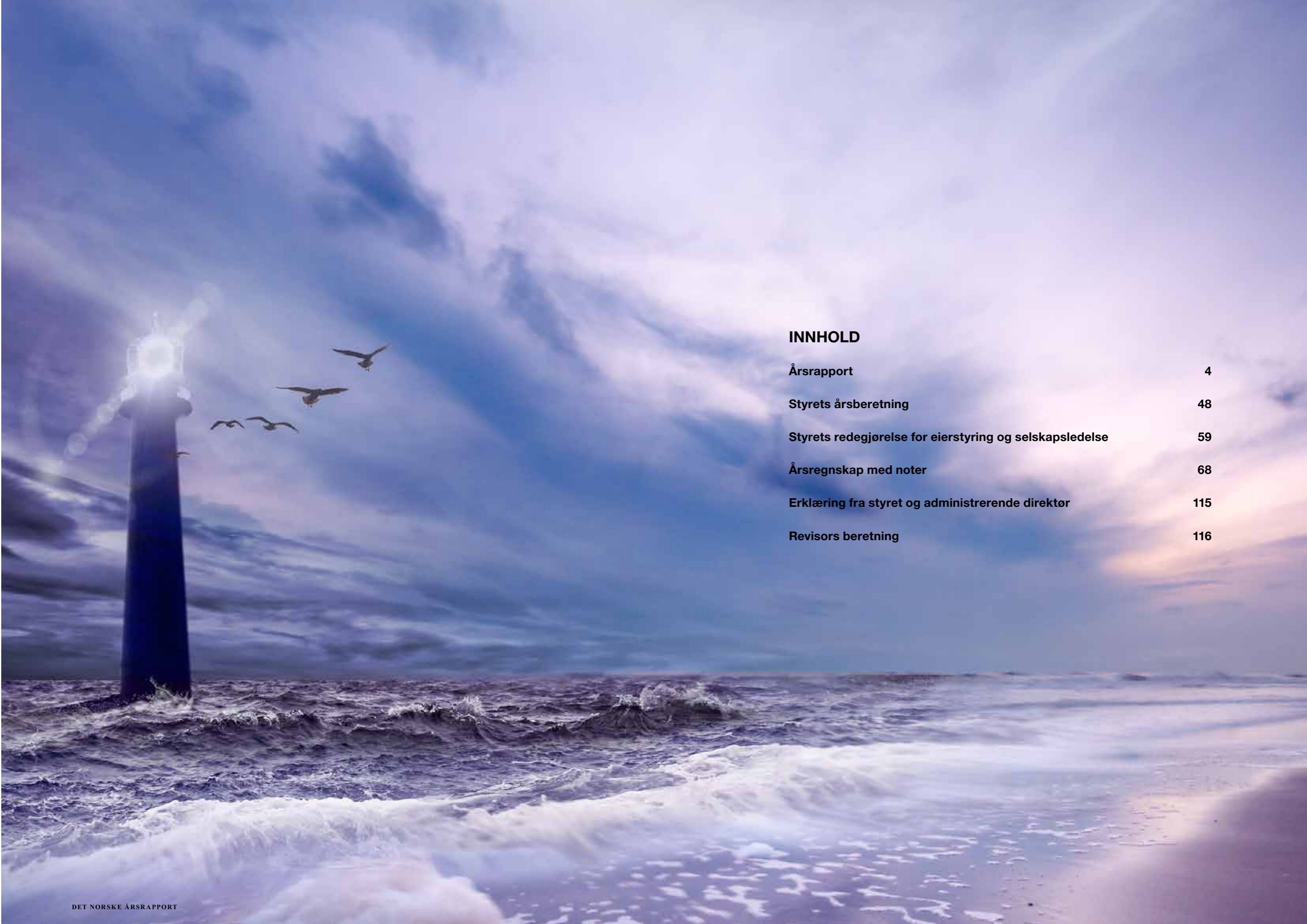


Årsrapport 2012

”Millom bakkar og berg ut med havet”



DET NORSKE



INNHold

Årsrapport	4
Styrets årsberetning	48
Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse	59
Årsregnskap med noter	68
Erklæring fra styret og administrerende direktør	115
Revisors beretning	116

Nøkkeltall 2012

	2012	2011	2010	2009	2008
Antall lisensandeler per 31.12.	67	65	66	67	44
Operatørskap	26	28	30	34	24
Produksjon totalt per år	544 734 fat	548 268 fat	763 494 fat	673 603 fat	661 732 fat
Gjennomsnittlig produksjon per dag	1 545 fat	1 501 fat	2 092 fat	1 845 fat	1 808 fat
Reserver (P50) per 31.12.	65 mill. fat	68 mill. fat	1 mill. fat	29 mill. fat	30 mill. fat
Reserver (P50) og betingede ressurser (P50) per 31.12.	525 mill. fat	492 mill. fat	177 mill. fat	165 mill. fat	109 mill. fat
Driftsinntekter	332 mill. kr	438 mill. kr	366 mill. kr	265 mill. kr	635 mill. kr
Driftsresultat før av- og nedskrivninger	-1 582 mill. kr	-849 mill. kr	-1 292 mill. kr	-1 168 mill. kr	-60 mill. kr
Driftsresultat	-3 843 mill. kr	-1 078 mill. kr	-1 591 mill. kr	-1 435 mill. kr	-572 mill. kr
Resultat før skatt	-3 949 mill. kr	-1 311 mill. kr	-1 736 mill. kr	-1 389 mill. kr	-416 mill. kr
Årets resultat	-957 mill. kr	-370 mill. kr	-564 mill. kr	-513 mill. kr	225 mill. kr
Letekostnader	1 609 mill. kr	1 012 mill. kr	1 412 mill. kr	1 186 mill. kr	545 mill. kr
Totale leteutgifter (resultat- og balanseførte)	1 656 mill. kr	1 810 mill. kr	2 449 mill. kr	1 804 mill. kr	397 mill. kr
Kontantstrøm før finansieringsaktiviteter	-2 156 mill. kr	-266 mill. kr	-1 105 mill. kr	-865 mill. kr	1 012 mill. kr
Bokført egenkapital	3 738 mill. kr	3 677 mill. kr	3 058 mill. kr	3 858 mill. kr	3 691 mill. kr
Børsverdi per 31.12.	11 608 mill. kr	11 257 mill. kr	3 000 mill. kr	3 756 mill. kr	1 889 mill. kr
Antall aksjer per 31.12.	140 707 363	127 915 786	111 111 111	111 111 111	64 925 020
Pålydende per aksje per 31.12.	1,00 kr	1,00 kr	1,00 kr	1,00 kr	0,20 kr
Aksjekurs per 31.12.	82,5 kr	88,0 kr	27,0 kr	33,8 kr	19,4 kr
Antall ansatte per 31.12.	214	173	193	176	127

Fem år med Det norske



* Ytterligere informasjon finnes i styrets årsberetning og årsregnskap 2012

Det norske oljeeventyret fortsetter



”Han saag ut paa det baarutte havet, der var ruskutt aa leggja ut paa.”

Høydepunkter 2012

I desember overleverte Det norske plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet til Olje- og energidepartementet. Feltet inneholder 147 millioner fat olje og koster 24,7 milliarder kroner å bygge ut. Første olje skal etter planen produseres i fjerde kvartal 2016.

Gigantfunnet på Johan Sverdrup var et vendepunkt for Det norske. Funnet er et av de største på norsk sokkel noensinne. Det nye funnet på Geitungen i lisens 265 i august er isolert sett stort, og er nå inkludert i Johan Sverdrup-feltet. Det norske har med sine 20 prosent i lisens 265 en solid ressursbase i Sverdrup.

Det norske fortsetter en **offensiv letestrategi**. Selskapet var med på i alt tolv brønner i 2012. Av disse var to avgrensingsbrønner på Sverdrup. Det ble gjort funn i to av de ni letebrønnene. I Salinapropektet i Barentshavet var Det norske med på et ikke-kommersielt gassfunn i oktober. I Norskehavet var Det norske med på funnet av Garantiana, som inneholder mellom 25 og 75 millioner fat olje.

Arbeidet med **Jetteutbyggingen**, der Det norske er operatør, møtte på utfordringer under produksjonsboringen. Disse ble imidlertid raskt løst, og

alle installasjoner på havbunnen er nå på plass. Når produksjonen på Jette starter i april, har Det norske nådd målet om å være et **fullverdig oljeselskap** med leting, utbygging og drift.

Det norske har i 2012 **styrket den finansielle posisjonen betraktelig**. Egenkapitalen er styrket gjennom en rettet emisjon på 1 029 millioner kroner. Selskapet har også sikret en ny letefasilitet på 3,5 milliarder kroner. Fra før har selskapet en kredittfasilitet på inntil USD 500 millioner. Samlet gir dette et godt økonomisk grunnlag for å arbeide med utbyggingene selskapet står foran.

Operasjonene i 2012 er gjennomført uten **alvorlige hendelser** innen helse, miljø og sikkerhet. ■



Digital versjon av
Årsrapport 2012.

”Når folk er borte, ser ein best kva dei greidde.”



Fra visjon til virkelighet

Norge har de siste tiårene opplevd en enorm vekst, takket være utviklingen i oljenæringen. Siden starten i 2005 har Det norske blitt en viktig del av det norske oljeeventyret. Tilliten til næringen er sterk. Ressursene er store.

Som et av de største selskapene på norsk sokkel er vi stolte av å forvalte fellesskapets verdier på en ansvarlig måte. Vår visjon er at det norske oljeeventyret skal fortsette. Nå skal vår visjon bli virkelighet.

Det skjer når vi starter egen produksjon på Jette, når vi bygger ut Ivar Aasen-feltet og når vi er med på den gigantiske utbyggingen av Johan Sverdrup. Vi har nådd det første store målet vi satte oss. Det gjør oss til et fullverdig oljeselskap med leting, utbygging og drift.

Det norske er med på byggingen av nasjonen. De verdiene vi skaper skal være til glede for aksjonærene, men det meste av verdiene tilfaller fellesskapet. Det er ikke tilfeldig at det er slik; grunnlaget ble lagt da konsesjonslovene ble vedtatt for over 100 år siden. Naturressursene skulle tilhøre nasjonen og folket.

Den historiske linjen er forsterket av navnene på nye norske oljefelt. Johan Sverdrup var drivkraften for

parlamentarismen og dannelsen av politiske partier, selve grunnlaget for det norske folkestyret. Ivar Aasen var nynorskens far, og løftet det norske folkemålet fram som en del av nasjonsbyggingen. Gina Krog var en av våre fremste kvinnesakspionerer, og spilte en avgjørende rolle i arbeidet som ledet fram til allmenn stemmerett for kvinner i 1913.

Jettefeltet har også sin plass i historien, der fortellinger om jetter og troll var en del av nasjonsbyggingen på 1800-tallet. Historiefortelling er viktig for vår nasjonale identitet. Det er en nær sammenheng mellom folkeeventyret og Det norske oljeeventyret.

I dag er oljenæringen den viktigste industrielle nasjonsbyggeren. Olje og gass er grunnlaget for vår rikdom og velferd – og vil være det i generasjoner framover. Nye funn har gitt økt optimisme og større oppslutning om landets viktigste næring.

Det norske nådde målene vi satte oss for 2012. Plan for utbygging og drift for Ivar Aasen-feltet ble levert i desember. Vi venter at Stortinget vedtar utbyggingen før sommeren. De viktigste kontraktene for Aasen er på plass. Nå har vi satt oss som mål å produsere den første oljen fra feltet i oktober 2016. Det skal vi klare.



Foto: Siri Arntzen

Johan Sverdrup-feltet er selskapets klart største verdi. Flere brønner er boret for å avgrense funnet og disse har bekreftet at Sverdrup er et gigantisk felt. Målet er at Sverdrup skal være i produksjon i 2018.

I år får vi vår første egenproduserte olje fra Jette, et lite felt som det også er vår oppgave å utnytte ressursene i. Boringen av produksjonsbrønnene på Jette var utfordrende, men etter at undervannsarbeidet ble ferdigstilt har alt gått etter planen. Produksjonen fra Jette vil gi Det norske 6 000 – 7 000 fat olje per dag. Det er langt mer enn da vi satte våre første mål for selskapet for åtte år siden. Vi har skapt et solid fundament for selskapet, nå bygger vi videre og setter nye mål.

Det vi har fått til fra 2005 til i dag er fantastisk. Det norske er det største oljeselskapet på Oslo Børs etter Statoil. Vi har en eierstruktur som gjør det mulig å planlegge for langsiktig vekst og tilstedeværelse.

Fortsatt suksess krever kontinuerlig forbedring. Å gjøre det samme som i fjor – eller det samme som andre selskaper gjør – er ikke godt nok. Skal vi lykkes må vi alltid søke å bli best på noe. Samfunnsoppdraget er å utgjøre en forskjell.

Bare slik kan vi skape større verdier for aksjonærene og for fellesskapet. Slik kan Det norske oljeeventyret fortsette. ■

Erik Haugane
Administrerende direktør

"Han skal grave djupt, som vil bygge høgt."



Ivar Aasen

Ivar Aasen-feltet er den første store utbygginga for Det norske som operatør. Like før jul 2012 leverte Det norske plan for utbygging og drift (PUD) til styresmaktene. Utbygginga kostar om lag 24,7 milliardar kroner (2012), er ei stor oppgåve for selskapet og vil gje store verdjar til fellesskapen.

Ivar Aasen-feltet inneheld 147 millionar fat olje og gass. Det norske har alt tildelt dei største kontraktane for utbygging av feltet. Vi er i rute for å nå målet om å levere første olje i oktober 2016.

Våga og vinna

"Den som ikkje leitar, kan ikkje finna. Den som ikkje vågar, kan ikkje vinna," er eit av mange sitat frå språkforskaren og diktaren Ivar Aasen. Sitatet passer særst godt for oljeverksemda. Du må leite og finne før du kan bygge ut, og du må våge for å lykkast.

I år er det 200 år sidan Ivar Aasen blei fødd. Då han døydde i 1896, blei han i ei avis omtala som "dette forunderligste lille vesen". Han var under 170 cm høg,

likte ikkje å bli fotografert og gjorde lite nummer av seg sjølv. Livsverket vart likevel stort. Aasen står att som ein nasjonsbyggjar, ein som var med og forma den norske identiteten gjennom eit skriftspråk som bygde på norske folkemål. Aasens arbeid hadde sin bakgrunn i at Noreg på 1800-talet ikkje hadde sitt eige skriftmål. Han ville at målreisinga skulle fremje språkleg og kulturell sjølvtilitt.

Ivar Aasen er nynorskens far og skreiv den ukrona nasjonalsongen «Millom bakkar og berg ut med havet». Songen fortel om norsk natur og norske verdjar som dei fleste nordmenn vil identifisere seg med: påliteleg, arbeidssam og sindig.

*Han saag ut paa det baarutte Havet;
der var ruskutt aa leggja ut paa; men der
leikade Fisk ned i Kavet,
og den Leiken den vilde han sjaa.*

Ivar Aasen var ein utfordrar i si tid. Det norske blei òg danna som ein norsk utfordrar, både ved å leggje hovudkontoret til Trondheim og ved å utfordre dei eksisterande selskapa og deira arbeidsformer.



Store verdier

Produksjonen på Ivar Aasen vil vere eit viktig tilskot til selskapets utvikling. Det norske andel av produksjonen på Ivar Aasen er 16 000 fat oljeekvivalentar per dag frå fjerde kvartal 2016, og 23 000 fat oljeekvivalentar per dag på toppnivå i 2019. Administrerende direktør Erik Haugane ser fram til at Det norske no kjem i gang med utbygginga.

– Ivar Aasen-feltet er ei stor utbygging som representerer store verdier for det norske samfunnet og for eigarane. Vi gler oss til å gjennomføre den store oppgåva med det ansvaret det er å vere operatør. Dette blir den største utbygginga eit norsk selskap utanom Statoil gjer på svært lang tid. Ivar Aasen-feltet er eit stort steg for Det norske som selskap og viktig for mangfaldet på norsk sokkel, uttalar han.

Den økonomiske levetida for Ivar Aasen-feltet er rekna til rundt 20 år, alt etter oljepris og produksjonsutvikling. Den samla investeringa i prosjektet er rekna til 24,7 milliardar kroner. Med oljeprisen i dag kan bruttoinntekta for feltet bli om lag 100 milliardar kroner.

Drifta frå Trondheim

Ivar Aasen-feltet blir utvikla og skal drivast frå eit operasjonssenter i Trondheim. Det norske vil drive feltet effektivt med eit lite mannskap på plattform.

Aasen-utbygginga omfattar utvinning av ressursane i tre funn – Ivar Aasen-funnet i lisens 001B, West

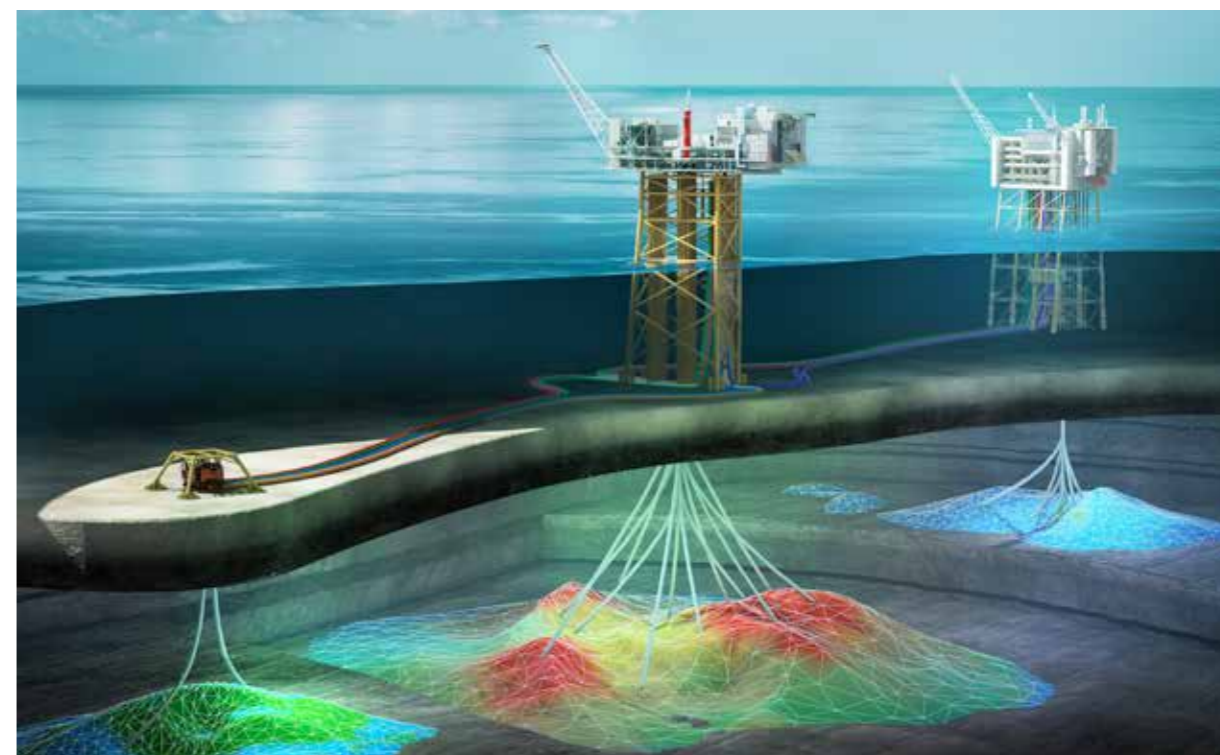
Cable i 242 og Hanz i 028B. Delar av Ivar Aasen-funnet strekker seg inn i nabolisensen 457. Eigarane i lisensane 001B, 028B og 242 er Statoil Petroleum AS med 50 prosent, Det norske oljeselskap ASA med 35 prosent og Bayerngas Norge AS med 15 prosent.

Ivar Aasen-feltet er planlagt bygt ut med i alt 15 brønner. Åtte av desse er produksjonsbrønner, sju er vassinjeksjonsbrønner. Aasen-feltet er ei samordna utbygging med Edvard Grieg-feltet som ligg ti kilometer lenger søraust. På Aasen-feltet vert det bygt ein botnfast ståplattform med anlegg for delvis prosessering. Plattformen vil også ha bustadkvarter.

Produksjonsbrønnane på Aasen og West Cable skal borast frå plattform, medan dei to brønnane på Hanz er knytte til plattformen med ein 14 kilometer lang rørledning. Brønnane blir bora med en eigen oppjekkbar rigg. Olje og gass blir sendt via to rørleidningar til Grieg-plattformen for sluttprosessering før olje og gass blir skipa ut i to nye rør til Grane oljerørledning og SAGE gassrør på britisk sokkel. Aasen-plattformen blir forsynt med straum frå Grieg-plattformen.

I samarbeid med andre lisensgrupper blir det utgreidd tekniske løysingar og kostnader for ei framtidig felles kraftløyning med straum frå land til feltet Ivar Aasen, Edvard Grieg, Gina Krog og Johan Sverdrup.

På topp under utbygginga vil 200 personar, både egne tilsette og innleigde, arbeide med Ivar Aasen-feltet, dei fleste av desse i Trondheim. ■



Utbyggingsløysinga: Ivar Aasen skal byggast ut med ein bemanna produksjonsplattform plassert over Ivar Aasen-reservoaret og eit undervassanlegg på Hanz. West Cable skal drenerast med ein brønn bora frå Ivar Aasen-plattformen.



Byggast i Singapore: Overdelen på plattformen til Ivar Aasen-feltet er 13 700 tonn og skal byggast av SMOE i Singapore. Integrert i plattformen er eit bustadkvarter til 70 personar og eit helikopterdekk. Kontrakta har ein verdi på omlag fire milliardar kroner.



Foto: Hanne Marstrand

Statsrådsbesøk: 22. desember overleverte Det norske plan for utbygging og drift til olje- og energiminister Ola Borten Moe.

"Små bitar er også mat."



Bygger videre

Gina Krog er en viktig tilvekst til Det norske portefølje av utbyggingsprosjekter. I desember 2012 fikk Olje- og energidepartementet overlevert plan for utbygging og drift av olje- og gassfeltet i Nordsjøen.

Ressursene i Gina Krog strekker seg inn i lisens 029B, hvor Det norske er partner. Etter unitiseringsprosessen som forgikk i 2012 forhandlet Det norske seg fram til en eierandel på 3,3 prosent. Selv om eierandelen er moderat, tar likevel Det norske del i noe stort.

Totale utvinnbare reserver er beregnet til 225 millioner fat oljeekvivalenter, rundt 7,5 millioner fat til Det norske. Totale investeringer er antatt å bli 31 milliarder kroner. Produksjonen fra Gina Krog skal etter planen starte i første kvartal 2017 og er antatt å vare fram til 2037.

Gina Krog skal bygges ut med en bunnfast plattform som knyttes opp til Sleipnerfeltet for gasseksport. Oljen skal transporteres med skip.

Frodige Frøy

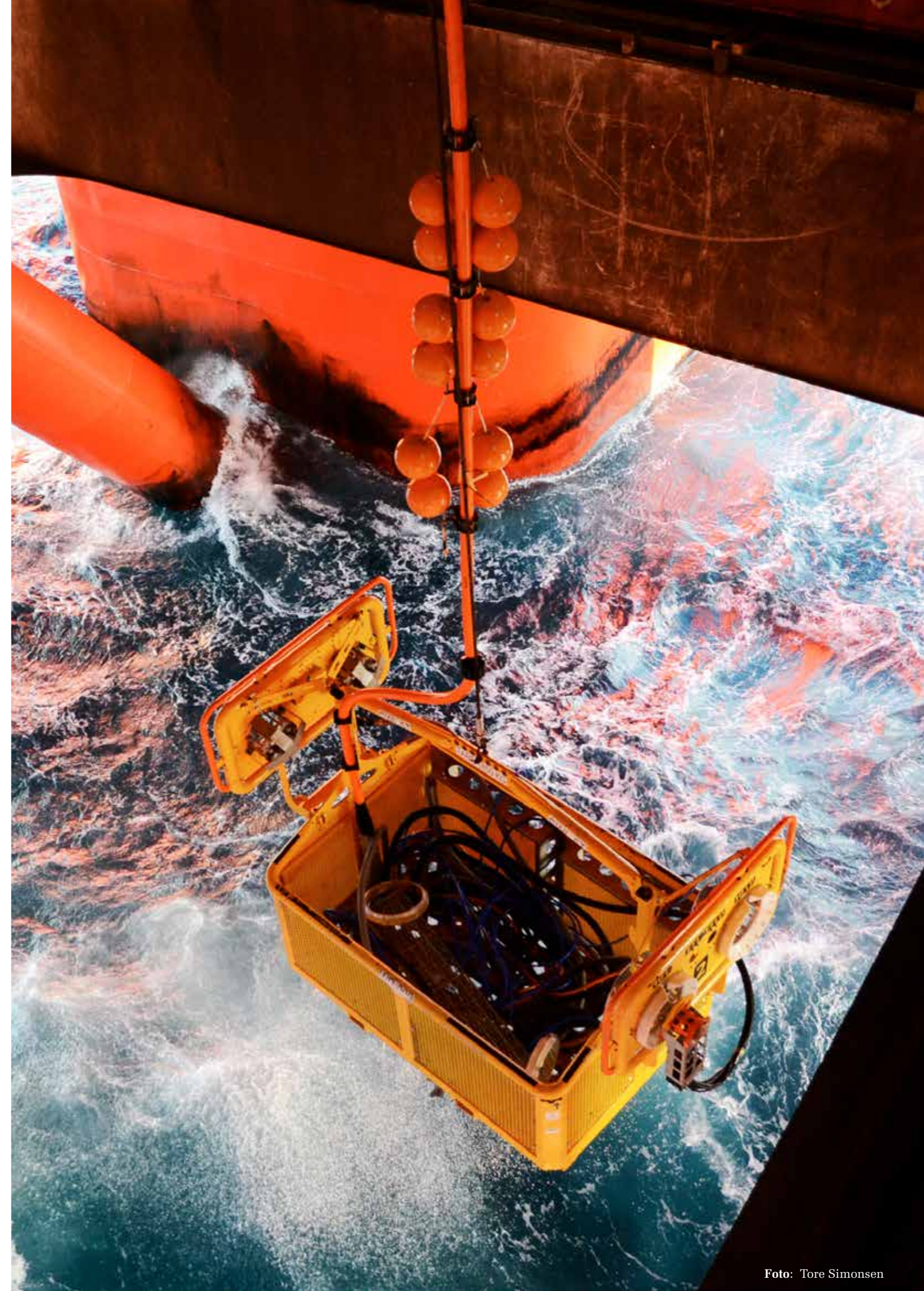
Det norske fortsetter arbeidet, som operatør og med 50 prosents eierandel, med å finne den beste utbyg-

gingsløsningen for Frøy. Både selvstendig utbygging, tilknytning til eksisterende felt og en områdeløsning sammen med Frigg Gamma Delta, der Det norske eier 20 prosent, vurderes. Dette arbeidet vil pågå i 2013.

Historien om Frøy går flere tiår tilbake. Feltet var i produksjon fra 1995 til 2001 med Elf som operatør, men ble nedstengt grunnet for lav oljepris. Det norske overtok feltet i 2006 og arbeider sammen med partner Premier Oil Norge for å få feltet i produksjon.

Med 100 prosent eierandel, er Det norske også operatør på funnet Storklakken, som ligger i nærheten. Videre utforskning av ressursene rundt Storklakken er avhengig av en realisering av de største feltene i området.

De samlede ressursene i Frøy, Frigg Gamma Delta og Storklakken er omtrent 170 millioner fat oljeekvivalenter, hovedsakelig olje. ■



”Beint fram er stuttast, men
ikkje alltid lettast.”



Jette

I februar 2012 godkjente norske myndigheter plan for utbygging og drift av Jettefeltet, og med det var Det norske i gang med selskapets første feltutbygging som operatør.

Jettefeltet ble funnet i 2009 og er et av de minste oljefeltene i Nordsjøen. Selv om ressursene i Jette er små, representerer de likevel store verdier for selskapene og det norske samfunnet. Myndighetene har lenge oppmuntret til leting og utbygging i områder hvor eksisterende infrastruktur har begrenset levetid. Ressursene fra Jette hadde ikke vært mulig å produsere hvis ikke Jotunfeltets installasjoner har kapasitet til å ta imot olje og gass for prosessering og videre transport.

Utbyggingsløsningen

Jette er bygget ut som en undervannsinntak knyttet opp til Jotun B. Jotuninstallasjonene består av en flytende produksjonsinnretning med lager- og lossefasiliteter (Jotun A), og en brønnhodeplattform (Jotun B). En rekke modifikasjoner på Jotun B, i tillegg til mindre modifikasjoner på Jotun A, har vært nødvendig for å koble de to feltene sammen. Den valgte løsningen gir mulighet for framtidig tilknytning av ytterligere brønner. Brønnstrømmen fra Jette blir

blandet med brønnstrømmen fra Jotun på Jotun B, og overført til Jotun A for videre prosessering, lagring og eksport.

Utfordrende boreoperasjon

Boringen av produksjonsbrønnene på Jette, som startet i februar 2012, bød på flere tekniske utfordringer. Den ene av de to produksjonsbrønnene kollapset under boreoperasjonen og som en konsekvens måtte en ny boreplan iverksettes. Justeringen medførte betydelig større kostnader med utbyggingen, samtidig som endring av brønnbanen også reduserte det utvinnbare volumet.

Første egenproduserte olje

Med begge produksjonsbrønnene og undervannsarbeidet på plass, gjenstår små justeringer før Jette starter produksjonen våren 2013. Basert på en utvinningsgrad på 30 prosent inneholder feltet mellom seks og sju millioner fat oljeekvivalenter. Jette er ventet å gi Det norske, med 70 prosent eierandel, mellom 6 000 og 7 000 fat olje per dag. Utbyggingen av Jette har gitt Det norske viktig erfaring på veien mot større utbygginger.

Se bilder fra utbyggingen på Jette >>

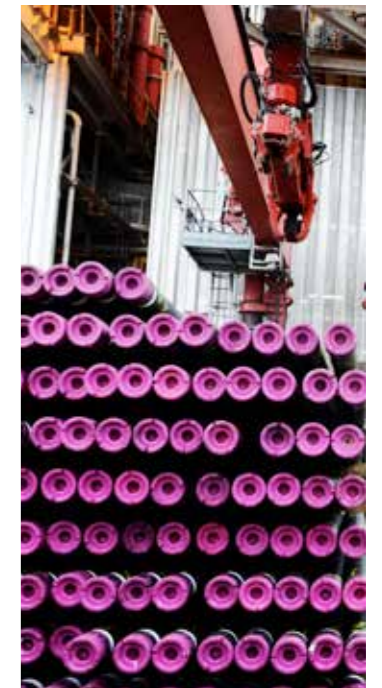




Foto: Headspin

Transocean Barents: Verdens største flytende borerigg ble benyttet under boringen av produksjonsbrønnene på Jette. Riggene kan bore i vandyp på opptil 3 000 meter og har en boreddybde på 10 000 meter. Riggene kan både ankres og ligge på dynamisk posisjonering.

Produksjon i 2013: Fra operatørplassen på boredekket på Transocean Barents, også kalt drillerbua, styrer borerne operasjonen på riggen. De ferdigstilte produksjonsbrønnene er satt sammen av tolv meter lange produksjonsrør. Rørene ble klargjort på dekk før installasjonen og total lengde på rørene i de to brønnene er 4,4 kilometer.



Fra Jette til Jotun: En seks kilometer lang kontrollkabel går fra Jette til Jotun. Denne kontrollkabelen styrer produksjonen på Jette. Fordelingsenheten og kontrollkabelen ble lastet i Moss for videre frakt ut i Nordsjøen. Den totale bore- og kompletteringstiden for begge produksjonsbrønnene på Jette var 207

dager, hvorav 135 gikk med til boringen og 72 dager til komplettering. Dårlig vær forhindret arbeidet i åtte dager.



”Ein drikk like godt av små bekkar som store.”



Verdifulle dråper

Det norske hadde i 2012 en samlet produksjon på 545 000 fat oljeekvivalenter. I fjerde kvartal ble produksjonen 255 000 fat oljeekvivalenter, nesten en dobling fra 138 000 fat i fjerde kvartal 2011.

Det norske var rettighetshaver i fem produserende felt, og hadde ved årsskiftet produksjon på fire av disse: Glitne (ti prosent eierandel), Atla (ti prosent), Jotun (syv prosent) og Varg (fem prosent). Enoch (to prosent) er fortsatt ute av produksjon på grunn av tekniske problemer.

I løpet av våren 2013 starter produksjonen på Jette, Det norskes første egenopererte felt. Med eierandel på 70 prosent er Jette ventet å gi Det norske en produksjon på mellom 6 000 og 7 000 fat olje per dag. Det norske forventer at produksjonen på Enoch er tilbake rundt årsskiftet 2013/2014.

Produktive Atla

Et viktig tilskudd til Det norskes produksjonsvolum er Atla, som startet produksjonen i oktober 2012, knappe to år etter at funnet ble gjort. Det norskes ti prosent

andel i feltet ga i fjerde kvartal en produksjon på 2 000 fat oljeekvivalenter per dag. Før produksjonsstart på Atla var det ventet at feltet ville gi Det norske en produksjon på rundt 1 400 fat oljeekvivalenter per dag.

Glitrende Glitne

I 2013 avsluttet Det norske produksjonen på Glitne, ni år etter opprinnelig planlagt produksjonsstopp på feltet. Historien om utvinningen av Glitne illustrerer betydningen av tiltak som fremmer økt oljeutvinning og forlenger levetiden på modne felt. For norsk petroleumsnæring har Glitne vært en solskinnshistorie.

Da plan for utbygging og drift ble levert i 2000, var forventet levetid på Glitne i underkant av tre år. Godt samarbeid partene imellom, prosess- og brønntiltak, samt boring av nye brønner førte til en firedobling av levetiden på feltet. Når produksjonen på Glitne ble avsluttet, hadde feltet produsert 56 millioner fat olje, dobbelt så mye olje som det opprinnelige anslaget. Når produksjonen er avsluttet, er det med visshet om at alle tilgjengelige ressurser er hentet ut. I 2013 gjenstår en god, sikker og profesjonell avvikling av feltet. ■

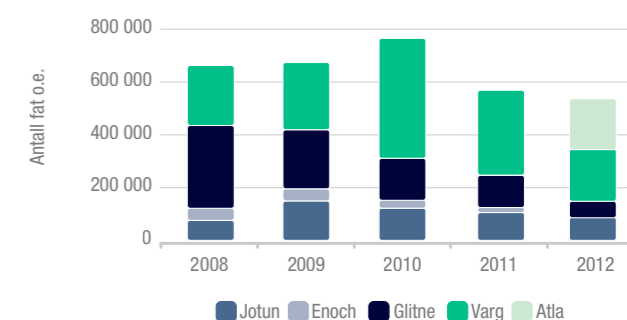


Stabil produksjon: Det norske hadde i 2012 produksjon fra fem felt. Her fra Vargfeltet i Nordsjøen.

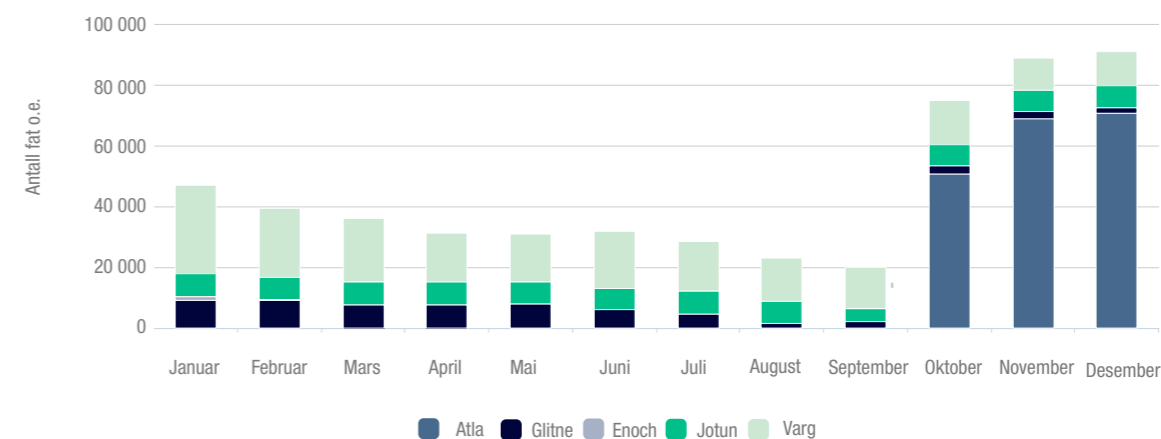
Fullverdig oljeselskap

Med innlevering av plan for utvikling og drift for Ivar Aasen og produksjon fra Jette, nærmer Det norske seg målet om å bli et fullverdig oljeselskap på norsk sokkel. I løpet av 2013 tar Det norske steget fra å være et leteselskap til å bli et selskap med leting, utbygging og egen oljeproduksjon. ■

Produserende felt



Produksjon per måned



”Ein finn ikkje noko før ein
kjem der det er.”



Storslåtte Sverdrup

Mandag 27. august 2012, omtrent ett år etter den første meldingen om det gigantiske funnet av Johan Sverdrup, kom meldingen om et stort funn på Geitungen i lisens 265. Rundt tre kilometer nord for funnet av Johan Sverdrup var nok et oljefunn bekreftet.

Letebrønnen 16/2-12, boret med riggen Ocean Vanguard, påviste en 35 meter oljekolonne i et reservoar av høy kvalitet av jura alder. Volumene på Geitungen anslås til å være mellom 140 og 270 millioner utvinnbare fat oljeekvivalenter. Dette blir vurdert som en mulig framtidig oppside for utviklingen av hele området. Det pågår fortsatt et omfattende avgrensingsprogram i Johan Sverdrup-feltet, både i lisens 265, 501 og 502. Dette programmet blir avsluttet i løpet av 2013.

Enorme ressurser

Kjempen Sverdrup er et av de største og beste funnene på norsk sokkel noen sinne. Feltet strekker seg over et område på nesten 200 kilometer og over tre lisenser; 265, 501 og 502. Foreløpige estimater viser at feltet inneholder mellom 1,2 og 2,5 milliarder fat olje. Avgrensingsbrønnene på Johan Sverdrup i løpet av 2012 bekrefter at feltet i dag står for rundt 80 prosent av de betingede ressursene i Det norske, og dermed også for en dominerende del av selskapets totale verdi.

Det norske har 20 prosent eierandel i lisens 265 og 22,22 prosent eierandel i 502.

All makt i denne sal

Johan Sverdrup var en samlende figur for venstre-kreftene da det folkestyrte Norge ble skapt gjennom politisk kamp på slutten av 1800-tallet. Som leder for den politiske bevegelsen som drev fram parlamentarismen, ble Sverdrup en av de viktigste personene i norsk politisk historie.

All makt i denne sal, sa Sverdrup, og la grunnlaget for et sterkt folkestyre av nasjonen. En styring som senere førte til at Stortinget fikk kontroll med vannkraftressursene gjennom konsesjonslover og hjemfallsrett. Det ga også grunnlaget for den nasjonale kontrollen over oljeressursene for 50 år siden, prinsipper som er forankret hos en politisk majoritet gjennom tiår. Ingenting gjøres på norsk sokkel uten at myndighetene har sagt sitt. Myndighetene tildeler lisenser og operatørskap. Staten er medinvestor i oljevirksomheten, samtidig som det meste av overskuddet går tilbake til fellesskapet både gjennom direkte eierskap (Petoro), eierskapet i Statoil og en beskatning av overskuddet på 78 prosent.

I petroleumsindustrien lever Johan Sverdrups ord videre. Alle nye utbygginger på mer enn ti milliarder kroner må godkjennes i Stortingets sal. ■





Illustrasjon: Statoil ASA

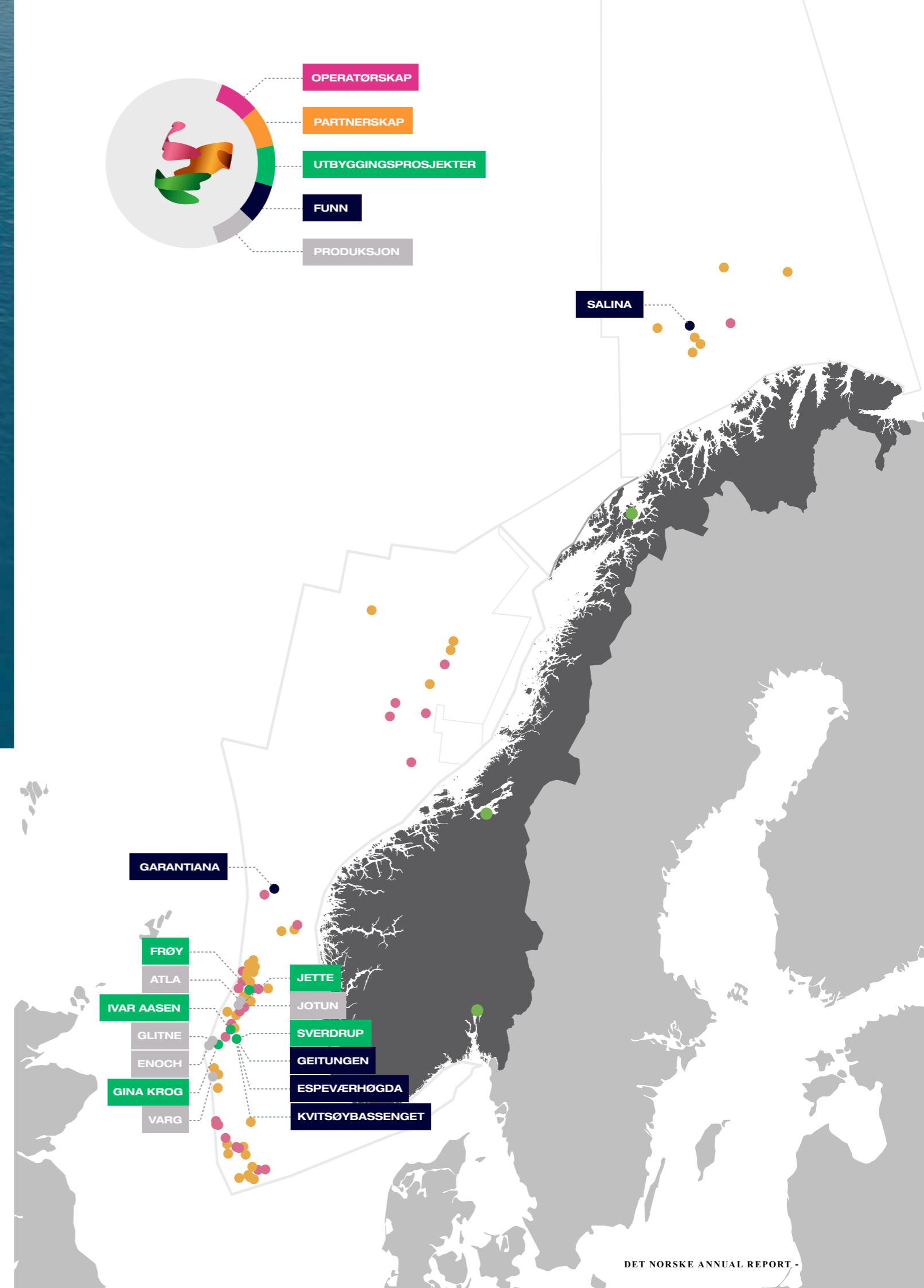
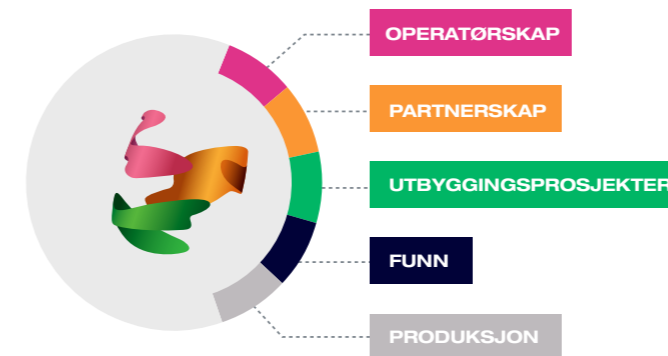
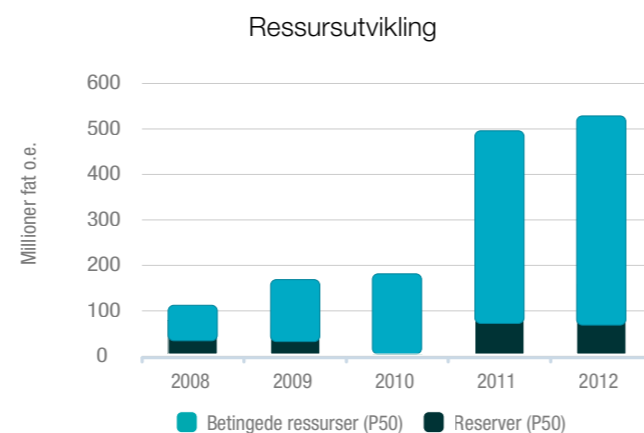
Foreløpig utbyggingsløsning: Johan Sverdrup-feltet vil bestå av flere plattformer og blir et nytt knutepunkt i Nordsjøen.

Solid ressursgrunnlag

Funnet på Johan Sverdrup i 2011, funnet på Geitungen og flere avgrensingsboringer i 2012, har tredoblet selskapets ressurser. De viktigste betingede ressursene utgjør mellom 308 og 487 millioner fat utvinnbare oljeekvivalenter. Disse ligger i syv funn, hvorav rundt 80 prosent i Johan Sverdrup-feltet. Beregningene av slike utvinnbare volumer er forbundet med stor usikkerhet med hensyn til reservoarmodeller, eierandeler, investeringer og økonomiske svingninger. Boring av fremtidige brønner på Johan Sverdrup vil bidra til å redusere denne usikkerheten.

Samlede netto påviste reserver og sannsynlige reserver som kan utvinnes med 50 prosent

sikkerhet (P50), er beregnet til 65,3 millioner fat oljeekvivalenter. Det meste av dette, rundt 80 prosent, kommer fra Ivar Aasen-feltet. ■



"Det ein ikkje kan finna er så godt som tapt."



Et fyndig funnår



Foto: Statoil ASA

Det norske har videreført sin offensive letestrategi i 2012. I alt deltok Det norske i tolv lete- og avgrensingsbrønner, hvorav fire som operatør. Av disse ble det gjort funn i seks brønner. Det ga selskapet nye 76 millioner fat oljeekvivalenter, 50 prosent over det fastsatte årlige målet.

På Utsirahøgda i Nordsjøen, hvor Det norske mest verdifulle ressurser ligger, har selskapet vært med på flere spennende funn. I Johan Sverdrup-feltet ble det i 2012 boret to avgrensingsbrønner. Alle med funn av god kvalitet. Brønnen i Geitungenprospektet, omtrent tre kilometer nord for Johan Sverdrup, påviste et oljefunn med et anslått utvinnbart volum på mellom 140 og 270 millioner fat olje. Reservoaret er av jura alder og av høy kvalitet.

Avgrensingsbrønnen på Espeværshøgda i nord påviste en 30 meters oljekolonne i øvre jura bergarter av meget god reservoarkvalitet og fjernet usikkerheten om reservoarkvaliteten i denne delen av feltet. Tilsvarende ble usikkerheten rundt reservoarkvaliteten i den sørlige delen av feltet fjernet da boring av avgrensingsbrønnen i Kvitsøybassenget påviste en 30 meters oljekolonne i midtre jura, hvorav ca. 20 meter med meget god reservoarkvalitet. Statoil er operatør for lisens 265, og Det norske har en eierandel på 20 prosent.

I Garantianaprospektet i Nordsjøen, hvor Det norske har en 20 prosent eierandel, ble det i desember gjort et oljefunn av god reservoarkvalitet. Et sidesteg bekreftet at Garantiana har et utvinnbart volum på mellom 25 og 75 millioner fat. Ulike utbyggingsløsninger blir nå utredet; enten en selvstendig utbygging eller en undervannsutbygging som knyttes opp til eksisterende infrastruktur i området. Det er identifisert andre prospekt i umiddelbar nærhet til funnet på Garantiana. Disse skal nå evalueres. En ny letebrønn skal bores i området i løpet av 2013.

I Barentshavet gjorde Det norske et ikke-kommersielt gassfunn i Salinaprospektet i lisens 533. Eni er operatør og Det norske har en eierandel på 20 prosent. Det utvinnbare gassvolumet er vurdert til å være mellom seks og åtte milliarder kubikkmeter, som tilsvarer 40-50 millioner fat oljeekvivalenter. Med eksisterende infrastruktur for gassprosessering og -transport i Barentshavet er det per i dag ikke lønnsomt å utvinne funnet.

Lete for å finne

Det norske skal fortsatt være et av de mest offensive leteselskapene på norsk sokkel. Det norske har hatt en funnkostnad som totalt ligger under en USD per fat. Vi skal de neste årene være med på ti til tolv

brønner hvert år, av disse to til fire egenopererte. Hovedsatsingen skal være fortsatt leting i modne områder nær infrastruktur, særlig i Nordsjøen. Vi skal delta i utvalgte letebrønner også i umodne områder, såkalte frontierområder. Det norske skal fortsatt være en pådriver for økt aktivitet i nord.

I tildelingen av nye utvinningstillatelser i modne områder på kontinentalsokkelen (TFO 2012) fikk Det norske åtte nye lisenser, tre av disse som operatør. Det norske var svært fornøyd med tildelingen.

- At vi får andeler i åtte lisenser er en god tillitsklæring fra departementet. Spesielt fornøyd er vi med å få operatørskapet i vår første prioritet, uttalte letedirksområdene etter tildelingen.

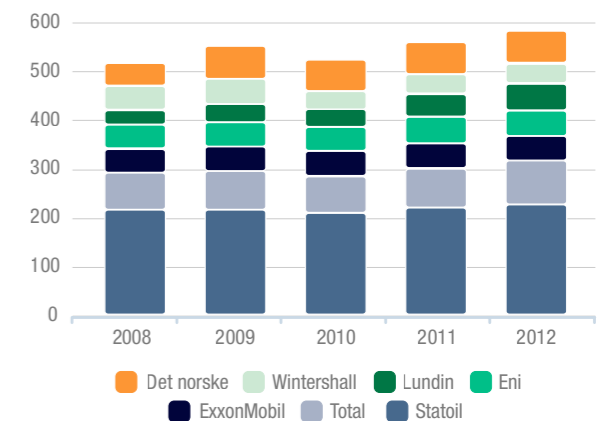
Lisenser og operatørskap

Det norske hadde ved årsskiftet 67 lisenser, 26 som operatør og 41 som partner. Åtte lisenser, hvorav Det norske var operatør for fire, ble tilbakelevert i 2012. Videre trakk Det norske seg ut av to lisenser, en av disse som operatør. Det norske kjøpte seg inn som partner i to lisenser i 2012. ■

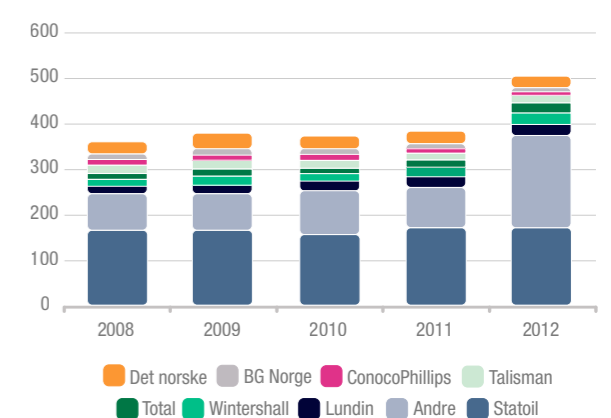
Full oversikt over leteresultat i 2012 og vår portefølje finnes på www.detnor.no.

Kjerneprøve: Meget god kvalitet fra Geitungen

Lisenser per selskap



Operatørskap per selskap



”Ein lykkast ikkje alltid, enda om ein er dugleg nok.”



Utfordrende boring

Det norske var operatør for fire letebrønner og to havbunnskompletterte produksjonsbrønner i 2012. I tillegg deltok selskapet i åtte brønner som partner, fem letebrønner og tre avgrensingsbrønner.

I mai ankret Transocean Barents opp på Jettefeltet og startet første fase av boringen av de to horisontale produksjonsbrønnene. Dette arbeidet i Nordsjøen ble avsluttet i november, og var en ny erfaring både for Det norske og for Transocean Barents. Ferdigstillingen av brønnene og installeringen av utstyr på havbunnen var krevende, men både rigg og mannskap taklet utfordringene og utførte arbeidet på en teknisk tilfredsstillende måte.

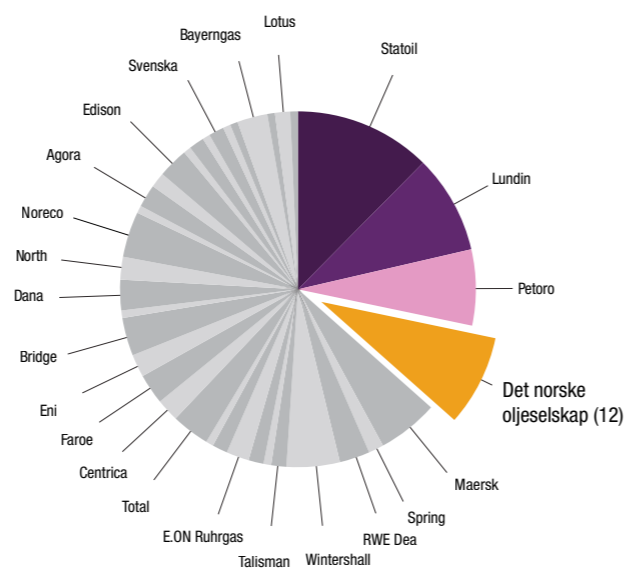
Det norske avsluttet i mai avtalen med bore-riggen Songa Delta, som ble operert sammen med Wintershall i et konsortium over en periode på tre år. Songa Delta boret i alt seks brønner for Det norske, én av disse i 2012 på prospektet Kalvklumpen. Selv om riggen nærmer seg 30 år, har både rigg og mannskap utført oppdragene for konsortiet på en profesjonell og sikker måte.

I samarbeid med Maersk Drilling og med bruk av den oppjekkbare boreriggen Maersk Guardian boret Det norske tre letebrønner i 2012. Alle brønnene ble boret sør i Nordsjøen, der vanddypt varierer mellom 50 og 85 meter. Den første av disse ble klassifisert som ”HPHT” (høy temperatur/høyt trykk). Det norske fortsetter samarbeidet med Mærsk ut 2014, men da med den oppjekkbare boreriggen Maersk Giant.

Det norske kontrakt på Transocean Barents fortsetter til sommeren 2014, og selskapet har med det sikret riggkapasitet for boring av to egenopererte letebrønner i 2013.

Med innlevering av plan for utbygging og drift for Ivar Aasen-feltet, venter nye og store boreutfordringer for Det norske. I løpet av 2013 vil all planlegging og ledelse av boreaktiviteter for Ivar Aasen bli etablert i Trondheim. Det norske har inngått en fast femårs-kontrakt med Maersk Drilling om borerigg for Ivar Aasen. Boreriggen er under bygging i Singapore og leveres første kvartal 2015. ■

Lete- og avgrensingsbrønner 2012



"Han er klok, som lærer av annan
manns skade."



Ingen alvorlige skader

Helse, miljø og sikkerhet (HMS) er en prioritert og integrert del av all aktivitet i Det norske. Selskapet hadde ingen alvorlige skader på mennesker eller miljø i 2012.

Det norske opererte fire letebrønner på norsk sokkel i 2012. Dette var til dels krevende brønner, både i planlegging, forberedelser og operasjon. Én av brønnene hadde høyt trykk og høy temperatur, hvilket innebar flere utfordringer innenfor HMS.

Det norske har i tillegg hatt langvarige operasjoner offshore for produksjonsboring og komplettering av produksjonsbrønner på Jette. Det er også utført installasjoner på havbunn, blant annet rørledning og kontrollkabel fra Jette til Jotun.

I tilknytning til boringen på lisens 356 Ulvetanna ble det gjennomført et omfattende overvåkningsprogram for å dokumentere om bunnfiskens tobis ble påvirket av boringen. Ny kunnskap ble opparbeidet, og det ble ikke påvist negative effekter. For to av brønnene måtte det på forhånd installeres grusfundament på havbunnen. Dette for å etablere et sterkere fundament for riggen, og for å forebygge risiko for gjennomslag for riggleggene.

Ingen avvik

Det norske mottok i 2012 ingen pålegg eller varsel

om pålegg fra norske myndigheter. I midten av mars gjennomførte Petroleurstilsynet tilsyn av Det norske utbygging av Jettefeltet. Tilsynet avdekket ingen avvik fra regelverket.

Utslipp til miljø

Utslipp til miljøet og kjemikalieforbruk fra boreoperasjonene er rapportert til Klima- og forurensningsdirektoratet i henhold til fastsatte retningslinjer. Planlagte utslipp var innenfor gitte tillatelser. Det norske arbeider for å redusere mengden kjemikalier, bytte ut mulige miljøfarlige kjemikalier og redusere avfallsmengden.

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

Uønskede hendelser

Selskapet har i 2012 ikke opplevd hendelser med alvorlige reelle konsekvenser. Det har vært registrert to hendelser med alvorlig potensial. Den ene hendelsen var relatert til trykktesting av utblåsningsventilen på en innleid borerigg i lisens 356 Ulvetanna. Den andre hendelsen skjedde hos en underleverandør





”Sjå på dei beste, og ikkje på dei fleste.”

Mer til forskning

Det norske tok i 2012 skrittet over i utbyggernes rekker og fikk med det en betydelig økning i midler til forskning og utvikling. I løpet av året gjennomførte Det norske forsknings- og utviklingsprosjekter til en verdi av 60 millioner kroner, en økning på 25 prosent. Omtrent halvparten av prosjektene var innen undergrunnsfagene.

Med funnet og den videre utviklingen av Johan Sverdrup har det oppstått et nytt kunnskapsbehov for reservoar i oppsprukket og forvitret grunnfjell. Der bransjen tidligere så få muligheter har det nå åpnet seg et betydelig potensial på sokkelen. For å utnytte dette potensialet må ny kunnskap om geologisk forståelse, identifisering av prospekt, kartlegging, påvisning av reserver og utvinningsstrategier for grunnfjell utvikles. Siden mange av strukturene ute i havet har klare likhetstrekk med det en finner på fastlandet, vil studier av norske fjell på land nå ha relevans også for oljevirksomheten.

Mer enn 90 prosent av Det norske forskningsprosjekter ble gjennomført av eksterne samarbeidspartnere. Det norske har bidratt til to patenter innen forbedret utstyr og framgangsmåte for spredning og utlegg av anker, patent 11/7-2011. NO-331259 og 16/4-2012. NO-331841. Trommelen for fibertau, som Det norske har utviklet sammen med utstyrsleverandøren

Viking Seatech, gjør det mulig å preinstallere anker og fibertau, slik at fortøyningstiden for borerigger kan halveres. Oppfinnelsen kan bidra til å redusere kostnadene ved leteboring og er trolig kommersielt tilgjengelig i 2014.

Det norske finansierte to professor II-stillinger i henholdsvis tolkningsgeofysikk ved NTNU og bore- og brønnteknologi ved Universitetet i Stavanger. Det norske ser dette som svært viktige arbeidsområder og er glad for å kunne bidra til å styrke undervisningen innen disse fagområdene.

Fordelingen av midler reflekterer de interesser selskapet og våre fagfolk ser av betydning for framtidige oppgaver. Av i alt 61 prosjekter, berørte 34 prosjekter problemstillinger knyttet til undergrunnen, ni prosjekter var relatert til utbygging og drift, boring og brønn sto for ti prosjekter, HMS ble berørt i tre prosjekter, mens de resterende prosjektene var av generell natur. Med nært forestående drift på Jettefeltet og den kommende utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet, ser Det norske nå et større behov for FoU innen HMS-området og driftsrelaterte oppgaver. Sikker og effektiv drift, samt å unngå storulykker, vil være sentrale tema. ■

Tobisundersøkelse: I forkant av boreoperasjonen på Ulvetanna kartla Det norske i hvilken grad bunnfisken tobis kunne bli påvirket av boreoperasjonen. Ingen negative effekter ble påvist.

for utbyggingen på Jette. En kveil med rør løsnet ukontrollert idet operatøren fjernet beskyttelsesplankene på snellen. Hendelsene er gransket, og korrigerende tiltak er identifisert og fulgt opp.

Storulykkerisiko og beredskap

Det norske arbeider systematisk med forebygging av storulykker i selskapets letevirsomhet og utbyggingsprosjekter. Selskapet arbeider internt og innenfor bransjen for å videreutvikle beredskapen for håndtering av eventuelle uønskede hendelser. I forkant av alle boreoperasjoner, utføres beredskapsanalyser, inkludert miljørisikoanalyser. I 2012 har Det norske også etablert beredskap for operasjonene på Jette og startet planlegging av beredskap for Ivar Aasen.

Det norske var sentral i etableringen av et felles beredskapssenter i Sandnes, Operatørens forening for beredskap (OFFB) i 2009. OFFBs oppgave er å

administrere og vedlikeholde en andrelinjebereidskap på vegne av medlemsbedriftene. Tre år etter opprettelsen har antall medlemsbedrifter steget fra tre til ti fullverdige medlemmer i 2012.

Gjennom hele året gjennomfører OFFB i samarbeid med sine medlemsbedrifter beredskapsøvelser. Sammen med Det norske gjennomførte de ti beredskapsøvelser i 2012. OFFB har opprettet et kompetansesenter for utvikling av beredskapskompetanse, herunder håndtering av pårørende. Det norske har styrelederen i OFFB.

Oljevern

Det norske har solid oljevernkompetanse internt i selskapet og deltar aktivt i NOFO (Norsk Oljevernforening For Operatørselskap), som er spesialtrenet for å håndtere oljevernaksjoner. Det norske deltar med personell i NOFOs operasjonsgruppe. ■

"Godt folk er kjekt å ha med å gjere."



Et trivelig arbeidsmiljø

Det norske hadde i 2012 et godt arbeidsmiljø med lavt sykefravær. Folk trives med å jobbe i Det norske, og vi trives med hverandre.

Det totale sykefraværet i 2012 utgjorde 2,4 prosent, en nedgang fra 3,4 prosent i 2011. Høyt aktivitetsnivå med utbygging av Jette og Ivar Aasen førte i 2012 til en solid økning i antall ansatte. Totalt var det ved årsskiftet 214 ansatte fordelt på fire kontorsteder. I 2012 ble det ansatt 47 personer, mens fire personer sluttet.

Det norske gjennomfører en arbeidsmiljøundersøkelse annethvert år, og denne ble igjen gjennomført i 2012. Undersøkelsen hadde høy svarprosent og viste forbedringer på de fleste områdene siden målingen i 2010. Det psykiske og fysiske arbeidsmiljøet oppleves som godt, og de ansatte er motiverte og gleder seg til å gå på jobb. Tross stor rekruttering viser undersøkelsen at nyansatte er svært fornøyde med mottakelsen i Det norske, og det er på dette området en betydelig forbedring fra forrige måling.

Gjennom hele året har det vært en vernetjeneste ved trondheims-, oslo- og harstadkontorene med

egne verneombud. Ledere fra de samme kontorstedene har vært oppnevnt som arbeidsgivers representanter i AMU.

Arbeidsmiljøutvalget var i 2011 pådriver for at selskapet skulle registrere antall arbeidstimer for alle ansatte, også ansatte med overtid inkludert i lønn. Dette for å sikre bedre kontroll med ansattes arbeidsbelastning og mengde overtidarbeid i selskapet. Ordningen har vært praktisert siden januar 2012.

Det er i 2012 gjennomført HMS-runder på kontorstedene, samt evakueringsøvelser. Det er også holdt kurs i hjerte-/lungeredning og førstehjelp, i regi av selskapets bedriftshelsetjeneste. Selskapet har i løpet av året sørget for at det er hjertestartere ved alle fire kontorsteder, og på selskapets konferansested i Sandvika i Verdal.

Likestilling

Selskapet jobber for et likestilt arbeidsmiljø som gir alle like muligheter ut fra kvalifikasjoner og uavhengig av kjønn, etnisk opphav eller eventuell funksjonsnedsettelse. I desember 2012 utgjorde

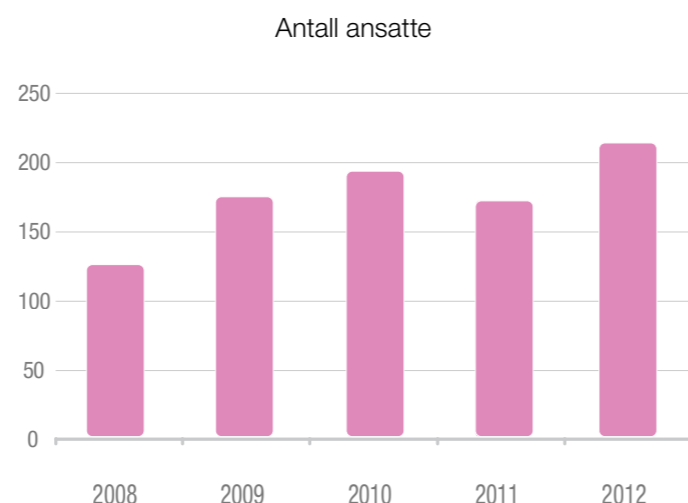


kvinneandelen 28,5 prosent av arbeidsstyrken. Kvinneandelen i styret er 50 prosent. Kvinneandelen i hovedledelsen og blant mellomlederne med personalansvar utgjør 35 prosent. Menn og kvinner med samme stilling, samme erfaring og samme prestasjoner skal i Det norske ha samme lønnsnivå. Stillingstyper, fagområde og antall år yrkeserfaring påvirker lønnsnivået for den enkelte. Selskapet tilstreber i sin rekruttering å øke antallet kvinner i mannsdominerte stillinger og fagområder.

Faglig utvikling

Selskapet har jevnlig samlinger i de ulike fagmiljøene, og en årlig fellessamling for alle ansatte. Det norske utvidet i 2012 introduksjonskurset for selskapets nyansatte fra én dag til en tredagers samling. Kurset er gjennomført to ganger i 2012 og vil bli videreført i 2013. Dette initiativet gjenspeiler selskapets økte innsats for å skape felles kunnskap, kultur og identitet. Introduksjonskurset er en del av Det norske-skolen som er under utvikling.

Det norske eier Sandvika Fjellstue AS. Sandvika brukes av hele selskapet til kurs, samlinger, ledermøter, styremøter og konferanser. I tillegg er Sandvika et tilbud til de ansatte, med mulighet for å låne hytte og "Låven" for overnatting i fritiden. ■



Faglig utvikling: Det norske samarbeider blant annet med Norsk senter for prosjektledelse ved NTNU. Her fra en av kursdagene i prosjektledelse.



Støtter utdanningstiltak: Sammen med UNICEF er Det norske med på å finansiere bygging av skoler i Rwanda.

Vi bryr oss om mennesker

Det norske samarbeider med skoler, universitet, organisasjoner og næringsliv. Dette innebærer støtte til lærlinger, undervisning, og ikke minst sertifiseringer av bedrifter i samarbeid med Verftsringen i nord. I tillegg bidrar Det norske med sponsorater og støtte til ulike aktiviteter.

I 2012 inkluderte dette arbeidet også undervisning i geofag i den videregående skolen, og mer aktiv informasjon mot studenter i høyere utdanning, hovedsakelig NTNU. Det norske har gjennom flere år tilbudt studenter sommerjobb med mulighet for hjelp og oppfølging i forbindelse med prosjektoppgaver og masteroppgave.

Siden 2009 har Det norske og Universitetet i Stavanger (UiS) samarbeidet om interesseskaping for og rekruttering til petroleumsfag blant unge i Nordland, Troms og Finnmark. Halvveis i samarbeidet har både antall søkere og antall kvalifiserte søkere til petroleumsfag ved UiS økt. Samarbeidet med UiS er ett av flere tiltak Det norske har iverksatt for å øke kunnskapen om olje- og gassutvinning generelt, og om arbeidsmulighetene som i økende grad er på vei nordover.

Et av våre viktigste prosjekter er bygging av skoler i Rwanda, i samarbeid med UNICEF. Det norske er en betydelig sponsor for Det Norske Teatret i Oslo. Vi er også en betydelig sponsor av filmfestivalen Kosmorama og for Trondheim Jazzfestival, Storlirenet, St. Olavsloppet og Trøndersk matfestival. Av andre sponsorprosjekter kan ansatte søke støtte til lokale aktiviteter. I 2012 ga vi støtte til over 40 slike prosjekter, de fleste innenfor idrett og kultur for barn og unge. ■



Undervisning i geofag: Flere ganger i året tar Det norske i mot elever fra ungdomsskolen og videregående for undervisning i geofag.

"Den lyt sjå vel, som vil ha vinning."



Mer penger på plass

Det norske hadde en solid økonomi ved årsskiftet 2012 med en egenkapitalandel på 45 prosent. Ved årsskiftet var selskapet verdsatt til 11,6 milliarder kroner på Oslo Børs.

I desember utvidet Det norske aksjekapitalen gjennom en rettet emisjon der antallet aksjer ble utvidet med 10 prosent til 140 707 363 aksjer. Emisjonskursen ble fastsatt til 80,50 kroner per aksje. Emisjonen innbrakte totalt 1 029 millioner kroner.

I samme måned undertegnet selskapet en ny letefasilitet på 3,5 milliarder kroner med forbedrede vilkår. Den nye fasiliteten har en kupongrente basert på tre måneders NIBOR pluss 1,75 prosent. Den forfaller i desember 2016 og erstatter den gamle letefasiliteten på 3,5 milliarder kroner.

I begynnelsen av året inngikk Det norske en avtale om en rullerende kredittfasilitet på USD 500 millioner. Avtalen inneholder en mulighet til å øke lånet med ytterligere USD 100 millioner fra 23. mars 2013, gitt at visse betingelser er oppfylt. Lånefasiliteten forfaller 31. desember 2015.

Eierstyring

Det norske oljeselskap ASA følger retningslinjene gitt i Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse. I tråd med anbefalingen er det vedtatt etiske retningslinjer for selskapet, selskapets tillitsvalgte

og ansatte. Det norske legger avgjørende vekt på å opptre i henhold til lover og etiske retningslinjer. Samfunnsansvar skal demonstreres i måten vi opptre på, kvaliteten i arbeidet, våre produkter og i hele vår virksomhet. Selskapets etikk strekker seg lenger enn bare etterlevelse.

Aksjen

Det norske oljeselskap ASA er notert på Oslo Børs med tickerkode DETNOR. Ved årsskiftet var aksjeverdien på 82 kroner per aksje. Det norske har som mål å legge til rette for at aksjen er attraktiv og lett omsettelig. Hver aksje har én stemme på generalforsamlingen, og like rettigheter til utbytte. Det ble i løpet av 2012 totalt omsatt 93,4 millioner aksjer i selskapet. Det tilsvarer en omsetningshastighet i løpet av året på 73 prosent.

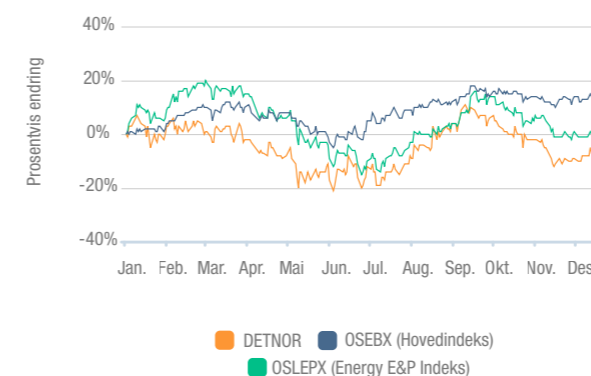
Aksjene i Det norske er fordelt på 5 003 aksjekonti, men eierskapet er likevel relativt konsentrert. Ved utgangen av 2012 kontrollerte de 30 største kontiene 74,6 prosent av aksjekapitalen. Det norske har en sterk industriell eier, Aker Capital AS, som nå har 49,9 prosent av aksjene i selskapet. Andelen utenlandske eiere har vært relativt stabil gjennom 2012. Ved utgangen av året var 86,8 prosent av aksjekapitalen kontrollert av norske statsborgere og selskaper registrert i Norge. Rundt 5,5 prosent var kontrollert på konti registrert i Storbritannia.



Det norske ønsker å fremme åpenhet i samfunnet. Nomineekonti skjuler hvem som virkelig eier aksjen, noe selskapet mener er uheldig. Per 31.12.2012 var ni prosent av aksjekapitalen registrert på nomineekonti.

Utfyllende kommentarer om eierstyring og selskapsledelse finnes i Styrets årsberetning og årsregnskap 2012. ■

Oslo Børs 2012



20 STØRSTE AKJONÆRER:	PER 31.12.12	
AKER CAPITAL AS	70 339 610	49,99 %
FOLKETRYGDFONDET	9 618 001	6,84 %
ODIN NORGE	2 645 420	1,88 %
ODIN NORDEN	1 963 643	1,40 %
VERDIPAPIRFONDET DNB	1 799 689	1,28 %
JPMCB RE SHB SWEDISH	1 426 346	1,01 %
STATOIL PENSJON	1 163 332	0,83 %
VARMA MUTUAL PENSION	1 095 000	0,78 %
KLP AKSJE NORGE VPF	1 047 857	0,74 %
VPF NORDEA KAPITAL	960 696	0,68 %
TVENGE TORSTEIN INGV	900 000	0,64 %
JPMORGAN CHASE BANK	843 643	0,60 %
CLEARSTREAM BANKING	807 218	0,57 %
SPAREBANKEN MIDT-NOR	779 791	0,55 %
KOMMUNAL LANDSPENSJON	764 180	0,54 %
KØRVEN AS	759 465	0,54 %
DANSKE INVEST NORSKE	724 414	0,51 %
JPMORGAN CHASE BANK	682 366	0,48 %
SPECIALF KLP ALFA GL	680 000	0,48 %
FONDSFINANS SPAR	675 000	0,48 %

Styret



INGE SUNDET

BERGE G. LARSEN

TONJE FOSS

HEGE SJO

SVEIN AASER

TOM RØTJER

CAROL BELL

MARIA MORÆUS HANSSEN

Medlem

Inge Sundet (født 1963) er overingeniør i boreavdelingen i Det norske. Han har vært i Det norske siden 2008, har innehatt flere funksjoner innen avdelingen, og er for tiden prosjektleder for boring og brønn på Jette. Sundet er sivilingeniør maskin/NTNU (1988). Han var i Statoil fra 2001 til 2008, hvor han arbeidet med komplettering av brønner (Heidrun og Kristin). Han har også en periode offshore som boreleder. I perioden 1989–2001 var han ansatt som seniorforsker i SINTEF innen fagområdet sikkerhet og pålitelighet rettet mot oljebransjen.

Medlem

Berge Gerdt Larsen (født 1952) har mer enn 30 års erfaring fra olje- og offshoreindustrien. Fra 1989 til 1995 var Larsen administrerende direktør i Odfjell Drilling & Consulting Company AS. Han var styreformann i DNO fra 2002 til 2011 og konsernsjef fra 1996 til 2002. Larsen har en BSc i kjemiteknikk fra University of Newcastle og en MBA i bedriftsøkonomi fra University of Texas, Austin.

Medlem

Tonje Foss (født 1971) er i dag leder for kontraktsavdelingen i Det norske. Hun er utdannet sivilingeniør fra Universitet i Stavanger, og har 15 års erfaring fra oljeindustrien, både i Stavanger og Trondheim. Hun har tidligere arbeidet hos Kværner Rosenberg, Schlumberger og Corrocean, før hun startet i daværende Pertra i 2002 og fortsatte deretter i Det norske.

Medlem

Hege Sjo (født 1968) er seniorrådgiver for Storbritannias største pensjonsforvalter Hermes Investment Management Ltd. i London. Sjo er styremedlem i Polarcus Ltd., Marine Harvest ASA og Wilh. Wilhelmsen ASA. Fra 1995 til 2003 jobbet hun ved Oslo Børs, først som prosjektleder for strategitvilling, siden som finansdirektør og markedsdirektør. Hun har vært rådgiver for selskaper i børsnoteringsprosesser og har skrevet en håndbok i Investor Relations. Sjo er utdannet siviløkonom fra Stirling University i Skottland, og har høyere avdeling i finans fra Norges Handelshøyskole.

Styreleder

Svein Aaser (født 1946) er siviløkonom fra Norges Handelshøyskole, hvor han fullførte utdannelsen i 1970. Han har også tatt lederutdanning i Lausanne. Aaser var konsernsjef i Den norske Bank og DnB NOR fra 1998 til 2006, da han gikk av for aldersgrensen. Han var tidligere konsernsjef i Nycomed, Storebrand Skade, NORA matprodukter og Staburet/Norge. I perioden fra 1992 til 1994 var han president i NHO. Aaser har flere styreverv, blant annet som styreleder for Nasjonalmuseet, Telenor og en rekke andre bedrifter.

Medlem

Tom Røtjer (født 1953) er konserndirektør for prosjekter i Norsk Hydro. Røtjer har hatt en lang rekke lederstillinger i Hydro siden 1980 og har hatt ansvaret for en rekke store utbyggingsprosjekter. Fra 1995 til 1998 var han prosjektdirektør for utvikling av Njord-feltet, deretter hadde han det overordnede ansvaret for Hydros teknologi- og prosjektorganisasjon. I 2004 ble Røtjer prosjektdirektør for utbyggingen av det store gassfeltet Ormen Lange i Norskehavet og den tilhørende rørledningen Langeled. Han er sivilingeniør innenfor maskinfag fra NTNU (1977).

Medlem

Carol Bell (født 1958) er britisk statsborger bosatt i London. Hun mottok i 2005 en PhD fra University College i London (Institute of Archaeology), og har også utdanning innen geologi. Hun har vært seniorrådgiver innenfor området olje og gass i rådgivningsselskapet Europa Partners Ltd. siden 2008. Før dette var hun Managing Director i The Chase Manhattan Bank, og arbeidet som senior Investment Banker for olje- og gasselskaper i Europa. Bell har flere styreverv, blant annet i Petroleum Geoservices ASA og Salamander Energy plc.

Nestleder

Maria Moræus Hanssen (født 1965) er ansatt i Aker ASA. Moræus Hanssen er utdannet reservoaringeniør fra NTH (NTNU) og petroleumsøkonom fra det franske petroleumsinstituttet, IFP (1991). Hun arbeidet i Norsk Hydro fra 1992, blant annet som ansvarlig for letevirksomheten i Nordsjøen og for nye feltutbygginger på norsk sokkel. Hun har vært plattformsjef på Troll B, arbeidet med integreringen av Hydro og Statoil, samt vært Senior Vice President for gassforsyning og -infrastruktur i StatoilHydro.

VALGKOMITEEN

I 2012 besto valgkomiteen av Øyvind Eriksen (leder), Finn Haugan og Hilde Myrberg.

Hovedledelsen



ERIK HAUGANE

Administrerende direktør

Erik Haugane stiftet Det norske (daværende Pertra) i 2001. Han er cand. real. i eksogen geologi fra Universitetet i Tromsø. Haugane har mer enn 25 års erfaring fra oljeindustrien, blant annet som letegeolog i Esso, forsker ved SINTEF, og rådgiver hos fylkesordføreren i Sør-Trøndelag. Da han grunnla Pertra i 2001, kom han fra en stilling som spesialrådgiver i PGS

ODD RAGNAR HEUM

Direktør Johan Sverdrup

Odd Ragnar Heum ble ansatt i Det norske våren 2008. Han er utdannet sivilingeniør i petroleum geovitenskap fra NTH (NTNU) i Trondheim. Han har mer enn 30 års erfaring fra norsk og internasjonal oljeindustri (Statoil, Saga, Hydro og StatoilHydro), hovedsakelig innen leting og forretningsutvikling.

BJØRN MARTINSEN

Letedirektør

Bjørn Martinsen har sin utdanning fra Geologisk Institutt ved Universitet i Oslo, med oppgave innen anvendt geofysikk og eksamen fra 1983. Martinsen startet i Superior Oil i Stavanger i 1982, og har senere innehatt stillinger i Norsk Hydro og deretter Amerada Hess i Oslo. I Amerada Hess, senere Hess, jobbet han i tre perioder i UK og én periode i Malaysia. Martinsen har erfaring fra hele norsk sokkel, UK, Danmark, arktiske strøk, Russland, Nord-Afrika, Vest-Afrika og Sørøst-Asia.

ANITA UTSETH

Direktør forretningsstøtte

Anita Utseth har en mastergrad i maskin fra NTH (NTNU) og en mastergrad i energi- og miljøledelse fra Scuola Superiore Enrico Mattei i Milano. Utseths ansvarsområde inkluderer støttefunksjoner for forretningsdriften, blant annet faglig oppfølging av helse, miljø og sikkerhet, personal og administrasjon, IKT, kvalitet, samt selskapets forsknings- og utviklingsarbeid. Tidligere har Utseth jobbet som statssekretær i OED, innehatt flere stillinger i Pertra, samt i Direktoratet for naturforvaltning og Oljedirektoratet.

BÅRD ATLE HOVD

Utbyggingsdirektør

Bård Atle Hovd begynte i Det norske sommeren 2011. Han er utdannet sivilingeniør fra NTH (NTNU) og har en MBA fra NHH. Hovd har 25 års erfaring innen drift, prosjektutvikling og prosjektgjennomføring fra ConocoPhillips, der han var ansatt fra 1987 til 2011. Før han tiltrådte stillingen i Det norske hadde han ansvar for prosjektutvikling og PUD for Eldfisk II i ConocoPhillips.

ALEXANDER KRANE

Finansdirektør

Alexander Krane er utdannet siviløkonom ved Handelshøgskolen i Bodø og har en MBA fra Norges Handelshøyskole. Han er også statsautorisert revisor. Krane kom til Det norske fra stillingen som økonomidirektør i Aker ASA, og har tidligere arbeidet i Norse Energy Corp. ASA. Han har også en fortid som revisor i KPMG i Norge og i USA.

ØYVIND BRATSBERG

Viseadministrerende direktør

Øyvind Bratsberg begynte i Det norske i 2008. Han er sivilingeniør fra NTH (NTNU). Bratsberg har 25 års erfaring fra flere selskaper, hovedsakelig Statoil, innen markedsføring, forretningsutvikling og drift. Hans kjernekompetanse er innen kommersielle forhandlinger og ledelse, i tillegg til erfaring fra drift av offshoreanlegg og prosjektutvikling. Før han tiltrådte stillingen i Det norske hadde han ansvar for tidligfase feltutvikling norsk sokkel i StatoilHydro.

Ord og Uttrykk

1 oljefat: En vintønne (engelsk: «tierce») tilsvarende 1 tønne = 42 gallon ~ 159 liter.

1 Sm³: En standard kubikmeter = 6 293 oljefat. 1 Sm³ olje tilsvarende 1 000 Sm³ gass (en oljeekvivalent: o.e.)

Avgrensingsbrønn: Letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumforekomst som allerede er påvist av en letebrønn.

HMS: Helse, miljø og sikkerhet

Jura alder: Juratiden er en geologisk periode som ligger mellom 200 og 146 millioner år tilbake i tid. Perioden kom etter trias og ble fulgt av kritt.

Kredittfasilitet: Et tilsagn om låntrekk, eller løfte om lån. En slik fasilitet sikrer tilgang til likviditet.

Kritt alder: Kritt er en geologisk periode, en periode som ligger 146–66 millioner år tilbake i tid.

Letefasilitet: Et tilsagn om lån, samme som en kredittfasilitet, hvor man kan låne med pant i neste års skatterefusjon for letekostnadene.

Lisens: Dette er det samme som en utvinningstillatelse. En utvinningstillatelse er en konsesjon, dvs. en rettighet til å drive leting etter petroleumressurser og deretter produksjon i et angitt geografisk område på norsk sokkel i et begrenset tidsrom. Konsesjonen gis av myndighetene ved Olje- og energidepartementet til ett eller flere kvalifiserte oljeselskap. Samarbeidet mellom oljeselskapene i en lisens er regulert i avtaler vedtatt av myndighetene.

OD: Oljedirektoratet

OED: Olje- og energidepartementet

Oljeekvivalent (o.e.): Brukes når olje, gass, kondensat og NGL skal summeres. Volumene omregnes til den tilsvarende energimengde olje.

Oljereservoar: Porøs bergartsformasjon, som oftest sandstein eller kalkstein, som inneholder utvinnbare mengder av petroleum og som lar seg produsere.

Operatør: En av rettighetshaverne i en lisens, og som på alle rettighetshaveres vegne forestår den daglige ledelse av lisensens arbeid. Operatøren utpekes av Olje- og energidepartementet.

P10, P50, P90: Henholdsvis 10 prosent, 50 prosent og 90 prosent sannsynlighet.

Prospekt: Et definert volum som er kartlagt hvor det er sannsynlig at hydrokarboner er til stede.

PTIL: Petroleumstilsynet

PUD: Plan for utbygging og drift (som leveres myndighetene for godkjenning.)

Reserver: Påvist petroleum som med sikkerhet blir satt i produksjon, i henhold til Society of Petroleum Engineers (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.

Rettet emisjon: Innhenting av egenkapital hvor bestemte investorer inviteres til å kjøpe aksjer.

Sidesteg: Dette er en boring ut fra en allerede eksisterende brønnbane mot nytt brønnmål eller en ny brønnbane fordi det teknisk ikke lar seg gjøre å bruke den første banen.

TFO: Tildeling i forhåndsdefinerte områder (APA på engelsk), en årlig lisensrunde i modne deler av norsk sokkel.

Tobis: En bunnfisk i benfiskfamilien som det fiskes på for bruk til blant annet fiskemel.



Sitater av Ivar Aasen

Det norske har i denne årsrapporten gjennomgående brukt sitater fra "Norske Ordsprog" (1856), ført i pennen av Ivar Aasen. Nynorskforkjemperen Aasen var ikke bare en språkforsker, men også en folkeminneforsker. På sine turer gjennom Norge samlet han både eventyr, segner, ordtak og andre muntlige tradisjonsuttrykk. "Norske Ordsprog" var det største folkeminnearbeidet Ivar Aasen ga ut.

Ivar Aasen- tunet skriver følgende om samlingen:

"Med Norske Ordsprog ville Aasen yta sitt til at det kom skrifter på landsmål som kunne syna at målet dugde i bøker. Han ville dessutan dra fram visdomen i folkedjupet for å auka vørndnaden for allmugen. Boka held eit høgt fagleg nivå og har vore ei viktig kjelde for seinare folkeminnegranskarar. Ho har dessutan vorte eit populært oppslagsverk for folk på leit etter morosame og råkande fyndord. Ordtak er folkelege fyndord med meir eller mindre klok livsvisdom i ei konsentrert og utmeisla språkform, og dei er gjerne lette å hugsa."



**Styrets årsberetning og
årsregnskap 2012**

Kjære aksjonærer**STYRETS ÅRSBERETNING****Viktige hendelser i 2012**

Vi fortsetter å bygge opp ressursgrunnlaget vårt med sikte på å utvikle et bærekraftig selskap som konsekvent skaper verdier for aksjonærene gjennom deltakelse i hele verdikjeden, fra leting til produksjon, i årene fremover. Det norske befinner seg i en overgangsfase der selskapet går fra å være et leteselskap til også å bli en betydelig produsent av hydrokarboner på norsk sokkel. Omstillingen er utfordrende og fører med seg både nye muligheter og risikoer. Styret vet hva som kreves for å lykkes med en slik omstilling, og er trygg på at selskapet har de ressursene som skal til.

På Utsirahøgda i Nordsjøen, der selskapets mest verdifulle eiendeler er lokalisert, har vi i 2012 hatt god fremdrift både på det gigantiske Johan Sverdrup-feltet og på feltutbyggingsprosjektet Ivar Aasen, der vi er operatør.

Etter funnet av Johan Sverdrup i produksjonslisens (PL) 265 i august 2011 ble det i 2012 oppdaget ytterligere oljeressurser i en letebrønn på Geitungen-prospektet, og de to brønnene i avgrensingsprogrammet i PL 265 ga også svært lovende resultater. Selskapets P50-reserver er for tiden estimert til 65 millioner fat oljeekvivalenter. Betingede ressurser i planleggingsfasen er estimert til mellom 308 og 487 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav Johan Sverdrup-feltet står for ca. 80 prosent (Det norskes andel i PL 265-delen av feltet er 20 prosent).

Feltutbyggingskapasiteten vår som operatør ble ytterligere forsterket i 2012. Blant annet leverte Det norske i desember 2012 plan for utbygging og drift (PUD) for Ivar Aasen-feltet til norske myndigheter. I tillegg til å være en stor investeringsbeslutning representerer dette prosjektet en viktig milepæl i selskapets utvikling de neste par årene, og når prosjektet er fullført, vil Det norske ha blitt et mellomstort lete- og produksjonsselskap.

Det norske hadde også god fremdrift i Jette-prosjektet, som er det første feltutbyggingsprosjektet der vi er operatør. Selskapet opplevde tekniske utfordringer i forbindelse med komplettering av den første produksjonsbrønnen på Jette-feltet, og boreplanen ble revidert som følge av dette. Den reviderte planen førte til høyere borekostnader og en reduksjon i anslåtte utvinnbare reserver i forhold til den opprinnelige planen. Dette gjorde at feltets lønnsomhet ble redusert. Følgelig foretok Det norske en nedskrivningsvurdering og førte en nedskrivning på NOK 1 881 millioner før skatt. Forventet produksjonsstart er i april 2013.

Det norske er godt posisjonert for å ta del i veksten på norsk sokkel. Vår portefølje av feltutbyggingsprosjekter, med Ivar Aasen og Johan Sverdrup som hovedpilarer, er førsteklasses. Vi har en sterk tilstedeværelse i Utsirahøgda-området og en solid portefølje av letelisenser. Vi er imidlertid bevisste på risikoene forbundet med prosjektgjennomføring og de økende kapitalkostnadene som bransjen opplever. Styret har et tydelig fokus på kapitaldisiplin og risikoreduksjon der dette er mulig.

Kursutvikling for aksjen og eierstruktur

Etter en økning i aksjekursen på 226 prosent i 2011 fikk Det norske-aksjen en svak nedgang i 2012, til NOK 82 per aksje (sammenlignet med NOK 88 per aksje ved utgangen av 2011). Gjennomsnittlig antall utestående aksjer i 2012 var 128,6 millioner, en økning fra 115,1 millioner i 2011, etter at NOK 1 029 millioner ble innhentet gjennom en emisjon 5. desember 2012. Emisjonen ble gjennomført kort tid før planen for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet ble levert. Ved utgangen av året var antall utestående aksjer i Det norske 140,7 millioner. Aker er fremdeles største eier med 49,99 prosent av aksjene.

Vår virksomhet**Beskrivelse av selskapet**

Det norske oljeselskap ASA (Det norske) fokuserer på å lete etter nye hydrokarbonressurser i Norge og realisere potensialet i porteføljen av betingede ressurser og ikke-utbygde reserver. Oppstrømsvirksomheten vår er organisert i fire resultatenheter: Leting, Feltutbygging og operasjoner, Prosjekter og Johan Sverdrup. Det at vår eierandel i Johan Sverdrup administreres av en egen resultat enhet gjenspeiler betydningen av dette store oljefeltet for selskapets samlede reserver og ressursportefølje. Siden 2012 har Det norske drevet all sin virksomhet gjennom ett enkelt selskap som ikke eier noen olje- eller gasseiendeler utenfor Norge. Følgelig er all vår virksomhet underlagt det norske skatteregimet, og i den grad selskapet har operasjoner i andre land, er disse relatert til bygging og prosjektering i forbindelse med feltutbyggingsprosjekter.

Det norske er aktiv i alle de tre viktigste petroleumsprovinserne på norsk sokkel – Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Vi er fremdeles overbevist om at norsk sokkel byr på attraktive muligheter for leting eller olje og gass, noe som også understøttes av Oljedirektoratets nyeste anslag over uoppdagede ressurser. Vi tar derfor sikte på å opprettholde en høy leteaktivitet i årene som kommer.

Selskapets forretningskontor er i Trondheim mens hovedkontorfunksjonene er delt mellom Oslo og Trondheim. Selskapet har også et kontor i Harstad som bistår i forbindelse med operasjoner i Barentshavet.

Erik Haugane fratradte sin stilling som administrerende direktør i selskapet i begynnelsen av 2013 i henhold til vilkårene i en avtale som styret inngikk med Haugane i 2005. Styret arbeider med å rekruttere en ny administrerende direktør, og Haugane vil fortsette å fungere i stillingen frem til en ny administrerende direktør er på plass.

Selskapet hadde totalt 214 (171) ansatte ved utgangen av 2012. Det norske er en betydelig rettighetshaver på norsk kontinentalsokkel. Selskapet er operatør for 26 lisenser og partner i ytterligere 41 lisenser.

Leting

Det norskes letestrategi er tosidig. Omtrent to tredeler av selskapets leteressurser er investert i modne områder i Nordsjøen der funnraten fremdeles er høy og funnkostnadene gunstige. I 2011 og 2012 ble det gjort åtte betydelige nye funn i Nordsjøen, hovedsakelig av olje. Det norske deltok i tre av disse: Geitungen (PL 265), Krafla (PL 272) og Garantiana (PL 554). I Nordsjøen er det mye eksisterende infrastruktur, og det gjør det lettere å få funn raskt i produksjon enn i mer umodne områder. De resterende ressursene investeres i leting i såkalte frontierområder. Her leter selskapet etter større funn som skal sikre langsiktig vekst. I 2011 og 2012 ble det gjort fem betydelige nye funn, både av olje og gass, i områdene som ligger lenger nord. Det norske deltok i ett av disse, nærmere bestemt gassfunnet på Norvarg i PL 535 i Barentshavet.

Det meste av Det norskes reserver og alt av selskapets betingede ressurser er blitt funnet gjennom boring, og ikke gjennom oppkjøp. Vi mener at vår beholdning av leteprospekter muliggjør en videreføring av denne trenden på middels lang sikt og rettfærdiggjør planene om å opprettholde en høy leteaktivitet på et tidspunkt der investeringene i feltutbygging også er høye.

I tråd med denne strategien har selskapet i flere år vært blant de mest aktive leteselskapene på norsk sokkel. I 2012 utgjorde samlede investeringer i leting om lag NOK 1,7 milliarder, mot NOK 1,8 milliarder i 2011.

Vi har omorganisert leteorganisasjonen fra tre til to grupper i tråd med denne strategien. Den ene gruppen har ansvar for aktivitetene i de modne områdene i Nordsjøen og den andre for aktivitetene i frontierområdene i nord. Det norske har i løpet av det siste året fokusert mindre på dypvannsområdene i Norskehavet. Som et resultat av dette har denne gruppen blitt slått sammen med Barentshav-gruppen.

Selskapet deltok i ni undersøkelsesbrønner og tre avgrensingsbrønner i 2012. Borekampanjen for undersøkelsesbrønner i 2012 resulterte i to oljefunn og ett gassfunn. I tillegg ble det funnet olje i alle de tre avgrensingsbrønnene. Det mest lovende og verdifulle funnet vi gjorde i løpet av året, var på Geitungen-prospektet, et segment som ligger nord for det store Johan Sverdrup-feltet. Volumer som føyer seg til eksisterende kommersielle funn, har som regel høy verdi per fat ettersom de ofte kan produseres med lavere investeringer per fat enn andre funn. Foruten Geitungen-funnet deltok Det norske i et lovende funn på Garantiana-prospektet, som ligger nord for Visund-feltet. Det norske har en eierandel på 20 prosent i begge disse funnene.

Utbygging

Det norske deltar i tre feltutbyggingsprosjekter: Ivar Aasen (35 prosent), Gina Krog (3,3 prosent) og Jette (70 prosent).

Ivar Aasen

PUD for utbyggingen av Ivar Aasen-feltet ble levert som planlagt til Olje- og energidepartementet 21. desember 2012. Feltutbyggingen omfatter brutto reserver på ca. 147 millioner fat oljeekvivalenter i tre reservoarer: Ivar Aasen, West Cable og Hanz.

Å være operatør for utbyggingen av Ivar Aasen-feltet vil få stor betydning for Det norske som selskap. Prosjektet representerer en stor investeringsforpliktelse og vil, når det er ferdigstilt, innebære at selskapet omdannes fra en ren leteaktør til et fullverdig lete- og produksjonsselskap, med kapasitet til å drive virksomhet i hele verdikjeden, fra leting til prosjektutbygging og drift. Feltutbyggingskostnadene er beregnet til NOK 24,7 milliarder, hvorav om lag NOK 19 milliarder skal investeres før produksjonsstart i slutten av 2016. Det norskes eierandel på 35 prosent representerer en investering på ca. NOK 8,6 milliarder.

Utbyggingen av Ivar Aasen foregår i to trinn, mens West Cable vil bli bygget ut i fase én, med produksjonsstart i fjerde kvartal 2016 og en produksjonsrate (netto til Det norske) på ca. 16 000 fat oljeekvivalenter per dag (boepd). Hanz, som ligger lenger nord, vil bli bygget ut i fase to, med planlagt produksjonsstart i 2019. På dette tidspunkt er produksjonen beregnet å nå toppen, med ca. 23 000 boepd netto til Det norske. Brutto reserver (P50/2P) er anslått til 147 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 120 millioner er olje. En liten del av dette volumet er lokalisert i PL 457 (øst for PL 001B) og i PL 338 (sør for PL 001B).

I desember 2012 fant partnerne i PL 457 olje i brønnene 16/1-16 og 16/1-16A. Resultatene fra disse brønnene bekreftet ytterligere reserver på Ivar Aasen-feltet. De to partnerskapene drøfter nå hvordan disse ytterligere reservene står i forhold til den nåværende planen for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet.

Gina Krog

PUD for Gina Krog-feltet ble levert til norske myndigheter i desember 2012. Gina Krog-feltet er et olje- og gassfelt lokalisert i blokkene 15/5 og 15/6 i PL 303, PL 048, PL 029 og PL 029B i Nordsjøen. Det norske har en 20 prosent eierandel i PL 029B, og basert på denne eierandelen har selskapet fremforhandlet en unitiseringsavtale med de andre partnerne som gir Det norske en eierandel på 3,3 prosent i den totale utbyggingen (avtalen skal godkjennes i 2013). I henhold til pre-unitiseringsavtalen om kostnadsdeling hadde Det norske en eierandel på 2,0 prosent, og det er dette som er lagt til grunn i tidligere reserverapporter.

Gina Krog skal etter planen bygges ut med en fast plattform. Gassen fra Gina Krog-feltet skal eksporteres ved hjelp av en tilknytning mot infrastrukturen på Sleipner Øst, mens oljen skal lastes over til skytteltankere offshore. Brutto investeringer er anslått til NOK 31 milliarder, og feltet inneholder påviste og sannsynlige brutto reserver (P50/2P) på ca. 225 millioner fat oljeekvivalenter.

Jette

PUD for Jette ble levert til Olje- og energidepartementet av Det norske som operatør i september 2011. Utbyggingsløsningen, som består av to undervannsbrønner knyttet til Jotun B-plattformen, ble godkjent av myndighetene i februar 2012.

Bygging og installasjon av undervannsbygget ble fullført i 2012. Det oppsto imidlertid betydelige driftsproblemer i forbindelse med kompletteringen av de to planlagte produksjonsbrønnene, som måtte omkonfigureres og omkonstrueres. De direkte konsekvensene var økte brønnekostnader og reduserte utvinnbare reserver, noe som førte til lavere anslått lønnsomhet. Det norske bokførte en nedskrivning før skatt på NOK 1,9 milliarder i tredje kvartal.

Som følge av endringen i brønndesignet vil de to brønnene bare drenere olje og gass fra ett reservoarsegment, i stedet for to som tidligere planlagt. Dette medfører i praksis at de anslåtte utvinnbare bruttoreservene reduseres fra 13 millioner til 6–7 millioner fat oljeekvivalenter. Anslåtte brutto investeringer har også økt og er nå oppe i NOK 3,6 milliarder, sammenlignet med det opprinnelige anslaget på NOK 3,0 milliarder (inklusive en prosjektreserve på NOK 500 millioner). Netto produksjon for Det norske fra Jette-feltet forventes i begynnelsen å ligge på mellom 6 000 og 7 000 boepd, sammenlignet med det opprinnelige anslaget på 10 000.

I tillegg til de ovennevnte feltene jobber Det norske langsiktig med å finne den beste utbyggingsløsningen for Frøy, hvor selskapet er operatør og har en eierandel på 50 prosent. Både selvstendige løsninger, tilknytning til eksisterende infrastruktur og samarbeid om områdeløsninger vurderes.

Produksjon

Per 31. desember 2012 hadde Det norske eierandeler i fem produserende felt: Atla (10 prosent), Glitne (10 prosent), Jotun (7 prosent), Varg (5 prosent) og Enoch (2 prosent). I 2012 utgjorde Det norskes andel av produksjonen i disse feltene 545 000 fat oljeekvivalenter (548 000), som tilsvarer 1 493 fat oljeekvivalenter per dag (1 505).

Produksjonen på gass- og kondensatfeltet Atla startet 7. oktober 2012. Prosjektet ble fullført i henhold til tidsplanen og innenfor anslaget for brutto investeringer på NOK 1,4 milliarder. Produksjonen fra brønnen har så langt vært godt over forventet, med nærmere 20 000 boepd brutto og ca. 2 000 boepd netto til Det norske i fjerde kvartal. Gass og kondensat fra Atla produseres fra en undervannsinstallasjon og sendes i rør til Heimdal via undervannsinstallasjonene på Skirne-feltet. Det norskes andel i Atla er 10 prosent. Atla inneholder anslagsvis 9,9 millioner fat oljeekvivalenter i brutto P50/P2-reserver.

Jotun produserer fra en integrert brønnhodeplattform (Jotun B) og en FPSO (Jotun A). Den største usikkerheten for fremtidig produksjon er hvor mye vann brønnene vil produsere. Økt vannproduksjon gir lavere oljeproduksjon og dermed dårligere lønnsomhet. Gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 3,0 millioner fat, med forventet levetid ut 2017.

Glitne er et felt som produserer fra undersjøiske brønner knyttet opp til produksjonsskipet "Petrojarl 1". Gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 0,04 millioner fat olje. En planlagt infill-brønn, som ble boret våren 2012, var tørr, og oppsidepotensialet beskrevet i årsrapporten for 2011 lot seg ikke realisere. Nåværende produksjon gir en negativ kontantstrøm fra feltet. Lisensen har derfor sagt opp produksjonskontrakten med Teekay Production. FPSOen "Teekay Petrojarl 1" vil forlate Glitne-feltet 1. mai 2013.

Varg er et felt som er utbygd ved bruk av produksjonsskipet "Petrojarl Varg", med integrert oljelager tilkoblet en brønnhodeplattform. Den samlede produksjonen fra Varg var ca. 7 000 fat per dag ved utgangen av 2012. Brønnene produserer i henhold til prognosene. Feltet har for tiden tre produserende brønner. I tillegg vil to nye brønner bli klare for produksjon i begynnelsen av 2013. Gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 7,88 millioner fat oljeekvivalenter, med forventet levetid til 2015.

Et gassutblåsningsscenario er blitt godkjent av lisenspartnerne. Én gassprodusent er planlagt, og en ny sekstommers gasseksportørledning skal installeres mellom FPSO Petrojarl Varg og undervannsbygget på det nærliggende gassfeltet Rev. Varg inneholder anslagsvis 16,75 millioner fat oljeekvivalenter i brutto P50/P2-reserver. Produksjonen fra Varg vil bli sendt i rør sammen med produksjonen fra Rev til Armada-plattformen på britisk sokkel.

Enoch er et felt som ligger på grenselinjen mellom norsk og britisk sektor. Feltet er bygget ut med en enkeltstående horisontal undersjøisk brønn og er knyttet opp til Brae A-plattformen i britisk sektor. Produksjonen startet i mai 2007, og feltet forventes å produsere frem til 2017. Totale gjenværende brutto reserver (P50/2P) er anslått til 2,6 millioner fat. Feltet har vært ute av produksjon siden februar 2012 på grunn av tekniske problemer med ventiltreet. Det arbeides med å bringe feltet tilbake i produksjon.

Forskning og utvikling

Det norske samarbeider med både ledende forskningsinstitusjoner og bedrifter for å støtte opp under utvikling av teknologi. Det var i alt 61 aktive prosjekter i 2012. Brutto FoU-utgifter (før viderefakturering til lisenspartnere) var NOK 58 (48) millioner, og prosjekter knyttet til forståelse av geologi og bruken av ulike letemodeller dominerer. Det gjennomføres også prosjekter innen HMS, boring og brønn og nye konsepter knyttet til flytende produksjon.

Årsregnskapet

(Alle tall i parentes gjelder for 2011.)

Resultatregnskap

Selskapets samlede driftsinntekter utgjorde NOK 332,4 (437,5) millioner. Petroleum fra de produserende feltene Varg, Enoch, Glitne, Jotun og Atla utgjorde 545 000 (548 000) fat oljeekvivalenter og ble solgt til en gjennomsnittlig pris på USD 114,5 per fat, tilsvarende en økning på 2,7 prosent i forhold til en gjennomsnittlig oppnådd pris på USD 111,5 per fat i 2011. De høyere driftsinntektene i 2011 inkluderer en gevinst på NOK 65,4 millioner relatert til avviking av et datterselskap.

Samlede letekostnader utgjorde NOK 1 609,3 (1 012,2) millioner og relaterer seg i hovedsak til tørre brønner, seismikk og generell letevirksomhet. De høyere kostnadene i 2012 skyldes hovedsakelig boring av brønner som ikke ble ansett som kommersielle.

Brutto lønns- og lønnsrelaterte kostnader før viderefakturering var NOK 371,6 (376,9) millioner. Netto lønns- og lønnsrelaterte kostnader ble redusert til NOK 11,0 (31,7) millioner. Netto rapporterte lønns- og lønnsrelaterte kostnader er lave fordi kostnader knyttet til leting, utbygging og produksjon faktureres til opererte lisenser eller allokeres direkte til de respektive virksomhetskategoriene.

Avskrivninger utgjorde NOK 111,7 (78,5) millioner. Økningen skyldes i hovedsak avskrivninger knyttet til Atla, som kom i produksjon i oktober 2012.

Netto nedskrivninger av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler utgjorde NOK 2 149,7 (151,0) millioner. Hovedårsaken til de høye nedskrivningene i 2012 er de tidligere nevnte utfordringene som oppstod ved boring av produksjonsbrønnene på Jette-feltet. Disse medførte en nedskrivning på NOK 1 881 millioner i tredje kvartal. I tillegg ble det foretatt nedskrivninger relatert til enkelte lisenser som følge av økte nedstengings- og fjerningskostnader og tilbakelevering av lisenser.

Andre driftskostnader utgjorde NOK 82,8 (60,8) millioner for selskapet, hvorav arealavgift utgjør NOK 51,6 (43,4) millioner og forberedelser til drift av utbyggingslisenser utgjør NOK 18,7 (0,0) millioner. Netto rapporterte driftskostnader er lave fordi kostnader knyttet til leting, utbygging og produksjon faktureres til opererte lisenser eller allokteres direkte til de respektive virksomhetskategoriene.

Selskapet fikk et driftsunderskudd på NOK 3 842,9 (1 078,5) millioner.

Resultat før skattekostnad var NOK -3 948,9 (-1 310,9) millioner, og skatteinntekt på ordinært resultat utgjorde NOK 2 991,6 (940,6) millioner. Beskrivelse av skatteregler og beregning av skatt fremgår av note 1 og 11 i årsregnskapet.

Resultat etter skatt i 2012 var NOK -957,3 (-370,3) millioner.

Oppstilling av finansiell stilling

Sum eiendeler utgjorde ved årsskiftet NOK 8 364,4 (7 716,0) millioner, og økningen skyldtes hovedsakelig investeringer i utbyggingsprosjekter.

Egenkapitalen økte med NOK 61,8 millioner til NOK 3 738,4 millioner. Nettoresultatet medførte en reduksjon i egenkapitalen, mens utstedelsen av nye aksjer medførte en økning. Egenkapitalandelen lå ved årsskiftet på om lag 45 (48) prosent.

Samlet rentebærende gjeld utgjorde per 31. desember NOK 2 455,9 (966,6) millioner. Det ble tatt opp et nytt lån for å bidra til finansieringen av utbyggingsprosjekter.

Beholdningen av betalingsmidler var ved årsskiftet NOK 1 154,2 (841,6) millioner.

Det norske gjennomførte i fjerde kvartal en rettet emisjon mot institusjonelle investorer som tilsvarte 10 prosent av aksjekapitalen. Selskapet ble tilført NOK 1 019,1 millioner etter fratrukk for emisjonskostnader. Etter emisjonen økte antall utestående aksjer til 140 707 363.

Mot slutten av 2011 ble det etablert en kredittfasilitet på USD 500 millioner, hvorav NOK 1 299,7 millioner var benyttet per 31. desember 2012.

Selskapet har fornyet en kredittfasilitet på NOK 3 500 millioner i et konsortium av banker. Denne fasiliteten ble etablert i desember 2012. Selskapet kan gjøre opptrekk på den frem til 31. desember 2015, og siste nedbetaling skal skje i desember 2016. Maksimale opptrekk inklusive renter er begrenset til 95 prosent av skatterefusjonen relatert til letekostnader. Renten er NIBOR pluss 1,75 prosent, med et opptreksgebyr på 0,25 prosent for ubenyttet kreditt inntil NOK 2 750 millioner og 0,5 prosent dersom optrukket beløp overskrider NOK 2 750 millioner. I tillegg betales det også en beredskapsprovisjon på 0,7 prosent for ubenyttet kreditt. Forskuddsgebyrer utgjorde NOK 33 millioner.

For informasjon om ubenyttede beløp i kredittfasiliteter, se Note 19.

Kontantstrøm og likviditet

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde NOK 1 419,0 (1 452,7) millioner. Av dette utgjorde mottatt skatterefusjon ekskl. renter NOK 1 443,1 (2 323,9) millioner.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde NOK -3 575,2 (-1 718,4) millioner. Dette er i hovedsak relatert til investeringer i varige driftsmidler på NOK 2 874,6 (338,2) millioner og investeringer i immaterielle eiendeler på NOK 1 114,3 (1 440,8) millioner. Disse investeringene vil med sannsynlighet føre til en fremtidig økning i selskapets produksjon.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde NOK 2 468,8 (318,1) millioner. Økningen skyldtes for det meste opptrekk på etablerte lånefasiliteter.

Selskapet hadde betalingsmidler og bokført skatterefusjon på i alt NOK 2 427,9 (2 239) millioner ved årets slutt. Likvide midler, inntekter fra selskapets produksjon og ubenyttede kredittfasiliteter er forventet å være tilstrekkelig til å finansiere selskapets forpliktelser i 2013.

Fortsatt drift

I henhold til regnskapsloven § 3-3a bekrefter styret at årsregnskapet er utarbeidet under forutsetning om fortsatt drift, og at dette er lagt til grunn ved utarbeidelse av årsregnskapet. Selskapets finansielle stilling og likviditet vurderes som god. Den planlagte veksten i årene fremover vil medføre betydelige investeringer i utbyggingsprosjekter og kan skape et fremtidig finansieringsbehov. Selskapet vurderer alternative finansieringskilder for å legge til rette for videre vekst.

Styret er av den oppfatning at årsregnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat. Styret har ikke kjennskap til noen vesentlige forhold som påvirker vurderingen av selskapets stilling per 31. desember 2012 eller resultatet for 2012, utover det som fremgår i årsberetningen og av regnskapet for øvrig.

Selskapet utarbeider regnskapet i samsvar med internasjonale standarder for finansiell rapportering (IFRS) som fastsatt av EU og i regnskapsloven.

Ressursregnskap

Det norske følger retningslinjene fra Oslo Børs og Society of Petroleum Engineers' (SPE) klassifikasjonssystem for kvantifisering av petroleumsreserver og betingede ressurser. Netto P90/1P-reserver er ved årsskiftet estimert til i alt 42,5 (47,3) millioner fat oljeekvivalenter, mens netto P50/2P-reserver ved årsskiftet utgjør 65,3 (67,9) millioner fat oljeekvivalenter. Se note 31 for en mer detaljert gjennomgang av ressursregnskapet. Reservene er verifisert av en uavhengig tredjepart.

Disponering av årsresultatet

Det norske har fri egenkapital på NOK 120,6 (939,5) millioner per 31. desember.

Styret foreslår at årsunderskuddet disponeres ved at NOK 957,3 millioner dekkes av annen egenkapital.

Risikofaktorer

Styret er bevisst på de betydelige risikoer som er knyttet til selskapets operasjoner, og særlig risikoene forbundet med vekstfasen og overgangsperioden som selskapet befinner seg i. Styret har derfor satt av betydelige ressurser og tid til å forstå og diskutere ikke bare den generelle risiko et lete- og produksjonsselskap står overfor, men også iboende risiko forbundet med organisasjon, kultur og lederskap. I en eksternt ledet workshop viet styret og ledelsen to dager i 2012 til å identifisere slike risikoer og forstå hvordan de bør håndteres. Resultatene av denne workshopen er innarbeidet i planer og nye prosedyrer. Målet er å videreutvikle en kultur i organisasjonen som sikrer at risikoer og bekymringer blir tatt opp med toppledelsen og styret når de oppstår, og der risikoaspektene integreres i alle beslutningsprosesser og insentivordninger.

Erfaringen viser at E&P-selskaper står overfor betydelige risikoer. Reguleringen av virksomheten på norsk sokkel utgjør en god og solid ramme for å håndtere disse. Styret anser risikoen ved å påta seg utbygginger og avhengigheten av de første prosjektene for å være blant de største risikoene for et selskap som Det norske. Dette omfatter også evnen til å finansiere disse prosjektene på en måte som bidrar til økt verdiskapning. Derfor er det her de fleste risikoreduserende tiltakene er satt inn. Nedenfor beskrives de generelle risikoene som E&P-selskaper står overfor, som eksponering mot oljeprisen, rentesatser, valutarisiko og vurdering av ressursgrunnlaget. Deretter følger en drøfting av de særskilte risikoene Det norske står overfor, herunder risiko forbundet med prosjektgjennomføring, tilgang til kapital og organisatoriske forhold.

Risiko knyttet til ressursgrunnlag og utvinnbare reserver

Vurderingen av selskapets olje- og gassressurser utføres av erfarne fagfolk basert på innspill fra operatører og lisenspartnere samt interne vurderinger. I tillegg er selskapets reserveestimer og viktigste betingede ressurser sertifisert av det uavhengige konsultentselskapet AGR Petroleum Services AS.

Bokføring av reserver og ressurser blir koordinert og kvalitetskontrollert av en liten gruppe eksperter som ledes av en reservoaringeniør med over 20 års erfaring med denne typen vurderinger. Reserverapporten blir gjennomgått av revisjonsutvalget og godkjent av styret før den offentliggjøres.

Beregninger av utvinnbare volumer er alltid forbundet med stor usikkerhet. Det rapporterte P50/2P-estimatet er Det norskes beste estimat for reserver og inkluderer volumer som ventes å være utvinnbare basert på antagelser om fremtidige økonomiske, finansielle og skattemessige betingelser. P90/1P-estimatet gjenspeiler antatte utvinnbare volumer med høy grad av sikkerhet.

Tilgjengelige metoder for kartlegging av olje- og gassforekomster kan ikke fjerne all usikkerhet forbundet med beregning av volumer av hydrokarbonforekomster eller utvinnbarheten av disse. Det er derfor en risiko for at det endelige resultatet kan bli enda lavere enn P90/1P-estimatet. Når det gjelder våre betingede ressurser i det gigantiske Johan Sverdrup-feltet, gjenstår det

her et omfattende avgrensingsprogram. Dette programmet planlegges gjennomført i 2013 og 2014 og vil bidra til å redusere usikkerheten ytterligere. Imidlertid hefter det også usikkerhet ved eierandelene i den fremtidige unitiseringsavtalen, ettersom disse vil bli fastsatt gjennom en forhandlingsprosess mellom andelseierne i de underliggende produksjonslisensene. Forhandlingene vil sannsynligvis finne sted i 2014, parallelt med arbeidet med å få på plass en plan for utbygging og drift for feltet.

Prosjektrisiko

Det norske vurderer sine utbyggingsprosjekter løpende. I noen tilfeller vil selskapet beslutte å skrinlegge et prosjekt eller utsette en utbyggingsbeslutning i påvente av en nærmere vurdering på et senere tidspunkt. I andre tilfeller vil utbyggingen bli besluttet gjennomført med sikte på produksjon.

Det norske er per i dag involvert i flere kapitalintensive og komplekse utbyggingsprosjekter. Alle disse har forskjellige tidsrammer og investeringsnivåer. Det finnes en risiko for at selskapet og dets partnere ikke vil klare å holde seg innenfor disse rammene, særlig i lys av kostnadsinflasjonen på norsk sokkel. Overskridelser i prosjekter vil i sin tur kunne ha negativ innvirkning på prosjektøkonomien.

Omstillingsrisiko

Selskapet gjennomgår en betydelig omstillingsprosess som følge av rollen som operatør for to utbyggingsprosjekter. Jette nærmer seg oppstart, og PUD for Ivar Aasen er levert. Dette innebærer at organisasjonen må tilføres betydelige menneskelige ressurser innenfor hensiktsmessige styringsstrukturer for å kunne gjennomføre store investeringsprogrammer. Styret arbeider tett sammen med ledelsen i denne kritiske fasen av selskapets omstilling for å sikre at risikoene forbundet med prosessen reduseres i størst mulig grad.

Finansielle risikofaktorer

Oljepriserisiko

Inntektene i Det norske kommer fra salg av petroleum, og inntektsstrømmen er derfor eksponert mot endringer i olje- og gassprisene.

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

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

Valutarisiko

Svingninger i valutakurser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko. Selskapets petroleumsinntekter er i USD, mens utgiftene i hovedsak er fordelt mellom NOK, USD og en mindre del i EUR og GBP. Eksponeringen mot USD på inntektssiden motvirkes delvis ved at selskapet tar opp noe gjeld i USD.

Renterisiko

Det norske er eksponert for renterisiko relatert til obligasjoner og bankgjeld i forbindelse med låneopptak og ved plassering av likvide midler. Lån med flytende rente gir en renterisiko for selskapets fremtidige kontantstrøm. Lån med fast rente eksponerer Det norske for risiko (under-/overkurs) knyttet til endringer i markedsrenten.

Ved utgangen av året hadde Det norske rentebærende gjeld på NOK 2 455,9 (966,6) millioner, hvorav NOK 567,1 (379,6) millioner var kortsiktig gjeld. Alle lån er til flytende rente, men selskapet har inngått bytteavtaler for om lag 50 prosent av beløpet for å redusere eksponeringen for renterisiko.

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

Kredittrisiko

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

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

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

Likviditetsrisiko

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

Selskapet har tilgjengelig likviditet plassert på ordinære bankkontoer for til enhver tid å kunne dekke forventede utbetalinger til operasjonelle aktiviteter og investeringsaktiviteter for to måneder frem i tid.

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

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

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

I avtalen med banksyndikatet som står bak trekkfasiliteten, er det knyttet en del rapporteringskrav, blant annet en kvartalsvis oppdatering av et rullerende likviditetsbudsjett for de neste tolv månedene. Selskapet overholdt disse kravene i 2012.

Selskapets mål for plassering og forvaltning av overskuddskapital er å opprettholde en lav risikoprofil med god likviditet.

Selskapets overskuddslikviditet er per 31. desember 2012 hovedsakelig plassert i bank.

Selskapet hadde per 31. desember en beholdning av betalingsmidler på NOK 1 154,2 (841,6) millioner. Kombinasjonen av begrensede produksjonsinntekter og et aktivt lete- og utbyggingsprogram krever imidlertid aktiv styring av likviditetsrisiko.

Selskapet kan håndtere et økt fremtidig kapitalbehov på flere ulike måter, blant annet ved å innhente midler gjennom emisjoner, opptak av banklån, utstedelse av obligasjoner, salg av eiendeler, bruk av leverandørfinansierte utbygginger, bæringsavtaler, strategiske allianser eller en kombinasjon av disse, samt en justering av selskapets aktivitetsnivå dersom dette er påkrevd.

Ved utgangen av 2012 fornyet selskapet letefasiliteten på NOK 3 500 millioner. I fjerde kvartal 2012 gjennomførte selskapet en rettet emisjon der antall aksjer ble utvidet med 10 prosent, noe som tilførte selskapet NOK 1 019 millioner brutto. Budsjettrammen for 2013 omfatter planlagte investeringer (CAPEX) på NOK 1 700 millioner, i hovedsak relatert til Ivar Aasen og Jette, og letekostnader før skatt, inklusive Johan Sverdrup, på ca. NOK 2 000 millioner. Styret mener at dette, sammen med de likvide midlene og forventede inntekter, vil være tilstrekkelig til å finansiere selskapets drift gjennom 2013.

Organisasjon

Det norske bygger opp en organisasjon rundt ansatte med kompetanse innen letevirksomhet, boring og undergrunnsteknologi, feltutbygging, operasjoner og forretningsutvikling. Målet er å utvikle en organisasjon som skaper verdier for aksjonærene og samfunnet på en sikker og effektiv måte, og uten skader på mennesker eller miljø.

Rekruttering

I tiden fremover blir det utfordrende for næringen å skaffe nok kvalifisert personell innen de viktigste teknologiske fagene. Det norske har lenge hatt samarbeid med skoler, høyskoler, universiteter og næringslivet – spesielt i Nord-Norge. Dette innebærer støtte til lærlinger, foredrag, undervisning og ikke minst sertifisering av bedrifter i samarbeid med Verftsringen i Nord-Norge. I fjor utvidet vi dette arbeidet til geologiklasser i den videregående skolen og mer aktiv informasjon mot linjeforeningene på NTNU.

Helse, miljø og sikkerhet i våre operasjoner

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

Det norske hadde i 2012 betydelige offshoreaktiviteter knyttet til utbyggingsprosjektet på Jette-feltet. I tillegg opererte selskapet fire letebrønner: Geite (PL 497), Ulvetanna (PL 356), Storebjørn (PL 450) og Kalvklumpen (PL 414). Tre av brønnene bød på planleggings- og driftsutfordringer. Det måtte brukes grusputer for å redusere risikoen for gjennomslag for riggen. Det

ble boret en brønn med høyt trykk og høy temperatur, og en av letebrønnene ble boret i et sensitivt fiskeområde. Det norske har også hatt betydelig fartøysaktivitet knyttet til blant annet innhenting av seismiske data og miljøundersøkelser. Disse operasjonene ble gjennomført uten alvorlige ulykker, men kontraktøren hadde to nestenulykker med potensial for alvorlig skade. Selskapet har ikke fått pålegg eller varsel om pålegg fra Petroleumstilsynet (Ptil) i 2012. Ptil gjennomførte en revisjon av Jette-prosjektet uten å avdekke noen avvik.

Det norske er ikke operatør for felt i produksjon.

Utslipp til miljøet og kjemikalieforbruk fra boreoperasjonene er rapportert til Klima- og forurensningsdirektoratet i henhold til fastsatte retningslinjer. Rapportene er offentlig tilgjengelige via nettstedet til Norsk olje og gass. Alle utslipp var innenfor gitte tillatelser.

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

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

Beredskap

Det norske innarbeider sikkerhet mot uforutsette hendelser i alle sine offshoreaktiviteter. Selskapets styringssystem er kjernen i selskapets operasjoner. Miljørisiko- og beredskapsanalyser utføres i forkant av hver brønn som skal bores.

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

Det norske arbeider med å videreutvikle beredskapen for håndtering av uønskede hendelser. Selskapet spilte en sentral rolle i etableringen av et felles beredskapssenter for oljeindustrien, gjennom Operatørenes forening for beredskap (OFFB). OFFBs oppgave er å administrere og vedlikeholde andrelinjeberedskap på vegne av medlemsbedriftene. På vegne av rettighetshaverne i lisensen er operatørselskapene ansvarlige for til enhver tid å opprettholde en effektiv beredskap. OFFB utgjør en integrert del av medlemmenes beredskapsorganisasjon. I tillegg til å håndtere andrelinjeberedskap for selskapene bidrar senteret til selskapenes beredskapstrening og -planlegging. OFFB hadde ti medlemsbedrifter i 2012.

Det norske har oljevernkompetanse internt i selskapet og deltar aktivt i Norsk oljevernforening for operatørselskap (NOFO), som har spesialtrening i å håndtere oljevernaksjoner. Det norske har vært medlem i NOFO siden 2005 og deltar med personell i NOFOs operasjonsgruppe. Dersom Det norske skulle bli ansvarlig for et oljeutslipp, ville NOFO få en sentral rolle i arbeidet med å begrense skader og samle opp olje.

Beredskapsorganisasjonen er godt trent. Et betydelig antall personell står klare til å ta seg av en eventuell hendelse. Det har vært lagt vekt på å bedre kvaliteten på beredskapen for å håndtere nåværende og fremtidig aktivitet i selskapet.

Ansettelse og arbeidsforhold

Status ansatte

I løpet av 2012 har Det norske opplevd en økning i antall ansatte, hovedsakelig på grunn av arbeid knyttet til Ivar Aasen-utbyggingen. Ved årsskiftet hadde selskapet 214 (171) ansatte fordelt på fire kontorer.

Likestilling

Styret og ledelsen jobber systematisk for et likestilt arbeidsmiljø som gir alle like muligheter uavhengig av kjønn, etnisk opprinnelse eller funksjonshemming. Ved årsskiftet var kvinneandelen blant de ansatte 28,5 (26) prosent, mens den blant de aksjonærvalgte styremedlemmene var 50 (50) prosent og blant de øvrige styremedlemmene, inklusive ansatterepresentanter, 50 (50) prosent. Blant ledere og mellomledere med personalansvar var kvinneandelen 35 (14) prosent. Per 31. desember 2012 var 5,6 (7,4) prosent av de ansatte av utenlandsk opprinnelse. Alle Det norskes kontorlokaler har universell utforming.

Det norske har et lønssystem som sikrer at menn og kvinner med samme stilling, samme erfaring og samme prestasjoner skal ha samme lønnsnivå. Forskjeller i stillingstype og yrkeserfaring påvirker det generelle lønnsnivået for den enkelte ansatte.

Selskapet arbeider målrettet for å øke antallet kvinner i mannsdominerte stillinger og fagområder. En egen personalenhet er et viktig tiltak for å arbeide mer systematisk mot dette målet og sikre at alle ansatte gis like muligheter uavhengig av kjønn, etnisk opprinnelse eller funksjonshemming.

Arbeidsmiljø

Det norske har et arbeidsmiljøutvalg som beskrevet i arbeidsmiljøloven. Arbeidsmiljøutvalget spiller en viktig rolle når det gjelder å overvåke og forbedre arbeidsmiljøet og sikre at selskapet overholder lover og forskrifter på området. Det norske gjennomfører en arbeidsmiljøundersøkelse hvert annet år. Det ble gjennomført en ny undersøkelse i 2012, og resultatene viste at arbeidsmiljøet er godt.

Det er styrets vurdering at arbeidsmiljøet i Det norske ved utgangen av 2012 var godt.

Sykefravær

Sykefraværet i Det norske utgjorde 2,4 (3,4) prosent i 2012.

Etikk

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

Eierstyring og selskapsledelse

Det norske mener at god eierstyring og selskapsledelse med en klar fordeling av roller og ansvar mellom eierne, styret og ledergruppen er avgjørende for å skape verdier for aksjonærene.

Styret i Det norske har ansvar for å opprettholde en god standard for eierstyring og selskapsledelse. Styret foretar hvert år en gjennomgang av selskapets prinsipper. Selskapet etterlever det relevante regelverket for eierstyring og selskapsledelse, inkludert den seneste utgaven av Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse, som ble publisert 23. oktober 2012, med mindre noe annet er spesifisert.

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

Hendelser etter årsavslutning


Det norske ble i januar 2013 tildelt andeler i til sammen åtte lisenser i TFO 2012-runden, hvorav tre som operatør. Alle åtte lisenser er i Nordsjøen.

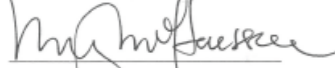
Utsikter

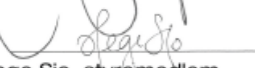
Styret mener Det norske er godt posisjonert for videre vekst. Atla-feltet har allerede bidratt positivt til produksjonen og kontantstrømmen siden det kom i produksjon i slutten av 2012, og Jette-feltet forventes å bli satt i produksjon om kort tid. På lengre sikt har Ivar Aasen og Johan Sverdrup potensial til å øke produksjonen og oppskalere selskapets operasjoner betraktelig. Det norske har et omfattende leteprogram med mer enn ti brønner planlagt for 2013, og det arbeides kontinuerlig med å identifisere nye borbare prospekter.

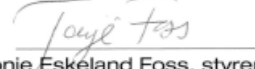
Selskapet gjennomførte flere store finansieringstransaksjoner i 2012, blant annet fornyelsen av en letefasilitet på NOK 3 500 millioner og en emisjon på 10 prosent av utestående aksjer som innbrakte NOK 1 029 millioner. Følgelig er styret trygg på Det norskes evne til å finansiere sine planlagte aktiviteter.


Styret i Det norske oljeselskap ASA
Oslo, 13. mars 2013



Svein Aaser, styreleder



Maria Moræus Hanssen, nestleder

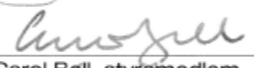

Hege Sjø, styremedlem

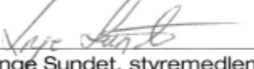

Tonje Eskeland Foss, styremedlem


Erik Haugane, administrerende direktør


Tom Røtjød, styremedlem

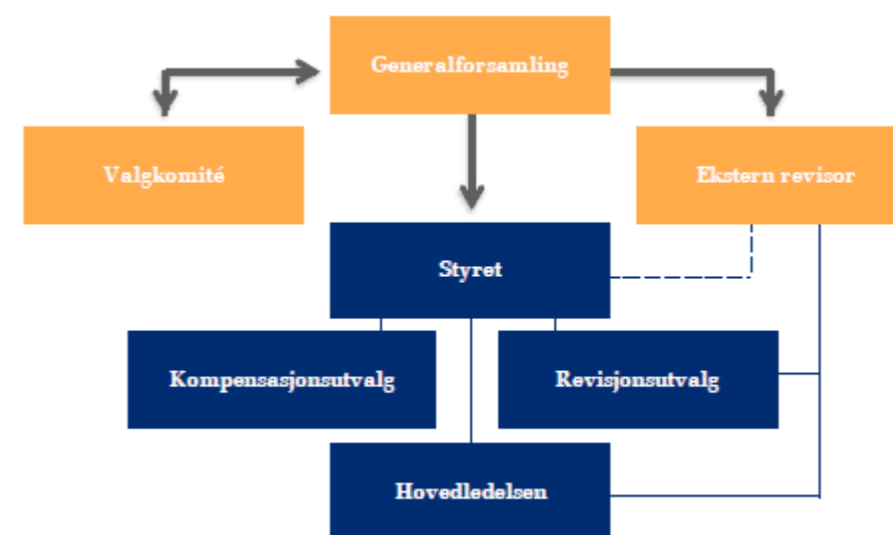

Kjell Inge Røkke, vara-styremedlem


Carol Bell, styremedlem


Inge Sundet, styremedlem

STYRETS REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

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



1. EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE I PRAKSIS

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

Styret har ansvar for aktivt å etterleve standardene for god eierstyring og selskapsledelse. Styret gjennomfører derfor årlig en gjennomgang av selskapets prinsipper for eierstyring og selskapsledelse.

Regelverk

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

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

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

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

Det norske etterlever regelverket nevnt over. Med mindre annet er uttrykkelig angitt etterlever Det norske gjeldende anbefaling av 21. desember 2012. Følgende redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse har samme struktur som anbefalingen og følger anbefalingens oppsett med 15 hovedtemaer.

Etiske retningslinjer

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

Bedriftens samfunnsansvar er i tråd med de etiske retningslinjene, som er etablert som prinsipper for hvordan selskapet og dets ansatte skal oppføre seg overfor andre.

Selskapet skal vise ansvar gjennom handlinger, kvaliteten på arbeid, prosjekter og produkter og i alle sine aktiviteter. Selskapets ambisjon er at sosiale, etiske og miljømessige mål og tiltak skal være en del av forretningsvirksomheten. Det norske skal som et minimum etterleve lover og forskrifter og konvensjoner på de områder der selskapet driver virksomhet, men de etablerte etiske retningslinjene strekker seg lenger enn bare til etterlevelse. Etablerte anskaffelsesprosedyrer sikrer likebehandling og åpenhet i anskaffelsesprosessen. De etiske retningslinjene gjør det også klart at Det norske ikke tolererer noen form for korrupsjon.

I tillegg har selskapet et sponsorprogram som skal promotere selskapet og dets aktiviteter. De etiske retningslinjene inneholder også retningslinjer for sponsorvirksomhet. Det norske støtter tiltak som er direkte knyttet til selskapets virksomhet som oljeselskap, tiltak som gir en betydelig eksponering, og tiltak som kan være til fordel for de ansatte. Opplysninger om pågående sponsorer finnes på <http://www.detnor.no/no/om-oss/sponsorer>.

Generelt skal selskapet nå sine mål i samsvar med de vedtatte etiske retningslinjene, som finnes på <http://detnor.no/no/om-oss/etiske-retningslinjer>.

2. MÅL OG STRATEGI

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

Gjennom en årlig strategiprosess evaluerer og definerer styret selskapets mål. Disse målene og selskapets finansielle stilling kommuniseres til markedet.

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

Det norske er i ferd med å omdannes fra et rent leteselskap til et fullverdig lete- og produksjonsselskap (“E&P-selskap”). Innlevering av planen for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet, der Det norske er operatør, til norske myndigheter i desember 2012 var en viktig milepæl for selskapet og representerte et viktig skritt på veien mot å bli et fullverdig E&P-selskap.

Det norskes olje- og gassvirksomhet er forbundet med risiko. Effektive operasjoner som utføres på en måte som sikrer at vi unngår skader på personell, miljøet og økonomiske verdier, er selskapets høyeste prioritet.

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

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

3. SELSKAPSKAPITAL OG UTBYTTE

Styret skal optimalisere kapitalstrukturen ved å balansere risiko og avkastning på egenkapital mot sikkerhet for långivere og krav til likviditet. Selskapet har som mål å ha et godt omdømme i alle gjeldsmarkeder. Styret evaluerer kontinuerlig selskapets kapitalstruktur og understreker at en solid egenkapitalandel er viktig hvis Det norske skal klare å nå sine strategiske mål i fremtiden. Å sikre en optimal kapitalstruktur er en nøkkelprioritet for styret. Dette innebærer overvåking av tilgjengelige finansieringskilder og tilknyttede kapitalkostnader.

Det norske har et omfattende leteprogram de neste årene. Fremtidige utbygginger vil kreve betydelige investeringer. Utbetaling av utbytte til aksjonærene vil derfor ikke bli prioritert på kort sikt. Styret ønsker i denne perioden heller å skape verdier for sine aksjonærer gjennom å få frem de underliggende verdiene i lisensporteføljen, samt å modne eksisterende funn og utbyggingsprosjekter frem mot produksjon.

Selskapets bokførte egenkapital var ved utgangen av 2012 på NOK 3 738 millioner, som utgjorde 45 prosent av totalbalansen på NOK 8 364 millioner.

Den finansielle likviditeten anses å være god. Per 31. desember 2012 var selskapets beholdninger av betalingsmidler NOK 1 154 millioner. I tillegg var opptrekk på tilgjengelige kredittfasiliteter på NOK 1 971 millioner.

I april 2012 ga generalforsamlingen styret fullmakt til å øke aksjekapitalen med inntil NOK 12 791 578, eller ti prosent av utestående aksjekapital på tidspunktet for generalforsamlingen. Målet var å styrke selskapets egenkapital.

I desember 2012 gjennomførte Det norske en rettet emisjon der 12,79 millioner nye aksjer ble utstedt, og selskapet benyttet seg dermed av hele fullmakten. Emisjonskursen ble fastsatt i en akselerert bookbuildingprosess til NOK 80,50 per aksje. Dette var samme kurs som sluttkursen på emisjonsdagen, uten rabatt. Selskapets nye aksjekapital er på NOK 140 707 363.

Generalforsamlingen i april 2012 ga styret fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer tilsvarende ti prosent av den totale aksjekapitalen. Fullmakten er gyldig frem til ordinær generalforsamling i 2013, men er ikke begrenset til definerte formål slik anbefalingen krever. Per 31. desember 2012 var fullmakten ikke benyttet.

4. LIKEBEHANDLING AV AKSJONÆRER OG TRANSAKSJONER MED NÆRSTÅENDE

Det norske er opptatt av å likebehandle alle aksjonærer. Selskapet har et betydelig finansieringsbehov for å støtte utbyggingsplanene i årene som kommer. Når selskapet anser at det er i aksjonærenes interesse å utstede ny egenkapital, er det et klart mål å begrense utvanningsgraden. Det norske vurderer nøye andre finansieringsalternativer, den overordnede kapitalstrukturen, formålet og behovet for ny egenkapital, tidspunktet for et slikt tilbud, aksjeprisen som tilbys, forholdene i finansmarkedet og behovet for å tilby kompensasjon til eksisterende aksjonærer som frasier seg forkjøpsretten. Argumentene for frasigelse av forkjøpsretten vil klart fremgå.

Selskapet har én aksjeklasse med like rettigheter for alle aksjonærer.

Per 31. desember 2012 eide Aker Capital AS 49,99 prosent av Det norske. Aker Capital AS er et heleid datterselskap av Aker ASA. Fra regnskapsåret 2011 er Det norske oljeselskap ASAs regnskaper inkludert i Aker ASAs regnskaper.

Styret anerkjenner Aker Capitals bidrag som en aktiv aksjonær som engasjerer seg i selskapets virksomhet og gir innspill i saker som gjelder strategi, transaksjoner og finansiering. Kommunikasjonen til investorer skal sikre at alle aksjonærer som har synspunkter vedrørende disse spørsmålene, blir hørt, og ledelsen vil aktivt etterspørre synspunktene til andre sentrale aksjonærer. I tillegg styres investorvirksomheten mot å fremme høyere aksjelikviditet for å oppveie for en aksjonærstruktur med mange langsiktige investorer.

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

Transaksjoner i egne aksjer

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

Fare for interessekonflikter

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

5. FRI OMSETTELIGHET

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

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

6. GENERALFORSAMLING

Generalforsamlingen i Det norske

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

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

Forberedelser til generalforsamlingen

Generalforsamlingen avholdes normalt før slutten av april hvert år, senest før utgangen av juni, som er den seneste datoen som er tillatt i henhold til selskapslovgivningen. Generalforsamlingen for 2013 skal holdes 17. april. Datoen for neste generalforsamling er vanligvis fastsatt i selskapets finansielle kalender.

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

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

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

Styrets beretning gjøres tilgjengelig på selskapets nettsted senest tre uker før generalforsamlingen.

Deltakelse på generalforsamlingen

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

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

Dagsorden for og gjennomføring av generalforsamlingen

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

På generalforsamlingen i april 2013 vil styret utpeke en uavhengig person som kan stemme på vegne av aksjonærene som deres godkjente representant. Styret kan beslutte at det skal være mulig for aksjonærene å avgi sine stemmer skriftlig, herunder via elektronisk kommunikasjon, i en gitt periode før generalforsamlingen. Det skal anvendes tilfredsstillende metoder for å verifisere avsenderen.

Det norske generalforsamlinger ledes av styrets leder, eller den styreleder utpeker. Representanter fra styret, valgkomiteen, revisor og hovedledelsen oppfordres til å delta på generalforsamlingen. Ettersom disse personene befinner seg på ulike steder geografisk, er det imidlertid vanlig at bare noen få representanter fra hvert av disse organene deltar på generalforsamlingen.

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

7. VALGKOMITÉ

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

På generalforsamlingen i april 2012 ble følgende tre medlemmer valgt til valgkomiteen:

- Øyvind Eriksen – konsernsjef Aker ASA
- Finn Haugan – adm.dir. Sparebanken Midt-Norge
- Hilde Myrberg – konserndirektør Orkla ASA

Komitémedlem Øyvind Eriksen er konsernsjef for Aker ASA, som eier 100 % av Aker Capital, som er den største aksjonæren i selskapet.

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

8. STYRET: SAMMENSETNING OG UAVHENGIGHET

Styret i Det norske hadde per 31. desember 2012 åtte medlemmer. I henhold til selskapets vedtekter punkt 5 skal styret ha mellom fem og ti medlemmer, som skal velges for en periode på inntil to år.

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

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

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

9. STYRETS ARBEID

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

A. strategiske planer og oppfølging av disse ved hjelp av regelmessig rapportering og ettersyn,

B. kartlegging av vesentlig risiko for Det norske virksomhet og etablering av systemer for å overvåke og håndtere risiko,

C. sikring av aksjonærenes tilgang til korrekt informasjon om finansielle forhold og vesentlige forretningsmessige hendelser til rett tid og i henhold til relevant lovgivning, og

D. å sikre etablering av, og integriteten til, selskapets internkontroll og styringssystemer.

I 2012 avholdt styret til sammen 15 styremøter, herunder ett strategimøte.

Styret erkjenner at det er betydelig risiko forbundet med operasjonene, særlig i den overgangsperioden selskapet befinner seg i. Styret har derfor satt av betydelige ressurser og tid til å forstå og diskutere ikke bare den generelle risiko et lete- og produksjonsselskap står overfor, men også iboende risiko forbundet med organisasjon, kultur og lederskap. I en eksternt ledet workshop viet styret to dager til å identifisere risikoer og forstå hvordan de bør håndteres. Resultatet er innarbeidet i planer og nye prosedyrer. Målet er å videreutvikle en kultur i organisasjonen der risiko og bekymringer får komme til overflaten, og der risikoaspektene er en integrert del av alle beslutningsprosesser og insentivordninger.

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

Størrelsen på selskapet og dets virksomhet tatt i betraktning, anser styret det som hensiktsmessig at styremedlemmene holdes orientert om alle relevante styresaker, med unntak av tilfeller der styremedlemmer og selskapet kan ha motstridende interesser.

Styret gjennomførte en formell evaluering av sitt eget arbeid i 2012, slik det bør i henhold til anbefalingen, og tok funnene til etterretning.

Revisjonsutvalget

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

- Hege Sjo, leder
- Maria Moræus Hanssen
- Carol Bell

Av disse tre er to uavhengige av selskapets største eier.

Utvalgets leder anses å ha erfaring og formell bakgrunn som gjør at kravet til kvalifikasjoner innen regnskap eller revisjon i henhold til allmennaksjeloven er oppfylt. Hege Sjo er utdannet siviløkonom med høyere avdeling i finans og har jobbet med regnskap og finansanalyse i en fondsforvaltningsorganisasjon, i tillegg til at hun har vært finansdirektør ved Oslo Børs. Revisjonsutvalget har regelmessige møter og gjennomgår kvaliteten på alle kvartals- og årsrapportene før offentliggjøring. Utvalget avholdt syv møter i 2012. Selskapets revisor samarbeider tett og regelmessig med revisjonsutvalget. Utvalget er også involvert i selskapets risikostyring. Ledelsen og revisjonsutvalget evaluerer risikostyringen i forhold til finansiell rapportering og hvor effektiv den etablerte internkontrollen er. Identifiserte risikoer og effekter av finansiell rapportering diskuteres hvert

kvartal.

Selskapets revisorer har deltatt på alle møter i forbindelse med avlegging av kvartalsrapporter og regnskap. Utvalget mener at samarbeidet med revisorer og ledelsen er godt, og dette ble bekreftet i den årlige egenreviseringsprosessen.

Utvalget har samarbeidet med ledelsen og revisor for å bedre internkontrollmiljøet i henhold til COSO-rammeverket de siste årene. Utvalget har også arbeidet med å etablere en ny varslerpraksis, vurdert prosessen og rapporteringen av det årlige reserveestimatet og sett på forbedringer i finansiell rapportering. Utvalget har vurdert resultatene for 2012 og kan med glede konstatere fremgang på de utvalgte temaene som ble identifisert som prioriteringsområder for året. De er hovedsakelig knyttet til forbedret dokumentasjon av rutiner for internkontroll av finansiell rapportering.

Kompensasjonsutvalg

Styret har også et kompensasjonsutvalg bestående av følgende to styremedlemmer:

- Svein Aaser
- Tom Røtjær

Kompensasjonsutvalget skal sikre at kompensasjonsordninger understøtter selskapets strategi og setter det i stand til å rekruttere, motivere og beholde ledere på høyt nivå samtidig som det etterlever krav fra kontrollmyndigheter og styrende organer, oppfylder aksjonærenes forventninger og opptrer i tråd med forventningene blant de ansatte for øvrig.

10. RISIKOSTYRING OG INTERN KONTROLL

Risikostyring

God internkontroll og risikostyring bidrar til oversiktlig og kvalitetssikret rapportering til fordel for selskapet og aksjonærenes langsiktige interesser. Selskapet arbeider løpende og systematisk med risikostyring, både i selskapet generelt og på operasjonelt nivå. Det norske operasjonelle virksomhet er begrenset til Norge og er underlagt norsk regelverk. Alle aktiviteter som finner sted i forbindelse med en utvinningstillatelse, er underlagt myndighetstilsyn, for eksempel fra Petroleumstilsynet, Klima- og forurensningsdirektoratet og Oljedirektoratet, og fra lisenspartnerne. I 2012 deltok Det norske i finansiell revisjon av åtte lisenspartnerskap, mens selskapet selv hadde revisjon av to av sine operatørlisenser. Selskapet kjøpte også inn flere rapporter om finansiell revisjon av partneropererte lisenser. I tillegg til finansielle revisjoner gjennomførte myndighetene og lisenspartnerne revisjoner av Det norske styringssystem og planleggingen og utførelsen av våre boreoperasjoner. Disse revisjonene utført av eksterne parter er med og bidrar til kvalitetskontrollen av selskapets interne systemer. De er også verdifulle i arbeidet med å identifisere risikoer og svakheter og er dermed en hjelp for selskapet i dets pågående arbeid for å forbedre styringssystemet.

Som en ytterligere sikkerhet for at Det norske styringssystem er i henhold til lover, forskrifter, standarder og beste praksis i bransjen, har Det norske identifisert konkrete forbedringsområder for 2013. Disse prosessene er fastsatt i selskapets KHMS-plan for 2013.

På det årlige strategimøtet i 2013 vil styret gjennomgå sin risikostyringsstrategi, herunder hvordan den skal implementeres i alle selskapets aktiviteter. Styret ser risiko i sammenheng med bygging av en bærekraftig organisasjon samtidig som man skal oppfylle aksjonærenes høye krav til selskapsledelse og ansvarlighet.

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

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

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

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

En del av selskapets risikostyring består i å overvåke risiko under utvikling gjennom kontinuerlig analyse og samråd med den operasjonelle ledelsen. Den omfatter også samråd med eksterne rådgivere, når dette er relevant, for å redusere risikoen så mye som mulig.

Intern kontroll med finansiell rapportering

Det norske har etablert et rammeverk for intern kontroll med finansiell rapportering basert på COSO (Committee of

Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), som inneholder følgende punkter:

- Internt kontrollmiljø
- Etablering av målsettinger
- Identifisering av hendelser og risikovurdering
- Risikohåndtering og kontrollaktiviteter
- Informasjon og kommunikasjon
- Overvåking

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

Selskapet har etablert prosesser, prosedyrer og kontroller for finansiell rapportering som er hensiktsmessige for et lete- og produksjonsselskap. Selskapets dokumenterte prosedyrer sikrer:

- at risiko identifiseres på en effektiv og hensiktsmessig måte
- måling av etterlevelse av prosedyrer
- tilstrekkelig atskillelse av oppgaver
- relevant, pålitelig finansiell rapportering til rett tid som gir et rettviseende bilde av Det norske virksomhet
- forebygging av manipulasjon/bedrageri i forbindelse med rapporterte tall
- etterlevelse av alle relevante IFRS-krav

Ledelsen gjennomfører og dokumenterer en risikovurdering knyttet til finansiell rapportering. Risikovurderinger overvåkes av revisjonsutvalget kvartalsvis som en del av kvartalsrapporteringsprosessen. Styret godkjenner årlig den overordnede risikovurderingen knyttet til finansiell rapportering. I 2012 ble følgende risikoområder knyttet til finansiell rapportering identifisert:

- **Balanseførte letekostnader** – risiko for manglende rapportering av tørre brønner og brønner som ennå ikke er vurdert
- **Nedskrivning av goodwill, varige driftsmidler og immaterielle eiendeler** – risiko for at fall i virkelig verdi ikke identifiseres og registreres på riktig måte
- **Skatt** – Komplekse skatteregler og beregninger fører til risiko for feil i finansiell rapportering
- **Omdannelse** til et fullverdig lete- og produksjonsselskap med tilhørende risiko for at selskapet ikke har en hensiktsmessig organisasjon og gode nok prosedyrer og systemer for finansiell rapportering.

Selskapet ønsker å kommunisere åpent om sin virksomhet, og den finansielle rapporteringen foregår etter omfattende samråd med ledelsen som har ansvar for lete-, utbyggings- og produksjonsaktiviteter i selskapet. Revisjonsutvalget møtes hvert kvartal for å gjennomgå regnskapet med revisor til stede før regnskapet legges frem for styret for godkjenning.

Viktige hendelser som kan påvirke den finansielle rapporteringen, identifiseres og overvåkes løpende. En sakliste utarbeides for å ta tak i eventuelle regnskapsmessige og skattemessige effekter av hendelser og aktiviteter. Både revisor og revisjonsutvalget gjennomgår listen en gang i kvartalet.

Økonomiavdelingen fører kontroll med at etablerte prosedyrer og prosesser blir overholdt og rapporterer eventuelle vesentlige avvik til revisjonsutvalget. Avdelingen identifiserer også tiltak for å forbedre prosedyrer og foretar en vurdering av egne resultater sammenholdt med målsettingene, som så presenteres for og diskuteres med revisjonsutvalget. Egenreviseringen av intern kontroll med finansiell rapportering som ble gjennomført i 2012, identifiserte styrker, svakheter, muligheter og trusler. Sammenlignet med 2011 er effektiviteten og utformingen av interne kontroller blitt forbedret, men ytterligere forbedringer må implementeres etter hvert som selskapet vokser og omdannes til et fullverdig lete- og produksjonsselskap. Noen av forbedringene som planlegges i 2013, er beskrevet under:

- Ferdigstille en IT-strategi for selskapet, inklusive økonomiavdelingen, og sette i gang prosessen med å implementere nye eller modifisere eksisterende systemer
- Etablere et nært samarbeid mellom økonomiavdelingen og prosjektutviklingsgruppen for å sikre hensiktsmessige prosedyrer for intern kontroll og rapportering
- Fortsette arbeidet med å formalisere prosedyrer, standardisere maler og automatisere oppgaver for å gjøre interne kontroller mer effektive
- Prosessen mot revisjonsutvalget med henblikk på gjennomgang av kvartalsrapporter bør forbedres for å sikre en mer effektiv prosess og at den endelige rapporten holder tilstrekkelig høy kvalitet.

Selskapets øverste ledelse utarbeider årlig en rapport som danner grunnlaget for styrets beskrivelse av intern kontroll med finansiell rapportering, som finnes i årsrapporten under overskriften Eierstyring og selskapsledelse.

11. GODTGJØRELSE TIL STYRET

Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatbasert, men basert på et fast, årlig beløp som reduseres forholdsmessig ved fravær fra møter. Ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet. Informasjon om alle godtgjørelser utbetalt til de enkelte styremedlemmene er presentert i note 8 til årsregnskapet.

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

12. GODTGJØRELSE TIL LEDELSEN

Styret fastsetter administrerende direktørs godtgjørelse og andre ansettelsesbetingelser. Årsregnskapet gjør rede for styrets og den daglige ledelsens godtgjørelse, inkludert lønn og pensjonskostnader, i note 8.

Selskapet har en bonusordning basert på selskapets resultater som er oppad begrenset til 20 prosent av årslønnen. Den årlige bonusen fastsettes skjønnsmessig av styret og gjelder for alle ansatte i selskapet. Alle ansatte får den samme prosentmessige bonus i forhold til sin lønn. Styret besluttet at bonusen for 2012 skulle være ti prosent, basert på en helhetlig vurdering av selskapets resultater, herunder leteresultater og fremdriften på utbyggingsprosjekter.

Selskapet har ingen pensjonsordning utover NOK 973 836 (12 G), men har som en del av avlønningssystemet innført en aksjespareordning for å kompensere for dette. Hvert år får de ansatte utbetalt ti prosent av brutto lønn for foregående år. Hvis de ansatte innen tretti dager fra utbetalingen kjøper aksjer i selskapet, vil selskapet utbetale et tilsvarende beløp som skattekompensasjon. For de som ikke kjøper aksjer, vil det bli trukket forskuddsskatt av utbetalingen. De første utbetalingene i aksjespareordningen fant sted i januar 2011.

13. INFORMASJON OG KOMMUNIKASJON

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

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

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

Det norske offentliggjør sitt foreløpige årsregnskap innen utgangen av februar. Hele årsrapporten, med det endelige, godkjente årsregnskapet og årsberetningen, foreligger senest tre uker før generalforsamlingen.

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

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

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

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

14. SELSKAPSOVERTAKELSE

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

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

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

15. REVISOR

Ernst & Young er revisor for Det norske.

Generalforsamlingen velger revisor og godkjenner revisors godtgjørelse. Styret avholder møte med revisor minst én gang i året uten at representanter fra selskapets ledelse er til stede, for å gjennomgå prosedyrer for intern kontroll og diskutere mulige svakheter og forslag til forbedring. Revisor deltar på styremøter for å diskutere årsregnskapet.

Revisor deltar på de fleste møter i revisjonsutvalget og møter utvalget uten at selskapets ledelse er til stede. Revisors uavhengighet i forhold til selskapet vurderes årlig. Revisor yter selskapet visse konsulenttjenester, men disse anses ikke å være i strid med dens interesser som revisor.

OVERSIKT OVER ÅRSREGNSKAP MED NOTER
SIDE

Resultatregnskap	69
Oppstilling av finansiell stilling	70
Oppstilling av endringer i egenkapitalen	72
Oppstilling av kontantstrømmer	73
Note 1: Sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper	74
Note 2: Store enkelttransaksjoner og viktige hendelser	86
Note 3: Oversikt over datterselskaper/Likvidasjon av datterselskap	86
Note 4: Segmentinformasjon	86
Note 5: Utforskningskostnader	87
Note 6: Varelager	87
Note 7: Produksjonskostnader og kontantstrøm fra produksjon	87
Note 8: Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt lønnskostnader totalt	88
Note 9: Andre driftskostnader	91
Note 10: Finansposter	91
Note 11: Skatt	92
Note 12: Resultat per aksje	93
Note 13: Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler	94
Note 14: Nedskrivninger	96
Note 15: Kundefordringer	97
Note 16: Andre kortsiktige fordringer	97
Note 17: Langsiktige fordringer	98
Note 18: Andre langsiktige eiendeler	98
Note 19: Kontanter og kontantekvivalenter	98
Note 20: Aksjekapital og aksjonærinformasjon	99
Note 21: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser	100
Note 22: Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	102
Note 23: Derivater	102
Note 24: Obligasjonslån	102
Note 25: Rentebærende gjeld og pantstillelser	103
Note 26: Annen kortsiktig gjeld	104
Note 27: Forpliktelser, leieavtaler og garantier	104
Note 28: Transaksjoner med nærstående parter	105
Note 29: Finansielle instrumenter	106
Note 30: Investering i felles kontrollerte eiendeler	112
Note 31: Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)	113
Note 32: Hendelser etter balansedagen	115
Erklæring fra styret og administrerende direktør	115

RESULTATREGNSKAP

1. januar - 31. desember (NOK 1000)	Note	2012	2011
Petroleumsinntekter	7	325 093	361 774
Andre driftsinntekter		7 351	75 768
Driftsinntekter		332 444	437 542
Utforskningskostnader	5	1 609 314	1 012 191
Produksjonskostnader	7	210 962	181 888
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	8	11 000	31 732
Avskrivninger	13	111 687	78 518
Nedskrivninger	13,14	2 149 653	150 990
Andre driftskostnader	9	82 799	60 721
Driftskostnader		4 175 414	1 516 041
Driftsresultat		-3 842 970	-1 078 499
Renteinntekter		54 997	69 900
Annen finansinntekt		68 399	26 825
Rentekostnader		128 250	305 969
Annen finanskostnad		101 050	23 111
Netto finanskostnader (+)/inntekter (-)	10	105 905	232 355
Resultat før skattekostnad		-3 948 875	-1 310 854
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	11	-2 991 624	-940 594
Årets resultat		-957 251	-370 260
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		128 649 729	115 058 944
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden utvannet		128 649 729	115 058 944
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt)	12	(7,44)	(3,22)
Resultat etter skatt pr. aksje (justert for splitt) - utvannet	12	(7,44)	(3,22)

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT

1. januar - 31. desember (NOK 1000)	2012	2011
Årets resultat	-957 251	-370 260
Totalresultat	-957 251	-370 260
Totalresultat fordeler seg som følger:		
Majoritetsinteresse	-957 251	-370 260
Sum	-957 251	-370 260
Disponering:		
Årets resultat overført annen egenkapital	-957 251	-370 260

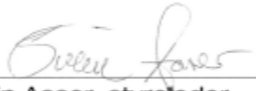
OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

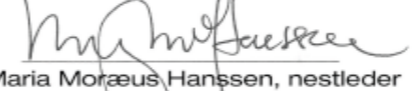
(Alle tall i NOK 1000)	Note	31.12.2012	31.12.2011
EIENDELER			
Immaterielle eiendeler			
Goodwill	13,14	387 551	525 870
Aktiverte leteutgifter	13,14	2 175 492	2 387 360
Andre immaterielle eiendeler	13,14	665 542	905 726
Varige driftsmidler			
Varige driftsmidler	13,14	1 993 269	902 071
Finansielle eiendeler			
Langsiktige fordringer	17	31 995	
Andre langsiktige eiendeler	18,29	193 934	18 423
Sum anleggsmidler		5 447 783	4 739 450
Varer			
Varelager	6	21 209	37 039
Fordringer			
Kundefordringer	15,29	101 839	146 188
Andre kortsiktige fordringer	16,29	342 566	532 538
Kortsiktige plasseringer	29	23 138	21 750
Beregnet skatt til utbetaling	11,29	1 273 737	1 397 420
Betalingsmidler			
Betalingsmidler	19,29	1 154 182	841 599
Sum omløpsmidler		2 916 670	2 976 534
SUM EIENDELER		8 364 453	7 715 984

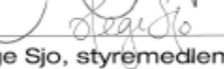
OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING


(Alle tall i NOK 1000)	Note	31.12.2012	31.12.2011
EGENKAPITAL OG GJELD			
Innskutt egenkapital			
Aksjekapital	20	140 707	127 916
Overkursfond	20	3 089 542	2 083 271
Sum innskutt egenkapital		3 230 249	2 211 187
Opptjent egenkapital			
Annen egenkapital		508 113	1 465 364
Sum egenkapital		3 738 362	3 676 551
Avsetning for forpliktelser			
Pensjonsforpliktelser	21	55 317	46 944
Utsatt skatt	11	134 358	2 042 051
Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	22	798 057	285 201
Andre avsetninger for forpliktelser		647	1 643
Sum avsetning for forpliktelser		988 379	2 375 839
Langsiktig gjeld			
Obligasjonslån	24	589 078	587 011
Annen rentebærende gjeld	25	1 299 733	
Derivater	23	45 971	
Sum langsiktig gjeld		1 934 782	587 011
Kortsiktig gjeld			
Kortsiktig lån	25	567 075	379 550
Leverandørgjeld	29	258 596	274 308
Offentlige trekk og avgifter		24 536	18 568
Annen kortsiktig gjeld	26	852 722	404 156
Sum kortsiktig gjeld		1 702 929	1 076 582
Sum gjeld og avsetning for forpliktelser		4 626 089	4 039 432
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		8 364 453	7 715 984


Styret i Det norske oljeselskap ASA
Oslo, 13. mars 2013



Svein Aaser, styreleder



Maria Moræus Hanssen, nestleder

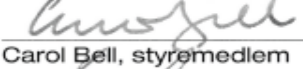

Hege Sjø, styremedlem

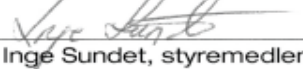

Tonje Eskeland Foss, styremedlem


Erik Haugane, administrerende direktør


Tom Røtjær, styremedlem


Kjell Inge Røkke, vara styremedlem


Carol Bell, styremedlem


Inge Sundet, styremedlem

OPPSTILLING AV ENDRINGER I EGENKAPITALEN

(Alle tall i NOK 1 000)	Aksje- kapital	Overkurs- fond	Annen innskutt egen- kapital	Annen egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital pr. 31.12.2010	111 111	1 167 312	17 715	1 761 372	3 057 510
Emisjon	11 111	470 153			481 264
Konvertering av lån til aksjer	5 694	445 806			451 500
Egenkapitaleffekt ved avvikling av datterselskap				56 538	56 538
Periodens totalresultat 1.1.2011 - 31.12.2011			-17 715	-352 545	-370 260
Egenkapital pr 31.12.2011	127 916	2 083 271		1 465 364	3 676 551
Emisjon	12 792	1 016 930			1 029 722
Emisjonskostnader		-10 659			-10 659
Periodens totalresultat 1.1.2012 - 31.12.2012				-957 251	-957 251
Egenkapital pr 31.12.2012	140 707	3 089 542		508 113	3 738 362

OPPSTILLING AV KONTANTSTRØMMER

1. januar - 31. desember (NOK 1 000)	Note	2012	2011
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter			
Resultat før skattekostnad		-3 948 875	-1 310 854
Betalte skatter i perioden			-5 489
Periodens mottatte skattefordring		1 443 140	2 323 865
Avskrivninger	13	111 687	78 518
Nedskrivninger	13,14	2 149 653	150 990
Kalkulatorisk rente nåverdieregning		17 519	17 009
Tilbakeføring av skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA)	5	-57 000	-17 988
Likvidasjonseffekt / Kontinuitetsdifferanse knyttet til innmatskjøp fra datterselskap			-39 252
Gevinst ved innløsning av obligasjoner			-10 583
Tap ved salg av lisenser		13 461	
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	23	44 847	6 033
Amortisering av rente- og etableringskostnader	10	39 576	59 438
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	5,13	1 116 403	534 640
Endring i lager, kreditorer og debitorer		44 467	-57 935
Endringer i netto arbeidskapital og andre kortsiktige balanseposter		444 144	-275 741
NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER		1 419 021	1 452 652
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter			
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt		-678	-35
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	13	-2 874 627	-388 160
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	13	-1 114 277	-1 440 812
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser		414 336	110 574
NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER		-3 575 247	-1 718 433
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter			
Salg av egne konvertible obligasjoner			144 433
Etableringsgebyr		-118 219	-16 145
Emisjon		1 019 063	481 164
Nedbetaling av kortsiktig gjeld		-2 000 000	-2 539 850
Nedbetaling av langsiktig gjeld		-600 000	
Opptak av langsiktige gjeld		1 967 968	
Opptak av kortsiktige gjeld		2 200 000	2 248 448
NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER		2 468 812	318 050
Netto endring i betalingsmidler		312 585	52 269
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		841 599	789 330
BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT		1 154 182	841 599
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt			
Bankinnskudd		1 140 750	828 772
Bundne bankinnskudd		13 432	12 827
SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT	19	1 154 182	841 599

NOTER

GENERELL INFORMASJON

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

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

Det norske oljeselskap ASA er ikke lenger morselskap i et konsern, da datterselskapet ble avviklet 1. oktober 2011.

Årsregnskapet ble godkjent av styret 13. mars 2013 og vil bli presentert for godkjenning på generalforsamlingen den 17. april 2013.

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 KONSERNREGNSKAP OG KONSOLIDERING

Det norske rapporterer ikke lenger som et konsern, i og med at det eneste datterselskapet ble avviklet 1. oktober 2011. 2012-tallene er derfor ikke konsoliderte tall, og sammenlignbare tall er morselskapets regnskap fra 2011.

1.3 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.

1.4 VIKTIGE REGNSKAPSVURDERINGER, ESTIMATER OG FORUTSETNINGER

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

Regnskapsestimater brukes for å fastsette rapporterte beløp, inkludert muligheten for realisasjon av visse eiendeler, forventet levetid for materielle og immaterielle eiendeler, skattekostnad og annet. Selv om disse estimatene er basert på ledelsens beste skjønn og vurderinger av tidligere og nåværende hendelser og handlinger, kan de faktiske resultater avvike fra disse estimatene. Estimater og de underliggende forutsetningene blir jevnlig evaluert. Endringer i estimater blir bokført når de nye estimatene kan fastsettes med tilstrekkelig grad av sikkerhet. Endringer i regnskapsmessige estimater innregnes i den perioden estimatendringene oppstår. Der endringer har virkninger for fremtidige perioder, fordeles effekten av endringene på inneværende og fremtidige rapporteringsperioder. Hovedkildene for usikkerhet ved bruk av estimater for 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. Estimaterne er basert på Det norskes egne vurderinger av intern informasjon, samt informasjon fra operatørene. I tillegg er reserver sertifisert av en uavhengig tredjepart. Påviste og sannsynlige olje- og gassreserver omfatter de estimerte mengder råolje, naturgass og kondensater som geologiske og tekniske data med rimelighet anslår å være gjenvinnbare fra kjente reservoarer og under eksisterende økonomiske og operasjonelle forhold, det vil si pr. 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, som utgjør grunnlaget for beregning av avskrivninger. Reserveestimer benyttes også under nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler. Endringer i oljepriser og kostnadsestimater kan endre reserveestimer, og dermed økonomisk cut-off. Endringer i reserveestimer kan også forårsakes av endringer i produksjonsprofil, eller oppstå som følge av ny informasjon om reservoaret. Fremtidige endringer i påviste og sannsynlige olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på avskrivninger, feltets levetid, nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler, samt driftsresultat.

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler: Pr. 31.12.2012 var bokført verdi av driftsmidlene (både varige og immaterielle eiendeler) NOK 5 222 millioner, se Note 13 og 14.

"Successful efforts"-metoden - leting: Regnskapspraksis i Det norske er å foreta en midlertidig balanseføring av utgifter relatert til boring av letebrønner, i påvente av en evaluering av potensielle funn av olje- og gassreserver. Disse utgiftene bokføres som aktiverte letekostnader i finansregnskapet. Dersom det ikke blir funnet ressurser, eller hvis ressursene blir vurdert til ikke å 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.

Anskaffelseskostnader: 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. 31.12.2012 var bokført verdi av balanseførte leteutgifter NOK 2 175 millioner, se Note 13.

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

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

Se Note 13 "Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler" og Note 14 "Nedskrivning av goodwill og andre eiendeler".

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

Pr 31.12.2012 var bokført verdi på nedstengnings- og fjerningsforpliktelsene på NOK 798 millioner, se Note 22.

Pensjonsforpliktelse: Ved beregning av nåverdien av den ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen som representerer en brutto langsiktig forpliktelse i balansen og indirekte periodens pensjonskostnad i resultatet, foretar ledelsen en rekke kritiske vurderinger som påvirker disse estimatene. Disse vurderingene relaterer seg til diskonteringsrate som skal anvendes på fremtidige utbetalinger, forventet avkastning på pensjonsmidler, årlig lønnsvekst og gjennomsnittlig turnover. Betydelige endringer i forhold til disse antagelsene kan ha stor innvirkning på regnskapet.

Pensjonsforpliktelsen var pr. 31.12.2012 på NOK 55,3 millioner, se Note 21.

Inntektsskatt: Selskapet pådrar seg årlig betydelige beløp i betalbar skatt og/eller opptjener betydelige tilgodehavende knyttet til skatt. Selskapet regnskapsfører også betydelige endringer i utsatt skatt og utsatt skattefordel. Disse størrelsene bygger alle på ledelsens tolkning av gjeldende lover, forskrifter og aktuell rettspraksis. Kvaliteten på disse estimatene er i stor grad avhengig av ledelsens evne til å anvende komplekse regelverk og registrere endringer av det gjeldende lovverk.

Pr. 31.12.2012 var bokført verdi på utsatt skatt på NOK 134 millioner og beregnet skatt til utbetaling var på NOK 1 274 millioner, se Note 11.

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

1.5 UTENLANDSKE VALUTATRANSAKSJONER

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

1.6 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.

1.7 ANDEL I FELLESKONTROLLERTE EIENDELER

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

1.8 KLASSIFISERING I OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

Omløpsmidler og kortsiktig gjeld inkluderer poster som forfaller til betaling mindre enn ett år etter 31. desember, samt poster som er knyttet til ordinær virksomhet. Inneværende års avdrag på langsiktig gjeld blir klassifisert som kortsiktig gjeld. Finansielle investeringer i aksjer klassifiseres som omløpsmidler, mens strategiske investeringer klassifiseres som anleggsmidler. Andre eiendeler klassifiseres som anleggsmidler.

1.9 VIRKSOMHETSSAMMENSLUTNING OG GOODWILL

En virksomhetssammenslutning foreligger når en ervervet enkelt eiendel 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 er i stand til å generere driftsinntekter.

Kjøpt virksomhet innregnes i regnskapet 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 regnskapet frem til salgstidspunktet.

Sammenligningstall korrigeres ikke for kjøpt, solgt eller avvirket virksomhet.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.10 KJØP, SALG OG BYTTE AV LISENSER

Ved oppkjøp av lisenser som gir rettigheter til leting etter og utvinning av petroleum, vurderes det for hvert oppkjøp om kjøpet skal klassifiseres som virksomhetssammenslutning (se punkt 1.9) 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 balanseførte leteutgifter, lisensrettigheter, produksjonsanlegg, 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 selgers regnskap. I henhold til kjøpsavtalen skjer det et oppgjør mot selger av netto kontantstrøm fra eiendelen i perioden fra effektiv dato til gjennomføringsdato (Pro & Contra-oppgjør). Pro & Contra-oppgjøret vil bli justert mot gevinst/tap hos selger og mot eiendelen hos kjøper, idet oppgjøret (etter reduksjon for skatt) anses som en del av vederlaget i transaksjonen. Fra og med gjennomføringsdato inkluderes inntekter og kostnader fra den relevante lisensen i resultatet hos kjøper, som definert i 1.9 over.

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

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

Farm-in-avtaler

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

Bytte

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

1.11 UNITISERING

I henhold til norsk lov er en unitisering påkrevd dersom en petroleumsforekomst dekker mer enn én utvinningstillatelse og disse utvinningstillatelsene har ulike rettighetsgrupper. Det må oppnås enighet om en mest mulig rasjonell samordning av felles utbygging og eierskapsfordeling av petroleumsforekomsten. En unitiseringsavtale må godkjennes av Olje- og energidepartementet.

Selskapet bokfører normalt unitiseringer i letefasen basert på historisk kost, da det ofte er vanskelig å måle virkelig verdi. Unitiseringer som involverer lisenser som ikke er i letefasen blir bokført til virkelig verdi, og selskapet bokfører en inntekt (eller tap) avhengig av hvorvidt den virkelige verdien av ervervet lisens er høyere (eller lavere) enn bokført verdi av avstått lisens.

1.12 VARIGE DRIFTSMIDLER OG IMMATERIELLE EIENDELER

Generelt

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

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

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

Utrangeringsverdien av en eiendel er det estimerte beløpet 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 henholdsvis i andre driftsinntekter og andre driftskostnader. Eiendeler holdt for salg blir rapportert til det laveste av bokført verdi og virkelig verdi fratrukket salgskostnader.

Driftsmidler knyttet til oljevirksomheten

Lete- og utviklingskostnader knyttet til olje- og gassfelt

Balanseførte letetekostnader 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 det kan påvises tekniske forutsetninger for og kommersiell levedyktighet av å utvinne feltet, normalt når konseptvalg foretas. Alle kostnader forbundet med utbygging av kommersielle olje- og/eller gassfelt blir balanseført som materielle eiendeler. Utgifter relatert til driftsforberedelser blir kostnadsført løpende.

Selskapet benytter "successful efforts"-metoden ved regnskapsføring av lete- og utviklingskostnader. Alle letetekostnader, 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. Dersom leteboring fortsatt pågår i påfølgende periode etter rapporteringsdatoen, og resultatet av boreoperasjonen er negativt, vil den aktiverte letetekostnaden per rapporteringsdato bli kostnadsført dersom boreoperasjonen er avsluttet før årsregnskapet er godkjent.

Kostnader knyttet til boring av letebrønner blir midlertidig balanseført i påvente av en evaluering av potensielle funn av olje- og gassressurser. 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. Dersom ingen ressurser blir funnet, eller dersom ressursene anses å ikke være teknisk eller kommersielt utvinnbare, vil kostnader relatert til boringen av letebrønnene bli utgiftsført.

Ervervede lisensrettigheter blir til å begynne med bokført som immaterielle eiendeler. Dersom de ervervede lisensrettighetene relaterer seg til felt i lete- eller utbyggingsfasen, blir de stående som immaterielle eiendeler også når feltene går over i utbyggings- eller produksjonsfasen.

Avskrivning av olje- og gassfelt

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

1.13 NEDSKRIVNING

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

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

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

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

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

For ervervede letelisenser vil en vurdering bli foretatt i henhold til avsnitt 1.11 over – en vurdering av hvorvidt planer for fremtidige aktiviteter foreligger eller, dersom gjeldende, en evaluering av hvorvidt utbygging vil bli besluttet i nær fremtid.

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

Goodwill

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

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

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

1.14 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 anleggsmiddelet (eller grupper av anleggsmidler og gjeld) er tilgjengelig for umiddelbart salg i dets nåværende form. Ledelsen må ha forpliktet seg til et salg og selget 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.

1.15 FINANSIELLE INSTRUMENTER

Selskapet har følgende kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser:

- Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet
- Utlån og fordringer
- Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet
- Andre finansielle forpliktelser

I henhold til IAS 39 er det fire typer finansielle eiendeler og to typer finansielle forpliktelser:

- *Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet:* Finansielle instrumenter som enten er klassifisert som holdt for omsetning eller er øremerket av foretaket til virkelig verdi over resultatet ved førstegangsinnregning
- *Investeringer som holdes til forfall:* Finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer og med en bestemt innløsningsdato, annet enn utlån og fordringer, hvor det foreligger intensjon om og evne til å holde investeringen til forfall, og som ikke har blitt klassifisert som "til virkelig verdi over resultatet" eller som "tilgjengelig for salg".
- *Utlån og fordringer:* Finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer som ikke er notert i et aktivt marked, som ikke er kvalifisert som verdier holdt for omsetning og som ikke er klassifisert som "til virkelig verdi over resultatet" eller som "tilgjengelig for salg".
- *Finansielle eiendeler tilgjengelig for salg:* Finansielle eiendeler som er øremerket som "tilgjengelig for salg" eller som ikke er klassifisert som "utlån og fordringer", "investeringer som holdes til forfall" eller "til virkelig verdi over resultatet".
- *Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet:* Finansielle instrumenter som enten er klassifisert som holdt for omsetning eller øremerket som sådanne ved førstegangsinnregning.

- *Andre finansielle forpliktelser* er ikke uttrykkelig definert, men omfatter forpliktelser som ikke er holdt for omsetning eller klassifisert som "til virkelig verdi over resultatet".

En finansiell eiendel eller forpliktelse blir i utgangspunktet målt til virkelig verdi. Påfølgende måling avhenger av kategorien finansielt instrument. Noen kategorier måles til amortisert kost, og noen til virkelig verdi. Andre målingsgrunnlag kan komme til anvendelse i begrenset omfang, for eksempel enkelte kontrakter om finansielle garantier.

Måling til amortisert kostnad er finansielle eiendeler/forpliktelser:

- *Holdes til forfall:* Ikke-derivative finansielle eiendeler hvor det foreligger intensjon om og evne til å holde disse til forfall.
- *Utlån og fordringer:* Ikke-derivative finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer som ikke er notert i et aktivt marked.
- Finansielle forpliktelser som ikke er bokført til virkelig verdi over resultatet eller på annet vis påkrevd målt i henhold til annet målingsgrunnlag.

Måling til virkelig verdi er finansielle eiendeler/forpliktelser:

- *Til virkelig verdi over resultatet:* Denne kategorien inkluderer finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser holdt for omsetning, inkludert derivativer ikke klassifisert som sikringsinstrumenter og finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser som selskapet har bestemt skal måles til virkelig verdi. Alle endringer i virkelig verdi blir rapportert i resultatet.
- *Tilgjengelig for salg:* Alle finansielle eiendeler som ikke faller inn under én eller flere av de andre kategoriene. Urealiserte endringer i virkelig verdi rapporteres under oppstilling over andre inntekter og kostnader. Realiserte endringer i virkelig verdi (fra salg eller forringelse) rapporteres i resultatet på realiseringstidspunktet.

1.16 DERIVATER

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

1.17 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. I tillegg må begivenheten som medfører tap ha en innvirkning på estimerte fremtidige kontantstrømmer som kan beregnes pålitelig. 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 bokførte 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.

1.18 KONVERTIBLE LÅN

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

1.19 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 lisensene. 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;
- selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den;
- den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler;

- selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen og til å ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen og
- selskapet evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen mens den er under utvikling

Alle andre forsknings- og utviklings utgifter kostnadsføres når de påløper.

Utgifter som balanseføres inkluderer materialkostnader, direkte lønnskostnader og en andel av direkte henførbare fellesutgifter. Utviklingskostnader balanseføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger.

Balanseførte utviklingskostnader avskrives over eiendelens estimerte brukstid.

1.20 REKLASSIFISERING AV LØNNS- OG ADMINISTRASJONSKOSTNADER

Selskapet foretar løpende reklassifisering av lønns- og driftskostnader til henholdsvis utbyggings-, drifts- og utforskningsaktiviteter basert på timeskriving. Som grunnlag benyttes brutto lønns- og driftskostnader redusert med allerede fakturerte beløp til opererte lisenser.

1.21 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, fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Ved beregning av leieavtalens nåverdi benyttes den implisitte rentekostnaden i leiekontrakten dersom det er mulig å beregne denne, i motsatt fall benyttes 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.

1.22 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.

1.23 LÅNEUTGIFTER

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

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

1.24 VARELAGER

Reservedeler

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

Beholdning av petroleum

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

1.25 MER-/MINDREUTTAK

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

1.26 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 rentemetode, etter hvert som de opptjenes.

1.27 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.

1.28 SKATT

Generelt

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

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

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

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

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

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

Petroleumsbeskatning

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

Skattemessig avskrivninger

Rørledninger og produksjonsinnretninger, kan avskrives med inntil 16 2/3 prosent årlig, dvs. lineært over seks 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 fire år, til sammen 30 prosent av investeringen. Friinntekten innregnes i det år som den kommer til fradrag i selskapenes selvangivelse og påvirker således periodeskatt tilsvarende som en permanent forskjell.

Finansposter

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

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

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

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

Leteutgifter

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

Skattemessig underskudd

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

1.29 ANSATTEYTELSER

Ytelsesbaserte pensjonsordninger

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

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

Gevinst og tap på avkortning eller oppgjør av en ytelsesbasert pensjonsordning innregnes i resultatet når avkortningen eller oppgjøret inntreffer. En avkortning inntreffer når 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.

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

1.30 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 slutten av hver periode og justeres for å reflektere beste estimat.

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

Nedstengnings- og fjerningskostnader

I henhold til konsesjonsvilkårene for de lisenser som 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 nedstengnings- 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 nedstengning og fjerning, kostnadsføres som en finanskostnad, og øker balanseført forpliktelse for fremtidige utgifter til nedstengning og fjerning. Endring i beste estimat for utgifter knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres mot balansen. Diskonteringsrenten som benyttes ved beregning av virkelig verdi av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsen er risikofri rente tillagt et kreditt risiko element.

1.31 NÆRSTÅENDE PARTER

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

1.32 SEGMENT

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

1.33 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.

1.34 BETINGEDE FORPLIKTELSER OG EIENDELER MÅ SJEKKE

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

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

1.35 HENDELSER ETTER RAPPORTERINGSPERIODEN

Hendelser etter rapporteringsperioden 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 vil bli justert i regnskapene.

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

1.36 KONTANTSTRØM

Oppstilling av kontantstrømmer er utarbeidet etter den indirekte metode.

1.37 SAMMENLIGNINGSTALL

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

1.38 ENDRINGER I REGNSKAPSSTANDARDE OG FORTOLKNINGER SOM:

HAR TRÅDT I KRAFT

Regnskapsprinsippene som er anvendt er de samme som for forutgående regnskapsår. Ingen korrigeringer eller endringer av regnskapsstandarder som er relevante for selskapet har blitt implementert for første gang i 2012.

UTSTEDT, MEN HAR IKKE TRÅDT I KRAFT

Standardene og fortolkningene som er vedtatt frem til tidspunkt for avleggelse av regnskapet, men hvor ikrafttredelsestidspunkt er frem i tid, er oppgitt under. Selskapets intensjon er å implementere de relevante endringene på ikrafttredelsestidspunktet, under forutsetning av at EU godkjenner endringene før årsrapporten publiseres.

IAS 1 Presentasjon av finansregnskap

Endringene i IAS 1 relaterer seg til endring i grupperingen av postene i oppstillingen over andre inntekter og kostnader (OCI). Poster som kan bli reklassifisert til resultatet på et fremtidig tidspunkt (for eksempel netto gevinst ved sikring av nettoinvestering, omregningsdifferanser ved omregning av utenlandsk virksomhet til presentasjonsvaluta, netto endring i kontantstrømsikring og netto gevinst eller tap på finansielle eiendeler klassifisert som tilgjengelig for salg) skal presenteres separat fra poster som aldri vil bli reklassifisert (for eksempel, aktuariemessige gevinster og tap knyttet til ytelsesbaserte pensjonsordninger). Endringene har kun

betydning for presentasjon, og har ingen påvirkning på selskapets finansielle stilling eller resultat. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. juli 2012 eller senere, og vil derfor implementeres i selskapets første årsregnskap etter ikrafttredelse. Per dags dato har selskapet ingen poster i oppstillingen over andre inntekter og kostnader (OCI).

IAS 19 Ytelser til ansatte

IASB har vedtatt en rekke endringer i IAS 19. Endringene er både av fundamental karakter, som at korridormetoden ikke lenger er tillatt og at forventet avkastning på pensjonsmidler endres konseptuelt, og av enklere karakter som rene klargjøringer og omformuleringer. Bortfall av korridormetoden innebærer at aktuariemessige gevinster og tap skal innregnes i andre inntekter og kostnader (OCI) i den perioden de oppstår.

Endringen i IAS 19 vil påvirke netto pensjonskostnad som følge av at forventet avkastning på pensjonsmidler skal beregnes med samme rente som er benyttet for diskontering av pensjonsforpliktelsen. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere.

På ikrafttredelsesdato (1. januar 2013) forventes det at denne endringen vil øke vår pensjonsforpliktelse med NOK 9,94 millioner.

IFRS 7 Finansielle instrumenter - opplysninger

Endringene innebærer at foretak plikter å gi opplysninger om motregningsrettigheter og relaterte avtaler (for eksempel sikkerhetsstillelser). Opplysningene skal gi brukerne av regnskapet nyttig informasjon for å evaluere effekten av motregningsavtaler på konsernets finansielle stilling. De nye notene er påkrevd for alle innregnede finansielle instrumenter som er nettoppresentert i samsvar med IAS 32 Finansielle instrumenter - presentasjon. Opplysningskravene omfatter også innregnede finansielle instrumenter som er underlagt en "enforcable master netting arrangement" eller tilsvarende avtale, uavhengig av om de er nettoppresentert i samsvar med IAS 32. Endringene vil ikke påvirke selskapets finansielle stilling eller resultat. Endringene gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere.

IFRS 13 Fair Value Measurement / Måling av virkelig verdi

IFRS 13 angir prinsipper og veiledning for all måling av virkelig verdi under IFRS. IFRS 13 endrer seg ikke når et foretak er påkrevd å benytte virkelig verdi, men gir en veiledning for hvordan virkelig verdi skal måles under IFRS når virkelig verdi er påkrevd eller tillatt. IFRS 13 gjelder med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2013 eller senere.

Note 2: Store enkelttransaksjoner og viktige hendelser

VIKTIGE HENDELSER OG TRANSAKSJONER I 2012:

Veksten i selskapets ressursgrunnlag fortsatte i 2012. På Utsirahøgda i Nordsjøen, området hvor selskapets største verdier er lokalisert, har det vært god framgang både med henblikk på Johan Sverdrup-funnet og det egenopererte feltutbyggingsprosjektet Ivar Aasen. I etterkant av det gigantiske funnet som ble gjort på Johan Sverdrup i august 2011, ble det under leteboring på Geitungen-prospektet funnet ytterligere olje for Johan Sverdrup i 2012. Det forelå også svært gode resultater i forbindelse med boringen av to avgrensningsbrønner i PL 265.

Det norske kapasitet for utbygging av egenopererte felt ble styrket i 2012. Aller viktigst var innleveringen av plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet til myndighetene i desember. I tillegg til å utgjøre en betydelig investering for selskapet, vil dette prosjektet være en svært viktig oppgave for Det norske i årene fremover. Selskapet satser mye på å lykkes med denne feltutbyggingen, som har potensial til å forvandle Det norske til et fullverdig, middels stort lete- og produksjonsselskap (E&P-selskap). Det var også god framgang på Jette, det første subsea feltutbyggingsprosjektet som er operert av selskapet. De innledende utfordringene relatert til brønner ble løst i løpet av 2012, og planlagt oppstart av produksjon er i andre kvartal 2013.

Selskapet deltok i boring av totalt ni undersøkelsesbrønner og tre avgrensningsbrønner i 2012.

Med henblikk på finansielle transaksjoner, sikret selskapet en ny letefasilitet på NOK 3 500 millioner og styrket egenkapitalen gjennom en rettet emisjon av 10 prosent av utestående aksjer til en verdi av NOK 1 029 millioner.

Note 3: Oversikt over datterselskaper/Likvidasjon av datterselskap

Selskapet eier 100 prosent av konferansesenteret Sandvika Fjellstue AS, som brukes av Det norske. Sandvika Fjellstue AS er ut fra en vesentlighetsbetraktning ikke konsolidert, men er bokført til historisk kostpris på NOK 12 millioner, jfr Note 18.

Det norske oljeselskap AS ble likvidert med effekt fra 1. oktober 2011. Likvideringen av datterselskapet hadde en positiv egenkapitaleffekt på NOK 56 millioner. Selskapet mottok likvidasjonsutbytte på NOK 65 millioner i 2011, og er bokført som 'andre driftsinntekter'.

Note 4: Segmentinformasjon

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

Note 5: Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	2012	2011
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	335 265	100 384
Viderebelastning av riggekostnader	-31 491	-49 661
Andel utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser, inkl. seismikk	149 267	267 291
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	252 719	13 675
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	863 684	520 965
Andel lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	76 333	142 926
Andel av forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	20 536	34 600
Reversering av skatt på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse	-57 000	-17 988
Sum utforskningskostnader	1 609 314	1 012 191

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

Note 6: Varelager

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

	31.12.2012	31.12.2011
Lager av olje - produsert, men ikke løftet	2 151	2 898
Reservedelslager	19 058	34 141
Beholdning	21 209	37 039
Beholdningsendring lager av olje (eksklusiv reservedelslager)	-747	-1 489

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

Note 7: Produksjonskostnader og kontantstrøm fra produksjon

	2012	2011
Petroleumsinntekter	325 093	361 774
Produksjonskostnader	210 962	181 888
Netto inntekter fra produksjonen	114 131	179 886

Produksjonskostnader omfatter kostnader knyttet til leie, drift og vedlikehold av produksjonsskip/plattformer, samt brønnintervensjon og workover aktiviteter, CO₂-avgifter, m.m. Andel av lønns- og administrasjonskostnader som er henførbare til drift er reklassifisert og vist som produksjonskostnad, jfr Note 8. Kostnadene er relatert til produksjonslisensene Jotun, Varg, Enoch, Atla og Glitne.

Note 8: Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt lønnskostnader totalt

Spesifikasjon lønn og lønnsrelaterte kostnader:	2012	2011
Lønnskostnader	285 522	288 974
Pensjonskostnad inkl. arbeidsgiveravgift	31 142	31 942
Arbeidsgiveravgift	38 453	39 808
Andre personalkostnader	16 499	16 199
Lønn og lønnsrelaterte kostnader som er viderefakturert lisenser eller klassifisert som utforsknings-, utbyggings- eller produksjonskostnader	-360 616	-345 190
Totale lønnskostnader	11 000	31 732

Antall årsverk som har vært sysselsatt i regnskapsåret: 202.6 180.6

Antall ansatte ved årets begynnelse var 178. Pr. 31.12.2012 var antall ansatte 214.

	Lønn	Aksjesp. og bonus ⁴⁾	Natur- ytelse	Periodi- sert pensj.- kostn.	Annet	Samlet godtgjørelse	Antal aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel 31.12.
Ytelser til ledende ansatte i 2012:								
Erik Haugane (administrerende dir.) ¹⁾	3 129	1 168	28	191		4 516	725	0,52 %
Øyvind Bratsberg (viseadm. dir.)	3 077	1 144	27	206		4 454	42	0,03 %
Alexander Krane (finansdirektør) ²⁾	692		8			700		0,00 %
Teitur Poulsen (finansdirektør) ³⁾	1 927	1 093	19	218	322	3 579		0,00 %
Bjørn Martinsen (dir. leting)	2 570	706	34	218		3 528	13	0,01 %
Odd Ragnar Heum (dir. asset Johan Sverdrup)	1 938	747	29	188		2 902	57	0,04 %
Bård Atle Hovd (dir. utbygging)	2 435	488	33	257		3 213	19	0,01 %
Anita Utseth (dir.forretningsstøtte)	1 602	617	25	276		2 520	46	0,03 %
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2012	17 370	5 963	203	1 554	322	25 412	903	0,64 %

¹⁾ Styret har, i tråd med tidligere inngått avtale, valgt å benytte seg av muligheten til å be adm. dir. fratre ved fylte 60 år. Fratredelse er forventet å skje i løpet av 2013. Som kompensasjon skal han ha 70 prosent av lønn fra 60 til 67 år. Det er avsatt i regnskapet for denne forpliktelsen, og kostnaden er beregnet etter samme aktuarmessige forutsetninger som selskapets øvrige pensjonsforpliktelser.

²⁾ Tiltrådt 1.9.2012.

³⁾ Fratrådt 31.8.2012, beløpet i kolonnen "Annet" er feriepenge opptjent og utbetalt i 2012.

⁴⁾ Opptjent i 2011 og utbetalt i 2012.

	Lønn	Aksje- sparing ³⁾	Natur- ytelse	Periodi- sert pensj.- kostn.	Annet	Samlet godtgjørelse	Antal aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel 31.12.
Ytelser til ledende ansatte i 2011:								
Erik Haugane (administrerende Dir.)	2 952	584	35	192		3 763	821	0,64 %
Vidar Larsen (dir. leting) ¹⁾	841	364	12	38		1 255	20	0,02 %
Øyvind Bratsberg (viseadm. dir.)	2 891	572	23	207		3 693	34	0,03 %
Bjørn Martinsen (konst. dir. leting)	2 096	303	39	219		2 657	11	0,01 %
Odd Ragnar Heum (dir. ressursstrategi)	1 869	364	27	191		2 451	52	0,04 %
Teitur Poulsen (finansdirektør)	2 470	421	25	219		3 135	40	0,03 %
Anita Utseth (dir.forretningsstøtte)	1 543	301	23	268		2 135	42	0,03 %
Bård Atle Hovd (dir. utbygging) ²⁾	1 080		10	257	1 000	2 347	18	0,01 %
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2011	15 742	2 909	194	1 591	1 000	21 436	1 039	0,81 %

Det ble ikke vedtatt eller utbetalt bonus for opptjeningsåret 2010.

¹⁾ Fratrådt 31.3.2011.

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

³⁾ Opptjent i 2010 og utbetalt i 2011.

Honoraroversikten nedenfor inkluderer ordinært styrehonorar og honorar for deltakelse i styrets underutvalg. Også honorar til valgkomité er inkludert. Enkelte av styremedlemmene har eierandeler i selskapet. Oversikten nedenfor viser antall aksjer og eierandel i selskapet 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.

Navn	Kommentarer	Honorar	Antal aksjer (i 1 000) totalt	
			31.12.2012	Eierandel 31.12.2012
Svein Aaser	Styreleder fra 12.4.2011. Leder kompensasjonsutvalg	583	10	0,01 %
Maria Moræus Hanssen	Nestleder styret fra 9.5.2011. Medlem av revisjonsutvalg	352		0,00 %
Berge Gerdt Larsen	Styremedlem	259	21	0,01 %
Kaare M. Gisvold	Nestleder til 9.5.2011. Medlem av revisjonsutvalg og kompensasjonskomite. Fratrådt 19.4.2012	124	219	0,16 %
Svein Sivertsen	Varamedlem fra 12.4.2011. Fratrådt 19.4.2012	9	21	0,01 %
Hege Sjø	Styremedlem. Leder av revisjonsutvalget	390		0,00 %
Tom Røtjær	Styremedlem fra 19.4.2012	184		0,00 %
Carol Bell	Styremedlem fra 12.4.2011. Medlem av revisjonsutvalget	278	3	0,00 %
Bodil Alteren	Ansattvalgt styremedlem. Fratrådt 8.8.2012	81	20	0,01 %
Gunnar Eide	Ansattvalgt styremedlem. Fratrådt 8.8.2012	76	21	0,02 %
Tonje Foss	Ansattvalgt styremedlem. Tiltrådt 8.8.2012	44	6	0,00 %
Inge Sunde	Ansattvalgt styremedlem. Tiltrådt 8.8.2012	44	7	0,00 %
Tom Grøndahl	Varamedlem. Fratrådt 19.4.2012	9		0,00 %
Kjell Inge Røkke	1. varamedlem	36		0,00 %
Ståle Gjersvold	2. varamedlem	31		0,00 %
Lone Fønss Schrøder	3. varamedlem	40		0,00 %
Liv Malvik	4. varamedlem	40		0,00 %
Kristin Aubert	Ansattvalgt varamedlem. Fratrådt 8.8.2012	17	1	0,00 %
Kristin Gjertsen	Ansattvalgt varamedlem. Tiltrådt 8.8.2012	8	3	0,00 %
Bjørn Thore Ribesen	Ansattvalgt varamedlem. Tiltrådt 8.8.2012	8	11	0,01 %
Øyvind Eriksen	Leder valgkomité. Medlem fra 12.4.2011-14.2.2012	27		0,00 %
Finn Haugan	Valgkomité. Leder fra 12.4.2011-1.4.2012	24		0,00 %
Helge Eide	Medlem valgkomité. Fratrådt 12.4.2012	13		0,00 %
Hilde Myrberg	Medlem valgkomité. Tiltrådt 12.4.2012	8		0,00 %
Sum honorar		2 685	343	0,24 %

Erklæring vedrørende lønn og annen godtgjørelse til ledende ansatte

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

Retningslinjer og oppfyllelse av disse for 2012

Lederlønnspolitikken for 2012 fulgte de retningslinjer som var inntatt i årsberetningen for 2011, og som ble fremlagt for rådgivende avstemning på den ordinære generalforsamlingen i april 2012.

Retningslinjer for 2013 og frem til ordinær generalforsamling i 2014

Styret har etablert retningslinjer for 2012 og frem til ordinær generalforsamling i 2013 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2013.

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

Justeringer i grunnlønn for administrerende direktør fastsettes av styret. Justeringer i grunnlønn for øvrige ledende ansatte fastsettes av administrerende direktør innenfor ramme for lønnsoppgjør fastsatt av styret. Administrerende direktør vil fratregge stillingen i 2013. Se kommentar under "Ytelser til ledende ansatte".

Det er opp til styret å avgjøre om det skal utbetales prestasjonsbonus, basert på resultatene foregående år. For 2012 er det vedtatt bonus på ti prosent. Denne er utbetalt i januar 2013.

Selskapet har ingen pensjonsordning utover 12G, men har som en del av avlønningssystemet innført en aksjespareordning. Hvert år får de ansatte utbetalt ti prosent av brutto lønn foregående år. Hvis de ansatte innen 30 dager fra utbetalingen kjøper aksjer i selskapet, vil selskapet utbetale et tilsvarende beløp som skattekompensasjon forutsatt at den ansatte samtykker i å holde disse aksjene i minst 12 måneder. For de som ikke kjøper aksjer, vil det bli trukket forskuddsskatt av utbetalingen. Utbetaling av denne aksjespareordningen ble første gang gjennomført i januar 2011.

For å styrke rekrutteringen av nyansatte til selskapet og imøtekomme tilsvarende ordninger hos konkurrerende selskaper, er det etablert en låneordning for selskapets ansatte som innebærer at alle faste ansatte kan låne opptil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Långiver er en utvalgt bank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Konsernets samlede kausjon for ansattelån var i 2012 på 18 978. Tilsvarende tall for 2011 var 16 652. 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 administrasjonsavgift for dette arbeidet.

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

Note 9: Andre driftskostnader

	2012	2011
Tap ved salg av driftsmidler og lisensrettigheter	7 907	-2 138
Kontor-og EDB-kostnader	132 988	127 183
Honorarer konsulenter og revisor	31 294	29 240
Andre driftskostnader inkl. reisekostnader	39 571	35 292
Driftskostnader belastet lisenser/ klassifisert som varige driftsmidler, utforskningskostnader eller produksjonskostnader	-199 165	-171 167
Forberedelse til drift på utbyggingslisenser	18 653	
Arealavgift	51 551	42 312
Sum andre driftskostnader	82 799	60 721

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

Revisors godtgjørelse (alle tall eks. mva)	2012	2011
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester	1 000	1 013
Andre attestasjonstjenester	62	32
Skatterådgivning	263	322
Revisjonsrelaterte tjenester	264	40
Andre tjenester utover revisjon	446	212
Total godtgjørelse til revisor	2 035	1 620

Note 10: Finansposter

	2012	2011
Renteinntekter	54 997	69 900
Sum renteinntekter	54 997	69 900
Avkastning på finansielle plasseringer	1 628	10 731
Valutagevinst	66 771	16 094
Sum annen finansinntekt	68 399	26 825
Konserninterne rentekostnader		26 183
Rentekostnader	217 142	225 876
Kapitalisering renter utbyggingsprosjekter *	-128 468	-5 528
Amortisering av lånekostnader	39 576	59 439
Sum rentekostnader	128 250	305 969
Valutatap	54 022	16 112
Verdiendring derivater	44 847	6 033
Verdinedgang finansielle plasseringer	2 181	966
Sum annen finanskostnad	101 050	23 111
Netto finanskostnader (+)/inntekter (-)	105 906	232 355

Valutagevinst og valutatap har hovedsakelig oppstått som følge av realiserte og urealiserte kursendringer relatert til selskapets kredittfasilitet, bankkontoer, kundefordringer og leverandørgjeld i utenlandsk valuta.

*Kapitaliseringsraten (vektet gjennomsnittlig rente) som er benyttet for å fastsette delen av lånekost til kapitalisering er 9,7 prosent. Tilsvarende tall for 2011 var 8,6 prosent.

Note 11: Skatt

Skattegrunnlag:	2012	2011
Resultat før skattekostnad	-3 948 875	-1 310 854
Reversering av skatteelement relatert til virksomhetsoverdragelse - bokført som utf.kostnad	-57 000	-17 988
Permanente forskjeller	-19 473	44 218
Endring midlertidige forskjeller	1 678 808	-710 286
Årets skattegrunnlag relevant for alminnelig inntekt 28 %	-2 346 540	-1 994 910
Årets friinntekt	-220 332	-46 607
Finansposter underlagt bare 28% ordinær skatt	141 353	159 132
Årets skattegrunnlag underlagt 50 % særskatt	-2 425 520	-1 882 384

Spesifikasjon av årets skatteinntekt/skattekostnad:	Skatteprosent	2012	2011
Beregnet tilgode skatt på årets letekostnader	78 %	1 299 985	1 397 420
Tidligere perioders korrigering av tilgode skatt		19 472	-2 954
Årets tilgode skatt (refusjon)		1 319 457	1 394 466
Tidligere perioders korrigering av utsatt skatt		24 186	
Endring i utsatt skatt		1 704 981	-435 885
Reversering av skatteelement relatert til virksomhetsoverdragelse - bokført som utf.kostnad		-57 000	-17 988
Utsatt skatteinntekt (kostnad)		1 672 167	-453 873
Netto skatteinntekt/skattekostnad		2 991 624	940 593
Effektiv skattesats		-76 %	-72 %

Avstemming av skatteinntekt/skattekostnad (-)	Skatteprosent	2012	2011
28 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	28 %	1 105 685	367 039
50 % særskatt av resultat før skattekostnad	50 %	1 974 438	655 427
Renter på underskudd til fremføring		10 257	5 800
Tidligere års korrigering		43 239	-6 767
Skatteeffekt av friinntekt	50 %	110 166	22 869
Skatteeffekt av finansposter - 28%	50 %	-76 284	-104 331
Utsatt skatt på årets nedskrivning ført direkte i balansen		-178 525	-69 742
Permanente forskjeller	78 %	59 649	88 287
Reversering av skatteelement relatert til virksomhetsoverdragelse - bokført som utf.kostnad	100 %	-57 000	-17 988
Årets skatteinntekt/skattekostnad		2 991 624	940 594

Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbart underskudd utgjør:	Anvendt skattesats	31.12.2012	31.12.2011
Balanseførte leteutgifter	78,00 %	1 696 884	1 862 141
Andre immaterielle eiendeler	78,00 %	458 920	647 845
Andre immaterielle eiendeler	28,00 %	806	806
Varige driftsmidler	78,00 %	-299 914	327 195
Varebeholdning	78,00 %	925	1 390
Over-/underlift av olje	78,00 %	10 314	4 413
Pensjonsforpliktelser	78,00 %	-43 147	-36 616
Andre avsetninger etter god regnskapsskikk	78,00 %	-833 864	-462 517
Andre avsetninger etter god regnskapsskikk	28,00 %	-504	-893
Netto gevinst på omvurderingskonto (valutagevinst/valutatap)	62,77 %	13 534	
Etableringskostnad kortsiktig lån	51,63 %	16 998	5 726
Etableringskostnader obligasjonslån	51,63 %	5 639	3 637
Etableringsgebyr, kredittfasilitet	51,63 %	35 228	
Finansielle instrumenter	28,00 %	-12 557	
Underskudd til fremføring	28,00 %	-325 590	-116 056
Underskudd til fremføring	50,00 %	-588 853	-195 019
Annet		-461	
Sum utsatt skatt		134 358	2 042 051

Avstemming av endring i utsatt skatt:	31.12.2012	31.12.2011
Utsatt skatt 1.1	2 042 051	1 594 608
Endring utsatt skatt i resultatet	-1 672 167	447 443
Tidligere perioders korrigering		-10 890
Utsatt skatt på årets nedskrivning ført direkte i balansen	-178 525	28 877
Reversering av skatteelement på mindre verdi relatert til virksomhetsoverdragelse, bokført som skattekostnad	-57 000	-17 988
Utsatt skatt	134 358	2 042 051

Avstemming av beregnet skatt til utbetaling	2012	2011
Beregnet tilgode skatt på årets letekostnader	1 299 985	1 397 420
Tidligere perioders korrigering	-26 249	
Beregnet skatt til utbetaling	1 273 737	1 397 421

Note 12: Resultat per aksje

Resultat per aksje er beregnet som forholdet mellom årets resultat som tilfaller aksjeeierne på NOK -957,3 millioner (NOK -370,3 millioner i 2011) og vektet gjennomsnittlig utestående ordinære aksjer gjennom regnskapsåret på 128,65 millioner (115,1 millioner i 2011). Det er ingen opsjoner eller konvertible obligasjoner i selskapet. Dette betyr at det ikke er noen forskjell mellom resultat per aksje og utvannet resultat per aksje.

	2012	2011
Årets resultat som tilfaller innehavere av ordinære aksjer	-957 251	-370 260
Gjennomsnittlig ordinære aksjer gjennom året (i 1000)	128 650	115 059

Resultat per aksje	-7,44	-3,22
--------------------	-------	-------

Note 13: Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler

VARIGE DRIFTSMIDLER

	Felt under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Totalt
2012				
Anskaffelseskost 31.12.2011	803 352	457 089	106 744	1 367 186
Tilgang	2 575 739	775 587	19 318	3 370 644
Avgang	-417 904			-417 904
Reklassifisert fra aktiverte letebrønner	202 560			202 560
Anskaffelseskost 31.12.2012	3 163 747	1 232 676	126 062	4 522 485
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2012	-1 799 650	-655 386	-74 180	-2 529 216
Balanseført verdi 31.12.2012	1 364 097	577 291	51 882	1 993 269
Årets avskrivning		82 435	18 316	100 751
Årets nedskrivning	1 799 650	163 701		1 963 351

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

Balanseførte letekostnader er klassifisert som "felt under utbygging" når felt går inn i utbyggingsfasen. "Felt under utbygging" er klassifisert som "produksjonsanlegg inkl. brønner" fra produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Kontormaskiner, inventar etc. avskrives lineært over levetiden, som er 3-5 år. Fjerningseiendel inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegget i tabellen ovenfor.

Avgang er relatert til Jette transaksjon som beskrevet i Note 30. Denne transaksjonen har ingen vesentlig effekt på resultatregnskapet.

IMMATERIELLE EIENDELER

2012	Andre immaterielle eiendeler			Goodwill	Aktiverede letebrønner
	Lisenser	Software	Totalt		
Anskaffelseskost 31.12.2011	1 110 324	43 989	1 154 313	648 337	2 387 360
Tilgang	366	1 191	1 557		1 112 719
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-6 266		-6 266	-3 768	-1 122 028
Reklassifisert til varige driftsmidler					-202 560
Anskaffelseskost 31.12.2012	1 104 424	45 181	1 149 604	644 569	2 175 491
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2012	-442 782	-41 281	-484 064	-257 019	
Balanseført verdi 31.12.2012	661 641	3 899	665 542	387 551	2 175 492
Årets avskrivning	7 990	2 946	10 936		
Årets nedskrivning	226 194		226 194	135 062	

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

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:	2012	2011
Avskrivning av varige driftsmidler	100 751	64 649
Avskrivning av immaterielle eiendeler	10 936	13 869
Totale avskrivninger for året	111 687	78 518

Software avskrives lineært over levetiden (tre år). Lisenser relatert til felt i produksjon avskrives etter produksjonsenhetsmetoden.

Bokført verdi av lisenser 31. desember 2012 er relatert til felt i lete- og evalueringsfasen, utbyggingsfasen og produksjonsfasen med henholdsvis NOK 499,2 millioner, NOK 121,5 millioner og NOK 40,9 millioner.

Noen av lisensene er pantsatt som sikkerhet for selskapets lånefasiliteter, jfr Note 30. Beregnet bokført verdi av lisenser stilt som sikkerhet er NOK 4 143,6 millioner.

Det vesentligste av goodwill er allokert til funnene Johan Sverdrup (PL 265) og Ivar Aasen (001B and 028B).

Note 14: Nedskrivinger

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

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

For produserende lisenser og lisenser i en utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Fremtidige kontantstrømmer blir fastsatt på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Følgende forutsetninger er lagt til grunn:

- * diskonteringsrente på 10,7 prosent nominelt etter skatt
- * en langsiktig inflasjonsforventning på 2,5 prosent
- * en langsiktig forventning til valutakurs på NOK/USD 6,00
- * oljepriser er basert på forwardpriser, og siste produksjonsår for nåværende produserende felt forventes å være år 2017.

Følgende forventning om nominell oljepris er lagt til grunn:

År	Snitt USD
2013	107,8
2014	102,5
2015	98,5
2016	95,2
2017	92,7

2012:
Selskapet erfarte tekniske utfordringer med kompletteringen av den første produksjonsbrønnen på Jette-feltet. Som et resultat av dette har selskapet revurdert boreplanen for utbyggingen. Den reviderte planen har resultert i høyere borekostnader og reduserte estimater for utvinnbare reserver sammenlignet med den opprinnelige planen. Dette har medført redusert lønnsomhet for feltet. Som en konsekvens av dette, utførte Det norske en nedskrivningstest og bokførte en nedskrivning på NOK 1 881 millioner før skatt. Nedskrivningen inkluderte beløp fra varige driftsmidler, immaterielle eiendeler, goodwill og utsatt skatt. Netto effekt på egenkapitalen etter skatt av denne nedskrivningen er på NOK 477 millioner.

Selskapets varige driftsmidler knyttet til de produserende feltene Glitne og Jotun, er i løpet av året nedskrevet med NOK 164 millioner før skatt. Nedskrivningen skyldes i hovedsak økt estimat for fjernings og nedstengingsforpliktelse. Resterende nedskrivninger for 2012 er relatert til letelisisenser som er, eller er i prosess med å bli tilbakelevert.

2011:
Nedskrivning av varige driftsmidler var i sin helhet relatert til Jotun. Av nedskrivninger relatert til immaterielle eiendeler/lisensretter, var NOK 32,5 millioner relatert til Jotun. Resterende nedskrivninger er relatert til ulike letelisisenser som er, eller er i prosess med å bli tilbakelevert.

	2012	2011
Nedskrivning av varige driftsmidler	1 963 351	30 308
Nedskrivning av immaterielle eiendeler/lisensrett (-)	226 194	147 065
Nedskrivning av teknisk goodwill	135 062	43 360
Utsatt skatt	-174 955	-69 742
Totale nedskrivninger	2 149 653	150 990

Det er gjennomført en sensitivitetsanalyse i forhold til nedskrivning på produserende felt og utbyggingsprosjekter, med en endring i kontantstrøm eller diskonteringsrente på +/- 10 prosent. For et av selskapets produserende felt ville dette resultert i en nedskrivning på NOK 60 millioner.

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 og fremleie av lokaler, samt viderefakturering av kostnader tilhørende andre lisenspartnere.

	31.12.2012	31.12.2011
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	23 211	32 292
Utfakturering knyttet til rigg m.m	78 603	112 641
Urealisert valutatap	25	1 254
Sum kundefordringer	101 839	146 188

Kreditrisiko og valutarisiko vedrørende kundefordringer er nærmere omtalt i Note 29 "Finansielle instrumenter". Det er ikke foretatt avsetning til tap på kundefordringer for 2011 eller 2012.

Aldersfordelingen av kundefordringene pr 31.12:

År	Totalt ¹⁾	Ikke forfalt	<30 d	30-60d	60-90d	>90d
2011	144 934	107 313	33 460	2 427	1 704	30
2012	101 813	65 449	36 364			

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

Note 16: Andre kortsiktige fordringer

	31.12.2012	31.12.2011
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	33 648	53 405
Tilgode merverdiavgift	21 289	9 314
Mindreuttak (opptjent inntekt)	24 288	44 028
Andre fordringer inkludert fordringer i operatørlisenser	263 341	312 763
Forskuddsbetalinger, Transocean Barents		113 029
Totalt andre kortsiktige fordringer	342 566	532 538

Note 17: Langsiktige fordringer

	31.12.2012	31.12.2011
Fordringer relatert til utsatt volum på Atla	31 995	
Sum langsiktige fordringer	31 995	

Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla er høyere enn det kommersielle volumet. Dette er forårsaket av høyt trykk fra Atla-feltet, som midlertidig har stanset produksjonen fra nabofeltet Skirne. Dette forventes å fortsette inn i 2013 og 2014. Inntekter er bokført basert på fysisk produksjonsvolum verdsatt til markedsverdi. Denne utsatte kompensasjon er bokført som langsiktig fordring.

Note 18: Andre langsiktige eiendeler

	31.12.2012	31.12.2011
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	12 000	6 000
Rentereserve kredittfasilitet, jfr Note 29	169 240	
Husleiedeposium	12 694	12 423
Sum andre langsiktig eiendeler	193 934	18 422

Note 19: Kontanter og kontantekvivalenter

Posten 'Betalingmidler' består av bankkontoer og kontanter.

	31.12.2012	31.12.2011
Kontanter	5	2
Bankinnskudd	1 140 745	828 771
Bundne midler (skattetrekk)	13 432	12 827
Sum betalingsmidler	1 154 182	841 599

Selskapet har ubenyttet beløp tilgjengelig for opptrekk på letefasiliteten og kredittfasiliteten, som er ytterligere beskrevet i Note 25.

Note 20: Aksjekapital og aksjonærinformasjon

	31.12.2012	31.12.2011
Aksjekapital	140 707	127 916
Antall aksjer (antall i hele 1 000)	140 707	127 916
Pålydende per aksje er NOK (tall i hele kr)	1,00	1,00

Alle aksjene i selskapet har lik stemmerett.

Innbetalinger til aksjekapital, overkursfond og annen innskutt egenkapital:	Antall aksjer	Aksjekapital	Overkursfond	Sum bundet egenkapital
Utstedt og fullt innbetalt kapital	140 707	140 707	3 089 542	3 230 249
Sum utstedt og betalt kapital per 31.12.12	140 707	140 707	3 089 542	3 230 249

Innbetalinger til aksjekapital, overkursfond og annen innskutt egenkapital:	Antall aksjer	Aksjekapital	Overkursfond	Sum bundet egenkapital
Utstedt og fullt innbetalt kapital	127 916	127 916	2 083 271	2 211 187
Sum utstedt og betalt kapital per 31.12.11	127 916	127 916	2 083 271	2 211 187

Resultat per aksje er vist i Note 12.

Oversikt over de 20 største aksjonærene registrert hos VPS pr. 31. desember 2012

	Antall aksjer (i hele 1000)	Eierandel
AKER CAPITAL AS	70 340	49,99 %
FOLKETRYGDFONDET	9 618	6,84 %
ODIN NORGE	2 645	1,88 %
ODIN NORDEN	1 964	1,40 %
VERDIPAPIRFONDET DNB	1 800	1,28 %
JPMCB RE SHB SWEDISH	1 426	1,01 %
STATOIL PENSJON	1 163	0,83 %
VARMA MUTUAL PENSION	1 095	0,78 %
VPF KLP AKSJE NORGE	1 048	0,74 %
VPF NORDEA KAPITAL	961	0,68 %
TVENGE TORSTEIN	900	0,64 %
JPMORGAN CHASE BANK	844	0,60 %
CLEARSTREAM BANKING	807	0,57 %
SPAREBANKEN MIDT-NORGE	780	0,55 %
KOMMUNAL LANDSPENSJON	764	0,54 %
VPF DANSKE INVEST NORSKE AKSJER INSTITUSJON II	759	0,54 %
KØRVEN AS	724	0,51 %
JPMORGAN CHASE BANK	682	0,48 %
SPECIALFONDET KLP ALFA GLOBAL ENERGI	680	0,48 %
VPF FONDSFINANS SPAR	675	0,48 %
ANDRE	41 032	29,16 %
Totalt	140 707	100 %

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

Note 21: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser

Selskapet er pliktig til å ha tjenstepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenstepensjon. Selskapets pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne loven.

Pensjonsordning

Selskapet har en kollektiv ytelsespensjonsordning som omfatter i alt 199 personer. Ordningen gjelder for lønn inntil 12G og gir rett til en fremtidig definert ytelse på maksimalt 66 prosent av sluttlønn. Ytelsen er i hovedsak avhengig av antall opptjeningsår, lønnsnivå ved oppnådd pensjonsalder og størrelsen på ytelsene fra Folketrygden. Forpliktelsene er dekket gjennom et forsikringsselskap. Forventet premieinnbetaling i 2013 utgjør NOK 19,3 millioner.

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

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

Pensjonsforpliktelsen er beregnet, med forutsetninger pr. årets slutt, av en uavhengig aktuar.

Selskapet innførte 1. september 2011 avtalefestet pensjonsordning (AFP). I henhold til gjeldende regelverk kostnadsføres premien løpende, totalt kostnadsført i 2012 er NOK 1,3 millioner. Tilsvarende tall for 2011 var NOK 0,2 millioner. Premien i 2012 har vært 1,75 prosent av samlede lønnsutbetalinger mellom 1 og 7,1 G.

Pensjonskostnad er beregnet som følger:	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Nåverdi av årets pensjonsopptjening	1 679	1 676	23 454	25 164	25 133	26 841
Rentekostnad av påløpte pensjonsforpliktelser	361	334	2 439	2 044	2 800	2 377
Forventet avkastning på pensjonsmidlene			-2 404	-1 871	-2 404	-1 871
Resultatført aktuarielt tap/(gevinst)				131		131
Administrasjonskostnader			498	365	498	365
Sum pensjonskostnad ekskl. arb.g.avg	2 041	2 010	23 986	25 833	26 027	27 843
Arbeidsgiveravgift	288	283	3 382	3 624	3 670	3 907
Sum pensjonskostnad inkl. arb.g.avg	2 328	2 293	27 368	29 457	29 697	31 750
Pensjonskostnad innskuddspensjon inkl. arb.g.avg.					118	33
Pensjonskostnad avtalefestet pensjonsordning (AFP)					1 327	159
Sum pensjonskostnad ytelses- og innskuddspensjon inkl. arb.g.avg.					31 142	31 942

Årets endringer i brutto pensjonsforpliktelse:	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 1.1.	10 953	9 267	73 911	56 780	84 864	66 047
Rentekostnad av påløpte pensjonsforpliktelser	1 679	1 676	23 454	25 164	25 133	26 841
Forventet avkastning på pensjonsmidlene	361	334	2 439	2 044	2 800	2 377
Pensjonsutbetalinger			-31	-18	-31	-18
Årets aktuarielle tap/gevinst	-254	-324	983	-10 060	730	-10 384
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 31.12.	12 740	10 953	100 756	73 911	113 496	84 864

Årets endringer i brutto pensjonsmidler:	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Brutto pensjonsmidler 1.1.			40 998	30 213	40 998	30 213
Forventet avkastning på pensjonsmidler			2 404	1 871	2 404	1 871
Aktuariell tap/gevinst			-5 260	-5 494	-5 260	-5 494
Administrasjonskostnader			-498	-365	-498	-365
Pensjonsutbetalinger			-31	-18	-31	-18
Premieinnbetalinger			18 689	14 791	18 689	14 791
Virkelig verdi pensjonsmidler 31.12.			56 302	40 998	56 302	40 998

Netto pensjonsmidler/forpliktelse(-) 31.12.	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Netto pensjonsmidler/forpliktelse(-) 31.12.	-12 740	-10 953	-44 454	-32 913	-57 194	-43 867
Ikke resultatførte estimatavvik	206	460	8 507	2 263	8 713	2 723
Arbeidsgiveravgift	-1 767	-1 480	-5 069	-4 322	-6 836	-5 801
Netto balanseførte pensjonsmidler/forpliktelse (-) 31.12.	-14 301	-11 973	-41 015	-34 971	-55 317	-46 944

Endringer i midlene:	Usikret ordning		Sikret ordning		Totalt	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Netto balanseførte pensjonsmidler/forpliktelse (-) 1.1.	-11 973	-9 679	-34 971	-22 391	-46 943	-32 070
Årets pensjonskostnad	-2 328	-2 293	-27 368	-29 457	-29 697	-31 750
Innbetalinger			21 324	16 877	21 324	16 877
Netto balanseførte pensjonsmidler/pensjonsforpliktelse (-) 31.12.	-14 301	-11 973	-41 015	-34 971	-55 317	-46 944

Historisk informasjon	2012	2011	2010	2009	2008	2007
	Nåverdi av ytelsesbasert pensjonsforpliktelse	113 496	84 864	66 047	36 519	20 810
Virkelig verdi av pensjonsmidler	56 302	40 998	30 213	18 764	7 997	3 797
Underskudd i ordningen	57 194	43 866	35 835	17 755	12 813	6 010

Erfaringsmessige justeringer i forpliktelser	730	-10 384	3 581	404	-1 804	-206
Erfaringsmessige justeringer på pensjonsmidler	-5 260	-5 494	-4 310	-800	-1 961	-304

Ved beregning av pensjonskostnad og netto pensjonsforpliktelse er en rekke forutsetninger lagt til grunn. Diskonteringsrenten for 2012 er basert på OMF (obligasjoner med fortrinnsrett). Diskonteringsrenten for 2011 var basert på norske 10 års statsobligasjoner. Benyttede forutsetninger er i tråd med anbefalinger fra Norsk regnskapsstiftelse (NRS). Pensjonsforpliktelsens gjennomsnittlige løpetid er beregnet til 17 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. For 2012, har selskapet benyttet Norsk regnskapsstiftelsens (NRS) forutsetninger pr 31. desember med mindre endringer.

Økonomiske forutsetninger	2012	2011
Diskonteringsrente	3,80 %	3,30 %
Avkastning på pensjonsmidler	4,00 %	4,80 %
Lønnsvekst	3,50 %	4,00 %
Pensjonsregulering	3,25 %	3,75 %
Gjennomsnittlig turnover	1,90 %	0,70 %

Aktuarmessige forutsetninger	2012	2011
Anvendt dødelighetstabell	K2005+10/15	K2005
Anvendt uføretariff	IR-02	IR-02
Frivillig avgang før 40 år	8,00 %	8,00 %
Frivillig avgang etter 40 år	0,00 %	0,00 %

Prosentvis fordeling av pensjonsmidlene på investeringskategorier	2012	2011
Aksjer	6,1 %	10,4 %
Obligasjoner	15,6 %	15,2 %
Pengemarked	21,4 %	21,7 %
Anleggsobligasjoner	36,8 %	33,4 %
Eiendom	18,3 %	18,0 %
Annet	1,9 %	1,2 %
Totalt	100 %	100 %

Pensjonsordningen er plassert i Dnb, 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 verdjustert avkastning på pensjonsmidlene i 2012 ble lik estimert avkastning på 4,8 prosent.

Note 22: Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

	31.12.2012	31.12.2011
Avsetning pr. 1. januar	285 201	268 227
Påløpt fjerning	-677	-35
Kalkulatorisk rente nåverdberegning	17 519	16 863
Endring i estimat	496 015	146
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelse	798 057	285 201

Selskapets fjernings- og nedstengingsforpliktelse er relatert til feltene Varg, Enoch, Glitne, Atla, Jette og Jotun. Tidspunkt for fjerning er forventet til 2014 for Glitne, og 2018 for Jotun, Enoch, Jette, Varg og Atla.

Det er lagt til grunn et konsept for gjennomføring som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer. I beregning av forpliktelsen for 2012 er det benyttet en forutsetning om inflasjon på 2,5 prosent, samt en nominell diskonteringsrente før skatt på 5,03 prosent for Enoch, Jotun, Varg, Atla og Jette, og 4,93 prosent for Glitne. Tilsvarende rente for 2011 var 6,24 prosent for Jotun og Enoch, og 5,92 prosent for Varg og Glitne.

Hovedelementet i "Endring i estimat" er relatert til påløpt forpliktelse på nye felt.

Note 23: Derivater

Rentebytteavtaler:	31.12.2012	31.12.2011
Urealisert tap rentebytteavtaler	45 971	
Estimert virkelig verdi	45 971	
Tap relatert til rentebytteavtaler	45 971	
Tap relatert til strukturerte terminkontrakter	1 283	

Rentebytteavtaler

Selskapet har inngått tre rentebytteavtaler i 2012. Formålet er å bytte flytende mot fast rente. Disse rentebytteavtalene er bokført til markedsverdi.

Strukturerte terminkontrakter

Det norske har i løpet av 2012 inngått strukturerte terminkontrakter for å redusere valutaeksponeringen på Jette-prosjektet. Pr. 31. desember 2012 og 2011, har selskapet ingen utestående strukturerte terminkontrakter.

Note 24: Obligasjonslån

Spesifikasjon av annen langsiktig rentebærende gjeld:	31.12.2012	31.12.2011
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann	600 000	600 000
Etableringsgebyr	-16 145	-16 145
Amortisering av etableringsgebyr	5 223	3 156
	589 078	587 011

Lånet løper fra 28. januar 2011 til 28. januar 2016 og har en rente på 3 mnd. NIBOR + 6,75 prosent. Hovedstolen forfaller 28. januar 2016 og det er kvartalsvise rentebetalinger. Lånet er usikret. Det norske oppfyller alle gjeldsbetingelser pr. 31. desember 2012. For ytterligere detaljer om gjeldsbetingelser, se Note 29.

Note 25: Rentebærende gjeld og pantstillelser

Spesifikasjon av kortsiktige lån	31.12.2012	31.12.2011
Letefasilitet	600 000	400 000
Etableringsgebyr til amortisering	-32 925	-20 450
Sum kortsiktige lån	567 075	379 550

Selskapet har fornyet letefasiliteten på NOK 3 500 millioner med en gruppe av banker. Fasiliteten ble etablert i desember 2012. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet frem til desember 2015, og siste nedbetaling skal skje i desember 2016. Maksimalt opptrekk er begrenset til 95 prosent av skatterefusjonen minus renter relatert til letekostnader.

Renten er 3 mnd. NIBOR pluss en margin på 1,75 prosent. Det betales en rammeprovisjon med 0,25 prosent av ubenyttet ramme opp til NOK 2 750 millioner, og 0,50 prosent hvis benyttet opptrekk overstiger NOK 2 750 millioner. I tillegg betales en provisjon på 0,70 prosent av ubenyttet kreditt. Det ble betalt et etableringsgebyr på NOK 33 millioner.

For ytterligere detaljer om gjeldsbetingelser, se Note 29.

Tilgjengelig trekkramme på letefasiliteten:	31.12.2012	31.12.2011
"Beregnet skatt til utbetaling" i balansen	1 273 737	1 397 420
Tilgjengelig trekkramme	1 187 760	1 303 094
Benyttet trekk	600 000	400 000
Ubenyttet trekkramme på letefasiliteten	587 759	903 094

Som hovedsikkerhet har långiver pant i en egen bankkonto hvor selve skattefordringen kommer til utbetaling. I tillegg har långiver pant i noen av våre lisensere. For oversikt over lisensere, se Note 30.

Spesifikasjon av annen rentebærende gjeld	31.12.2012	31.12.2011
Rullerende kredittfasilitet	1 399 702	
Etableringsgebyr til amortisering	-85 300	
Amortisering	17 065	
Urealiserte valutaeffekter	-31 734	
Sum annen rentebærende gjeld	1 299 733	

Selskapet har en avtale på en trekkfasilitet på USD 500 millioner. Fasiliteten kan på visse fremtidige betingelser økes med inntil USD 100 millioner. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet frem til desember 2015, og siste nedbetaling skal skje 31. desember 2015.

Renten på kredittfasiliteten er 3 mnd. NIBOR/LIBOR pluss en margin på 3,25 prosent. Det betales en margin på 0,5 prosent på ubenyttet kreditt opp til USD 375 millioner og 0,75 prosent hvis benyttet opptrekk overstiger USD 375 millioner. I tillegg betales en provisjon på 1,30 prosent av ubenyttet kreditt. Det ble betalt et etableringsgebyr på NOK 85,3 millioner.

For ytterligere detaljer om gjeldsbetingelser, se Note 29.

Tilgjengelig kredittramme på kredittfasiliteten	31.12.2012	31.12.2011
Tilgjengelig trekkramme	2 783 200	
Benyttet trekk	1 399 702	
Ubenyttet trekkramme på kredittfasiliteten	1 383 498	

Note 26: Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld	31.12.2012	31.12.2011
Kortsiktig gjeld relatert til overcall i lisenser	113 072	60 731
Andel annen kortsiktig gjeld fra lisenser	519 439	155 766
Annen kortsiktig gjeld	220 211	187 658
Sum annen kortsiktig gjeld	852 722	404 156

Note 27: Forpliktelser, leieavtaler og garantier

Fremtidig minsteleie i henhold til uoppsigelige operasjonelle leieavtaler

Riggkontrakter:

Selskapet har signert en leieavtale for leie av Transocean Barents som løper til juli 2014.

Selskapet har inngått avtale med Maersk Giant Norge for leie av riggen Maersk Giant for en periode på 150 dager for å bore to brønner.

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.

På vegne av partnerskapet i Ivar Aasen (tidligere Draupne), har selskapet signert en avtale i 2013 med Maersk Drilling for levering av en jack-up rigg til utbyggingsprosjektet på Ivar Aasen-feltet. Riggen vil bli benyttet til å bore brønner på Ivar-Aasen feltet. Kontraktperioden er tre år, med opsjoner opptil syv år. Denne avtalen er ikke inkludert i de fremtidige leiebetalingene som fremkommer nedenfor. For ytterligere informasjon, se Note 32 "Hendelser etter balansedagen".

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

	31.12.2012	31.12.2011
Innen 1 år	1 413 171	2 090 880
1 til 5 år	888 923	1 806 750
Sum	2 302 095	3 897 630

Forventet mottatt minimumsleie fra fremleieavtaler vedrørende uoppsigelige operasjonelle leieavtaler pr. 31. desember 2012 er NOK 1 780 millioner.

Leieforpliktelser gjennom eierinteresser i lisenser:

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

	31.12.2012	31.12.2011
Innen 1 år	46 002	98 806
1 til 5 år	107 919	189 565
Etter 5 år		36 792
Sum	153 921	325 163

Leieforpliktelser kontorlokaler og IT-tjenester

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

	31.12.2012	31.12.2011
Innen 1 år	65 431	50 878
1 til 5 år	324 464	112 605
Etter 5 år	90 124	86 403
Sum	480 019	249 885

Selskapet har to leieavtaler på kontorlokaler i Oslo, og den lengste strekker seg til 2018. Det er foretatt fremleie av deler av disse lokalene. Selskapet har to leieavtaler for kontorlokaler i Trondheim, og den lengste strekker seg til 2020. Selskapet har i 2012 signert en ny kontrakt for IT-tjenester. Leieperioden er på fem år, og kontrakten kan ikke termineres i denne perioden.

Erstatningsansvar/forsikring

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

Garantier

Selskapet har etablert en låneordning som innebærer at de faste ansatte kan låne inntil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Långiver er en utvalgt bank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansatte er pr. 31. desember 2012 på NOK 19,0 millioner. Tilsvarende beløp for 2011 var på NOK 16,7 millioner.

Selskapet har gitt en garanti til utleier vedrørende husleie, for selskapets lokaler på Aker Brygge på NOK 12 millioner.

Usikre forpliktelser

I annet kvartal kunngjorde selskapet at det hadde mottatt varsel om endring av ligning for inntektsårene 2009 og 2010 fra Oljeskattekontoret. I slutten av tredje kvartal svarte selskapet på varselet om endring av ligning ved å sende inn detaljerte kommentarer.

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister. Selskapet gjør avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til slike uavklarte forhold basert på selskapets beste estimater. Det antas at verken selskapets økonomiske stilling, driftsresultat eller kontantstrøm vil bli vesentlig negativt påvirket av utfallet av tvistene.

Note 28: Transaksjoner med nærstående parter

Eiere med kontroll

Aker (Aker Capital AS) er ved utgangen av 2012 den største eieren i Det norske, med en eierandel på 49,99 prosent. Oversikt over de 20 største aksjonærene fremkommer i Note 20.

Informasjonsplikt om ledelsen

For nærmere informasjon vedrørende godtgjørelse til nøkkelpersoner i ledelsen, vises til Note 8.

Transaksjoner med nærstående parter

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

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

Transaksjoner med nærstående parter gjennomføres etter armlengdes-prinsipper.

Nærstående part	Fordringer (+)/gjeld (-):	31.12.2012	31.12.2011
Aker Solutions	Leverandørgjeld	-7 525	

Nærstående part	Inntekter (-)/kostnader (+):	2012	2011
Det norske oljeselskap AS	Renteinntekter/-kostnader		-26 183
Aker ASA	Software og vedlikehold	-6 749	
Aker Solutions	Leveranse til utbyggingen av Jette og Ivar Aasen	-97 806	-18 200
Aker Drilling Operations AS	Leie av Transocean Barents		-328 762

Note 29: Finansielle instrumenter

Kapitalstyring og egenkapital

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

Selskapet ønsker å optimalisere kapitalstrukturen ved å balansere egenkapitalavkastningen mot långivernes krav til sikkerhet og likviditet. Selskapet ønsker å ha et godt omdømme i alle lånemarkeder, inkludert obligasjons- og bankmarkedet.

Størrelsen på selskapets ressursbase har stor betydning for selskapets kapitaltilgang og lånebetingelser. Økningen i ressurser og rapporterte reserver i løpet av 2012 har styrket selskapets finansielle posisjon.

Selskapets egenkapitalandel (egenkapital i forhold til total kapital) pr. 31. desember er vist i tabellen under.

	31.12.2012	31.12.2011
Egenkapital	3 738 362	3 676 551
Total kapital	8 364 453	7 715 984
Egenkapitalprosent	45 %	48 %

Selskapet overvåker endringer i finansieringsbehov, risiko, eiendeler og kontantstrøm og vurderer kapitalsammensetningen løpende. For å opprettholde ønsket kapitalstruktur, vurderer selskapet flere typer instrumenter som å refinansiere gjeld, kjøpe eller utstede nye aksjer eller gjeldsinstrumenter, salg av eiendeler eller tilbakebetaling av kapital til eierne.

Det er flere betingelser knyttet til våre lånefasiliteter. Disse er blant annet:

- 1) Totalt forpliktende kapitalkilder (kapital inn) må overstige totalt forbruk (kapital ut)
- 2) Egenkapitalandel
- 3) Rentereserve - kredittfasilitet
- 4) Krav til verdi på pantsatt eiendel i forhold til pantet

Selskapet har oppfylt alle overnevnte krav i 2012.

Kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser

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

Kategorier av finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser

31.12.2012	Finansielle eiendeler til virkelig verdi		Finansielle forpliktelser til virkelig verdi		SUM
	Øremerkerket ved førstegangsinnregning	Lån og fordringer	Øremerket ved førstegangsinnregning	Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost	
Eiendeler					
Kortsiktige plasseringer	23 138				23 138
Kundefordringer		101 839			101 839
Andre kortsiktige fordringer*		318 862			318 862
Beregnet skatt til utbetaling		1 273 737			1 273 737
Andre langsiktige eiendeler		193 934			193 934
Betalingsmidler		1 154 182			1 154 182
Sum finansielle eiendeler	23 138	3 042 554			3 065 691
Forpliktelser					
Derivater			45 971		45 971
Leverandørgjeld			258 596		258 596
Obligasjonslån			589 078		589 078
Kortsiktig lån			567 075		567 075
Annen rentebærende gjeld			1 299 733		1 299 733
Annen kortsiktig gjeld			877 258		877 258
Sum finansielle forpliktelser			45 971	3 591 740	3 637 711

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

Kategorier av finansielle eiendeler og finansielle forpliktelser

31.12.2011	Finansielle eiendeler til virkelig verdi		Finansielle forpliktelser til virkelig verdi		SUM
	Øremerkerket ved førstegangsinnregning	Lån og fordringer	Øremerket ved førstegangsinnregning	Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost	
Eiendeler					
Kortsiktige plasseringer	21 750				21 750
Kundefordringer		146 188			146 188
Andre kortsiktige fordringer*		366 039			366 039
Beregnet skatt til utbetaling		1 397 420			1 397 420
Andre langsiktige eiendeler		18 423			18 423
Betalingsmidler		841 599			841 599
Sum finansielle eiendeler	21 750	2 769 668			2 791 418
Forpliktelser					
Leverandørgjeld			274 308		274 308
Obligasjonslån			587 011		587 011
Kortsiktig lån			379 550		379 550
Annen kortsiktig gjeld			422 724		422 724
Sum finansielle forpliktelser			1 663 593	1 663 593	

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

Finansiell risiko

Selskapet har finansiert virksomheten med en letefasilitet, en kredittfasilitet, begge med en gruppe av banker, og et obligasjonslån, alle med flytende rente. I tillegg har selskapet finansielle instrumenter som kundefordringer, leverandørgjeld o.l., som er direkte knyttet til virksomhetens daglige drift. For sikringsformål har selskapet inngått tre rentebytteavtaler for å bytte fra flytende til fast rente.

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

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

(i) Oljeprisrisiko og valutarisiko

Inntekter i Det norske kommer fra salg av petroleumsprodukter og inntektsstrømmene er derfor eksponert mot endringer i olje- og gasspris. Oljeproduksjonen i selskapet ligger per i dag på et begrenset nivå og selskapet har som følge av dette valgt ikke å foreta sikring mot oljeprisrisiko. Selskapet vil imidlertid løpende vurdere sikring av olje- og gasspris i takt med selskapets økende produksjon.

Det ble startet produksjon fra Atla i oktober 2012. Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla var høyere enn det kommersielle produksjonsvolumet, forårsaket av trykkforskjeller og en avtale med operatør på Skirnefeltet om å gjøre opp for forsinket produksjon, se Note 17. Inntekter og produksjonskostnader regnskapsføres i henhold til den fysiske produksjonen fra Atla, mens selve salget av forskjellen mellom fysisk produksjon og kommersiell produksjon vil skje i løpet av en toårsperiode, når Skirne er tilbake til normal produksjon. Dette utsatte salget resulterer i en større risiko for svingninger i oljepris og valutakurser.

Selskapets petroleumsinntekter er i dollar (USD), mens kostnadene i hovedsak er fordelt mellom NOK, USD, EUR, GBP og DKK. Utvikling i valutakurser og oljepriser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko for selskapet, men siden en del av kostnadene er i amerikanske dollar reduseres noe av denne risikoen. Valutaderivater kan benyttes. Valutaposisjoner begrenses til å redusere valutarisiko knyttet til ordinær drift av selskapet.

Selskapet har i løpet av året inngått noen terminkontrakter for å redusere sin valutaeksponeringen i Jette-prosjektet. Alle kontraktene er pr. 31. desember innfridd. For en oversikt over endringene i virkelig verdi i løpet av 2012, se Note 23.

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

Tabellene under viser selskapets følsomhet for potensielle endringer i ulike valutaer sett i forhold til NOK, knyttet til selskapets finansielle instrumenter i "Oppstilling av finansiell stilling" pr. 31. desember:

USD/NOK

Endringer i valutakurs		31.12.2012	31.12.2011
Effekt på resultat før skatt	+ 10%	-22 652	5 704
	- 10%	22 652	-5 704

Tabellen under viser selskapets eksponering for USD sett i forhold til NOK pr. 31. desember:

Eksposering knyttet til:	31.12.2012	31.12.2011
Fordringer, bankinnskudd og over-/undercall lisenser	76 991	1 519
Leverandørgjeld, over-/undercall lisenser, over/under løft av olje og annen kortsiktig gjeld	-12 567	8 000
Annen rentebærende gjeld	-105 118	
Netto eksponering for USD	-40 694	9 519

EUR/NOK

Endringer i valutakurs		31.12.2012	31.12.2011
Effekt på resultat før skatt	+ 10%	3 808	4 988
	- 10%	-3 808	-4 988

Tabellen under viser selskapets eksponering for EUR sett i forhold til NOK pr. 31. desember:

Eksposering knyttet til:	31.12.2012	31.12.2011
Fordringer og bankinnskudd	5 449	5 255
Leverandørgjeld og over-/undercall lisenser	-262	1 178
Netto eksponering for EUR	5 187	6 433

Selskapet er også eksponert for endringer i andre valutakurser som GBP/NOK og DKK/NOK, men beløpet er ikke vesentlig.

(ii) Renterisiko

Selskapet er utsatt for renterisiko på låneopptak, samt ved plassering av likvide midler. Lån med flytende rente gir en renterisiko for selskapets femtidige kontantstrømer. Selskapet har pr. 31. desember 2012 en total låneforpliktelse på rundt NOK 2,6 milliarder, fordelt på et langsiktig obligasjonslån, en kredittfasilitet og en kortsiktig letefasilitet. Formålet med letefasiliteten er å finansiere leteaktiviteten og kredittfasiliteten skal hovedsakelig finansiere utbyggingsprosjektene, se Note 25. Tilsvarende låneforpliktelse pr. 31. desember 2011 var på NOK 1,0 milliard.

Vilkårene for selskapets lån er beskrevet i Note 24 og 25.

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.

Følgende tabell viser selskapets sensitivitet for potensielle endringer i rentenivået:

Endring i rentenivå i basispunkter		31.12.2012	31.12.2011
Effekt på resultat før skatt	+ 100	45 086	-10 000
	- 100	-36 165	10 000

For å beregne sensitivitet av renteendringer, er flytende rente blitt endret med + / - 100 basis punkter.

(iii) Likviditetsrisiko / likviditetsstyring

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

Selskapet skal til enhver tid ha tilgjengelig likviditet plassert på ordinære bankkontoer som minimum dekker forventede utbetalinger til operasjonelle aktiviteter og investeringsaktiviteter for to måneder frem i tid.

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

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

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

I avtalen med banksyndikatene som står bak lånefasilitetene er det bl.a. knyttet en del rapporteringskrav, ett av dem er en kvartalsvis oppdatering av et rullerende likviditetsbudsjett for de neste 12 månedene. For kredittfasiliteten er det i tillegg krav om en egenkapitalandel på minst 25 prosent og at selskapet har positive midler (Midler > Forbruk) de neste 12 månedene. Disse kravene er overholdt av selskapet både for 2012 og 2011.

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

Selskapets overskuddslikviditet er hovedsakelig plassert i bank pr. 31. desember 2012.

Selskapet har en beholdning av betalingsmidler pr. 31. desember 2012 på NOK 1 154 millioner (2011: 842 millioner). 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, innhenting av ny kapital, opptak av lån, bæringsavtaler, strategiske allianser eller en kombinasjon av disse, samt en justering av selskapets aktivitetsnivå, dersom påkrevd.

Selskapet har en låneramme på totalt NOK 3,5 milliarder for leteformål og USD 500 millioner hovedsakelig for utbyggingsformål, se Note 25. I januar 2011 inngikk selskapet en ny avtale om et obligasjonslån på NOK 600 millioner. I desember 2012 hentet selskapet inn NOK 1 029 millioner i ny kapital. Sammen med selskapets likvide midler er dette tilstrekkelig til å finansiere selskapets drift gjennom 2013.

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

31. desember 2012	Bokført verdi	Kontraktmessige kontantstrømmer	Innen 1 år	1-2 år	2-5 år
<i>Ikke-derivative finansielle forpliktelser:</i>					
Obligasjonslån	589 078	759 367	51 780	51 780	655 807
Letefasilitet	567 075	644 596	644 596		
Kredittfasilitet	1 299 733	1 744 601	81 150	81 150	1 582 301
Leverandørgjeld og andre forpl.	1 135 854	1 135 854	1 135 854		
<i>Derivative finansielle forpliktelser:</i>					
Derivater	45 971	47 136	12 661	16 788	17 687
Sum pr. 31 desember 2012	3 637 711	4 331 555	1 926 042	149 718	2 255 795
31. desember 2011	Bokført verdi	Kontraktmessige kontantstrømmer	Innen 1 år	1-2 år	2-5 år
<i>Ikke-derivative finansielle forpliktelser:</i>					
Obligasjonslån	587 011	827 911	55 378	55 661	716 872
Letefasilitet	379 550	530 810	530 810		
Leverandørgjeld og andre forpl.	697 032	697 032	697 032		
Sum pr. 31 desember 2011	1 663 593	2 055 753	1 283 220	55 661	716 872

(iv) Kreditrisiko

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 foreta avsetninger for tap på krav.

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

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

Fastsettelse av virkelig verdi

Virkelig verdi på derivatene er markedsmessig fastsatt av involverte banker, se Note 23.

"Markedsbaserte finansielle plasseringer" gjelder et evigvarende ansvarlig lån. Virkelig verdi av disse er fastsatt ved bruk av ligningskurs fastsatt av Norges Fondsmeglerforbund. Denne eiendelen har i løpet av året hatt en verdøkning på NOK 1,4 millioner (2011; NOK -0,8 millioner), og gevinsten er i resultatregnskapet ført som "Annen finansinntekt".

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

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

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

Maksimal risikoeksponering er representert ved balanseført verdi av de finansielle eiendelene i oppstilling av finansiell stilling.

Under følger en sammenligning av balanseførte verdier og virkelig verdi for selskapets finansielle instrumenter, med unntak av de finansielle instrumentene der balanseført verdi er en rimelig tilnærming til virkelig verdi (for eksempel kundefordringer og leverandørgjeld).

Virkelig verdi på finansielle instrumenter	31.12.2012		31.12.2011	
	Bokført verdi	Virkelig verdi	Bokført verdi	Virkelig verdi
<i>Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet</i>				
Markedsbaserte finansielle plasseringer	23 138	23 138	21 750	21 750
Sum finansielle eiendeler	23 138	23 138	2 791 418	2 791 418

Virkelig verdi på finansielle instrumenter	31.12.2012		31.12.2011	
	Bokført verdi	Virkelig verdi	Bokført verdi	Virkelig verdi
<i>Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet</i>				
Derivater	45 971	45 971		
<i>Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost:</i>				
Obligasjonslån	589 078	633 600	587 011	627 000
Sum finansielle forpliktelser	635 049	679 571	1 663 593	1 703 582

Virkelig verdi hierarki:

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

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

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

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

Selskapet har ingen eiendeler i verken Nivå 1 eller 3.

31.12.2012	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Eiendeler innregnet til virkelig verdi			
<i>Finansielle eiendeler til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet</i>			
Derivater - rentebytteavtaler		45 971	
Markedsbaserte finansielle plasseringer		23 138	
31.12.2011			
Eiendeler innregnet til virkelig verdi			
<i>Finansielle eiendeler til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet</i>			
Markedsbaserte finansielle plasseringer		21 750	

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

Garantier

Selskapet har etablert en låneordning som innebærer at de faste ansatte kan låne inntil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Långiver er en sparebank og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansatte er pr. 31. desember 2012 på NOK 19 millioner. Tilsvarende beløp for 2011 var på NOK 16,7 millioner.

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

Det er også gitt sikkerhetsstillelse i forbindelse med låneopptak. Långiver har pant i selskapets skattefordring og i utvalgte lisenser. For en oversikt over de lisensene långiver har pant i, se Note 30. Den balanseførte verdien av pantsatte lisenser er på NOK 4 143,6 millioner (2011: NOK 1 132,8 millioner).

Note 30: 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.:

Utvinningstillatelser der Det norske er operatør:				Utvinningstillatelser der Det norske er partner:			
Lisens	Pantsatt	31.12.2012	31.12.2011	Lisens	Pantsatt	31.12.2012	31.12.2011
PL 001B	ja	35,0 %	35,0 %	PL 028S*	ja	0,0 %	40,0 %
PL 027D	ja	60,0 %	60,0 %	PL 029B	ja	20,0 %	20,0 %
PL 028B	ja	35,0 %	35,0 %	PL 035	ja	25,0 %	25,0 %
PL 103B	ja	70,0 %	70,0 %	PL 035B		15,0 %	15,0 %
PL 169C****	ja	50,0 %	70,0 %	PL 035C**	ja	25,0 %	0,0 %
PL 242	ja	35,0 %	35,0 %	PL 038	ja	5,0 %	5,0 %
PL 337	ja	45,0 %	45,0 %	PL 038D	ja	30,0 %	30,0 %
PL 341*		0,0 %	30,0 %	PL 048B	ja	10,0 %	10,0 %
PL 356	ja	50,0 %	60,0 %	PL 048D	ja	10,0 %	10,0 %
PL 364		50,0 %	50,0 %	PL 102C	ja	10,0 %	10,0 %
PL 414	ja	40,0 %	40,0 %	PL 102D**	ja	10,0 %	0,0 %
PL 414B**	ja	40,0 %	0,0 %	PL 265	ja	20,0 %	20,0 %
PL 450	ja	60,0 %	75,0 %	PL 272	ja	25,0 %	25,0 %
PL 460		100,0 %	100,0 %	PL 332	ja	40,0 %	40,0 %
PL 468*		0,0 %	95,0 %	PL 362		15,0 %	15,0 %
PL 468B*		0,0 %	95,0 %	PL 392*	ja	0,0 %	10,0 %
PL 482	ja	65,0 %	65,0 %	PL 416*	ja	0,0 %	15,0 %
PL 497	ja	35,0 %	35,0 %	PL 438	ja	10,0 %	10,0 %
PL 497B	ja	35,0 %	35,0 %	PL 440S	ja	10,0 %	10,0 %
PL 500*		0,0 %	35,0 %	PL 442		20,0 %	20,0 %
PL 504****	ja	29,3 %	58,5 %	PL 453S	ja	25,0 %	25,0 %
PL 504BS	ja	58,5 %	58,5 %	PL 492***	ja	50,0 %	30,0 %
PL 512	ja	30,0 %	30,0 %	PL 494	ja	30,0 %	30,0 %
PL 542	ja	60,0 %	60,0 %	PL 494B	ja	30,0 %	30,0 %
PL 548S*	ja	0,0 %	40,0 %	PL 494C**	ja	30,0 %	0,0 %
PL 549S	ja	35,0 %	35,0 %	PL 502	ja	22,2 %	22,2 %
PL 553	ja	40,0 %	40,0 %	PL 508S*		0,0 %	30,0 %
PL 573S	ja	35,0 %	35,0 %	PL 522	ja	10,0 %	10,0 %
PL 593	ja	60,0 %	60,0 %	PL 523*	ja	0,0 %	20,0 %
PL 626**	ja	50,0 %	0,0 %	PL 531	ja	10,0 %	0,0 %
PL 659**	ja	30,0 %	0,0 %	PL 533	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 535	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 538*	ja	0,0 %	30,0 %
				PL 550***	ja	20,0 %	0,0 %
				PL 551***	ja	20,0 %	0,0 %
				PL 554	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 554B	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 558	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 561	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 563	ja	30,0 %	30,0 %
				PL 567	ja	40,0 %	40,0 %
				PL 568	ja	20,0 %	20,0 %
				PL 571	ja	40,0 %	40,0 %
				PL 613	ja	35,0 %	35,0 %
				PL 619**	ja	30,0 %	0,0 %
				PL 627**	ja	20,0 %	0,0 %
				PL 652**	ja	20,0 %	0,0 %
Antall		26	28	Antall		41	38

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2011. Tilbudene ble kunngjort i januar 2012.

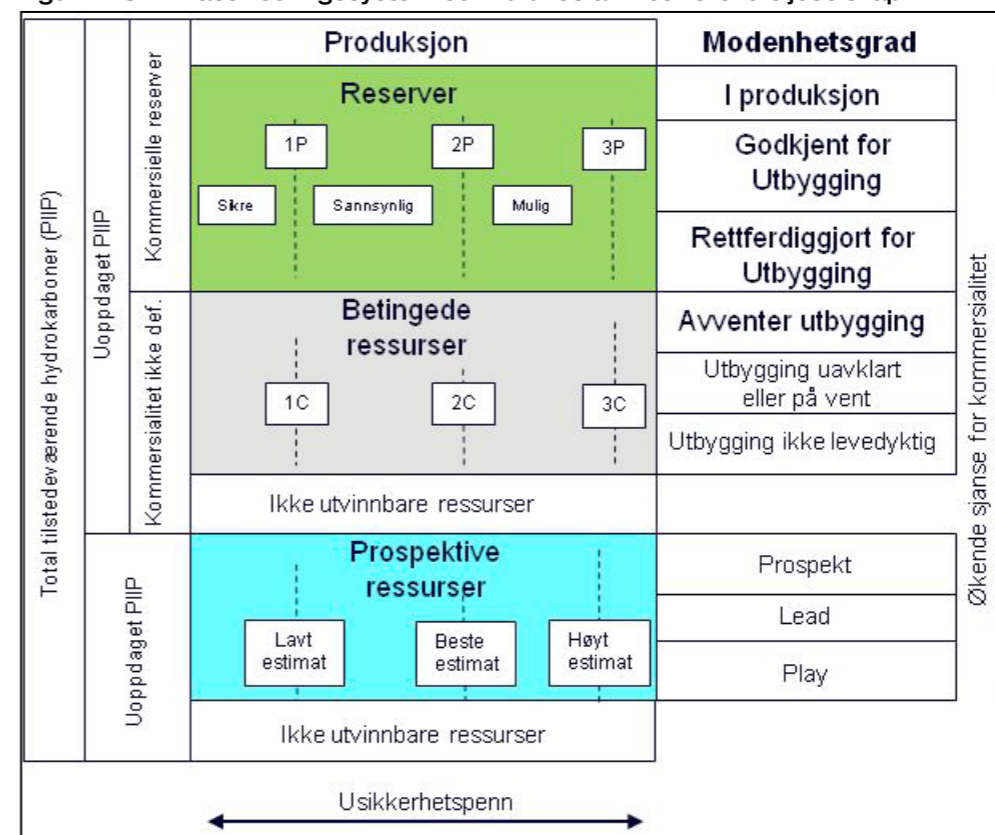
*** Lisenstransaksjoner.

**** Nedsalg av Jette Unit med 18 prosent (29,23 prosent i PL 504 og 20 prosent i PL 169).

Note 31 Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)

Det norske oljeselskap ASA's reserver og betingede ressurser er klassifisert i henhold til SPE klassifiseringssystem "Petroleum Resources Management System". Dette klassifiseringssystemet er i samsvar med krav fra Oslo Børs til rapportering av hydrokarbonreserver og betingede ressurser, og hovedprinsippene er beskrevet i Figure 1.

Figur 1 - SPE klassifiseringssystem som brukes av Det norske oljeselskap



Reserver, utbygde og ikke-utbygde

Det norske oljeselskap ASA har eierandeler i åtte felt / prosjekter som inneholder reserver, se tabell 1. Fire av disse er i kategorien "I Produksjon", to er i kategorien "Godkjent for utbygging" og tre er i kategorien "Rettferdiggjort for Utbygging". Merk at Varg har reserver i både "I Produksjon" og i "Rettferdiggjort for Utbygging".

Underklasse "I Produksjon":

- Varg - operert av Talisman, Det norske 5 prosent
- Glitne - operert av Statoil, Det norske 10 prosent
- Jotun - operert av ExxonMobil, Det norske 7 prosent
- Atla - operert av Total, Det norske 10 prosent

Underklasse "Godkjent for Utbygging":

- Jette - operert av Det norske, Det norske 70 prosent
- Enoch - operert av Talisman, Det norske 2 prosent

Underklasse "Rettferdiggjort for Utbygging"

- Ivar Aasen-prosjektet (tidligere Draupne) - operert av Det norske, Det norske 35 prosent
- Gina Krog (tidligere Dagny) - operert av Statoil, Det norske 3,3 prosent
- Varg gassprosjektet - operert av Talisman, Det norske 5 prosent

Sum netto påviste reserver (P90/1P) per 31 Desember 2012 til Det norske er anslått til 42.5 millioner fat oljeekvivalenter. Sum netto påviste og sannsynlige reserver (P50/2P) er anslått til 65.3 millioner fat oljeekvivalenter. Splitten mellom væske og gass og mellom de ulike underkategorier er gitt i tabell 1. Endringer fra 2011 er oppsummert i tabell 2.

Tabell 1 - reserver pr. felt

I Produksjon	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
	Olje	Gass	Total			Olje	Gass	Total		
Pr. 31.12.2012	(millioner fat)	(milliarder m ³)	millioner fat oljeekvivalent	Andel %	millioner fat oljeekvivalent	(millioner fat)	(milliarder m ³)	millioner fat oljeekvivalent	Andel %	millioner fat oljeekvivalent
Enoch Unit (flyttet til GfU)				2 %	0,00				2 %	0,00
Glitne	0,00		0,00	10 %	0,00	0,04		0,04	10 %	0,004
Varg (inkludert to infill brønner)	5,58		5,58	5 %	0,28	7,88		7,88	5 %	0,39
Jotun Unit	2,73		2,73	7 %	0,19	3,03		3,03	7 %	0,21
Atla (flyttet fra GfU)	0,80	0,59	4,50	10 %	0,45	1,60	1,32	9,90	10 %	0,99
Total					0,92					1,60
Godkjent for Utbygging	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
Pr. 31.12.2012	(millioner fat)	(milliarder m ³)	millioner fat oljeekvivalent	Andel %	millioner fat oljeekvivalent	(millioner fat)	(milliarder m ³)	millioner fat oljeekvivalent	Andel %	millioner fat oljeekvivalent
Enoch Unit (flyttet fra IP)	1,71		1,71	2 %	0,03	2,61		2,61	2 %	0,05
Atla (Flyttet til IP)				10 %	0,00				10 %	0,00
Glitne infill 2012 (dry well)				10 %	0,00				10 %	0,00
Jette (flyttet fra RfU)	3,53	0,05	3,84	70 %	2,69	5,89	0,08	6,40	70 %	4,48
Total					2,72					4,53
Rettferdiggjort for Utbygging	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
Pr. 31.12.2012	(millioner fat)	(milliarder m ³)	millioner fat oljeekvivalent	Andel %	millioner fat oljeekvivalent	(millioner fat)	(milliarder m ³)	millioner fat oljeekvivalent	Andel %	millioner fat oljeekvivalent
Ivar Aasen	88,54	1,09	95,36	35 %	33,38	119,94	4,35	147,30	35 %	51,56
Jette (flyttet til GfU)				70 %	0,00				70 %	0,00
Gina Krog	73,00	11,77	146,99	3,3 %	4,85	101,00	16,62	205,50	3,3 %	6,78
Varg gas (ny)	7,42	0,67	11,63	5 %	0,58	10,52	0,99	16,75	5 %	0,84
Total					38,81					59,17
Totale Reserver pr. 31.12.2012					42,45					65,31
Totale Reserver pr. 31.12.2011					47,34					67,89

Tabell 2 - Aggregerte reserver samt endringer fra 31.12.2011

Netto endring i reserver (millioner fat oljeekvivalenter)	I Produksjon		Godkjent for Utbygging		Rettferdiggjort for Utbygging		Total	
	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50	1P / P90	2P / P50
Balanse pr. 31.12.2011	0,24	0,80	7,17	12,95	39,93	54,14	47,34	67,89
Produksjon	-0,54	-0,54	-	-	-	-	-0,54	-0,54
Salg/kjøp			-0,69	-1,14			-0,69	-1,14
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-	-		
Nye utbygginger	0,48	0,38	-0,35	-1,11	0,58	0,84	0,71	0,10
Revisjon av tidligere estimat	0,74	0,96	-3,41	-6,16	-1,70	4,19	-4,37	-1,01
Balanse pr. 31.12.2012	0,92	1,60	2,72	4,53	38,81	59,17	42,45	65,31
Delta	0,68	0,80	-4,45	-8,41	-1,12	5,03	-4,88	-2,59

Note 32: Hendelser etter balansedagen

Selskapet har i januar 2013, som operatør for Ivar Aasen feltet, signert en riggkontrakt med Maersk for leie av en ny CJ70 jack-up rigg til bruk på Ivar Aasen-feltet. Rammen på kontrakten er på mellom NOK 4 og 6 milliarder. Riggeren er under bygging i Singapore. I februar 2013 ble en kontrakt for topside tildelt SMOE i Singapore. Kontraktverdien er på ca. NOK 4 milliarder. Kontrakten med SMOE inneholder godtgjørelse for ingeniørarbeid, anskaffelser og konstruksjon. Det norske eierandel i Ivar Aasen er 35 prosent.

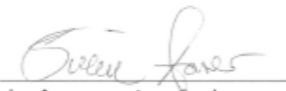
Boring av letebrønn 8/5-1 på prospektet Ogna i PL 453S i Nordsjøen ble fullført i mars 2013. Brønnen var tørr. Balanseførte letekostnader pr 31. desember 2012 var NOK 5 millioner, men er ikke kostnadsført i resultatregnskapet, da det anses som uvesentlig.

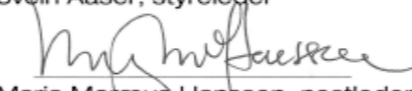
Erklæring fra styret og administrerende direktør

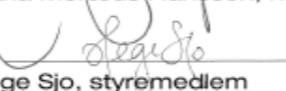
I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets årsregnskap for 2012 etter vår beste overbevisning er utarbeidet i samsvar med IFRS som er fastsatt av EU, med krav til tilleggsopplysninger som følger av regnskapsloven. Opplysningene i regnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets 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 i Det norske oljeselskap ASA
Oslo, 13. mars 2013



Svein Aaser, styreleder

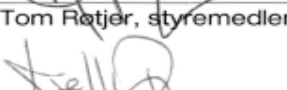

Maria Moræus Hanssen, nestleder

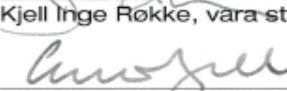

Hege Sjø, styremedlem

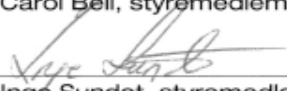

Tonje Eskeland Foss, styremedlem


Erik Haugane, administrerende direktør


Tom Røtjær, styremedlem


Kjell Inge Røkke, vara styremedlem


Carol Bell, styremedlem


Inge Sundet, styremedlem

Til generalforsamlingen i
Det norske oljeselskap ASA

REVISORS BERETNING

Uttalelse om årsregnskapet

Vi har revidert årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA, som består av oppstilling over finansiell stilling per 31. desember 2012, resultatregnskap, oppstilling over totalresultat, oppstilling over endringer i egenkapitalen og oppstilling over kontantstrømmer for regnskapsåret avsluttet per denne datoen og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

Styrets og administrerende direktørs ansvar for årsregnskapet

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

Revisors oppgaver og plikter

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

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

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

Konklusjon

Etter vår mening er årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA avgitt i samsvar med lov og forskrifter og gir et rettviseende bilde av selskapets finansielle stilling per 31. desember 2012 og av dets resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

Uttalelse om øvrige forhold

Konklusjon om årsberetningen og redegjørelsen om foretaksstyring

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

Konklusjon om registrering og dokumentasjon

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

Stavanger, 13. mars 2013
ERNST & YOUNG AS



Tor Inge Skjellevik
statsautorisert revisor

”Alt har ein ende, så nær som
pølsa: Ho har to.”



Det norske oljeselskap ASA

Trondheim

Hovedkontor

Føniks, Munkegata 26
NO-7011 Trondheim
Norway

Tlf. +47 90 70 60 00
Fax: +47 73 53 05 00

Epost: detnor@detnor.no
www.detnor.no

Harstad

Besøksadresse:

Havnebygget
Rikard Kaarbøsgate 2
NO-9045 Harstad

Postadresse:

Postboks 854
9488 Harstad
Tlf. +47 97 65 60 00

Oslo

Besøksadresse:

Bryggetorget 1
Aker Brygge
NO-0250 Oslo

Postadresse:

Postboks 2070 Vika
0125 Oslo
Tlf +47 95 44 60 00

