008) og balansedato. Grunnen til et negativt resultat skyldes en nedskrivning av lisensrettigheter og tilhørende utsatt skatt og goodwill på 50,6 MNOK bl.a grunnet lavere oljepris. Resultat fra Jotun før nedskrivning er på 7,5 MNOK.

Dersom oppkjøpet hadde blitt gjennomført 1. januar 2008, ville inntekter og resultat før skatt for selskapet blitt henholdsvis 58,2 MNOK og 23,5 MNOK høyere. Resultat før skatt er fratrukket beregnet avskrivning på kjøpte avskrivbare immaterielle og varige driftsmidler, samt beregnet finanskostnad knyttet til oppkjøpet dersom oppkjøpet hadde blitt gjennomført 1. januar 2008.

Kjøp av virksomhet - Noil Energy ASA

Den 13. november 2007, overtok det tidligere Pertra ASA (nå Det norske oljeselskap ASA) 83,7 prosent 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 prosent 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 var et aksjeselskap med hovedkontor i Oslo i Norge. Selskapet utøvde 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.

Larsen Oil & Gas ASA, som eide 1,06 prosent av aksjene i NOIL, krevde i januar innløsning av sine samtlige aksjer i NOIL i henhold til Allmennaksjelovens § 4-25. Larsen Oil & Gas ASA varslet i forbindelse med innløsningskravet at selskapet 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. Oppgjør ble gjort i kontanter og utgjorde 75 810. Denne endringen medførte en økning av goodwill knyttet til oppkjøpet av Noil Energy ASA med 45 218, fra 1 627 681 til 1 672 899. Gjennom vedtaket eide Det norske oljeselskap 100 prosent av aksjene i NOIL pr. 1.2.2008. Som følge av innløsningen ble NOIL strøket fra OTC-listen fra 29.1.2008.

Ett av vilkårene for dette kjøpet var at selskapet skiftet navn fra Pertra ASA til Det norske oljeselskap ASA.

Den totale effekten som oppkjøpet hadde på regnskapet er som følger:

	Balanseført verdi 13.11.2007	Merverdi	Oppkjøpsverdi
(Alle tall i NOK 1000)			
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	1 149 460
Tvangsinnløsning av minoritet på 2,67%			30 704
Goodwill ved oppkjøpet 13.11.		1 391 256	1 391 256
Goodwill ved oppkjøpet 6.12.		236 425	236 425
Goodwill ved tvangsinnløsning		45 218	45 218
Kjøpesum	646 472	2 206 591	2 853 063
Kapitalforhøyelse			2 763 978
Kontanter (Utbetaling knyttes til tvangsinnløsning av minoritetsinteresser)			75 810
Direkte utgifter			13 275
Kjøpesum			2 853 063
Betalt i kontanter			89 085
Kontanter mottatt			0
Netto kontanter ut			89 085

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.

Goodwill fremkommer i det vesentligste som følge av at transaksjonen behandles etter IFRS 3 «Business Combinations». Forskjell mellom virkelig verdi på eiendeler og skattemessig verdi på oppkjøpstidspunktet resulterer i avsetning for utsatt skatt. Verdssettelsen til virkelig verdi av lisenser under utbygging eller lisenser i produksjon er basert på kontantstrømmer etter skatt. Grunnen er at slike lisenser kun omsettes i et markedet etter skatt basert på vedtak fra Finansdepartementet i tråd med §10 i Petroleumsskatteloven. Det foretas avsetning for utsatt skatt av forskjell mellom anskaffelseskost og overtatt skattemessig avskrivningsbase i henhold til IAS 12 punkt 15 og 19 . Motpost til denne utsatte skatt blir goodwill. Den goodwill som oppstår er dermed en teknisk effekt av utsatt skatt. I tillegg er en liten del av goodwillen knyttet til kunderelasjoner, teknologi, ansatte med spesiell kompetanse, organisasjonsmessig kompetanse og løsninger, riggkontrakter, sesmiske data og forventede synergier med Noil Energy ASA sin eksisterende virksomhet. Disse immaterielle verdiene er ikke skilt ut på grunn av uvesentlighet eller fordi de ikke oppfyller balanseføringskriteriet i IAS 38.

NOTE 3 - STORE ENKELTTRANSASJONER OG VIKTIGE HENDELSER I 2008

Salg av lisensene Goliat og Yme

Selskapet har gjennomført salgene av 10 prosent andel i Yme (PL 316, samt PL 316B, PL 316CS og PL 316DS) og 15 prosent andel i Goliat (PL 229, samt PL 229B og PL 229C). Effektiv dato for disse transaksjonene var 1.1.2008. Gjennomføringsdato var 30.12.2008. Kjøper dekket alle utgifter fra effektiv dato gjennom et Pro & Contra oppgjør. Transaksjonene er regnskapsført på gjennomføringsdato og hadde følgende effekt på selskapets balanse og resultatregnskap:

Beskrivelse	Regnskapslinje	Goliat	Yme
Balanseposter:			
Vederlag inkl. renter og oppgjør for Pro & Contra	Betalingsmidler	1 255 742	
Vederlag inkl. renter, skattebalanser og oppgjør for Pro & Contra *)	Kundefordringer		545 901
Goodwill allokert til lisensen	Goodwill	-613 215	
Utsatt skatt oppstått ved virksomhetskjøp	Utsatt skatt	672 421	
Utsatt skatt - ordinær	Utsatt skatt	159 593	30 540
Aktiverte leteutgifter	Aktiverte leteutgifter	-207 783	
Andre immaterielle eiendeler	Andre immaterielle eiendeler	-867 712	
Varige driftsmidler - anlegg under utbygging	Varige driftsmidler	-80 216	-363 126
Andel av arbeidskapital i lisensen	Lev.gj., annen korts. gjeld, andre fordringer	14 139	41 088
Sum netto effekt på balanseposter		332 970	254 404
Resultatposter:			
Refusjon av kostnadsførte utgifter i lisensen i 2008	Andre driftsinnteker	22 885	2 763
Gevinst før effekt av utsatt skatt	Andre driftsinnteker	77 453	194 499
Renter på vederlag og Pro & Contra oppgjør	Renteinntekter	73 039	26 602
Endring utsatt skatt over resultatet	Skattekostnad	159 593	30 540
Sum netto effekt på resultat etter skatt inkl. renter		332 970	254 404

*) I tråd med avtale inngått med kjøper, ble vederlaget inkl. renter, skattebalanser og oppgjør for Pro & Contra betalt 20.1.2009. Skjøtet ble overført til kjøper på gjennomføringsdato. Det norske hadde en pantobligasjon i lisensen gjeldende frem til betalingsdatoen 20.1.2009.

Viktige hendelser og transaksjoner i 2008

Det norske og Lundin Norway AS inngikk kjøps- og salgssavtale for 70 prosent andel i PL 103B. Lisensen utgjør 10 prosent av Jotun Unit. Avtalen er godkjent av myndighetene og har effektiv dato 01.01.08. Det norske inntar en aktiv rolle for å få økt produksjon på Jotun og området rundt. Produksjonen av reservene i Jotun Unit forventes å kunne opprettholdes til 2015. (Se note 2).

Det norske oljeselskap ASA fikk tildelt syv nye lisenser i «Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2008» (TFO 2008), hvorav fem operatørskap.

Det har i 2008 vært gjennomført en rekke bytter av lisenser. For en fullstendig oversikt over lisensandeler vises til note 26.

Letebrønnen på Trow-prospektet i PL 369 var tørr, og Storskrymten i PL 337 ble konkludert ikke kommersiell på separat basis og begge ble kostnadsført i regnskapet i 2008. Se note 5 «Utforskningskostnader».

NOTE 4 - SEGMENTINFORMASJON

Selskapet virksomhet har siden etableringen i sin helhet foregått innenfor ett og samme segment definert som undersøkelse og produksjon av petroleum i Norge.

NOTE 5 - UTFORSKNINGSKOSTNADER

	2008	2007
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader relatert til lisenssøknader og regionale studier	82 419	53 661
Andel utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser	236 019	131 643
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	124 887	33
Kostnadsføring av tørre letebrønner dette år	16 912	63 105
Andel lønns- og driftskostnader reklassifisert som utforskningskostnader	75 527	25 726
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	8 766	8 774
Sum utforskningskostnader	544 529	282 943

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

NOTE 6 - BEHOLDNINGSENDRING OG VARELAGER

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

	2008	2007
Lager av olje - produsert, men ikke levert 31.12.	4 729	1 692
Andel av reservedelslager 31.12.	9 998	887
Sum beholdning 31.12.	14 727	2 579

Beholdningsendring lager av olje (eksklusiv reservedelslager)	-3 037	406
--	---------------	------------

Reservedelslageret gjelder i hovedsak utstyr til boring av letebrønner.

NOTE 7 - PRODUKSJONSKOSTNADER

	2008	2007
Produksjonskostnader	125 657	43 238

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 regnskapet for 2008 og fra november 2007 er kostnadene relatert til produksjonslisensene Jotun, Varg, Enoch og Glitne, mens kostnadene før november 2007 kun er relatert til Varg.

NOTE 8 - KOSTNADER VED OG RETNINGSLINJER FOR YTELSER TIL LEDENDE ANSATTE OG STYRET

Spesifikasjon lønn og lønnsrelaterte kostnader:	2008	2007
Lønnskostnader	115 657	57 447
Pensjonskostnad inklusive arbeidsgiveravgift (Note 19)	15 363	6 727
Arbeidsgiveravgift	16 135	7 549
Andre personalkostnader	11 338	3 084
Lønn og lønnsrelaterte kostnader viderefakturert lisenser eller reklassifisert til utforsknings- og produksjonskostnader	-145 860	-63 647
Totale lønnskostnader	12 634	11 160

Antall årsverk	2008	2007
Antall årsverk som har vært sysselsatt i regnskapsåret	101,3	39,5

Antall ansatte ved årets begynnelse var 78, mens antall ansatte per 31.12.2008 var 127.

Ytelser til ledende ansatte i 2007	Kommentar	Honorar	Lønn	Bonus	Andre ytelser ¹⁾	Natural- ytelser	Periodisert pensjons- kostnad	Samlet godt- gjørelse
Erik Haugane (Administrerende direktør)			2 024	401	-	25	153	2 603
Sigmund Hanslien (Direktør geofag)			1 752	386	-	20	143	2 301
Tom Bugge (Direktør leting)			1 364	258	-	26	123	1 771
Stein Fines (Direktør teknologi og HMS)			1 347	251	-	22	145	1 765
Anton Tronstad (Direktør boring og brønn)			1 364	301	-	23	158	1 846
Paul Hjelm-Hansen (Finansdirektør)			1 277	267	-	25	164	1 733
Vidar Bergo Larsen (Direktør forretningsutvikling)	Tiltrådt 01.10.2007		284	-	600	8	48	941
Tore Lilloe-Olsen (innleid daglig leder NOIL Energy ASA)		142	-	-	-	-	-	142
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2007		142	9 411	1 865	600	148	935	13 102

Ytelser til ledende ansatte i 2008	Kommentar	Honorar	Lønn	Bonus	Andre ytelser ¹⁾	Natural- ytelser	Periodisert pensjons- kostnad	Samlet godt- gjørelse
Erik Haugane (Administrerende direktør)			2 242	616	-	23	136	3 018
Sigmund Hanslien (Direktør geofag)			1 920	533	-	24	112	2 588
Tom Bugge (Direktør leting)			1 549	426	-	22	98	2 095
Stein Fines (Direktør teknologi og utbygging)			1 544	413	-	19	141	2 117
Anton Tronstad (Direktør boring og brønn)			1 500	410	-	19	134	2 063
Paul Hjelm-Hansen (Finansdirektør)	Fratrådt 01.06.2008	555	1 910	390	-	14	73	2 942
Vidar Bergo Larsen (Direktør forretningsutvikling)			1 364	104	-	20	144	1 632
Anita Utseth (Direktør HMS)	Tiltrådt 01.04.2008		764	-	-	16	160	941
Torgeir Anda (Kommunikasjonssjef)	Tiltrådt 01.07.2008	534	652	-	-	12	85	1 283
Øyvind Bratsberg (Viseadministrerende direktør)	Tiltrådt 01.06.2008		1 269	-	1 000	13	100	2 383
Finn Øistein Nordam (Finansdirektør)	Tiltrådt 01.07.2008		1 153	-	1 000	15	86	2 254
Odd Ragnar Heum (Direktør Reserve- og områdeutv.)	Tiltrådt 01.03.2008		1 273	-	2 000	17	146	3 435
Tore Lilloe-Olsen (innleid daglig leder NOIL Energy ASA)		541	-	-	-	-	-	541
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2008		1 630	17 139	2 892	4 000	214	1 415	27 290

¹⁾ Beløpet gjelder godtgjørelse ved ansettelse som er gitt for å kunne rekruttere personer til sentrale stillinger, blant annet for å kompensere for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver. Beløpet etter skatt er i sin helhet benyttet til kjøp av aksjer i selskapet.

Styrehonorar	Kommentar	2008	2007
Kaare Moursund Gisvold, styrets leder		574	500
Svein Sivertsen, styremedlem	Medlem av revisjonsutvalg	277	227
Ivar Brandvold, nestleder		330	26
Tore Lilloe-Olsen, styremedlem		271	26
Eva Helene Skøelv, styremedlem	Medlem av revisjonsutvalg	277	26
Barbro Lill Hætta-Jacobsen, styremedlem		231	26
Guri Helene Ingebrigtsen, styremedlem	Medlem av revisjonsutvalg	277	26
Øistein Høimyr, ansatterepresentant	Fratrådt 16.08 2008	140	26
Jan Gunnar Opsal, ansatterepresentant	Tiltrådt 16.08.2008	38	-
Kristin Aubert, ansatterepresentant		270	26
Kjetil Grønskag, styremedlem	Fratrådt 16.11 2007	-	174
Halvdan Carstens, styremedlem	Fratrådt 16.11 2007	-	174
Ivar Aarseth, styremedlem	Fratrådt 16.11 2007	-	174
Eva Margrete Henderson Kristensen, styremedlem	Fratrådt 16.11 2007	-	174
Tove Elin Nedreberg, styremedlem	Fratrådt 16.11 2007	-	107
Samlet godtgjørelse		2 686	1 712

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 prosent 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 aktuarmessige 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 ansatte og styret

Ledelsen i selskapet og 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 prosent eller mer.

	Antal aksjer totalt	Eierandel i %
Ledende ansatte		
Erik Haugane (Administrerende direktør)	1 362 181	2,10 %
Sigmund Hanslien (Direktør geofag)	62 690	0,10 %
Tom Bugge (Direktør leting)	762 585	1,17 %
Stein Fines (Direktør teknologi og utbygging)	694 799	1,07 %
Anita Utseth (Direktør HMS)	12 000	0,02 %
Torgeir Anda (Kommunikasjonssjef)	11 400	0,02 %
Øyvind Bratsberg (Viseadministrerende direktør)	9 200	0,01 %
Finn Øistein Nordam (Finansdirektør)	10 000	0,02 %
Odd Ragnar Heum (Direktør reserve- og områdeutvikling)	20 800	0,03 %
Anton Tronstad (Direktør boring og brønn)	791 832	1,22 %
Vidar Bergo Larsen (Direktør forretningsutvikling)	10 466	0,02 %

Styret	Kommentar		
Kaare Moursund Gisvold, styrets leder	Fratrådt 2.2.2009	473 635	0,73 %
Svein Sivertsen, styremedlem	Fratrådt 2.2.2009	17 500	0,03 %
Ivar Brandvold, nestleder		-	0,00 %
Tore Lilloe-Olsen, styremedlem		-	0,00 %
Eva Helene Skøelv, styremedlem	Fratrådt 2.2.2009	-	0,00 %
Barbro Lill-Hætta Jacobsen, styremedlem	Fratrådt 2.2.2009	-	0,00 %
Guri Helene Ingebrigtsen, styremedlem	Fratrådt 2.2.2009	-	0,00 %
Jan Gunnar Opsal, ansatterepresentant		2 712	0,00 %
Kristin Aubert, ansatterepresentant		1 896	0,00 %
Diderik Schnitler, styreleder	Tiltrådt 2.2.2009	-	0,00 %
Jan Rune Steinsland, styremedlem	Tiltrådt 2.2.2009	-	0,00 %
Marianne Elisabeth Johnsen, styremedlem	Tiltrådt 2.2.2009	-	0,00 %
Marianne Lie, styremedlem	Tiltrådt 2.2.2009	-	0,00 %
Hege Sjo, styremedlem	Tiltrådt 2.2.2009	-	0,00 %
Sum		4 243 696	6,54 %

Revisors godtgjørelse (alle tall eksl. mva)	2008	2007
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester - Deloitte AS	585	250
Andre attestasjonstjenester	89	555
Skatterådgivning	-	17
Andre tjenester utover revisjon	320	364
Sum godtgjørelser til revisor	994	1 185
Herav ført mot egenkapitalen i forbindelse med egenkapitaltransaksjoner	-	362
Sum kostnadsført godtgjørelse til revisor	994	823

I tillegg er det kostnadsført honorar til Deloitte Advokatfirma DA med 73.

Datterselskapet NOIL Energy ASA hadde inntil fusjonen Ernst & Young AS som revisor. Honoraret for lovpålagte revisjonstjenester er kostnadsført med 425 i 2008 (847 i 2007). Honorar for andre tjenester var 0 i 2008 (89 i 2007).

Erklæring vedrørende lønn og annen godtgjørelse til ledende ansatte

Retningslinjer og oppfyllelse av disse for 2008

Lederlønnspolitikken for 2008 fulgte de retningslinjer som var inntatt i årsberetningen for 2007, og som ble fremlagt for rådgivende avstemming på den ordinære generalforsamlingen.

Retningslinjer for 2009 og frem til ordinær generalforsamling i 2010

Styret har etablert retningslinjer for 2009 og frem til ordinær generalforsamling i 2010 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2009.

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 aksjebonusprogram, ytelsesbasert pensjonsordning og andre naturalytelser som for eksempel fri avis, fri internettilgang hjemme og støtte til trening. I spesielle tilfeller kan det ytes en godtgjørelse ved ansettelse blant annet for å kompensere for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver.

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

Det er etablert en bonusordning for samtlige ansatte i fast stilling over 50 prosent. 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 for de ansatte. Størrelsen på bonusbeløpet fastsettes som en prosentsats av grunnlønn. Bonus for ett år vil for hver ansatt maksimalt kunne utgjøre 40 prosent av grunnlønn. De ansatte må tegne eller kjøpe aksjer i Det norske oljeselskap ASA for 100 prosent av bonusbeløpet etter skatt basert på en skattesats på 50 prosent. 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. Selskapets ledelse kan beslutte at gjennomføringen av aksjebonusprogrammet kan utføres enten ved en kapitalutvidelse eller ved at den ansatte selv eller et meglerhus kjøper aksjer på vegne av alle ansatte eller at selskapet benytter eventuell egen beholdning av aksjer til dette formål. Slike kapitalutvidelser vil måtte vedtas av styret basert på styrefullmakt eller av generalforsamlingen 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 eller meglerhus markedskurs til selgeren.

For 2008 fastsatte styret i januar 2009 bonus til 25 prosent 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 selskapet er tilknyttet utviklingen i selskapets aksjekurs eller aksjeavkastning.

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

Virkingen for selskapet for gjennomføringen av ovenstående retningslinjer 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 kunne ha en utvanningseffekt som en følge av at antallet aksjer i selskapet øker ved alternativ tegning av aksjer.

NOTE 9 - ANDRE DRIFTSKOSTNADER

	2008	2007
Kontor og EDB kostnader	45 002	14 046
Honorarer konsulenter og revisor (honorar til revisor spesifisert i note 8)	35 517	12 397
Andre driftskostnader inkl. reisekostnader	32 521	14 610
Driftskostnader belastet lisenser/reklassifisert til utforskning og produksjonskostnader	-97 471	-30 245
Andre driftskostnader	15 569	10 807

Økningen i andre driftskostnadene fra 2007 til 2008 skyldes først og fremst mange nyansettelser i løpet av året, samt at sammenligningstallene fra 2007 kun inkluderer kostnader fra Noil Energy ASA fra og med 13. november.

NOTE 10 - FINANSPOSTER

	2008	2007
Renteinntekter	144 698	28 463
Valutagevinst	82 214	2 365
Sum renteinntekt og annen finansinntekt	226 912	30 828
Rentekostnader	43 795	4 620
Amortisering av lånekostnad	1 140	390
Valutatap	19 929	19 236
Verdinedgang finansielle investeringer	6 180	1 983
Sum rentekostnad og annen finanskostnad	71 043	26 228
Sum finansposter	155 869	4 599

Valutagevinst er hovedsakelig oppstått som følge av kursøkning på USD relatert til selskapets bankkontoer og kundefordringer. Valutatap skyldes både realiserte og urealiserte kursendringer på selskapets leverandørgjeld i utenlandsk valuta (hovedsakelig USD).

NOTE 11 - SKATT

	2008	2007
Skattegrunnlag:		
Ordinært resultat før skattekostnad	-416 145	-247 485
Permanente forskjeller (skattefrie transaksjoner §10 m.m.)	-265 652	-897
Endring midlertidige forskjeller	515 055	-174 714
Årets skattegrunnlag relevant for alminnelig inntekt 28%	-166 742	-423 095
Årets effekt av frinntekt på skattepliktig resultat	-16 673	-18 162
Finansposter uten særskatt 50%	-179 985	-11 438
Skattepliktig resultat med særskatt 50%	-363 400	-452 694
Herav årets friinntekt til framføring	16 673	18 162
Årets skattegrunnlag relevant for 50 % særskatt	-346 727	-434 533

	Skatteprosent:	2008	2007
Årets skatteinntekt/skattekostnad (-) fremkommer slik:			
Betalbar skatt på netto finans	28 %	-48 674	-3 644
Tilgode skatt vedrørende letekostnader	78 %	270 447	339 377
Herav andel skatteinntekt ført direkte mot egenkapitalen		-	-390
Korrigerings av tidligere års betalbar skatt og utsatt skatt		14 824	-3 673
Effekt av friinntekt på betalbar skatt		-	-123
Endring utsatt skatt		405 043	-125 573
Sum skatteinntekt/skattekostnad		641 640	205 976
Effektiv skattesats i %		-154,2 %	-83,2 %

	Skatteprosent:		
Avstemming av skatteinntekt/skattekostnad (-)			
28 % selskapsskatt av resultat før skatt	28 %	116 521	69 296
50 % særskatt av resultat før skatt	50 %	208 073	123 742
Renter på underskudd til fremføring		11 553	-
Skatteeffekt relatert til emisjon ført mot egenkapitalen		-	-390
Korrigerings av tidligere års betalbar skatt		3 031	-3 673
Skatteeffekt av friinntekt	50 %	8 337	10 581
Skatteeffekt av finansposter uten særskatt	50 %	86 918	5 719
Effekt av permanente forskjeller	78 %	207 209	699
Årets skatteinntekt/skattekostnad		641 640	205 976

	Skatteprosent:		
Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd utgjør:			
Balanseførte leteutgifter	78 %	196 204	441 422
Andre immaterielle eiendeler	78 %	999 475	1 839 138
Varige driftsmidler	78 %	34 328	98 075
Varebeholdning	78 %	2 345	755
Andre fordringer	78 %	2 264	1 779
Pensjonsforpliktelser	78 %	-12 608	-6 337
Avsetning etter god regnskapsskikk	78 %	-227 258	-81 358
Underskudd til fremføring på sokkel	28 %	-58 695	-
Underskudd til fremføring på sokkel	50 %	-88 433	-127 004
Sum utsatt skatt		847 622	2 166 470

Avstemming av endring i utsatt skatt:			
Utsatt skatt 1.1.		2 166 469	18 874
Utsatt skatt knyttet til oppkjøpt virksomhet inkl merverdier		23 680	2 022 024
Endring utsatt skatt i resultatet		-405 043	125 573
Klassifiseringsfeil tidligere år		-12 066	-
Nedskrivninger med effekt på utsatt skatt (note 14)		-252 998	-
Salg med effekt på utsatt skatt (note 3)		-672 421	-
Utsatt skatt i balansen 31.12.		847 622	2 166 469

	Skatteprosent:		
Avstemming av beregnet skatt til utbetaling			
Betalbar skatt på netto finans	28 %	-48 674	-3 644
Betalbar skatt på kjøp av virksomhet (note 2)		-19 575	-
Tilgode skatt vedrørende letekostnader	78 %	270 447	339 377
Tilgode skatt vedrørende tidligere års ligning		11 784	-
Beregnet skatt til utbetaling inneværende år knyttet til oppkjøpt virksomhet		-	282 311
Beregnet skatt til utbetaling i balansen 31.12.		213 982	618 044

NOTE 12 - RESULTAT PER AKSJE

Ordinært resultat per aksje er beregnet som forholdet mellom årets resultat som tilfaller aksjeeierne på MNOK 225,5 (-41,5 i 2007) og vektet gjennomsnittlig utestående ordinære aksjer gjennom regnskapsåret på 64,9 mill (31,2 mill i 2007).

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.

	2008	2007
Årets resultat som tilfaller innehavere av ordinære aksjer	225 494	-41 509

	2008	2007
Gjennomsnittlig ordinære aksjer gjennom året (i tusen)	64 925	31 241

Resultat per aksje	2008	2007
Videreført virksomhet		
- Ordinært	3,47	(1,33)
- Utvannet	3,47	(1,33)
Avhendet virksomhet		
- Ordinært	-	-
- Utvannet	-	-

Avstemming av majoritetens andel av resultatet:		2008 ¹⁾	2007	
	Andel		Resultat	Beløp
Resultat i morselskapet	100,0 %	-	-33 018	-33 018
Resultat i datterselskapet i perioden 13.11.07-6.12.2007	83,7 %	-	-4 249	-3 556
Resultat i datterselskapet i perioden 7.12.2007-31.12.2007	97,3 %	-	-4 249	-4 136
Majoritetens andel av elimineringer i konsernregnskapet			-	9
Sum majoritetens andel av resultatet		-		-40 701

¹⁾ Den 25.07.2008 fusjonerte Det norske oljeselskap ASA med NOIL Energy ASA. Fusjonen har regnskapsmessig og skattemessig virkning fra 01.01.2008, slik at selskapet ikke lenger utgjør et konsern.

NOTE 13 - VARIGE DRIFTSMIDLER OG IMMATERIELLE EIENDELER

VARIGE DRIFTSMIDLER	Felt under utbygging	Produksjons-anlegg inkl. brønner	Inventar, kontormaskiner o.l.	Totalt
2007				
Anskaffelseskost 31.12.2006	39 520	70 382	1 810	111 712
Tilgang ved oppkjøp av virksomhet (note 2)	-	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
---------------------	---	--------	-------	--------

2008	Felt under utbygging	Produksjons-anlegg inkl. brønner	Inventar, kontormaskiner o.l.	Totalt
Anskaffelseskost 31.12.2007	197 289	194 932	12 584	404 804
Tilgang/Reklassifiseringer	430 403	81 168	14 982	526 553
Avgang/Reklassifiseringer	437 262	-	-	437 262
Anskaffelseskost 31.12.2008	190 430	276 099	27 566	494 096
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2008	-	187 640	8 401	196 042
Balanseført verdi 31.12.2008	190 430	88 459	19 164	298 054

Årets avskrivninger	-	89 507	6 199	95 706
Årets nedskrivning	-	50 225	-	50 225

Felt under utbygging avskrives fra produksjonsstart. Produksjonsanlegg inklusive brønner, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden.

Kontormaskiner, inventar etc. avskrives lineært over levetiden, som er tre - fem år.

Fjerningseiendel inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegget i tabellen over.

IMMATERIELLE EIENDELER

2007	Goodwill	Software	Lete-utgifter	Lisenser	Totalt
Anskaffelseskost 31.12.2006	43 875	9 354	2 886	29 472	85 586
Tilgang ved oppkjøp av virksomhet (note 2)	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
---------------------	---	-------	---	-------	-------

2008					
Anskaffelseskost 31.12.2007	1 671 556	19 839	517 867	2 427 636	4 636 898
Tilgang ved oppkjøp av virksomhet (note 2)	71 322	-	-	58 163	129 485
Tilgang/Reklassifiseringer	-	8 929	118 912	7 148	134 989
Avgang/Reklassifiseringer	613 215	-	385 235	879 479	1 877 929
Anskaffelseskost 31.12.2008	1 129 663	28 768	251 544	1 613 468	3 023 443
Akk av- og nedskrivninger 31.12.2008	265 324	15 781	-	361 831	642 935
Balanseført verdi 31.12.2008	864 339	12 987	251 544	1 251 637	2 380 507

Årets avskrivninger	-	6 549	-	9 103	15 651
Årets nedskrivning	265 324	-	-	337 825	603 149

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:	2008	2007
Avskrivning av varige driftsmidler	95 706	25 540
Avskrivning av immaterielle eiendeler	15 651	9 013
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	111 357	34 553

Avstemming av nedskrivninger i resultatregnskapet	2008	2007
Nedskrivning av varige driftsmidler	50 225	-
Nedskrivning av immaterielle eiendeler	603 149	-
Nedskrivning ført mot utsatt skatt i balansen	-252 998	-
Sum nedskrivninger i resultatregnskapet	400 376	-

Software avskrives lineært over levetiden som er tre år.

For ytterligere informasjon vedrørende nedskrivning se note 14 «Nedskrivning av goodwill og andre eiendeler».

I forbindelse med selskapets trekkfasilitet er enkelte lisenser pantsatt, se note 22.

Felt under utbygging inkluderer en avsetning på MEUR 13,5. Det er uenighet i lisensen om kostnaden skal dekkes i sin helhet av Det norske eller deles mellom partene i lisensen. For ytterligere informasjon, se note 25.

NOTE 14 - NEDSKRIVNING AV GOODWILL OG ANDRE EIENDELER

Balanseført verdi av goodwill er allokert som følger:

Lisenser	31.12.2008	31.12.2007
PL 001 B	53 272	51 832
PL 027 D	14 045	14 045
PL 028 B	20 633	20 075
PL 029 B	25 492	24 803
PL 038	4 814	38 408
PL 229	-	596 640
PL 265	231 837	225 570
PL 321	3 555	3 555
PL 332	46 074	44 841
PL 334	-	39 103
PL 341	57 713	56 153
PL 356	54 274	52 807
PL 362	21 067	20 118
PL 369	-	56 267
PL 380	49 070	47 743
PL 383	94 250	91 703
PL 440 S	47 428	64 365
PL 441	-	29 068
PL 442	24 541	23 877
PL 447	115 518	169 702
Andre	758	880
Total goodwill	864 339	1 671 556

I tråd med selskapets regnskapsprinsipper, er det foretatt nedskrivningstest av goodwill og tilhørende lisenser i 4. kvartal. Testen er utført per 31.12.2008. Balanseført goodwill har oppstått som følge av at IFRS 3 krever at det foretas avsetning for utsatt skatt ved virksomhetskjøp, selv om slike transaksjoner gjøres på "etter-skatt-basis" på grunn av. §-10 vedtak i tråd med gjeldene petroleumsbeskatning. Motposten til utsatt skatt blir goodwill.

I 2007 ble goodwill tilordnet per virksomhetskjøp som kontantgenererende enhet. Fra 2008 blir goodwill fulgt opp per lisens, og hver lisens anses å være en kontantgenererende enhet som tilordnes goodwill. Verdi per lisens for lisenser som fremdeles er i en letefase, fastsettes ved å multiplisere riskede ressurser med en estimert verdi per fat. Selskapet har per 31.12.2008 foretatt en oppdatering av alle netto riskede volumer. For å komme frem til verdi pr. fat, har selskapet tatt utgangspunkt i et gjennomsnitt av flere analytikervurderinger som foreligger. Den benyttede verdi ligger noe under dette gjennomsnittet.

For produserende lisenser og lisenser i en utbyggingsfase er gjennvinbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Kilde for datainput til de ulike feltene er operatørens rapporteringen til Revidert Nasjonalbudsjett 2009 (RNB). Fremtidige kontantstrømmer blir fastsatt i de ulike lisensene på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver, jfr. note 28. Diskonteringsrenten som er benyttet er 8,0 prosent etter skatt, som tilsvarer en diskonteringsrente før skatt på mellom 9,4 prosent og 37,2 prosent. Diskonteringsrenten før skatt varierer mellom feltene på grunn av ulike gjenværende skattemessige avskrivnings- og friinntektsgrunnlag.

Følgende forventning om oljepris er lagt til grunn:

	År	Snitt USD
	2009	46,6
	2010	56,9
	2011	62,7
	2012	65,2
	2013	67,1

Prisene er basert på forwardkurve for Brent Blend omsatt på London børs. Siste observasjon på denne kurven er i 2013. Prisforutsetninger etter dette tidspunkt fremkommer ved å inflasjonsjustere verdien per 2013 med en inflasjon på 2,0 prosent.

Årsaken til årets nedskrivninger er i hovedsak nedgang i oljepris, samt nye estimater vedrørende reserver og ressurser.

Basert på de gjennomførte vurderinger, er følgende nedskrivninger regnskapsført i 2008:

	Lisensrett	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Utsatt skatt	Goodwill	Totalt
PL 027B	-48 900		24 421	-26 104	-50 583
PL 038			3 215	-33 700	-30 485
PL 048B		-50 225	-		-50 225
PL 334	-56 500		44 070	-40 190	-52 620
PL 369	-81 300		63 414	-57 830	-75 716
PL 440S	-26 324		20 533	-18 725	-24 516
PL 441	-42 000		32 760	-29 876	-39 116
PL 447	-82 801		64 585	-58 898	-77 115
Sum nedskrivning	-337 825	-50 225	252 998	-265 323	-400 376

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

NOTE 15 - KUNDEFORDRINGER

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

	31.12.2008	31.12.2007
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	20 013	43 622
Fordring vedrørende salg av Yme	545 901	
Andre kundefordringer	17 549	84 615
Sum kundefordringer	583 463	128 237

Kredittrisiko og valutarisiko vedrørende kundefordringer er nærmere omtalt i note 24 «Finansielle instrumenter». Det er ikke foretatt avsetning til tap på kundefordringer for 2008 eller 2007.

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

År	Sum ¹⁾	Ikke forfalt	<30 d	30-60d	60-90d	>90d
2008	583 463	550 713	31 158	-	7	1 572
2007	128 237	87 852	27 052	6 155	1 708	5 474

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

I gruppen “ikke forfalt” ligger fordring vedrørende salg av selskapets andel i Yme-lisensen på 545 901. Selskapet inngikk en avtale med kjøper om betaling 20.01.2009, mot en pantobligasjon i lisensen gjeldende frem til betalingsdato. Fordringen ble betalt til avtalt tid. Fordringer forfalt med mindre enn 30 dager, er betalt kun få dager etter forfall. I gruppen over 90 dager ligger noen fordringer mot to utenlandske kunder. Kundene har bekreftet saldoen, og selskapet forventer at betaling gjennomføres.

NOTE 16 - ANDRE KORTSIKTIGE FORDRINGER

	31.12.2008	31.12.2007
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	86 079	65 056
Tilgode merverdiavgift	7 839	11 142
Mindreuttak (opptjent inntekt)	4 242	3 558
Garantikonto usikret pensjonsordning	3 653	2 573
Fordringer ovenfor operatørlisenser	62 733	28 295
Aktiverte lånekostnader	4 960	5 990
Andre fordringer inkludert fordringer i operatørlisenser	30 941	3 103
Totalt andre fordringer	200 447	119 718

NOTE 17 - KONTANTER OG KONTANTEKVIVALENTER

	31.12.2008	31.12.2007
Bankinnskudd	1 460 176	552 741
Bundne bankinnskudd	8 110	8 806
Kortsiktige plasseringer		23 580
Kontanter og kontantekvivalenter i balansen	1 468 287	585 127

Selskapet har ubenyttet lånefasilitet som er nærmere beskrevet i note 22. En kortsiktig plassering, verdsatt til 17 400 per 31.12.2008 og 23 580 per 31.12.2007, er omklassifisert fra «Kontanter og kontantekvivalenter» til «Kortsiktige plasseringer» i 2008. Dette skyldes endring i markedet med hensyn på etterspørsel og omsettelighet av obligasjoner og plasseringer.

NOTE 18 - AKSJEKAPITAL, AKSJONÆRINFORMASJON OG UTBYTTE

	31.12.2008	31.12.2007
Aksjekapital	12 985	12 985
Ordinære aksjer	64 925 020	64 925 020

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	Overkursfond	Annen innskutt egenkapital
Utstedt og fullt betalt kapital pr. 1. januar 2007	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
Kapitalutvidelse 2008	-	-	-	-
Sum utstedt og betalt 31.12.2008	64 925 020	12 985	3 579 101	1 248

Endringer som skyldes disponering av resultat, fremgår av egen oppstilling «Endringer i egenkapital». Resultat per aksje er vist i note 12.

Oversikt over de 20 største aksjonærene registrert i VPS per 31.12.08:	Antall aksjer:	Eierandel:
DNO INTERNATIONAL ASA	23 967 500	36,9 %
FOLKETRYGDFONDET	3 722 286	5,7 %
VERDIPAPIRFOND ODIN NORGE	1 890 600	2,9 %
FERD AS INVEST	1 750 000	2,7 %
KLP LK AKSJER	1 479 633	2,3 %
KØRVEN AS	1 362 181	2,1 %
H.L.MANAGEMENT AND CONSULTANT	1 133 667	1,7 %
SPAREBANKEN MIDT-NORGE INVEST AS	900 668	1,4 %
VERDIPAPIRFOND ODIN NORDEN	830 366	1,3 %
UBS AG, LONDON BRANCH *	797 620	1,2 %
SJÆKERHATTEN AS	786 040	1,2 %
VERDIPAPIRFONDET KLP AKSJENORGE	755 183	1,2 %
VILJE 2M AS	754 830	1,2 %
OLEUM AS	752 900	1,2 %
BEAR STEARNS SECURITIES CORP. *	736 925	1,1 %
DNB NOR SMB	700 000	1,1 %
VINN INVEST AS	687 215	1,1 %
MORGAN STANLEY & CO. INC. *	663 000	1,0 %
ODIN OFFSHORE	632 600	1,0 %
KOTENG HOLDING AS	597 068	0,9 %
Andre	20 024 738	30,8 %
Sum	64 925 020	100,0 %

* Registrert som forvalterkonto hos VPS

Utbytte

Selskapet har ikke fri egenkapital.

NOTE 19 - PENSJONER OG ANDRE LANGSIKTIGE ANSATTEYTELSER

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

Pensjonsordninger

Selskapet har en kollektiv ytelsespensjonsordning som omfatter i alt 110 personer. Ordningen gjelder gjelder for lønn inntil 12G og gir rett til en fremtidig definert ytelse på maksimalt 66 prosent av sluttlønn. Ytelsen er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra Folketrygden. Forpliktelsene er dekket gjennom et forsikringsselskap. Forventet premie-innbetaling i 2009 utgjør 7 618.

Personer som var ansatt i datterselskap NOIL Energy ASA har hatt en innskuddspensjon, men er innmeldt i ytelsesordningen fra og med 1.1.2009.

I tillegg til de sikrede pensjonsordningene har adminstrerende 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 2008 klassifisert i balansen som andre fordringer med 3 646. Forpliktelsen er beregnet etter samme aktuarmessige forutsetninger som selskapets øvrige pensjonsforpliktelser. Både forpliktelse og kostnad relatert til denne ordningen er inkludert i tallene nedenfor.

For regnskapsmessige formål er det forutsatt at pensjonsrettighetene opptjenes lineært. Den del av akkumulerte urealiserte gevinster og tap som følge av endringer i aktuarmessige forutsetninger som overstiger en definert korridor resultatføres over forventet gjenværende gjennomsnittlig opptjeningstid. Korridoren er definert som 10 prosent av det største av bruttoforpliktelsen og bruttomidlene. Pensjonsforpliktelsen er beregnet i med forutsetninger per 31.12. av en uavhengig aktuar.

Pensjonskostnad er beregnet som følger:	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	1 255	1 204	11 091	4 530	12 346	5 734
Rentekostnad av påløpte pensjonsforpliktelser	150	98	311	203	461	301
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	-	-119	-384	-178	-384	-298
Amortisering av estimatavvik	-	34	-42	-	-42	34
Effekt av planendring	-	-	-	-1 304	-	-1 304
Administrasjonskostnader	-	-	97	92	97	92
Sum pensjonskostnad ekskl. arb.g.avg	1 405	1 217	11 072	3 343	12 478	4 560
Arbeidsgiveravgift	198	188	1 567	598	1 765	787
Sum pensjonskostnad inkl. arb.g.avg	1 604	1 405	12 639	3 941	14 243	5 346
Pensjonskostnad innskuddspensjon inkl arb.g.avg.					1 862	1 381
Sum pensjonskostnad ytelses- og innskuddspensjon inkl.arb.g.avg.					16 105	6 727

Årets endringer i brutto pensjonsforpliktelse:

Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 1.1.	3 197	1 430	6 610	5 142	9 807	6 572
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	1 255	1 204	11 091	4 530	12 346	5 734
Rentekostnad av påløpte pensjonsforpliktelser	150	98	311	203	461	301

Årets aktuarielle tap/gevinst	251	465	-2 055	-670	-1 804	-206
Effekt av planendring	-	-	-	-2 596	-	-2 596
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 31.12.	4 853	3 197	15 957	6 610	20 810	9 807

Årets endringer i brutto pensjonsmidler:

Brutto pensjonsmidler 1.1.	-	1 607	3 797	2 508	3 797	4 115
----------------------------	---	-------	-------	-------	-------	-------

	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Forventet avkastning på pensjonsmidler	-	119	384	178	384	298
Aktuariell tap/gevinst	-	224	-1 961	-528	-1 961	-304
Administrasjonskostnader	-	-	-97	-92	-97	-92
Effekt av planendring	-	-	-	-434	-	-434
Reklassifisering av midler usikret ordning	-	-2 573	-	-	-	-2 573
Premieinnbetalinger		622	5 874	2 165	5 874	2 787
Virkelig verdi pensjonsmidler 31.12.	-	-	7 997	3 797	7 997	3 797

Netto pensjonsmidler/forpliktelser (-) 31.12	-4 853	-3 197	-7 960	-2 813	-12 813	-6 010
Ikke resultatførte estimatavvik	-	212	-1 354	-1 297	-1 354	-1 085
Ikke resultatført planendring	-	-	-	-	-	-
Arbeidsgiveravgift	-685	-451	-1 313	-579	-1 998	-1 030
Netto balanseførte pensjonsmidler/forpliktelse (-) 31.12.	-5 539	-3 436	-10 627	-4 689	-16 164	-8 125

Endringer i midlene:

Netto balanseførte pensjonsmidler /forpliktelse (-) 01.01.	-3 436	-37	-4 689	-3 218	-8 125	-3 255
Årets pensjonskostnad	-1 604	-1 405	-12 639	-3 941	-14 243	-5 346
Utbetalinger over drift	-	-	-	-	-	-
Reklassifisering av midler usikret ordning	-499	-2 573	-	-	-499	-2 573
Innbetalinger	-	579	6 702	2 470	6 702	3 049
Netto balanseførte pensjonsmidler/ pensjonsforpliktelse (-) 31.12.	-5 539	-3 436	-10 627	-4 689	-16 164	-8 125

	2008	2007	2006	2005
Historisk informasjon				
Nåverdi av ytelsesbasert pensjonsforpliktelse	20 810	9 807	6 573	2 110
Virkelig verdi av pensjonsmidler	7 997	3 797	4 834	1 012
Underskudd i ordningen	12 813	6 010	1 739	1 098

Erfaringsmessige justeringer i forpliktelser	-1 804	-206	-659	-224
Erfaringsmessige justeringer på pensjonsmidler	-1 961	-304	394	-

Ved beregning av pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse er en rekke forutsetninger lagt til grunn. Diskonteringsrenten er fastsatt basert på observerte statsobligsjonsrenter i Norge med tillegg for løpetid. Pensjonsforpliktelsens gjennomsnittlige løpetid er beregnet til 25 år som er differansen mellom pensjonsalder og gjennomsnittsalder i selskapet. Lønnsøkning, pensjonsregulering og G-regulering er basert på historiske observasjoner for selskapet, og basert på en forventet langsiktig inflasjon på 2,5 prosent. Selskapet har for 2008 anvendt Norsk Regnskapstiftelses forutsetninger datert 6.1.2009.

Økonomiske forutsetninger	2008	2007
Diskonteringsrente	3,80 %	4,70 %
Avkastning på pensjonsmidler	5,80 %	5,75 %
Lønnsvekst	4,00 %	4,50 %
Pensjonsregulering	3,75 %	4,25 %
Gjennomsnittlig turnover	1,50 %	2,00 %
Aktuarmessige forutsetninger	2008	2007
Anvendt dødelighetstabell	K2005	K2005

Anvendt uføretariff	IR-02	IR-02
Frivillig avgang før 40 år	8,00 %	2,00 %
Frivillig avgang etter 40 år	0,00 %	0,00 %

Prosentvis fordeling av pensjonsmidlene på investeringskategorier	2008	2007
Aksjer	6,00 %	24,80 %
Obligasjoner	32,40 %	21,50 %
Pengemarked	11,50 %	7,50 %
Anleggsobligasjoner	28,70 %	27,70 %
Eiendom	17,10 %	15,60 %
Annet	4,30 %	2,90 %
Sum	100,00 %	100,00 %

Pensjonsordningen er plassert i Vital som har en langsiktig horisont på forvaltning av kapitalen. Vital søker å oppnå en høyest mulig avkastning ved å sette sammen en investeringsportefølje som gir den maksimale risikojusterte avkastningen. Faktisk verdijustert avkastning på pensjonsmidlene i 2008 ble 2,9 prosent mot estimert 5,75 prosent.

NOTE 20 - AVSETNING FOR FJERNINGS- OG NEDSTENGINGSFORPLIKTELSE

Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	31.12.2008	31.12.2007
Avsetning per 1. januar	81 133	21 928
Tilgang	28 700	67 763
Kalkulatorisk rente nåverdiberegning	7 665	2 253
Endring i estimat	17 115	-10 811
Avsetning per 31. desember	134 612	81 133

Fjernings- og nedstegningsforpliktelsen for selskapet er relatert til Varg, Enoch, Glitne og Jotun.

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 2,0 prosent, samt en diskonteringsrente på 8,0 prosent.

NOTE 21 - UTSATT INNTEKT OG ANDRE AVSETNINGER FOR FORPLIKTELSE

	31.12.2008	31.12.2007
Utsatt inntekt	38 669	10 402
Andre forpliktelser	6 463	-
Sum utsatt inntekt og andre avsetninger	45 132	10 402

Selskapet 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. Selskapet har sammen med et annet oljeselskap garantert for forpliktelsen relatert til de gjenværende 150 dagene. Som kompensasjon for selskapets del av denne forpliktelsen mottar Det norske USD 10 000 pr. dag for de 945 første boredagene. Kompensasjon utgjør per 31.12.2008, 38 669. Beløpet innbetales med 30 dagers betalingsfrist på sperret konto og kontoen fungerer som sikkerhet for forpliktelsen. Denne kontoen er klassifisert som langsiktig finansiell eiendel. Innestående beløp per 31.12.2008 var 36 734 og per 31.12.2007 på 5 160. Inntektsføring vil skje når det er tilstrekkelig sannsynlig at forpliktelsen ikke kommer til oppgjør.

NOTE 22 - RENTEBÆRENDE LÅN OG PANTSTILLELSE

	31.12.2008	31.12.2007
Brutto lånebeløp	-	130 000
Periodiserte lånekostnader	-	1 375
Sum	-	128 625

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

Selskapet har en trekkfasilitet på 1.500.000 i DnB NOR BANK ASA. Maksimalt opptrekk er begrenset til 95 prosent av skatterefusjon relatert til letekostnader. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet frem til 31.12.2010 og siste nedbetaling skal skje i desember 2011.

Tilgjengelig trekkramme per 31.12.:	31.12.2008	31.12.2007
"Beregnet skatt til utbetaling" i balansen	213 982	618 044
95 % av "Beregnet skatt til ubetaling" = tilgjengelig trekkramme	203 283	587 142
Benyttet trekk	-	130 000
Ubenyttet trekkramme	203 283	457 142

Som sikkerhet har banken pant i en egen bankkonto hvor selve skattefordringen kommer til utbetaling.

I tillegg har banken pant i følgende lisenser:

Utvinningstillatelse:	Andel
PL 265	30 %
PL 321	25 %
PL 341	30 %
PL 364	50 %
PL 369	20 %
PL 380	70 %
PL 408	70 %
PL 432	100 %

NOTE 23 - ANNEN KORTSIKTIG GJELD

	31.12.2008	31.12.2007
Kortsiktig gjeld relatert til overcall i lisenser	32 910	119 368
Andel annen kortsiktig gjeld fra lisenser	154 750	176 026
Annen kortsiktig gjeld	129 582	48 030
Totalt annen kortsiktig gjeld	317 241	343 423

NOTE 24 - FINANSIELLE INSTRUMENTER

Kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser

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

Finansiell risiko

Selskapet benytter finansielle instrumenter som banklån, bankinnskudd og plassering i obligasjoner. Formålet med disse finansielle instrumentene er å skaffe kapital til investeringer som er nødvendig for selskapets virksomhet. I tillegg har selskapet finansielle instrumenter som kundefordringer, leverandørgjeld o.l som er direkte knyttet til virksomhetens daglige drift. Selskapet har ingen finansielle derivater.

Selskapets 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.

De viktigste finansielle risiki selskapet er eksponert for er relatert til oljepris, valuta, renter, kapitalbehov og delvis lånebetingelser.

(i) Oljeprisisiko og valutarisiko

Inntekter består hovedsaklig av inntekter fra salg av petroleum. Selskapet er således eksponert for risiko relatert til endringer i oljepris. Utvikling i valutakurser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko for selskapet. Selskapets petroleumsinntekter er i amerikanske dollar (USD), mens det vesentligste av utgiftene både i 2008 og 2007 har vært i norske kroner (NOK). Betalingsmidler er både i USD og NOK. Alle plasseringer i bankinnskudd skal utføres på konto med rente- og kursnotering i NOK, EUR eller USD. Alle plasseringer i fond skal være norske kroner denominerte. Valutaderivater for USD/NOK eller EUR/NOK kan benyttes. Valutaposisjoner begrenses til kun formål som avdekker valutarisiko. Det er ikke inngått terminkontrakter eller andre avtaler for å redusere selskapets oljepris- og valutarisiko i 2008 og derigjennom den driftstilknyttede markedsrisiko.

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

	Endring i valutakurs	Resultat- og egenkapitaleffekt
Pr 31.12.2008	+ 10%	15 025
	- 10%	-15 025
Pr 31.12.2007	+ 10%	16 073
	- 10%	-16 073

Selskapets USD eksponering per 31.12.08 var på netto USD 21 468 (NOK/USD 6,9989) og USD 29 704 (NOK/USD 5,411) per 31.12. 07. Dette består av en eksponering fra fordringer og bank på USD 27 329 (tilsvarende tall for 2007 var USD 38 307), og utsatt inntekt (Bredford Dolphin), leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld på USD 5 861 (USD 8 603 i 2007).

(ii) Renterisiko

Selskapet er utsatt for renterisiko ved behov for fremtidige låneopptak. Selskapet er gjeldsfri per 31.12.08 og vil mest sannsynlig ikke ha behov for lånekapital i løpet av 2009. Selskapet har en trekkfasilitet i banken, hvor formålet er å finansiere leteaktiviteten (note 22).

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

Selskapet har valgt å ikke vise noen sensitivetsanalyse for vår renterisiko, da den er vurdert til å være uvesentlig.

(iii) Kredittrisiko

Risiko for at motparter ikke har økonomisk evne til å oppfylle sine forpliktelser anses som liten, da det historisk sett ikke har vært tap på fordringer. Selskapets kunder er store og kredittverdige oljeselskaper, og det har derfor ikke vært nødvendig å ha retningslinjer som vurderer kundenes betalingsevne.

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

Maksimal kredittrisikoeksponering er representert ved balanseført verdi av de finansielle eiendelene i balansen. Selskapet anser sin maksimale risikoeksponering å være balanseført verdi av kundefordringer og andre korsiktige fordringer og plasseringer, se note 15, 16 og 17.

(iii) Likviditetsrisiko

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

Selskapet har en betydelig kontantbeholdning pr. 31.12.08 (1 468 287). Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram setter imidlertid krav til styring av likviditetsrisiko. Selskapet vil håndtere et eventuelt økt fremtidig kapitalbehov ved salg av andeler, opptak av lån, bruk av leverandør finansierte utbygginger, bæringsavtaler, strategiske allianser eller en kombinasjon av disse, samt en justering av selskapets aktivitetsnivå dersom påkrevd. De likvide midler og nåværende ubenyttede trekkfasilitet, se note 22, vil være mer enn tilstrekkelig til å finansiere selskapets drift gjennom 2009.

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

Finansielle forpliktelser:	År	Under 1 år	1 år	2 år	Totalt
Leverandørgjeld	31.12.08	94 287	-	-	94 287
Leverandørgjeld	31.12.07	112 788	-	-	112 788
Kortsiktig lån	31.12.07	128 625	-	-	128 625

For informasjon om selskapets trekkfasilitet se note 22 - «Rentebærende lån og pantstillelser»

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. Virkelig verdi av «finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet» er fastsatt ved bruk av ligningskurs fastsatt av Norges Fondsmeglerforbund. Denne eiendelen har i løpet av året hatt et verditap på 6 180. Tapet er i resultatregnskapet ført som annen finanskostnad.

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

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

	31.12.2008		31.12.2007	
Virkelig verdi finansielle instrumenter	Balanseført verdi	Virkelig verdi	Balanseført verdi	Virkelig verdi
<i>Finansielle eiendeler som er øremerket til virkelig verdi over resultatet</i>				
Kortsiktige plasseringer	17 400	17 400	23 580	23 580
<i>Utlån og fordringer</i>				
Kundefordringer	583 463	583 463	128 237	128 237
Andre kortsiktige fordringer	200 447	200 447	119 718	119 718
Beregnet skatt til utbetaling	213 982	213 982	618 044	618 044
<i>Kontanter og kontantekvivalenter</i>				
Kontanter og kontantekvivalenter	1 468 287	1 468 287	561 547	561 547
<i>Andre forpliktelser</i>				
Leverandørgjeld	94 287	94 287	112 788	112 788
Kortsiktig lån	-	-	128 625	128 625

Sikkerhetsstillelse

Det norske har sammen med et annet oljeselskap garantert for en forpliktelse relatert til leie av boreriggen Bredford Dolphin ut over konsortiumets reservering av riggen (150 dager). Som kompensasjon for denne forpliktelsen mottar selskapet USD 10 000 per dag for de boredagene konsortiumet har reservert boreriggen. Beløpet innbetales på sperret konto og kontoen fungerer som sikkerhet for forpliktelsen. Denne kontoen er klassifisert som langsiktig finansiell eiendel. Se note 21 “Utsatt inntekt” for ytterligere informasjon.

Kapitalstruktur og egenkapital

Selskapets mål for plassering og forvaltning av kapital er å ha en lav risikoprofil.

Selskapet skal ved plassering og forvaltning av likvide midler til enhver tid ha tilstrekkelig likviditet for å dekke løpende forpliktelser. På våre ordinære bankkontoer skal vi til enhver tid ha likvider som minimum dekker forventet kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter og investeringsaktiviteter for minimum to måneder frem i tid.

Selskapet skal ved plassering og forvaltning av likvide midler maksimere avkastningen for den overskytende likviditet. Det skal hensyntas om det er forventet eller er risiko for store utlegg for den kommende 12-månedersperioden. Overskuddslikviditet som tilsvarer forventede summerte utlegg for rullerende 12-måndersperiode frem i tid, skal undergis strengere krav til lav risiko og tilgjengelighet.

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

For overskuddslikviditeten er kravet til lav likvidetsrisiko (det vil si risiko for at forvaltede midler ikke kan transformeres til rene og tilgjengelige likvide midler innenfor definert tidshorisont) generelt viktigere enn ønsket om høyere avkastning.

De eksterne kapitalkrav som selskapet er underlagt, er at de må fremlegge et likviditetsbudsjett som er positivt de neste 12 månedene (1.1-31.12) overfor banken.

Det meste av selskapet oveskuddslikviditet er mottatt like før eller etter årsskiftet, og er derfor hovedsaklig plassert i bank per 31.12.2008.

NOTE 25 - FORPLIKTELSE, LEIEAVTALER OG GARANTIER

FREMTIDIG MINSTELEIE I HENHOLD TIL UOPPSIGELIGE OPERASJONELLE LEIEAVTALER

Riggkontrakter

Bredford Dolphin og Songa Delta

Det norske oljeselskap har gjennom deltakelse i et riggkonsortium sammen med fem andre oljeselskaper reservert boreriggen Bredford Dolphin til sommeren 2010. I tillegg har selskapet sammen med et annet oljeselskap inngått avtale med Odfjell Drilling om leie av riggen Songa Delta. Avtalen sikrer selskapet 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 selskapets 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 selskapets totale leieforpliktelser knyttet til disse avtalene. Den totale forpliktelsen vi 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		Songa Delta inkl. drilling management		Sum	
	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2007
Innen 1 år	588 941	263 451	363 637	36 006	952 578	299 457
1 til 5 år	107 080	519 153	1 770 199	1 906 392	1 877 280	2 396 433
Etter 5 år	-	-	-	-	-	-
Sum	696 021	782 604	2 133 837	1 942 399	2 829 858	2 695 890

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.

	31.12.2008	31.12.2007
Innen 1 år	54 656	60 155
1 til 5 år	164 351	272 887
Etter 5 år		30 252
Sum	219 007	363 295

Leieforpliktelser kontorlokaler

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

	31.12.2008	31.12.2007
Innen 1 år	21 042	8 934
1 til 5 år	122 402	106 733
Etter 5 år	155 868	172 120
Sum	299 312	287 787

Selskapet har to leieavtaler på kontorlokaler i Oslo, og den lengste strekker seg til 2018. Selskapet ønsker å foreta fremleie av 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.

Garantier

Selskapet har stilt en garanti relatert til riggkontrakten for leie av Bredford Dolphin som er nærmere omtalt i note 22.

Usikre forpliktelser

For å sikre fremdriften på Frøyprosjektet (PL 364) påtok Det norske seg forpliktelser i forhold til kontraktøren for ingeniørtjenester samt andre forpliktelser relatert til kontraktørens underleverandører i perioden før 1.10.08. Det er uenighet i lisensen hvorvidt utgiften må dekkes i sin helhet av Det norske eller deles mellom lisenspartnerne, Premier Oil Norge AS og Det norske. Det omstridte beløpet er totalt på MEUR 13,5. Beløpet er i sin helhet avsatt som «Annen kortsiktig gjeld» med motpost «Varige driftsmidler – felt under utbygging». Dersom Lease & Operation kontrakten med kontraktøren signeres innen 1. oktober 2009, vil beløpet refunderes av kontraktøren og inngå som en del av prosjektets totale kostnader og dekkes inn i lisensens betaling av dagrater for riggen i leie perioden på 10 år.

I tillegg til de MEUR 13,5 nevnt i foregående avsnitt, er det uenighet mellom Det norske og kontraktøren om dekking av kontraktsoverskridelser på totalt MEUR 3,2. Selskapet har ikke foretatt avsetning for denne mulige forpliktelsen.

NOTE 26 - INVESTERING I FELLES KONTROLLERTE EIENDELER

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

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

Lisens	31.12.2008	31.12.2007
Utvinningstillatelser der Det norske er operatør		
PL 001 B	35 %	35 %
PL 028 B	35 %	35 %
PL 103 B	70 %	0 %
PL 242	35 %	35 %
PL 305*/PL 305 B*	0 %	30 %
PL 321/PL 321 B	25 %	25 %
PL 337	45 %	45 %
PL 341	30 %	30 %
PL 356	100 %	100 %
PL 364	50 %	50 %
PL 380	70 %	100 %
PL 383	55 %	100 %
PL 408	70 %	70 %
PL 414	40 %	40 %
PL 432	100 %	100 %
PL 440 S	30 %	30 %
PL 441*	0 %	60 %
PL 447	30 %	50 %
PL 450	75 %	0 %
PL 460	52,5 %	0 %
PL 463 S	70 %	0 %
PL 476	40 %	0 %
PL 482	65 %	0 %
PL 483S	40 %	0 %
PL 491	40 %	0 %

Utvinningstillatelser der Det norske er partner	31.12.08	31.12.07
PL 027D **	10 %	0 %
PL 029 B	20 %	20 %
PL 035	25 %	25 %
PL 035 B	15 %	25 %
PL 038	5 %	5 %
PL 048 B	10 %	10 %
PL 048 D	10 %	10 %
PL 229	0 %	15 %
PL 229 B	Tilleggsareal	15 %
PL 229 C		15 %
PL 265		30 %
PL 272		25 %
PL 316		10 %
PL 316 B	Tilleggsareal	10 %
PL 316 CS		10 %
PL 316 DS		10 %
PL 332		40 %
PL 334 *		30 %
PL 362		25 %
PL 369		20 %
PL 387		30 %
PL 442		20 %
PL 451		0 %
PL 453 S		0 %
PL 458		0 %
PL 485		0 %
PL 490		0 %
PL 492		0 %

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

** Det norske vil få en total eierandel på 35 prosent etter at boring av letebrønn på Eitri-prospektet er gjennomført.

I tildeling i forhåndsdefinerte områdert 2008 ble Det norske tildelt operatørskap i PL 432 B (100 prosent, tilleggsareal), PL 497 (35 prosent), PL 500 (35 prosent), PL 504 (58,5 prosent) og PL 512 (30 prosent). Det norske har som partner fått tildelinger i PL 494 (30 prosent) og PL 502 (33,3 prosent). Den formelle tildelingen skjedde i januar 2009.

Det norske har avtalt lisensbytter med Statoil-Hydro der Det norske overtar en eierandel på 10 prosent i PL 102 B, samt 57 prosent i PL 169 B. I bytte får Statoil-Hydro 10 prosent i PL 265. Transaksjonene er betinget av myndighetenes godkjenning.

NOTE 27 - TRANSAKSJONER MED NÆRSTÅENDE PARTER

DNO International ASA

DNO International er den største eieren i Det norske oljeselskap ASA med en eierandel på 36,9 prosent. Oversikt over de 20 største aksjonærene finnes i note 18.

Transaksjoner med DNO International ASA

Selskapet har foretatt enkelte mindre transaksjoner med DNO International ASA for eksempel knyttet til utleie og leie av personell. Avtalene er inngått på forretningsmessige vilkår. I tillegg har DNO International, som et ledd i fusjonsavtalen fra 2007, dekket 10 000 knyttet til overføring av seismikkrettigheter fra NOIL til Det norske. Avtalen var inngått på forretningsmessige vilkår.

Transaksjoner med nærstående part til tidligere styremedlem

Kjetil Grønskag var inntil 16.11.2007 styremedlem i selskapet. Han er pr. 31.12.08 medlem av selskapets valgkomité.

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 norskес boreoperasjoner relatert til Frøy (PL 364).

Informasjonsplikt om ledelsen

For nærmere informasjon vedr godtgjørelse til nøkkelpersoner i ledelsen, vises til note 8 - Lønn og lønnsrelaterte kostnader.

Fordringer /gjeld			
Nærstående part		31.12.2008	31.12.2007
DNO International ASA	Leverandørgjeld	-19	-6 266
DNO International ASA m/døtre	Kundefordringer	1 136	11 909
Inntekter/kostnader			
Nærstående part		2008	2007
DNO International ASA	Kjøp av tjenester/ viderebelastning av kostnader	-13 051	-2 539
DNO International ASA m/døtre	Utleie av personell	236	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.

POTENSIELLE RESSURSER			BETINGEDE RESSURSER				RESERVER		
OD Klasser	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.

Det norske oljeselskap ASA har eierinteresser i 4 produserende felt (Klasse 1):

- Varg - operereres av Talisman, Det norske fem prosent
- Glitne - opereres av StatoilHydro, Det norske 10 prosent
- Enoch - opereres av Talisman, Det norske to prosent
- Jotun Unit - opereres av ExxonMobil, Det norske syv prosent

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

Vargfeltet (PL 038) befinner seg sør for Sleipner øst. Feltet er utbygd med produksjonsskipet Petrojarl Varg og har integrert oljelager og en tilkoplet brønnhodeplattform. Oljen eksporteres med shuttletankere. To nye brønner ble fullført i 2008, nye reserver ble påvist og den totale produksjonen økte til cirka 14 000 bopd. Påviste reserver (1P/P90) inkluderer reserver med forventet volum på 90 prosent fra eksisterende brønner, under forutsetning av at ingen nye brønner bores. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver (2P/P50) er basert på produksjonsstans i 2012 og inkluderer operatørens mest sannsynlige volumestimat og produksjonsprofiler, forutsatt ingen boring av tilleggsbrønner. Totale utvinnbare reserver er beregnet til 95 millioner fat, mens gjenværende påviste og sannsynlige reserver er anslått til 16.5 millioner fat, hvorav 9.4 millioner er utbygd. 7 millioner fat ikke-utbygde reserver er tilknyttet planlagte brønner fra 2010 og framover. Reservene gjenspeiler en lengre produksjonstid enn tidligere anslått, grunnet en forlenget leieavtale med FPSO-eieren.

Konsesjonsperioden utløper i 2021. Det er forventet en levetid til 2012.

Glitnefeltet (PL 048 B) befinner seg 40 kilometer nordøst for Sleipner-området. Feltet produseres fra undersjøiske brønner koplet til produksjonsskipet Petrojarl 1, og oljen eksporteres med shuttletankere. Totale reserver er beregnet av operatøren og er basert på produksjonshistorikk kombinert med reservoarsimulering og antatt produksjonsstans i 2010. Den største usikkerheten for framtidig produksjon er knyttet til mengden av produsert vann i de enkelte brønner. Gjenværende reserver er beregnet basert på en sannsynlighetsvurdering som tar hensyn til de forskjellige usikkerhetsfaktorene. En ny produksjonsbrønn er under vurdering, og er avhengig av utfallet av en fersk 4D seismisk undersøkelse. Alle påviste og sannsynlige reserver er klassifisert som «utbygde reserver». Totalt opprinnelige utvinnbare reserver er anslått til 52 millioner fat, mens gjenværende reserver er anslått til 2.1 millioner fat.

Konsesjonsperioden utløper i 2013. Det er forventet en levetid til 2010.

Enochfeltet (PL 048B) strekker seg på begge sider av den norske-britiske grenselinjen i den britiske blokken 16/13a og den norske blokken 15/5, sørvest for Glitnefeltet. Feltet er utviklet med én horisontal undersjøisk brønn og produseres gjennom Brae A-plattformen på UK siden, hvor oljen blir prosessert og eksportert via Forties rørdninger. Gassen selges til Brae. Produksjonen på Enoch startet i mai 2007. Det er inngått en felles eierskapsavtale med lisenseierne på britisk sektor, og Det norskес totale andel er 2 prosent (10 prosent av den norske lisens PL 048D). Opprinnelige påviste og sannsynlige reserver (Enoch-enhet) anslås av operatøren til å være 15 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 10,2 millioner fat er gjenværende. Volum i tabell 1 inkluderer bare den norske del av feltet, og er klassifisert som «utbygde reserver».

Konsesjonsperioden utløper i 2018. Det er forventet en levetid til 2017.

Jotunfeltet (Unit i PL 027 B og PL 103) i Balder-Grane området er utviklet med en integrert brønnhode- og boreinstallasjon (Jotun B) med 24 brønnslisser og en FPSO (Jotun A) med tre trinns separasjon. Oljen fraktes til Slagen-raffineriet og gassen eksporteres via Statpipe. Påviste reserver (2P/P50) inkluderer forventet volum fra eksisterende brønner, forutsatt at ingen nye brønner bores og at feltet stopper produksjon i 2015. Totale reserver anslås av operatøren basert på produksjonshistorikk kombinert med reservoarsimulering. Den viktigste usikkerheten når det gjelder framtidig produksjon er mengden av produsert vann i de enkelte brønner. Totale opprinnelige utvinnbare reserver er anslått til 148 millioner fat olje. Gjenværende påviste og sannsynlige reserver er anslått til 11.41 millioner fat olje og er klassifisert som «utbygde reserver».

Konsesjonsperioden utløper i 2015. Det er forventet en levetid til 2015.

Frøyfeltet (PL 364) opereres av Det norske (50 prosent) med Premier Norge AS som partner. Plan for utbygging og drift (PUD) ble lagt fram for myndighetene i september 2008, og var forpliktende for både Det norske og partneren Premier Norge AS. Olje – og energidepartementet har innvilget en forlengelse av lisensen i ti år, til 2019. Feltet var i produksjon fra 1995 til 2001 og operatøren Elf produserte 35 millioner fat. Basert på en full evaluering av reservoaret og produksjonshistorien, er det beste estimatet at utvinningsgraden kan økes fra den opprinnelige 18 prosent til minimum 40 prosent , noe som øker utvunnet volum med 56 millioner fat. Reservene er klassifisert som «ubygging vedtatt».

Konsesjonsperioden utløper i 2019. Det er forventet en levetid til 2022.

Reserver per felt

I PRODUKSJON (KATEGORI 1)										
per 31.12.2008	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.
PL 038 - Varg	5,81	0,0	5,81	5%	0,29	9,43	0,0	9,43	5%	0,47
PL 048B - Giltne	0,73	0,0	0,73	10%	0,07	2,13	0,0	2,13	10%	0,21
Enoch-enhet (Norge)	0,43	0,0	0,43	10%	0,04	1,97	0,01	2,04	10%	0,20
Jotun-enhet	10,24	0,0	10,24	7%	0,72	11,41	0,0	11,41	7%	0,80
Total					1,12					1,69

UNDER UTBYGGING (KATEGORI 2)										
per 31.12.2008	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.
PL 038 - Varg	3,59	0,0	3,59	5%	0,18	7,02	0,0	7,02	5%	0,35
Total					0,18					0,35

UTBYGGING VEDTATT (KATEGORI 3)										
per 31.12.2008	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.	Olje (mill. fat)	Gass (mrd. m³)	mill. fat o.e.	Andel %	Netto mill. fat o.e.
PL 364 - Frøy	34,17	0,0	34,17	50%	17,09	55,82	0,0	55,82	50%	27,91
Total					17,09					27,91

Forklaring: 1 x 10⁹ Sm³ gass = 1 x 10⁶ Sm³ oljeekvivalenter = 6,29 millioner fat oljeekvivalenter.

NOTE 29 - HENDELSER ETTER BALANSEDAGEN

Endring av eierinteresser

I henhold til integrasjonsavtalen mellom NOIL og Pertra var DNO International ASA forpliktet til å redusere sitt aksjeinnehav i Det norske til maksimalt 25 prosent innen utgangen av 2008. Styret i Det norske ga i oktober 2008 DNO International en forlengelse av denne fristen til 15. mars 2009. DNO solgte seg ned til 25 prosent eierskap den 7. januar 2009.

Valg av nytt styre

«Det ble avholdt ekstraordinær generalforsamling i Det norske oljeselskap ASA den 2. februar 2009 etter krav fra DNO International. På generalforsamlingen ble det valgt inn fem nye styremedlemmer. Diderik Schnitler ble valgt som ny styreleder. Jan Rune Steinsland, Marianne Elisabeth Johnsen, Marianne Lie og Hege Sjø ble valgt som nye styremedlemmer, mens Ivar Brandvold og Tore Lilloe-Olsen ble gjenvalgt. De nye styremedlemmene ble valgt for to år, mens de eksisterende styremedlemmene ble gjenvalgt for ett år.»

Pågående aktiviteter

Letebrønnen 30/11-7 på Fulla-prospektet i PL272/035B ble avsluttet i februar 2009. Brønnen påviste mellom 6 millioner og 19 millioner fat oljeekvivalenter i form av gass og kondensat. Det planlegges et sidesteg fra brønnen til våren for å avgrense størrelsen på funnet. Det norske har 15 prosent eierandel i Fulla.

ERKLÆRING FRA STYRET OG ADMINISTRERENDE DIREKTØR

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets årsregnskapet for 2008 etter vår beste overbevisning er utarbeidet i samsvar med IFRS som er fastsatt av EU, med krav til tilleggsopplysninger som følger av regnskapsloven. Opplysningene i regnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets eiendeler, gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet.

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

Styret for Det norske oljeselskap ASA
Sandvika i Verdal, 25. mars 2009

Diderik Schnitler, styreleder

Ivar Brandvold, nestleder

Jan Rune Steinsland, styremedlem

Marianne Elisabeth Johnsen, styremedlem

Marianne Lie, styremedlem

Tore Lilloe-Olsen, styremedlem

Jan Gunnar Opsal, styremedlem

Erik Haugane, adm. dir.

Kristin Aubert, styremedlem

Til generalforsamlingen i Det norske oljeselskap ASA

REVISJONSBERETNING FOR 2008

Vi har revidert årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA for regnskapsåret 2008, som viser et overskudd på kr 225.494.000. Vi har også revidert opplysningene i årsberetningen om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til anvendelse av overskuddet. Årsregnskapet består resultatregnskap, balanse, kontantstrømoppstilling, 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 økonomiske stilling 31. desember 2008 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 anvendelse av overskuddet, er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

Trondheim, 25. mars 2009
Deloitte AS



Karl O. Sanderød
statsautorisert revisor

ORD OG UTTRYKK

HMS	Helse, miljø og sikkerhet
PUD	Plan for utbygging og drift som leveres myndighetene for godkjenning
TFO	Tildeling i forhåndsdefinerte områder (APA på engelsk), en årlig lisensrunde i modne deler av norsk sokkel
OD	Oljedirektoratet
Ptil	Petroleumstilsynet
OED	Olje- og energidepartementet
SPE	Society of Petroleum Engineers
CIF	Cost Insurance Freight
G&G	Geologi og geofysikk
2D seismikk	Kraftige ekkolodd som mottar reflektert lyd fra undergrunnen langs rette linjer
3D seismikk	Som 2D seismikk, men hvor lyden fanges opp i et nett av mottakere, slik at et tredimensjonalt bilde av undergrunnen kan konstrueres. Mindre oljefeller kan oftest bare kartlegges på 3D seismikk. Det norske oljeselskaps prospekter er alle kartlagt på 3D seismikk
EM	Elektromagnetiske undersøkelser (også referert til som havbunnslogging). Det settes opp et elektromagnetisk felt på havbunnen eller i sjøen som måler elektrisk motstand i undergrunnen. Under gunstige forhold vil slike målinger kunne avsløre om det er hydrokarboner på ulike dyp. Metoden brukes som ett av flere element i sannsynlighetsvurderingene før boring
AMI	Area of Mutual Interest, et formelt samarbeid om lisenssøknad
Prospekt	Et definert volum som er kartlagt hvor det er sannsynlig at hydrokarboner er til stede
Reserver	Petroleum påvist som med sikkerhet blir satt i produksjon, i henhold til SPE standard
Ressurser	Petroleum som er påvist, men som ikke sikkert kommer i produksjon, samt beregninger av petroleum i kartlagte prospekt som ennå ikke er boret Klassifisert i henhold til Oljedirektoratets definisjoner
P10, P50, P90	Henholdsvis 10 prosent, 50 prosent og 90 prosent sannsynlighet
1 Sm ³	En standard kubikkmeter = 6,293 oljefat. 1 Sm ³ olje tilsvarer 1000 Sm ³ gass (en oljeekvivalent; o.e.)
1 oljefat	En vintønne (engelsk: «tierce») tilsvarende 1 tønne = 42 gallon ~ 159 liter.
IFRS	International Financial Reporting Standards
NGAAP	Norwegian Generally Accepted Accounting Policies – God regnskapsskikk i Norge