



DETNORSKE
Rapport for 2. kvartal 2013
Trondheim, 14. august, 2013



KVARTAL
2

Innhold

Oppsummering av andre kvartal.....	3
Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater	4
Resultater.....	5
Feltresultater og oljepriser	5
Helse, miljø og sikkerhet.....	6
Prosjekter med godkjent PUD	6
Andre prosjekter.....	6
Leting	6
Forretningsutvikling.....	7
Øvrige saker.....	7
Rapport for første halvår 2013.....	8
Risiko og usikkerhet.....	8
Hendelser etter kvartalets slutt	9
Utsikter.....	9
Delårsregnskap.....	11

Rapport for andre kvartal og første halvår 2013

Oppsummering av andre kvartal

(Tall i parentes gjelder tilsvarende periode i fjor).

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske" eller "selskapet") hadde inntekter på NOK 286 (70) millioner i andre kvartal. Leteutgifter på NOK 271 (417) millioner bidro til et driftsunderskudd på NOK 277 (571) millioner. Nettoresultatet for første kvartal var NOK 41 (217) millioner, etter en skatteinntekt på NOK 284 (377) millioner.

Jette er det første feltutbyggingsprosjektet som selskapet er operatør på. Det var en milepæl da feltet kom i produksjon i mai.

Den 21. mai 2013 godkjente Stortinget plan for utbygging og drift (PUD) av Ivar Aasen-feltet. Alle de viktigste kontraktene for Ivar Aasen ble inngått i løpet av kvartalet.

Etter ytterligere avgrensingsboring kom bekreftelsen på at reservoarkvaliteten på Johan Sverdrup i PL 265 er ypperlig i den sentrale vestlige delen av feltet. Avgrensingsbrønn 16/2-17S på "Fault Margin" påviste en 82 meter oljekolonne, som er rekord for feltet så langt.

Letebrønn 16/2-17B, som er et sidesteg til avgrensingsbrønnen Fault Margin, ble boret inn i mulige reservoarbergarter av jura alder i Cliffhanger Sør-prospektet på toppen av Utsirahøyden vest for Johan Sverdrup-feltet. Det ble ikke påvist reservoarbergarter, og brønnen ble klassifisert som tørr.

Selskapet hentet inn NOK 1,9 milliarder i obligasjonslån og startet en prosess for å doble dagens rullerende kredittfasilitet fra USD 500 millioner til USD 1 milliard.

Oversikt over viktige hendelser i andre kvartal 2013

- **Den 24. juni** kunne partnerne i PL 535 (Norvarg) i Barentshavet melde at avgrensingsbrønn 7225/3-2 hadde påvist hydrokarboner i Kobbeformasjonen.
- **Den 20. juni** annonserte Det norske at selskapet hadde utstedt et vellykket obligasjonslån på NOK 1,9 milliarder med en løpetid på syv år.
- **Den 17. juni** kunne Det norske rapportere at selskapet arbeider for å erstatte den rullerende kredittfasiliteten på USD 500 millioner med en ny fasilitet på USD 1 milliard.
- **Den 12. juni** ble Det norske tildelt fire nye lisenser i Barentshavet, inkludert to operatørskap, i 22. runde.
- **Den 5. juni** rapporterte Det norske at det ikke var påvist sandstein av jura alder i primærmålet for sidesteget til avgrensingsbrønn 16/2-17B vest for Johan Sverdrup i PL 265.
- **Den 21. mai** godkjente Stortinget PUD for Ivar Aasen og Gina Krog.
- **Den 21. mai** annonserte Det norske at selskapet hadde startet produksjonen på Jette, Det norskes første feltutbyggingsprosjekt.
- **Den 14. mai** kunne Det norske rapportere om meget gode resultater fra avgrensingsbrønnen Fault Margin (16/2-17 S) i PL 265. De fremragende reservoaregenskapene i den sentrale vestlige delen av Johan Sverdrup blir dermed bekreftet.
- **Den 13. mai** offentliggjorde Det norske en avtale med Total om overdragelse av eierandeler i tre lisenser. Det norske overdro 10 prosent av PL 535 (Norvarg) til Total i bytte for Totals 62,13 prosent andel i PL 026D og 10 prosent i PL 574.
- **Den 17. april** valgte generalforsamlingen nytt styre med Sverre Skogen som leder, og opprettet en bedriftsforsamling. Skogen ble senere, 24. april, utnevnt som arbeidende styreleder i selskapet.
- **Den 8. april** meldte Det norske, i egenskap av partner, at undersøkelsesbrønn 7218/11-1 på Darwin-prospektet i PL 531 var tørr.

Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater

MNOK = millioner kroner	Q2 13	Q1 13	Q4 12	Q3 12	Q2 12	2012	2011
Jette (boepd), 70 %	3 594	0	0	0	0	0	0
Atla (boepd), 10 %	1 446	1 253	2 070	0	0	513	0
Varg (boepd), 5 %	398	425	395	481	556	556	846
Glitne (boepd), 10 %	0	43	75	95	243	174	329
Enoch (boepd), 2 %	0	0	0	0	0	4	48
Jotun Unit (boepd), 7 %	175	209	231	206	243	210	281
Total produksjon (boepd)	5 613	1 929	2 771	782	1 042	1 458	1 505
Olje- og gassproduksjon (tusen fat oljeekvivalenter)	511	174	255	72	95	545	548
Realisert oljepris (USD/fat)	103	112	110	111	107	115	112

Driftsinntekter (MNOK)	286	80	117	49	70	332	372
Kontantstrøm fra produksjon	227	37	40	2	22	114	180
Letekostnader (MNOK)	271	234	195	403	417	1 609	1 012
Totale leteutgifter (kostnadsførte og balanseførte)	373	306	375	536	189	1 656	1 810
Driftsresultat (MNOK)	-277	-251	-358	-2 318	-571	-3 843	-1 191
Periodens resultat (MNOK)	-41	-20	-47	-589	-217	-957	-459
Antall lisenser (operatørskap)	72 (30)	69 (28)	67 (26)	67 (26)	70 (27)	67 (26)	67 (28)

Resultater

Regnskap for andre kvartal

Driftsinntektene i andre kvartal økte til NOK 286 millioner mot NOK 70 millioner i samme kvartal 2012. Hovedårsaken til økningen er at både Jette og Atla nå er i produksjon.

Produksjonen økte med 439 prosent fra 1 042 boepd i andre kvartal 2012 til 5 613 boepd dette kvartalet. Av dette kan 3 594 boepd tilbakeføres til Jette og 1 446 boepd til Atla.

Driftsunderskuddet ble redusert til NOK 277 (571) millioner, hovedsakelig som et resultat av økte inntekter og reduserte leteteknoder.

Periodens resultat var NOK -41 (-217) millioner etter en skatteinntekt på NOK 284 (377) millioner.

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde NOK -293 (293) millioner. Selv om produksjonen var høyere i andre kvartal 2013, var netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter redusert på grunn av en økning i kundefordringer knyttet til salg av petroleum. Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter var NOK -596 (-967) millioner, som i hovedsak skyldes leteutgifter og investeringer i felt under utbygging. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter var NOK 989 (899) millioner som følge av opptrekk på selskapets fasiliteter.

Per 30. juni var selskapets beholdninger av betalingsmidler NOK 835 (1 115) millioner. Skattefordring til utbetaling i desember 2013 er NOK 1 283 (1 421) millioner, mens skattefordring til utbetaling i desember 2014 er NOK 576 (560) millioner.

Selskapets egenkapitalandel ved utgangen av andre kvartal 2013 var 38 prosent (37). Selskapet trakk NOK 300 millioner på letefasiliteten på NOK 3,5 milliarder i dette kvartalet, og NOK 689 millioner på den rullerende kredittfasiliteten på USD 500 millioner. Totale eiendeler utgjorde per 30. juni NOK 9 742 (9 028) millioner.

Finansiering

Det norske har i andre kvartal truffet flere tiltak for å finansiere utbyggingen av Ivar Aasen og Johan Sverdrup.

Selskapet startet en prosess for å refinansiere den rullerende kredittfasiliteten på USD 500 millioner med forfall ved utgangen av 2015. Selskapets mål er å doble beløpet på den ny rullerende kredittfasilitet til USD 1 milliard med forfall i 2018. Selskapet ser også for seg at den nye låneavtalen vil omfatte en "accordion option", som ikke er kommittert av bankene og som gir mulighet for å øke lånet med ytterligere USD 1 milliard.

Den 20. juni annonserte Det norske at selskapet hadde innhentet NOK 1,9 milliarder etter en vellykket obligasjonsemisjon. Obligasjonslånet har en kupongrente basert på 3 måneders NIBOR pluss 5,00 prosent og forfaller i juli 2020. Obligasjonen vil bli søkt notert på Oslo Børs.

Feltresultater og oljepriser

Det norske produserte 510 783 fat oljeekvivalenter (boe) i andre kvartal 2013. Dette tilsvarer 5 613 fat oljeekvivalenter (1 042) per dag (boepd).

Gjennomsnittlig realisert oljepris var USD 103 (107) per fat, mens gassen er inntektsført til en gjennomsnittlig pris på NOK 2,2 per standard kubikkmeter (Sm³). Oljeprisen har altså falt med fire prosent i forhold til samme periode i fjor.

Jette kom i produksjon i mai og produserte i snitt 3 594 boepd netto i andre kvartal og sto for 64 prosent av den totale produksjonen. Produksjonen på Jotun har vært stabil, bortsett fra et par dager i juni, da strømtilførselen sviktet og produksjonen måtte stenges ned.

Atla produserte i gjennomsnitt 1 446 boepd i andre kvartal og sto for 26 prosent av den totale produksjonen. Heimdal har vært nedstengt et par dager i måneden, noe som har ført til redusert produksjon i andre kvartal.

Varg produserte 398 boepd i andre kvartal, tilsvarende 7 prosent av den totale produksjonen. Produksjonen har vært stabil i andre kvartal.

Den gjennomsnittlige produksjonsraten på Jotun på 175 boepd representerte om lag 3 prosent av produksjonen totalt. Produksjonen var stabil gjennom hele kvartalet, bortsett fra under et par dagers nedstengning i mai og juni på grunn av sviktende strømtilførsel og vedlikehold.

Produksjonen på Enoch vil være nedstengt til en subsea-ventil er skiftet ut.

Helse, miljø og sikkerhet

Det norske hadde ingen alvorlige uhell i andre kvartal. Det ble gjennomført revisjon hos leverandører og operatørselskaper i partneropererte prosjekter.

Jette har vært et viktig prosjekt for Det norske, og produksjonen på feltet kom i gang i andre kvartal uten skade på mennesker eller miljø.

Prosjekter med godkjent PUD

Ivar Aasen – PL 001B/242/028B (35 %, operatør)

Ivar Aasen-utbyggingen forløper etter planen. Den 21. mai godkjente Stortinget planen for utbygging og drift (PUD) for feltet.

Totale feltutbyggingskostnader for Ivar Aasen er anslått i PUD til NOK 24,7 milliarder (2012-kroner), hvorav om lag NOK 19 milliarder skal investeres før produksjonsstart i 2016.

Utbyggingen av Ivar Aasen foregår i to trinn. Ivar Aasen og West Cable kommer til å bli bygget ut i fase 1, med produksjonsstart i fjerde kvartal 2016 med en produksjonsrate (netto til Det norske) på ca. 16 000 boepd. Hanz, som ligger lenger nord, bygges ut i fase 2 og har planlagt produksjonsstart i 2019. Da er produksjonen beregnet å nå toppen, med ca. 23 000 boepd netto til Det norske.

I desember 2012 fant partnerne i PL 457 olje i brønnene 16/1-16 og 16/1-16A, det såkalte "Asha-funnet". PL 457 ligger rett øst for Ivar Aasen. Data fra de to brønnene tyder på at den østlige delen av Ivar Aasen kan inneholde større mengder.

Det norske har sammen med partnerne i Ivar Aasen undertegnet en pre-unit-avtale med partnerne i PL 457. Avtalen muliggjør en koordinert utbygging av funnene og fastsetter prinsipper for arbeidsprosessen som skal lede frem mot en første unitisering. Unitiseringsavtalen skal ferdigstilles innen juni 2014. Dette vil medføre at Det norskes totale eierandel i det utvidede feltet blir redusert. Det forventes at de ekstra volumene vil bedre prosjektøkonomien for Ivar Aasen og forlenge feltets levetid.

Gina Krog – PL 029B/029C/048/303 (3,3 %, partner)

Den 21. mai godkjente Stortinget planen for utbygging og drift (PUD) av Gina Krog-feltet (Dagny), der Statoil er operatør.

Totale investeringer i Gina Krog-utbyggingen er anslått til NOK 31 milliarder, og produksjonsstart for feltet er planlagt i første kvartal 2017. Reservene på Gina Krog er av operatøren beregnet til 225 millioner fat oljeekvivalenter.

Andre prosjekter

Johan Sverdrup – PL 265 (20 %, partner) og PL 502 (22,22 %, partner)

Det er god fremdrift mot konseptvalg for Johan Sverdrup i andre halvdel av 2013. Feltet vil sannsynligvis bli bygget ut i flere faser, men det gjenstår å konkludere med hensyn til antallet faser og tidspunktene for hver fase. Dette vil ha direkte innvirkning på både produksjonsrater og investeringsprofiler.

I andre kvartal ble to avgrensingsbrønner ferdigstilt på den vestlige delen av Johan Sverdrup. Fault Margin-brønn 16/2-17S avsluttet avgrensingsprogrammet i den sentrale delen av feltet. Denne brønnen, som ble boret nær den store forkastningslinjen som løper fra nord til sør gjennom PL 265, påviste en 82 meter oljekolonne i bergarter av jura alder. Særlig de øverste 49 meterne hadde fremragende reservoaregenskaper. Produksjonstesten bekreftet de eksepsjonelt gode strømningssegenskapene. Med en 40/63-tommers choke produserte brønnen nærmere 6000 fat per dag, med minimalt trykkfall. Også den nedre delen av brønnen viste gode strømningssegenskaper under produksjonstesting.

Hovedmålet med å bore sidestegsbrønn 16/2-17B var å undersøke potensialet for mulige reservoarbergarter fra jura i Cliffhanger Sør-prospektet på toppen av Utsirahøyden vest for Johan Sverdrup-feltet. Da det ikke ble påvist sandstein, ble brønnen klassifisert som tørr.

Leting

Selskapets utgifter relatert til leting var NOK 373 millioner i andre kvartal, hvorav NOK 271 millioner ble ført som letekostnader.

22. runde

I den 22. lisensrunden i juni fikk Det norske fire nye lisenser på norsk sokkel, hvorav to som operatør. Alle de nye lisensene ligger i Barentshavet.

Norvarg – PL 535 (10 %, partner – reduksjon i eierandel avventer godkjenning fra myndighetene)

Den 24. juni kunne partnerne i PL 535 (Norvarg) i Barentshavet melde at avgrensingsbrønn 7225/3-2 hadde påvist hydrokarboner i Kobbeformasjonen. Brønnen lå 5 km nordøst for funnbrønnen. Undersøkelser har påvist et tykt gassintervall, mer sand og bedre porøsitet enn i funnbrønnen, men produktiviteten var lavere enn forventet. Ytterligere undersøkelser vil bli gjennomført.

Darwin – PL 531 (10 %, partner)

I april kompletterte Repsol letebrønn 7218/11-1T på Darwin. Brønnen, som ligger i Barentshavet, påtraff ikke reservoarsander og ble plugget og forlatt som en tørr brønn. Det norske hadde her inngått en "farm in"-avtale vedrørende lisensen, med en eierandel på 10 prosent i en bæringsavtale. Utgiftene relatert til aktivitetene på Darwin i andre kvartal er inkludert i leteutgiftene for kvartalet.

Forretningsutvikling

Som et ledd i det kontinuerlige arbeidet med å optimere leteporteføljen gir Det norske regelmessig avkall på lisenser og inngår "farm in"- og "farm out"-avtaler.

I andre kvartal inngikk Det norske en avtale med Total E&P Norge AS om overdragelse av eierandeler i tre lisenser. Total overtar 10 prosent av PL 535, som omfatter Norvarg-funnet, fra Det norske. I bytte har Det norske overtatt Totals 62,13 prosent eierandel i PL 026D, som omfatter en del av Frigg-Delta-funnet som ble gjort i PL 442, og 10 prosent i PL 574, en letelisens i Nordsjøen.

Øvrige saker

I andre kvartal ble fem nye styremedlemmer valgt på selskapets generalforsamling i april. De nye styremedlemmene er: Sverre Skogen (styreleder), Anne Marie Cannon (nestleder), Kjell Inge Røkke, Jørgen C Arentz Rostrup og Kitty Hall. I tillegg består styret av følgende representanter valgt av og blant de ansatte: Tonje Foss, Bjørn Thore Ribesen og Inge Sundet.

Det ble også opprettet en bedriftsforsamling. De aksjonærvalgte representantene er Øyvind Eriksen (leder), Anne Grete Eidsvik, Odd Reitan,

Finn Berg Jacobsen, Leif O. Høegh, Olav Revhaug, Jens Johan Hjort og Nils Bastiansen.

Generalforsamlingen ga også styret tillatelse til å øke aksjekapitalen, i én eller flere omganger, med inntil 10 prosent. Styret fikk også fullmakt til å erverve egne aksjer med inntil 10 prosent. Fullmaktene er gyldige frem til den ordinære generalforsamlingen i 2014 men senest til og med 30. juni 2014.

I slutten av april vedtok styret å utnevne Sverre Skogen som arbeidende styreleder med virkning fra 1. mai. Administrerende direktør Erik Haugane fratradte sin stilling 1. mai og skal fungere som rådgiver for styret frem til han slutter i selskapet 1. august. Øyvind Bratsberg er utnevnt til daglig leder.

Rapport for første halvår 2013

	30. juni 2013	30. juni 2012
Olje- og gassproduksjon (fat)	684 422	217 852
Realisert oljepris (USD/fat)	103,7	116,2
Driftsinntekter (MNOK)	366	167
Letekostnader (MNOK)	504	1 012
Driftsresultat (MNOK)	-527	-1 167
Periodens resultat (MNOK)	-62	-321
Totale leteutgifter (resultat og balanse)	679	744
Antall lisenser (operatørskap)	70 (42)	67 (26)

Selskapet oppnådde i første halvår driftsinntekter på NOK 366 (167) millioner. Den totale produksjonen fra selskapets produksjonsanlegg var på 684 422 fat (217 852). Den realiserte oljeprisen var USD 103,7 (116,2) per fat. Driftsunderskuddet for første halvår 2013 ble NOK 527 (1 167) millioner, hovedsakelig som følge av høye letekostnader og avskrivninger, som ble oppveid av økte produksjonsnivåer i 2013 sammenlignet med 2012.

I tråd med selskapets regnskapsprinsipper er utgiftene ved boring av tørre brønner kostnadsført, mens utgiftene ved boring av brønner som påtreffer hydrokarboner, er aktivert i påvente av endelig vurdering av kommersialitet. Totalt har selskapet kostnadsført NOK 283 (670) millioner i forbindelse med boring av tørre brønner i første halvår 2013, mens NOK 2 341 (1 877) millioner er aktivert i balansen per 30. juni 2013.

Finansieringsaktivitetene i andre kvartal vil legge grunnlaget for utviklingen av selskapets to viktigste investeringer, Ivar Aasen og Johan Sverdrup. I juni utstedte selskapet en ny senior usikret obligasjon på NOK 1,9 milliarder. Selskapet kunngjorde også at det arbeider for å erstatte den rullerende kredittfasiliteten på USD 500 millioner med en ny på inntil USD 1000 millioner.

Det norske deltok i tre letebrønner som ble ferdigstilt i første halvår 2013, nemlig Ognå i PL 453S, Darwin i PL 531 og Cliffhanger Sør i PL 265. Alle tre ble klassifisert som tørre.

I første halvår ble fire avgrensingsbrønner komplettert i PL 265 på Johan Sverdrup. Både i Kvitsøybassenget (16/2-15), brønn 16/5-3 ca. 6 km sør for Kvitsøybassenget og Near Fault Margin (16/2-17S) ble det påvist olje i reservoarbergarter av høy kvalitet.

I tillegg deltok Det norske på en avgrensingsbrønn i PL 535 på Norvarg. Det ble påvist hydrokarboner i kobbe-formasjonen. Ytterligere vurderinger av resultatene vil bli gjennomført.

Det norske fikk tildelt åtte nye lisenser i TFO 2012 (tildeling i forhåndsdefinerte områder), hvorav tre som operatør. Alle de nye lisensene ligger i Nordsjøen. Det norske fikk også fire nye lisenser i 22. runde, hvorav to som operatør. Alle ligger i Barentshavet.

Begge brønnene på Jette kom i produksjon i første halvår. Det norske er operatør og har en eierandel på 70 prosent i Jette.

De fleste av de viktigste kontraktene på Ivar Aasen ble tildelt i første halvår, inklusive kontrakten om bygging av plattformen til en verdi av NOK 4 milliarder, som gikk til SMOE i Singapore, og kontrakten om bygging av understellet, som gikk til Saipem for NOK 709 millioner. Sammen med partnerne i Ivar Aasen har Det norske dessuten undertegnet en pre-unit-avtale med partnerne i PL 457 etter at "Asha-funnet" ble gjort. Planen for utbygging og drift (PUD) for Ivar Aasen-feltet ble godkjent av Stortinget i mai.

Risiko og usikkerhet

Investeringer i Det norske involverer risikoer og usikkerhet som beskrevet i selskapets årsrapport for 2012.

Som for alle oljeselskaper er det usikkerhet knyttet til estimater for blant annet leteresultater, reserve- og ressursanslag, samt investeringer. Det kan være usikkerhet knyttet til feltenes produksjon over tid.

Selskapet er eksponert for ulike former for finansiell risiko, herunder men ikke begrenset til svingninger i oljepris, valutakurser, renter og kapitalbehov. Disse er omtalt i selskapets årsberetning og note 29 i årsrapporten for 2012. Selskapet er også eksponert for usikkerheten i de internasjonale kapitalmarkedene, og vanskelig tilgang på kapital kan påvirke i hvilket tempo selskapet kan gjennomføre utbyggingsprosjekter. Per 30. juni 2013 har Det norske ikke inngått kontrakter eller derivater som sikrer mot svingninger i

oljepris, men selskapet har inngått enkelte valutaterminkontrakter og renteswapavtaler.

Selskapets har som mål å øke reserve- og ressursgrunnlaget gjennom et omfattende leteprogram.

Hendelser etter kvartalets slutt

Letebrønn 16/2-18 S i PL 265 undersøkte potensialet for mulige bergarter fra øvre jura i Cliffhanger Nord-prospektet på grunnfjellshøyden vest for Johan Sverdrup-feltet. Det ble ikke funnet reservoarbergarter i primærmålet. Ved hjelp av kjerneprøver er det påvist olje i grunnfjellsbergarter i sekundærmålet. Innsamling og tolkning av dataene pågår fortsatt. De endelige resultatene foreligger altså ennå ikke.

Avgrensingsbrønn 7225/3-2 i Barentshavet påviste et tykt gassintervall i Kobbe-formasjonen av trias alder i gassfunnet på Norvarg. Brønnen ble testet og viste en maksimumsrate på 175 000 Sm³ olje per strømningsdøgn gjennom en 52/64 tommer dyseåpning. Det kan foreløpig se ut som om ressursanslaget som ble gjort etter funnbrønnen, må nedjusteres.

Når det gjelder finansiering, fikk selskapet inn NOK 1,9 milliarder på obligasjonslånet som ble utstedt 2. juli. Dette obligasjonslånet vil bli bokført i tredje kvartal.

Utsikter

Det norske har en portefølje av funn. De to mest verdifulle eiendelene er eierandelen på 20 prosent i PL 265, som inneholder en del av Johan Sverdrup-feltet, og eierandelen på 35 prosent i Ivar Aasen-feltutbyggingen.

Partnerskapene i PL 265, 501 og 502 forventes å ta stilling til utbyggingskonsept for Johan Sverdrup i løpet av høsten. Unitiseringsprosessen, som vil avgjøre partnernes eierandel i det unitiserte feltet, er ventet å bli gjennomført neste år. I henhold til gjeldende plan forventes første olje i slutten av 2018.

Når det gjelder Ivar Aasen-prosjektet, vil byggingen av understellet begynne i løpet av høsten, mens produksjonen av plattformen vil ta til på nyåret. Prosjektet er i rute, og den første oljen antas å bli produsert i fjerde kvartal i 2016.

Selskapet deltar nå i leteboring på Augunshaug i PL 542 og Gotha-prospektet i PL 492. Det norske planlegger å delta i ytterligere fire letebrønner i år, Mantra/Kuro i PL 551, Trell i PL 102C, Langlitinden i PL 659 og Askja Vest/Øst i PL 035/272.

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	Q2		1.1 - 30.6	
		2013	2012	2013	2012
Petroleumsinntekter	2	283 804	68 110	362 513	163 613
Andre driftsinntekter	2	1 822	1 492	3 452	3 020
Driftsinntekter		285 626	69 603	365 965	166 633
Utforskningskostnader	3	270 635	417 140	504 374	1 011 756
Produksjonskostnader		57 086	46 154	98 598	91 420
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	5	28 515	703	30 042	9 453
Avskrivninger	4	147 844	19 780	182 842	40 126
Nedskrivninger		1 700	140 669	1 700	141 544
Andre driftskostnader	5	56 619	16 050	75 827	39 664
Driftskostnader		562 400	640 497	893 382	1 333 963
Driftsresultat		-276 773	-570 894	-527 417	-1 167 329
Renteinntekter	6	6 217	12 860	13 419	30 773
Annen finansinntekt	6	34 581	8 181	55 183	16 440
Rentekostnader	6	42 610	22 960	55 358	61 888
Annen finanskostnad	6	47 103	21 146	94 256	31 682
Netto finansposter		-48 915	-23 065	-81 012	-46 357
Resultat før skattekostnad		-325 688	-593 959	-608 429	-1 213 687
Skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	7	-284 200	-376 558	-546 615	-892 587
Periodens resultat		-41 488	-217 401	-61 814	-321 100
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per.		140 707 363	127 915 786	140 707 363	127 915 786
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per. utvannet		140 707 363	127 915 786	140 707 363	127 915 786
Resultat etter skatt pr. aksje		-0,29	-1,70	-0,44	-2,51
Resultat etter skatt pr. aksje - utvannet		-0,29	-1,70	-0,44	-2,51

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Q2		1.1 - 30.6	
	2013	2012*	2013	2012*
Periodens resultat	-41 488	-217 401	-61 814	-321 100
Aktuarielt tap pensjon		-1 709		-3 417
Skatt relatert til totalres.		1 333		2 665
Totalresultat	-41 488	-217 777	-61 814	-321 852

*se note 1 for informasjon om sammenligningstall

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert)		(Revidert)
		30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
EIENDELER				
Immaterielle eiendeler				
Goodwill	4	387 551	445 366	387 551
Aktiverte leteutgifter	4	2 340 490	1 876 622	2 175 492
Andre immaterielle eiendeler	4	718 305	790 303	665 542
Varige driftsmidler				
Varige driftsmidler	4	2 650 744	2 267 097	1 993 269
Finansielle eiendeler				
Langsiktige fordringer	10	89 788		31 995
Beregnet skatt til utbetaling	7	575 601	560 107	
Andre langsiktige eiendeler	8	205 756	24 423	193 934
Sum anleggsmidler		6 968 236	5 963 919	5 447 783
Varer				
Varelager		37 446	28 936	21 209
Fordringer				
Kundefordringer	14	367 027	171 086	101 839
Andre kortsiktige fordringer	9	226 705	304 844	342 566
Kortsiktige plasseringer		23 875	22 273	23 138
Derivater	13		1 973	
Beregnet skatt til utbetaling		1 283 074	1 420 791	1 273 737
Betalingsmidler				
Betalingsmidler	11	835 391	1 114 624	1 154 182
Sum omløpsmidler		2 773 517	3 064 528	2 916 670
SUM EIENDELER		9 741 754	9 028 447	8 364 453

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert)		(Revidert)
		30.06.2013	30.06.2012*	31.12.2012*
EGENKAPITAL OG GJELD				
Innskutt egenkapital				
Aksjekapital	12	140 707	127 916	140 707
Overkursfond		3 089 542	2 083 271	3 089 542
Sum innskutt egenkapital		3 230 249	2 211 187	3 230 249
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital	1	444 112	1 142 830	505 926
Sum egenkapital		3 674 361	3 354 017	3 736 175
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser	1	59 531	56 580	65 258
Utsatt skatt	1,7	155 374	1 584 620	126 604
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	867 394	367 813	798 057
Andre avsetninger for forpliktelser			1 252	647
Langsiktig gjeld				
Obligasjonslån	17	590 816	584 607	589 078
Annen rentebærende gjeld	18	2 147 322	219 557	1 299 733
Derivater	13	39 666	16 572	45 971
Kortsiktig gjeld				
Kortsiktig lån	15	1 272 562	1 589 775	567 075
Leverandørgjeld		165 370	250 002	258 596
Offentlige trekk og avgifter		21 037	15 898	24 536
Annen kortsiktig gjeld	16	748 319	987 754	852 722
Sum gjeld		6 067 392	5 674 430	4 628 277
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		9 741 754	9 028 447	8 364 453

*se note 1 for informasjon om sammenligningstall

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Aksjekapital	Overkursfond	Annen egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital pr. 31.12.2011	127 916	2 083 271	1 465 364	3 676 551
Prinsippendring, jfr. note 1			-684	-684
Egenkapital pr. 31.12.2011 (justert)	127 916	2 083 271	1 464 680	3 675 867
Periodens totalresultat 1.1.2012 - 30.06.2012			-321 100	-321 100
Prinsippendring, jfr. note 1			-752	-752
Egenkapital pr. 30.06.2012	127 916	2 083 271	1 142 830	3 354 017
Emisjon	12 792	1 006 271		1 019 063
Periodens totalresultat 1.7.2012 - 31.12.2012			-636 152	-636 152
Prinsippendring, jfr. note 1			-752	-752
Egenkapital pr. 31.12.2012	140 707	3 089 542	505 926	3 736 175
Periodens totalresultat 1.1.2013 - 30.06.2013			-61 814	-61 814
Egenkapital pr. 30.06.2013	140 707	3 089 542	444 112	3 674 361

KONTANTSTRØMANALYSE (urevidert)

(Alle tall i NOK 1000)	Note	Q2		01.01-30.06.		År
		2013	2012	2013	2012	2012
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter						
Resultat før skattekostnad		-325 688	-593 959	-608 429	-1 213 687	-3 948 876
Periodens mottatte skattefordring						1 443 140
Avskrivninger	4	147 844	19 780	182 842	40 126	111 687
Nedskrivninger		1 700	140 669	1 700	141 544	2 149 653
Kalkulatorisk rente i nåverdiberegning av fjerningsforpliktelser	19	10 812	4 373	20 736	8 579	17 519
Tilbakeføring av skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA)	3		-20 000		-42 000	-57 000
Tap ved salg av lisensandel		734		734	6 684	13 461
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	13	-9 077	16 806	-6 369	14 598	44 847
Amortisering av rente- og etableringskostnader		9 307	9 073	18 598	13 507	39 576
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	3,4	119 394	321 955	282 957	669 560	1 116 403
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-361 989	-46 064	-374 651	-41 101	44 467
Endring i andre korsiktige tidsavgrensningskostnader		113 666	440 310	-78 258	792 593	444 144
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		-293 296	292 943	-560 139	390 403	1 419 021
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter						
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt		-11 313	-88	-13 370	-150	-678
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	4	-297 028	-892 399	-758 213	-1 168 287	-2 874 627
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	4	-288 504	-74 078	-524 511	-365 944	-1 114 277
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser		1 225		1 225	3 134	414 336
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-595 620	-966 565	-1 294 868	-1 531 247	-3 575 247
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter						
Etableringsgebyr	18				-85 294	-118 219
Emisjon						1 019 063
Nedbetaling av kortsiktig gjeld			-200 000		-200 000	-2 000 000
Nedbetaling av langsiktig gjeld						-600 000
Opptak av langsiktig gjeld	18	688 601	299 165	836 217	299 165	1 967 968
Opptak av kortsiktig gjeld	15	300 000	800 000	700 000	1 400 000	2 200 000
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		988 601	899 165	1 536 217	1 413 871	2 468 812
Netto endring i betalingsmidler		99 685	225 543	-318 790	273 026	312 585
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		735 706	889 081	1 154 182	841 599	841 599
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		835 391	1 114 624	835 391	1 114 624	1 154 183
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:						
Bankinnskudd		823 391	1 105 644	823 391	1 105 644	1 140 750
Bundne bankinnskudd		12 000	8 980	12 000	8 980	13 432
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	11	835 391	1 114 624	835 391	1 114 624	1 154 182

NOTER

(Alle tall i NOK 1 000)

Denne delårsrapporten er utarbeidet i henhold til internasjonale standarder for finansiell rapportering (IFRS), utgitt av styret i IASB og i tråd med IAS 34 "Delårsrapportering". Kvartalsrapporten er urevidert.

Note 1 Regnskapsprinsipper

Regnskapsprinsippene som er benyttet i denne rapporten er i samsvar med prinsippene benyttet i årsregnskapet for 2012, med følgende unntak:

Pensjon

Fra 1. januar 2013 har foretaket anvendt IAS 19 Ytelser til ansatte (juni 2011) ("IAS 19R") og endret basis for beregning av pensjonsforpliktelser og pensjonskostnader. Foretaket har tidligere benyttet korridormetoden for regnskapsføring av uamortiserte estimatavvik. Korridormetoden er ikke lenger tillatt, og alle estimatavvik skal etter IAS 19R føres i oppstilling over andre inntekter og kostnader (OCI). Korridoren per 1. januar 2012 som utgjorde NOK 3,1 millioner er nullstilt. Pensjonsforpliktelsen økte tilsvarende per 1. januar 2012, mens egenkapitalen ble redusert med NOK 0,7 millioner (etter skatt), og NOK 1,5 millioner pr 31. Desember 2012.

Tidligere ble avkastning på pensjonsmidler beregnet ved bruk av en langsiktig forventet avkastning på pensjonsmidlene. Som følge av anvendelse av IAS 19R, beregnes nå periodens netto rentekostnad ved å anvende diskonteringsrenten for forpliktelsen på begynnelsen av perioden på netto forpliktelsen. Netto rentekostnad består derfor av rente på forpliktelsen og avkastning på midlene, begge beregnet med diskonteringsrenten. Endringer i netto pensjonsforpliktelse som følge av premiebetaling og utbetaling av pensjon hensyntas. Forskjellen mellom faktisk avkastning på pensjonsmidlene og den resultatførte regnskapsføres fortløpende mot OCI. Pensjonskostnaden i 2012 under tidligere prinsipp utgjorde NOK 29,7 millioner.

Som følge av endret prinsipp for behandling av uamortisert estimatavvik og beregning av netto rentekostnad, økte den resultatførte pensjonskostnaden til NOK 36,5 millioner, mens estimatavvik på NOK 6,8 millioner ble belastet andre inntekter og kostnader. Pensjonsforpliktelsen per 31. januar 2012 økte til NOK 65,3 millioner. IAS 19 R er anvendt retrospektivt, og sammenligningstallene er endret.

Note 2 Inntekter

Spesifikasjon av inntekter:	Q2		01.01.-30.06	
	2013	2012	2013	2012
Inntektsførte oljeinntekter	237 323	62 974	284 621	154 524
Inntektsførte gassinntekter	39 315		65 130	
Tariffinntekter	7 167	5 137	12 762	9 089
Sum petroleumsinntekter	283 804	68 110	362 513	163 613
Spesifikasjon av produserte volumer (fat):				
Olje	383 813	94 780	469 154	217 852
Gass	126 970		215 268	
Sum produserte volumer	510 783	94 780	684 422	217 852
Andre driftsinntekter (relatert til framleie av kontorlokaler)	1 822	1 492	3 452	3 020

Note 3 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	Q2		01.01.-30.06	
	2013	2012	2013	2012
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	68 137	46 925	128 482	190 378
Viderebelastning av riggekostnader	-25 824	21 429	-64 242	40 526
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	27 550	38 704	65 535	101 288
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	82 812	175 996	96 805	237 991
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	36 583	145 959	186 153	431 569
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskost.	75 000	5 997	83 000	40 758
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	6 378	2 129	8 641	11 245
Reversering av skatt på mindreverdi relatert til virksomhetsoverdragelse		-20 000		-42 000
Sum utforskningskostnader	270 635	417 140	504 374	1 011 756

Note 4 Varige driftsmidler/immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler	Produksjons- anlegg inkl.			Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
	Felt under utbygging	brønner			
Balanseført verdi 31.12.2012	1 364 097	577 290	51 882	1 993 269	
Anskaffelseskost 31.12.2012	3 163 747	1 232 675	126 062	4 522 484	
Tilgang	430 005	90 942	2 209	523 155	
Anskaffelseskost 31.03.2013	3 593 752	1 323 617	128 271	5 045 640	
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2013	1 799 650	680 125	79 259	2 559 034	
Balanseført verdi 31.03.2013	1 794 102	643 492	49 012	2 486 605	
Anskaffelseskost 31.03.2013	3 593 752	1 323 617	128 271	5 045 640	
Tilgang	270 623	10 838	15 567	297 028	
Reklassifisering	-2 874 622	2 883 388		8 766	
Anskaffelseskost 30.06.2013	989 753	4 217 844	143 838	5 351 434	
Akk av- og nedskrivninger 30.06.2013		2 616 424	84 267	2 700 691	
Balanseført verdi 30.06.2013	989 753	1 601 421	59 571	2 650 744	
Avskrivninger Q2 2013		136 650	5 008	141 657	
Avskrivninger 1.1 - 30.06.2013		161 389	10 087	171 475	
Nedskrivninger Q2 2013	-1 799 650	1 799 650			
Nedskrivninger 1.1 - 30.06.2013	-1 799 650	1 799 650			

Balanseførte letekostnader er klassifisert som "felt under utbygging" når felt går inn i utbyggingsfase. Felt under utbygging omklassifiseres og avskrives fra produksjonsstart. Produksjonsanlegg inklusive brønner, avskrives etter produksjonshetsmetoden. Kontormaskiner, inventar etc. avskrives lineært over levetiden, som er 3-5 år. Fjernings eiendel inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegget i tabellen ovenfor.

Immaterielle eiendeler	Andre immaterielle eiendeler			Letebrønner	Goodwill
	Lisenser m.m.*	Software	Totalt		
Balanseført verdi 31.12.2012	661 643	3 899	665 542	2 175 492	387 551
Anskaffelseskost 31.12.2012	1 104 425	45 180	1 149 606	2 175 492	644 570
Tilgang		219	219	235 788	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				163 563	
Anskaffelseskost 31.03.2013	1 104 425	45 399	1 149 825	2 247 717	644 570
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2013	447 333	41 910	489 243		257 019
Balanseført verdi 31.03.2013	657 093	3 489	660 582	2 247 717	387 551
Anskaffelseskost 31.03.2013	1 104 425	45 399	1 149 824	2 247 717	644 570
Tilgang	65 000	1 078	66 078	222 892	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	467		467	121 354	
Reklassifisering				-8 766	
Anskaffelseskost 30.06.2013	1 168 959	46 477	1 215 436	2 340 490	644 570
Akk av- og nedskrivninger 30.06.2013	454 580	42 550	497 130		257 019
Balanseført verdi 30.06.2013	714 379	3 927	718 305	2 340 490	387 551
Avskrivninger Q2 2013	5 547	640			
Avskrivninger 1.1 - 30.06.2013	10 097	1 269			
Nedskrivninger Q2 2013	1 700				
Nedskrivninger 1.1 - 30.06.2013	1 700				

	Q2 2013	01.01. - 30.06 2013
Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:		
Avskrivning av varige driftsmidler	141 657	171 475
Avskrivning av immaterielle eiendeler	6 187	11 366
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	147 844	182 842

Software avskrives lineært over levetiden som er tre år. Lisenser relatert til felt i produksjon avskrives etter produksjonshetsmetoden.

* Ivar Aasen-feltet har en investeringsforpliktelse mot Edvard Grieg-feltet for tilpasning av installasjonene for å kunne motta petroleum fra Ivar Aasen-feltet. Denne prosesseringsretten er ansett som en "immateriell eiendel" og er inkludert med NOK 65 millioner pr. 30.06.2013.

Note 5 Lønnskostnader og andre driftskostnader

	Q2		01.01.-30.06	
	2013	2012	2013	2012
Totale lønnskostnader	123 015	93 499	230 542	189 313
Andel av lønnskostnader klassifisert som utforsknings-, utbyggings- eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-94 500	-92 795	-200 500	-179 859
Netto lønnskostnader	28 515	703	30 042	9 453

	Q2		01.01.-30.06	
	2013	2012	2013	2012
Totale andre driftskostnader	83 898	62 670	157 196	137 762
Andel av andre driftskostnader klassifisert som utforsknings-, utbyggings-, eller produksjonskostnader, samt kostnader fakturert til lisenser	-27 279	-46 620	-81 369	-98 098
Netto andre driftskostnader	56 619	16 050	75 827	39 664

Note 6 Finansposter

	Q2		01.01.-30.06	
	2013	2012	2013	2012
Renteinntekter	6 217	12 860	13 419	30 773
Avkastning på finansielle plasseringer	250		738	763
Valutagevinst	25 254	8 416	45 368	13 704
Verdiendring derivater	9 077	-234	9 077	1 973
Sum annen finansinntekt	34 581	8 181	55 183	16 440
Rentekostnader	66 338	41 719	124 233	89 201
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-33 035	-27 832	-87 474	-40 819
Amortiserte lånekostnader	9 307	9 073	18 598	13 507
Sum rentekostnader	42 610	22 960	55 358	61 888
Valutatap	43 784	4 334	85 238	14 870
Verdiendringer derivater	3 320	16 572	9 018	16 572
Verdiendringer andre finansielle investeringer		240		240
Sum annen finanskostnad	47 103	21 146	94 256	31 682
Sum netto finansposter	-48 915	-23 065	-81 012	-46 357

Note 7 Skatt

Skattekostnaden består av:	Q2		01.01.-30.06	
	2013	2012	2013	2012
Beregnet skatt til gode av utforskningskostnader dette år	-314 462	-138 499	-575 601	-560 107
Endring utsatt skatt	30 262	-342 204	28 164	-436 499
Tilbakeført skatteelement mindreverdi purchase price allocation (PPA), ført mot utforskningskostnader		20 000		42 000
Endring av tidligere års ligning			822	-26 986
Skatt på mer-/mindreverdi kostnadsført i perioden		84 145		89 005
Sum skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	-284 200	-376 558	-546 615	-892 587

Beregnet skatt til utbetaling:	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Beregnet skatt til gode av utforskningskostnader dette år	575 601	560 107	
Sum skatt til utbetaling	575 601	560 107	

Utsatt skatt:	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Utsatt skatt 1.1.	126 604	2 039 627	2 039 627
Endring utsatt skatt	28 164	-436 499	-1 672 167
Utsatt skatt relatert til prinsippendring		-2 665	-5 331
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser			-178 525
Endring av tidligere års ligning	606	-15 842	
Korreksjon av utsatt skatt på merverdier			-57 000
Sum utsatt skatt	155 374	1 584 620	126 604

Skatteeffekt av underskudd til fremføring	skattesats	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Underskudd til fremføring	28 %	-381 428	-187 800	-325 590
Underskudd til fremføring	50 %	-737 211	-323 141	-588 853

Midlertidig forskjell av underskudd til fremføring er inkludert i utsatt skatt.

Det er gjennomført full skatteberegning i tråd med regnskapsprinsippene beskrevet i årsrapporten for 2012. I balansen er beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktivitet i 2013 ført som langsiktig post. Denne forventes utbetalt i desember 2014. Beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktiviteter i 2012 er ført som omløpsmidler og forventes utbetalt i desember 2013.

Note 8 Andre langsiktige eiendeler

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	12 000	12 000	12 000
Rentereserve kredittfasilitet	181 063		169 240
Husleiedeposium	12 694	12 423	12 694
Sum andre langsiktige eiendeler	205 756	24 423	193 934

Note 9 Andre kortsiktige fordringer

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	59 221	51 168	33 648
Tilgode merverdiavgift	8 940	11 610	21 289
Mer-/mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	10 238	-2 561	24 288
Andre fordringer inkludert fordringer i operatørlisenser	149 241	222 625	263 341
Forskuddsbetalinger, Transocean Barents		22 003	
Sum andre kortsiktige fordringer	227 640	304 844	342 566

Note 10 Langsiktige fordringer

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Fordringer relatert til utsatt volum på Atla	89 788		31 995
Sum langsiktige fordringer	89 788		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 gjennom 2013 og inn i 2014. Inntekter er bokført basert på fysisk produksjonsvolum verdsatt til markedsverdi. Denne utsatte kompensasjon er bokført som langsiktig fordring.

Note 11 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler:	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Kontanter	5	5	5
Bankinnskudd	823 386	1 105 639	1 140 745
Bundne midler (skattetrekk)	12 000	8 980	13 432
Sum betalingsmidler	835 391	1 114 624	1 154 181
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån	433 214	247 188	587 759
Ubenyttet trekkrettigheter kredittfasilitet	845 027		1 383 498

Note 12 Aksjekapital

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Aksjekapital	140 707	127 916	140 707
Antall aksjer i hele tusen	140 707	127 916	140 707
Pålydende pr aksje i NOK	1.00	1.00	1.00

Note 13 Derivater

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Urealisert tap rentebytteavtale	39 666	16 572	45 971
Sum derivater	39 666	16 572	45 971

Det norske oljeselskap har inngått tre rentebytteavtaler. Formålet er å bytte flytende mot fast rente. Disse rentebytteavtalene er bokført til markedsverdi.

Pr 30.06.12 hadde selskapet også en urealisert gevinst på NOK 1,9 millioner relatert til valuta terminkontrakter.

Note 14 Kundefordringer

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	319 538	27 575	23 211
Utfakturering knyttet til rigg m.m	47 489	143 513	78 628
Sum kundefordringer	367 027	171 087	101 839

Note 15 Kortsiktige lån

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Letefasilitet	1 300 000	1 600 000	600 000
Etableringsgebyr til amortisering	-27 438	-10 225	-32 925
Sum kortsiktig lån	1 272 562	1 589 775	567 075

Selskapet fornyet i 2012 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 informasjon om ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån, se note 11 "Betalingsmidler".

Note 16 Annen kortsiktig gjeld

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	24 915	118 493	113 072
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	362 777	702 494	519 439
Meruttak av petroleum	93 367		
Annen kortsiktig gjeld	267 260	166 767	220 211
Sum annen kortsiktig gjeld	748 319	987 754	852 722

Note 17 Obligasjonslån

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann	600 000	600 000	600 000
Etableringsgebyr - rest til amortisering	-9 184	-15 393	-10 922
Sum obligasjonslån	590 816	584 607	589 078

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.

Note 18 Annen rentebærende gjeld

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Kredittfasilitet	2 168 923	298 665	1 399 702
Etableringsgebyr - rest til amortisering	-56 863	-79 608	-68 235
Urealiserte valutaeffekter	35 262	500	-31 734
Sum annen rentebærende gjeld	2 147 322	219 557	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.

Note 19 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

	30.06.2013	30.06.2012	31.12.2012
Avsetning pr. 1.1	798 057	285 201	285 201
Påløpt fjerning	-13 370	-150	-677
Kalkulatorisk rente nåverdberegning	20 736	8 579	17 519
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt	61 970	74 182	496 015
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	867 394	367 813	798 057

Selskapets fjernings- og nedstengingsforpliktelser relateres 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.

Avsetningen er basert på et konsept for gjennomføring som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer.

Note 20 Usikre forpliktelser

I annet kvartal 2012 kunngjorde selskapet at det hadde mottatt varsel om endring av ligning for inntektsårene 2009 og 2010 fra Oljeskattekontoret. I slutten av tredje kvartal 2012 svarte selskapet på varselet om endring av ligning ved å sende inn detaljerte kommentarer.

Det norske 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 21 Investering i felles kontrollerte eiendeler

Partner-opererte:			Operatørskap:		
Lisens	30.06.2013	31.12.2012	Lisens	30.06.2013	31.12.2012
PL 029B	20,0 %	20,0 %	PL 001B	35,0 %	35,0 %
PL 035	25,0 %	25,0 %	PL 027D	60,0 %	60,0 %
PL 035B	15,0 %	15,0 %	PL 028B	35,0 %	35,0 %
PL 035C	25,0 %	25,0 %	PL 103B	70,0 %	70,0 %
PL 038	5,0 %	5,0 %	PL 169C	50,0 %	50,0 %
PL 038D	30,0 %	30,0 %	PL 242	35,0 %	35,0 %
PL 048B	10,0 %	10,0 %	PL 337*	0,0 %	45,0 %
PL 048D	10,0 %	10,0 %	PL 356*	0,0 %	50,0 %
PL 102C	10,0 %	10,0 %	PL 364	50,0 %	50,0 %
PL 102D	10,0 %	10,0 %	PL 414	40,0 %	40,0 %
PL 265	20,0 %	20,0 %	PL 414B	40,0 %	40,0 %
PL 272	25,0 %	25,0 %	PL 450	60,0 %	60,0 %
PL 332	40,0 %	40,0 %	PL 460	100,0 %	100,0 %
PL 362	15,0 %	15,0 %	PL 482*	0,0 %	65,0 %
PL 438	10,0 %	10,0 %	PL 494****	30,0 %	0,0 %
PL 440S*	0,0 %	10,0 %	PL 494B****	30,0 %	0,0 %
PL 442	20,0 %	20,0 %	PL 494C****	30,0 %	0,0 %
PL 453S	25,0 %	25,0 %	PL 497	35,0 %	35,0 %
PL 492***	40,0 %	50,0 %	PL 497B	35,0 %	35,0 %
PL 494****	0,0 %	30,0 %	PL 504	29,3 %	29,3 %
PL 494B****	0,0 %	30,0 %	PL 504BS	58,5 %	58,5 %
PL 494C****	0,0 %	30,0 %	PL 512	30,0 %	30,0 %
PL 502	22,2 %	22,2 %	PL 542	60,0 %	60,0 %
PL 522	10,0 %	10,0 %	PL 542B**	60,0 %	0,0 %
PL 531	10,0 %	10,0 %	PL 549S	35,0 %	35,0 %
PL 533	20,0 %	20,0 %	PL 553	40,0 %	40,0 %
PL 535	20,0 %	20,0 %	PL 573S	35,0 %	35,0 %
PL 535B*****	20,0 %	0,0 %	PL 593*	0,0 %	60,0 %
PL 550	20,0 %	20,0 %	PL 626	50,0 %	50,0 %
PL 551	20,0 %	20,0 %	PL 659	30,0 %	30,0 %
PL 554	20,0 %	20,0 %	PL 663	30,0 %	0,0 %
PL 554B	20,0 %	20,0 %	PL 677	60,0 %	0,0 %
PL 558	20,0 %	20,0 %	PL 709	40,0 %	0,0 %
PL 561*	0,0 %	20,0 %	PL 715	40,0 %	0,0 %
PL 563	30,0 %	30,0 %	Antall	30	26
PL 567	40,0 %	40,0 %			
PL 568	20,0 %	20,0 %			
PL 571	40,0 %	40,0 %			
PL 613	35,0 %	35,0 %			
PL 619	30,0 %	30,0 %			
PL 627	20,0 %	20,0 %			
PL 652*	0,0 %	20,0 %			
PL 667**	30,0 %	0,0 %			
PL 672**	25,0 %	0,0 %			
PL 676S**	20,0 %	0,0 %			
PL 678S**	25,0 %	0,0 %			
PL 681**	16,0 %	0,0 %			
PL 706	20,0 %	0,0 %			
Antall	42	41			

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2012. Tilbudene ble kunngjort i 2013.

*** Lisenstransaksjoner.

**** Det norske tidligere partner, nå operatør.

***** Ordinær konsesjonstildeling, 22 runde.

Note 22 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2013		2012				2011		
	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2
Driftsinntekter	285 626	80 339	116 797	49 014	69 603	97 031	92 384	81 843	96 293
Utforskningskostnader	270 635	233 738	194 924	402 635	417 140	594 616	105 329	119 927	177 791
Produksjonskostnader	57 086	41 512	74 027	45 515	46 154	45 266	42 621	42 894	52 336
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	28 515	1 527	267	1 280	703	8 750	9 061	5 905	10 133
Avskrivninger	147 844	34 997	56 505	15 056	19 780	20 346	21 532	17 044	20 618
Nedskrivninger	1 700		127 155	1 880 953	140 669	875	127 117		28 045
Andre driftskostnader	56 619	19 208	21 995	21 140	16 050	23 614	12 554	14 785	15 222
Driftskostnader	562 400	330 983	474 873	2 366 579	640 497	693 467	318 214	200 555	304 146
Driftsresultat	-276 773	-250 644	-358 076	-2 317 565	-570 894	-596 436	-225 830	-118 712	-207 853
Netto finansposter	-48 915	-32 097	-13 763	-45 784	-23 065	-23 293	-41 429	-36 239	-51 758
Resultat før skattekostnad	-325 688	-282 741	-371 839	-2 363 349	-593 959	-619 728	-267 259	-154 951	-259 611
Skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	-284 200	-262 415	-324 575	-1 774 462	-376 558	-516 030	-141 846	-114 957	-217 450
Periodens resultat	-41 488	-20 326	-47 264	-588 887	-217 401	-103 698	-125 413	-39 993	-42 161

Erklæring fra styret og administrerende direktør

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets halvårsregnskap for perioden 1. januar til 30. juni 2013 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.

Halvårsberetningen, sammen med 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. august 2013

Sverre Skogen, styreleder

Anne Marie Cannon, nestleder

Tom Røtjer, styremedlem

Kjell Inge Røkke, styremedlem

Tonje Foss, styremedlem

Kitty Hall, styremedlem

Inge Sundet, styremedlem

Jørgen C. Arentz Rostrup, styremedlem

Bjørn Thore Ribesen, styremedlem

Maria Moræus Hanssen, styremedlem

Øyvind Bratsberg, daglig leder

Det norske oljeselskap ASA

www.detnor.no

Post- og besøksadresse:

Føniks, Munkegata 26

7011 Trondheim

Telefon: +47 90 70 60 00

Faks: +47 73 54 05 00

