



DETNORSKE

Rapport for
tredje kvartal
Trondheim, 5. november, 2014



Innhold

Oppsummering av tredje kvartal	4
Resultater.....	6
Feltresultater og oljepriser	6
Helse, miljø og sikkerhet.....	6
Prosjekter med godkjent PUD	7
Andre prosjekter.....	7
Leting	8
Forretningsutvikling.....	8
Integrasjon av MONAS	9
Risiko og usikkerhet.....	11
Utsikter	12
Regnskap.....	14

Rapport for tredje kvartal 2014

Oppsummering av tredje kvartal

(Alle tall i parentes gjelder 3. kvartal 2013)

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske" eller "selskapet") hadde inntekter på 112 millioner kroner (324) i tredje kvartal.

Letekostnader på 426 millioner kroner (588) bidro til et driftsunderskudd på 552 millioner kroner (518). Netto finanskostnader var på -184 millioner kroner (-131). Nettoresultat for tredje kvartal var -104 millioner kroner (-158), etter en skatteinntekt på 633 millioner kroner (491).

Det norske fire felt i produksjon – Jette, Atla, Varg og Jotun – produserte i snitt 2 335 boepd dette kvartalet. Realisert oljepris var i snitt USD 104 pr. fat.

Integrasjonsarbeidet fortsatte gjennom hele kvartalet, og 15. oktober 2014 sluttførte Det norske oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS ("MONAS"). Gjennom dette oppkjøpet ble Det norske et stort og robust E&P-selskap med nærmere 500 ansatte og aktiviteter innen leting, utbygging og produksjon. De to selskapene har siden avtalen ble inngått, gjennomført en ambisiøs integrasjonsprosess på bare fire og en halv måned. I løpet av kvartalet har selskapet gjort en fortrinnsrettsemisjon på 3 milliarder kroner og ferdigstilt en reservebasert lånefasilitet på 3 milliarder dollar.

I dette kvartalet deltok Det norske i boringen av to undersøkelsesbrønner og to avgrensingsbrønner. Både Heimdalshø- og Kvitvola-prospektene var tørre. Avgrensingsbrønnen på Gohta var ferdig boret i juli, mens boringen på Garantiana ble fullført i november.

I begynnelsen av november offentliggjorde pre-unit-operatøren for Johan Sverdrup-feltet konsekvensutredningen for den første fasen av utbyggingen.

Konsekvensutredningen bekrefter at prosjektet forløper etter planen, og det ble ikke gjort noen endringer i forventede investeringer for fase I av utbyggingen.

Fremdriften i Ivar Aasen-prosjektet er fortsatt i tråd med forventningene, og konstruksjonen av plattformdekket i Singapore og stålunderstellet på Sardinia går som planlagt. Den oppjekkbara riggen Maersk Interceptor ankom Norge i oktober.

Viktige hendelser i tredje kvartal 2014

- **Den 23. september** varslet Det norske at selskapet vil benytte retten til å utøve opsjonen for å innfri DETNOR01-obligasjonen på 600 millioner kroner
- **Den 9. september** meldte Det norske at letebrønn 34/7-36 S T2 på Kvitvola-prospektet ikke påtraff hydrokarboner
- **Den 29. august** meldte Det norske at letebrønn 2/9-5S på Heimdalshø-prospektet ikke påtraff hydrokarboner
- **Den 6. august** gjennomførte Det norske fortrinnsrettsemisjonen på 3 milliarder kroner. De nye aksjene er notert på Oslo Børs
- **Den 21. juli** kunngjorde Det norske resultater fra avgrensingsbrønn 7120/1-4S, brønn nr. 2 på Gohta, og to produksjonstester ble gjennomført
- **Den 8. juli** undertegnet Det norske en reservebasert lånefasilitet på 3 milliarder dollar
- **Den 7. juli** ble den nye ledergruppen presentert

Viktige hendelser etter kvartalets slutt

- **Den 15. oktober** ble oppkjøpet av MONAS sluttført
- **Den 3. november** ble konsekvensutredningen for Johan Sverdrup fase 1 publisert
- **Den 3. november** kunngjorde Det norske resultater fra avgrensingsbrønnen Garantiana II

Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater

MNOK = millioner kroner	Q3 14	Q2 14	Q1 14	Q4 13	Q3 13	Q2 13	2013
Jette (boepd), 70 %	1 080	1 758	1 458	2 710	4 378	3 594	2 683
Atla (boepd), 10 %	621	282	750	1 031	981	1 446	1 177
Varg (boepd), 5 %	494	535	500	412	377	398	403
Glitne (boepd), 10 %	0	0	0	0	0	0	11
Enoch (boepd), 2 %	0	0	0	0	0	0	0
Jotun Unit (boepd), 7 %	140	122	188	175	204	175	191
Total produksjon (boepd)	2 335	2 698	2 895	4 328	5 940	5 613	4 463
Olje- og gassproduksjon (tusen fat oljeekvivalenter)	215	245	261	398	547	511	1 629
Realisert oljepris (USD/fat)	104	108	107	109	112	103	107

Driftsinntekter (MNOK)	112	454	158	254	324	286	944
EBITDA (MNOK)	-381	201	-12	-400	-348	-127	-1 091
Kontantstrøm fra produksjon (MNOK)	64	98	112	151	269	227	684
Letekostnader (MNOK)	426	123	110	544	588	271	1 637
Totale leteutgifter (kostnadsførte og balanseførte) (MNOK)	554	304	151	400	581	373	1 659
Driftsresultat (MNOK)	-552	119	-268	-1 182	-518	-277	-2 227
Periodens nettoresultat (MNOK)	-104	167	-16	-329	-158	-41	-548
Antall lisenser (operatørskap)	70 (25)	74 (27)	77 (27)	80 (33)	74 (30)	72 (30)	80 (33)

Resultater

Regnskap for tredje kvartal

Driftsinntektene i tredje kvartal falt til 112 millioner kroner (324), i tråd med nedgangen i produksjonen. Total produksjon i tredje kvartal var 2 335 boepd (5 940).

Letekostnadene utgjorde 426 millioner kroner (588) da to tørre brønner ble utgiftsført i kvartalet. Driftsunderskuddet økte til 552 millioner kroner (518) ettersom inntektene gikk ned, men ble for det meste oppveid av lavere OPEX.

Lønn og lønnsrelaterte kostnader var på -52 millioner kroner (4) som følge av at selskapet registrerte en engangs regnskapsmessig gevinst knyttet til endring i pensjonsordning. Avskrivninger økte til 172 millioner kroner (164), en økning som i hovedsak skyldes justeringer fra tidligere perioder.

Netto finanskostnader i tredje kvartal økte til 184 millioner kroner (131), hovedsakelig på grunn av valutatap.

Periodens nettoresultat var -104 millioner kroner (-158) etter en skatteinntekt på 633 millioner kroner (491).

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 57 millioner kroner (556). Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter var -1 259 millioner kroner (-875), som i hovedsak skyldes økte investeringer i felt under utbygging. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter var 3 107 millioner kroner (701) som følge av at selskapet gjorde en emisjon på 3 milliarder kroner.

Pr. 30. september var selskapets beholdninger av betalingsmidler 2 870 millioner kroner (1 218). Skattefordring til utbetaling i desember 2014 er 1 427 millioner kroner (1 288). Skattefordring opptjent i 2014 er på 847 millioner kroner (1 057). Ettersom selskapet i tiden fremover vil være i skatteposisjon, vil dette bli motregnet mot betalbar skatt snarere enn å bli utbetalt i desember 2015.

Selskapets egenkapitalandel pr. 30. september 2014 var 40,1 prosent (32,9). Investeringer i felt under utbygging, balanseførte letekostnader og kontantbeholdning bidro til totale eiendeler på 15 476 millioner kroner (10 689) pr. 30. september.

Feltresultater og oljepriser

Det norske produserte 214 789 fat oljeekvivalenter (boe) i tredje kvartal 2014. Dette tilsvarer 2 335 (5 940) boepd. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 104 dollar (112) pr. fat, mens gassen ble inntektsført til en gjennomsiktig pris på 1,7 kroner (2,3) pr. standard kubikkmeter (Sm³).

Jette (70 prosent, operatør) kom i produksjon i mai 2013. Med en gjennomsnittlig produksjon på 1 080 (4 378) boepd netto i tredje kvartal sto Jette for 46 prosent av den totale produksjonen. Jette-feltet hadde stabil produksjon fra begge brønnene i tredje kvartal.

Atla (10 prosent, partner) produserte i gjennomsnitt 621 (981) boepd netto i tredje kvartal og sto for 27 prosent av den totale produksjonen. Produksjonen på Atla dette kvartalet ble påvirket av vedlikehold på Heimdal og Forties.

Varg (5 prosent, partner) produserte 494 (377) boepd netto til Det norske i tredje kvartal, tilsvarende 21 prosent av produksjonen totalt.

Den gjennomsnittlige produksjonsraten på Jotun (7 prosent, partner) var 140 (204) boepd netto til Det norske i tredje kvartal, som tilsvarer 6 prosent av produksjonen totalt. Produksjonen holdt seg stabil i løpet av kvartalet.

Helse, miljø og sikkerhet

Selskapet er opptatt av å sikre at utbyggingen av alle dets prosjekter skjer i henhold til de høyeste HMS-standarder i oljebransjen.

Tredje kvartal var preget av integrasjonen av Det norske og MONAS, herunder arbeidet med HMS, beredskap og styringssystemer. Et omfattende beredskapsprogram er implementert i løpet av kvartalet for å oppnå samordnede beredskapstiltak.

I september utførte Sjøfartsdirektoratet revisjon av Det norske for å kontrollere selskapets forberedelser med sikte på overtakelsen av Alvheim FPSO.

Prosjekter med godkjent PUD

Ivar Aasen – PL 001B/242/457 (34,78 prosent, operatør)

De sentrale prosjekterings- og byggeaktivitetene på Ivar Aasen-prosjektet forløper etter planen med planlagt produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Ivar Aasen bygges ut med stålunderstell. Plattformdekket vil ha boligkvarter og et prosesseringsanlegg for førstetrinns separasjon.

Byggingen av plattformdekket forløper som planlagt på SMOE-verftet i Singapore. Nå er kjellerdekket sandblåst og malt, og prefabrikasjonen av rør er godt i gang. Det er nylig foretatt en 60 %-gjennomgang av prosjekteringen for plattformdekket.

Dette kvartalet fortsatte bygging av stålunderstellet i Arbatax på Sardinia. De to midtseksjonene er nå på plass, og de to bunnseksjonene (de siste av totalt seks) forventes å komme på plass i løpet av fjerde kvartal.

I august forlot den oppjekkbare riggen Maersk XLE-2 verftet i Singapore og ankom Norge tidlig i oktober. Riggen, som er verdens største oppjekkbare rigg, ble døpt Maersk Interceptor i slutten av oktober. Det norske skal overta riggen før året er omme, og ha den på kontrakt til sent i 2019. Boring av geopilotbrønner forventes å starte tidlig i 2015 og produksjonsbrønner i annet kvartal 2015.

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

Utbyggingen av Gina Krog-feltet er i rute, og oppstart er planlagt til første kvartal 2017.

Feltutbyggingsplanen omfatter et stålunderstell og et integrert plattformdekk med boligkvarter og prosesseringsanlegg. Oljen fra Gina Krog vil bli eksportert til markedene med skytteltankere, mens gassen vil bli ført ut via Sleipner-plattformen.

Andre prosjekter

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

Den 3. november offentliggjorde Statoil, som er pre-unitoperatør for Johan Sverdrup-feltet, konsekvensutredningen for fase 1 av utbyggingen. Konsekvensutredningen bekrefter at prosjektet forløper etter planen.

Fase 1 omfatter etablering av et feltsenter bestående av en prosessplattform, en boreplattform, en stigerørsplattform og en boligplattform. Planen er at PUD for Johan Sverdrup fase 1 skal sendes inn til myndighetene senest i første kvartal 2015, med planlagt produksjonsstart i fjerde kvartal 2019. Totale investeringer i fase I er anslått til mellom 100 og 120 milliarder kroner.

Konsekvensutredningen skisserte også ulike scenarier for full utbygging av Johan Sverdrup-feltet. Konseptet for fremtidige faser er ennå ikke avgjort, og estimatene for de ulike scenariene med full feltutbygging er dermed usikre. Foreløpige investeringsestimater for full feltutbygging er imidlertid i størrelsesordenen 170 – 220 milliarder kroner. Den fullstendige konsekvensutredningen er tilgjengelig på selskapets nettsted.

Rettighetshaverne på Johan Sverdrup har innledet forhandlinger om en unitiseringsavtale. PUD forventes godkjent av Stortinget i løpet av vårsesjonen i 2015. Konseptet for fasene fremover vil bli vedtatt i en egen beslutningsprosess på et senere tidspunkt, trolig i 2016.

Det omfattende arbeidet på fase 1 av DG3/PUD fortsatte i tredje kvartal og gikk stort sett etter planen både hos Statoil og hos eksterne leverandører som står for forprosjekteringen (Front End Engineering and Design – FEED), som etter planen skal være klar i november. Aker Solutions har hovedkontrakten på forprosjekteringen av plattformenheten.

Leting

Selskapets kostnader relatert til leting var 554 millioner kroner i tredje kvartal, hvorav 426 millioner kroner ble bokført som leteutgifter.

Garantiana 2 – PL554 (10 prosent, partner)

Boringen av avgrensingsbrønn 34/6-3S på Garantiana-funnet i PL554 i Nordsjøen ble påbegynt i andre kvartal. Brønnen påviste en 120 meter høy brutto oljekolonne i primærmålet Cook-formasjonen med god reservoarkvalitet. En formasjonstest viste en produksjonsrate på 940 standard kubikkmeter (Sm³) olje pr. dag gjennom en 24/64-tommers dyseåpning.

Deretter ble det boret et separat sidesteg (34/6-3 A) fra letebrønnen og inn i Akkar-prospektet. Brønnen påviste en netto oljekolonne på 12 meter i Cook-formasjonen, og ble avsluttet i Staffjord-formasjonen, som var vannførende. Estimerte utvinnbare ressurser påvist av brønnen er 3 mmboe. Det ble foretatt datainnsamling og prøvetaking. Sidestegsbrønnen ble ikke formasjonstestet.

Det oppdaterte ressurspotensialet for PL554 ble anslått til 40 – 90 mmboe. Omfattende dataanalyser og studier er igangsatt for å bekrefte ressursgrunnlaget og evaluere mulige utbyggingsscenarier.

Gohta 2 – PL492 (40 prosent, partner)

Boring av avgrensingsbrønn 7120/1-4S på Gohta-funnet i PL492 i Barentshavet kom i gang i slutten av mai. Brønnen påviste olje og gass, og det ble gjennomført to produksjonstester for å vurdere reservoarkvaliteten og permeabiliteten. Testen i gassonen var vellykket, mens testen i oljesonen ikke var entydig. Testen i oljesonen var ikke entydig grunnet manglende forsegling, og produserte 170 000 sm³ gass pr. dag fra det øvre perm-laget. Testen i gasskondensatsonen produserte 700 000 sm³ gass pr. dag og 140 sm³ olje pr. dag. Det er ikke gjort noen endringer av ressursestimatet for Gohta-funnet etter Gohta-2-brønnen.

Heimdalshø – PL 494 (30 prosent, operatør)

Boring av letebrønn 2/9-5S på Heimdalshø-prospektet i PL494 i Nordsjøen ble avsluttet i august. Brønnen påtraff noen tynne sandsteiner med reservoarkvalitet i hovedmålet og kun få og tynne sandsteiner i det sekundære målet. Ingen spor av hydrokarboner ble påvist.

Kvitvola – PL553 (40 prosent, operatør)

Boring av letebrønn 34/7-36 S T2 på Kvitvola-prospektet i PL553 i Nordsjøen ble avsluttet i september, uten å treffe på hydrokarboner.

Forretningsutvikling

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

I løpet av tredje kvartal 2014 tok Det norske formelt over 40 prosent i PL 457 etter de tidligere annonserte byttene av eiendeler med Spike Exploration (20 prosent) og E.ON (20 prosent). Som del av de samme bytteavtalene ble Det norske eierandel i PL554 redusert fra 20 til 10 prosent, eierandelen PL613 ble redusert fra 35 til 20 prosent og eierandelen i PL676 S ble redusert fra 20 til 10 prosent.

Integrasjon av MONAS

Den 15. oktober 2014 sluttførte Det norske oppkjøpet av MONAS. Gjennom dette oppkjøpet ble Det norske et stort og robust E&P-selskap med nærmere 500 ansatte og aktiviteter innen lete-, utbyggings- og produksjonssyklusen. Det norske er blant de største uavhengige børsnoterte E&P-selskapene i Europa, målt i produksjon.

Det er innført nye styringssystemer og ny IT-struktur, og de tidligere varslede endringene i konsernledelsen trådte i kraft 15. oktober. De to selskapene har siden avtalen ble inngått, gjennomført en ambisiøs integrasjonsprosess på bare fire og en halv måned.

Finansiering

Den 2. juni 2014 kunne Det norske melde at det hadde inngått avtale om å overta MONAS for et kontantvederlag på 2,1 milliarder dollar. Effektiv dato for transaksjonen er 1. januar 2014.

Oppkjøpet ble finansiert gjennom en kombinasjon av egenkapital og gjeld. Den nye reservebaserte lånefasiliteten (RBL) på 3 milliarder dollar trådte i kraft da oppkjøpet var gjennomført, og beløpet som var trukket på den rullerende kredittfasiliteten på 1 milliard dollar (RCF), ble tilbakebetalt.

I løpet av tredje kvartal styrket selskapet egenkapitalen gjennom en fortrinnsrettsemisjon som førte til en økning i egenkapitalen på 3 milliarder kroner. 61 911 239 nye aksjer ble utstedt til en kurs på kr 48,50, og etter fortrinnsrettsemisjonen er selskapets nye aksjekapital på 202 618 602 kroner fordelt på 202 618 602 aksjer, hver pålydende 1 krone. Fortrinnsrettsemisjonen var betydelig overtegnet.

I løpet av tredje kvartal undertegnet selskapet en reservebasert lånefasilitet ("RBL-fasilitet") som ble fullt ut garantert av BNP PARIBAS, DNB, Nordea og SEB. RBL-fasiliteten er en syvårig sikret lånefasilitet på 3 milliarder dollar og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på 1 milliard dollar. I slutten av oktober erstattet denne langsiktige lånefasiliteten oppkjøpslånet på 2,2 milliarder dollar. Det norske trakk 2,65 milliarder dollar på RBL-fasiliteten i forbindelse med avslutningen av transaksjonen og betalte 2,1 milliarder dollar for aksjene i MONAS. Videre tilbakebetalte Det norske i sin helhet beløpet trukket på selskapets rullerende kredittfasilitet på 1 milliard dollar.

Vilkårene for RBL-fasiliteten er forbedret i forhold til vilkårene selskapet hadde på tidligere banklån. Renten for RBL er LIBOR pluss 2,75 prosent p.a., med et opptreksgebyr på 0,25 prosent eller 0,5 prosent avhengig av opptrukket beløp. Tilgjengelig låneramme under RBL-fasiliteten fastsettes gjennom en verdivurdering av selskapets reserver basert på langsiktige innsatsfaktorer og revideres hvert halvår.

I dette kvartalet varslet Det norske Norsk Tillitsmann dessuten at selskapet ville utøve sin opsjon på å innfri obligasjonen DETNOR01 (ISIN NO 001059878.2) på 600 millioner kroner til 104,00 prosent av pålydende (pluss påløpt rente). Oppgjør for obligasjonene fant sted 4. november 2014.

Med RBLen og aksjeemisjonen som ble gjennomført dette kvartalet, har selskapet sikret finansieringen av sine planer fram til produksjonsstart på Johan Sverdrup-feltet.

MONAS – oppdatering om driften

Produksjonen fra Alvheim-området var på 56 300 boepd netto til Det norske i tredje kvartal 2014. Alvheim-feltet (65 prosent og operatør) produserte 37 800 boepd, Volund (65 prosent og operatør) 10 800 boepd og Vilje (46,9 prosent og operatør) 7 700 boepd netto til Det norske.

En produksjonstilgjengelighet på 95 prosent ble nådd i løpet av kvartalet, og en planlagt revisjonsstans i september kunne avsluttes 1,5 dager før tiden, som var satt til to uker. Produksjonen har ellers vært stabil i hele kvartalet. Arbeidet på Alvheim FPSO-dekket er ferdigstilt, og alt ligger til rette for tilknytning til Bøyla-feltet tidlig i 2015.

Bøyla-utbyggingen har hatt god framdrift i tredje kvartal. Den halvt nedsenkbare "Transocean Winner" var aktiv hele kvartalet og kompletterte utbyggingsbrønnene på Bøyla. Denne virksomheten består av to enkeltstående laterale horisontale oljeproducenter og en vanninjeksjonsbrønn. Rigger har vært i arbeid på alle de tre brønnene og utført like operasjoner sekvensielt for å realisere effektiviseringsgevinster.

Status i slutten av kvartalet er at to av brønnene – en produksjonsbrønn og en injeksjonsbrønn – er komplett og klare til å koples opp til manifolden. På den andre produksjonsbrønnen gjenstår det bare å bore reservoarseksjonen og komplettere brønnen.

Riggen borer for tiden den første IOR-brønnen på Øst-Kameleon-reservoaret.

I tillegg til boring og komplettering av brønner har hovedvirksomheten på Bøyla dette kvartalet vært installasjon, sikring og oppkopling av rørledninger. Et stort antall fartøyer fra Technip har vært involvert, og arbeidene ble fullført i god tid før dykkerne skulle ned for å klargjøre undervannsinstallasjonene i oktober.

Dykkerne holder for tiden på med oppkoplingen av de to kompletterte brønnene og det som gjenstår av arbeid for å klargjøre undervannsinstallasjonene for testing og oppstart.

En rekke modifikasjoner er fullført på Alvheim FPSO-dekket, som er klar til å ta imot produksjonen fra Bøyla. Prosjektet er i rute til oppstart i første kvartal 2015.

Den tredje og siste produksjonsbrønnen som er planlagt, skal kompletteres og koples til i løpet av første halvår 2015.

Kombinert proforma regnskap – åpningsbalanse

Tabellen under viser et urevidert utkast til konsolidert åpningsbalanse på grunnlag av tallene for Det norske og MONAS i tredje kvartal.

Justeringskolonnen i tabellen over er i all hovedsak basert på et utkast til kjøpsprisallokering ("PPA") der vederlag for aksjene i MONAS er allokert til MONAS' eiendeler og forpliktelser på grunnlag av virkelig verdi. Endelig allokering vil ta utgangspunkt i balansene pr. regnskapsmessig transaksjonsdato i oktober 2014. Følgelig vil endelig PPA-balanse, som vil danne grunnlaget for åpningsbalansen som presenteres i rapporten for fjerde kvartal, avvike fra den som presenteres her.

Totale eiendeler utgjorde 44,5 milliarder kroner pr. 30. september 2014. Goodwill fra MONAS-transaksjonen er anslått til 9,8 milliarder kroner og består hovedsakelig av teknisk goodwill. Teknisk goodwill oppstår fra utsatt skatt basert på differansen mellom MONAS-feltens virkelige verdi og skattebalanse.

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

	Morselskap	MONAS	PPA og	Gruppen
(Milliarder NOK)	30.09.2014	30.09.2014	justeringer	30.09.2014
Goodwill	0.32	-	9.80	10.12
Utsatt skattefordel	1.00	-	-1.00	-
Andre immaterielle eiendeler	2.81	0.25	3.67	6.73
Totale immaterielle eiendeler	4.12	0.25	12.47	16.85
Varige driftsmidler	4.70	8.34	2.92	15.96
Finansielle eiendeler	0.38	0.00	-	0.38
Betalingsmidler	2.87	4.22	-	7.09
Andre omløpsmidler	3.40	1.56	-0.78	4.19
TOTALE EIEDELER	15.48	14.37	14.61	44.46
Total egenkapital	6.21	0.10	-0.10	6.21
Utsatt skatt	-	1.37	5.72	7.09
Andre avsetninger for forpliktelser	0.85	2.50	-	3.35
Totale avsetninger for forpliktelser	0.85	3.87	5.72	10.43
Langsiktig gjeld	4.54	-	13.91	18.46
Betalbar skatt	-	6.56	-2.57	4.00
Annen kortsiktig gjeld	3.88	3.84	-2.34	5.37
Kortsiktig gjeld	3.88	10.40	-4.91	9.37
Total gjeld	9.27	14.27	14.72	38.26
Total egenkapital og gjeld	15.48	14.37	14.61	44.46

Beholdningen av betalingsmidler utgjorde 7,1 milliarder kroner. I løpet av de første ni månedene av 2014 har MONAS' kontantbeholdning økt kraftig, delvis grunnet kontantstrøm fra drift og oppgjøret av MONAS' "cash pool", som inneholdt betydelige fordringer ved utgangen av 2013. I tillegg er det mottatt vederlag fra salget av de kanadiske oljesandsprosjektene som tidligere var eid av MONAS. Økningen i kontantbeholdningen er delvis motregnet mot oppgjøret av den langsiktige gjelden i konsernet og utbetalingen av utbytte til Marathon Oil Corp.

Økningen i langsiktige forpliktelser i PPA gjenspeiler betalingen for MONAS-aksjene, som ble finansiert med den reservebaserte lånefasiliteten.

Rentebærende gjeld i slutten av perioden var på 20,2 milliarder kroner og besto av 16,5 milliarder kroner som var trukket på RBLen, 2,5 milliarder kroner i obligasjoner (DETNOR01 og DETNOR02) og 1,2 milliarder kroner trukket opp på letefasiliteten. Justert for kontanter (7,1 milliarder kroner) og skatterefusjon for 2014 (1,4 milliarder kroner) var netto rentebærende gjeld dermed 11,7 milliarder kroner.

Økt utsatt skatt som en følge av allokering av merverdier på eiendeler fra MONAS. Betalbar skatt i MONAS er motregnet mot skatteverdien av fremførbare underskudd og forventet skatterefusjon i forbindelse med Det norskes letevirksomhet i 2015.

Risiko og usikkerhet

Investeringer i Det norske involverer risikoer og usikkerhet som beskrevet i selskapets årsrapport for 2013 og halvårsrapport for 2014.

Som et oljeselskap med virksomhet på norsk sokkel er det usikkerhet knyttet til leteresultater, reserve- og ressursanslag og utbyggingskostnader. 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. Sensitiviteten overfor svingninger i oljeprisen har økt etter oppkjøpet av MONAS, noe som har vist seg gjeldende gjennom den senere tids volatilitet i oljemarkedet.

Pr. 30. september 2014 har Det norske ikke inngått kontrakter eller derivater som sikrer mot svingninger i oljepris, men selskapet har inngått enkelte valutaterminkontrakter og renteswapavtaler. Det norske overvåker nøye sin risikoeksponering og vurderer risikoreduserende tiltak, for eksempel sikring og forsikring mot produksjonstap.

Selskapet er også eksponert for usikkerheten i de internasjonale kapitalmarkedene, og vanskelig tilgang på kapital kan påvirke i hvilket tempo selskapet kan gjennomføre utbyggingsprosjekter.

Av annen forretningsrisiko etter overtakelsen av MONAS kan nevnes risikoen for uventet produksjonsstans på Alvheim FPSO og risiko i forbindelse med reservasjon av gasstransportkapasitet.

Utsikter

Overtakelsen av MONAS var en transaksjon som omdannet Det norske. MONAS' portefølje av oljeproduserende eiendeler, sammen med Det norske utbyggingsprosjekter, gir selskapet en diversifisert og balansert base av eiendeler og en solid plattform for fremtidig organisk vekst.

Selskapets prioritet på kort sikt er å ha fullt gjennomføringsfokus og sikre en vellykket integrasjon samtidig som vi øker opsjonaliteten på mellomlang sikt. Å fullføre Ivar Aasen-prosjektet i tide og i henhold til budsjett er en nøkkelprioritet, samt å maksimere verdien på Alvheim-området og sikre vår posisjon i unitiseringsavtalen om Johan Sverdrup.

Med den nye reservebaserte lånefasiliteten og emisjonen som ble avsluttet i august, har selskapet sikret finansiering av sine planer fram til produksjonsstart på Johan Sverdrup-feltet.

På grunnlag av foreløpige planer forventer Det norske å bore 5 – 7 letebrønner i løpet av de neste tolv månedene.

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	Q3		01.01.-30.09	
		2014	2013	2014	2013
Petroleumsinntekter	2	112 449	321 932	410 777	684 446
Andre driftsinntekter	3	-465	1 631	313 402	5 083
Driftsinntekter		111 984	323 563	724 179	689 529
Utforskningskostnader	4	425 995	588 289	659 070	1 092 663
Produksjonskostnader		48 292	53 419	136 542	152 017
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	6	-52 369	4 129	-42 952	34 171
Avskrivninger	5	171 516	163 666	342 488	346 508
Nedskrivninger	5		6 837	167 373	8 538
Andre driftskostnader	6	70 866	25 247	163 023	101 074
Driftskostnader		664 300	841 588	1 425 544	1 734 970
Driftsresultat		-552 316	-518 025	-701 365	-1 045 442
Renteinntekter	7	11 334	14 268	33 113	27 687
Annen finansinntekt	7	41 663	9 546	93 979	64 728
Rentekostnader	7	108 343	143 079	299 470	198 437
Annen finanskostnad	7	128 772	11 824	217 985	106 080
Netto finansposter		-184 119	-131 089	-390 362	-212 102
Resultat før skattekostnad		-736 434	-649 114	-1 091 727	-1 257 543
Skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	8	-632 891	-490 975	-1 139 053	-1 037 590
Periodens resultat		-103 543	-158 139	47 326	-219 953
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per.		178 542 009	140 707 363	153 840 050	140 707 363
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per. utvannet		178 542 009	140 707 363	153 840 050	140 707 363
Resultat etter skatt pr. aksje		-0,58	-1,12	0,31	-1,56
Resultat etter skatt pr. aksje - utvannet		-0,58	-1,12	0,31	-1,56

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Periodens resultat	-103 543	-158 139	47 326	-219 953
Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet:				
Aktuariell gevinst/tap pensjon	-25 306		-25 306	
Skatt relatert til poster som ikke skal reklassifiseres	19 739		19 739	
Totalresultat	-109 111	-158 139	41 758	-219 953

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert)		(Revidert)
		30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
EIENDELER				
Immaterielle eiendeler				
Goodwill	5	321 120	384 202	321 120
Aktiverte leteutgifter	5	1 785 847	2 202 163	2 056 100
Andre immaterielle eiendeler	5	1 021 322	756 036	646 299
Utsatt skattefordel	8	996 394		630 423
Varige driftsmidler				
Varige driftsmidler	5	4 699 856	2 867 740	2 657 566
Finansielle eiendeler				
Langsiktige fordringer	11	78 737	107 384	125 432
Beregnet skatt til utbetaling	8		1 056 937	
Andre langsiktige eiendeler	9	298 370	234 315	285 399
Sum anleggsmidler		9 201 645	7 608 778	6 722 340
Varer				
Varelager		33 600	51 049	40 880
Fordringer				
Kundefordringer	15	59 282	171 015	134 221
Andre kortsiktige fordringer	10	1 012 360	328 358	499 419
Kortsiktige plasseringer		24 500	24 125	24 075
Beregnet skatt til utbetaling	8	2 274 314	1 287 850	1 411 251
Betalingsmidler				
Betalingsmidler	12	2 870 344	1 217 500	1 709 166
Sum omløpsmidler		6 274 400	3 079 898	3 819 011
SUM EIENDELER		15 476 045	10 688 676	10 541 352

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert)		(Revidert)
		30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
EGENKAPITAL OG GJELD				
Innskutt egenkapital				
Aksjekapital	13	202 619	140 707	140 707
Overkursfond		6 003 141	3 089 542	3 089 542
Sum innskutt egenkapital		6 205 759	3 230 249	3 230 249
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital		-21	285 973	-41 780
Sum egenkapital		6 205 738	3 516 222	3 188 470
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser		15 354	72 748	66 512
Utsatt skatt	8		35 145	
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	20	834 483	871 147	828 529
Andre avsetninger for forpliktelser		435	911	780
Langsiktig gjeld				
Obligasjonslån	18	1 883 294	2 472 507	2 473 582
Annen rentebærende gjeld	19	2 616 013	1 324 397	2 036 907
Derivater	14	44 946	40 063	49 453
Kortsiktig gjeld				
Kortsiktig lån	16	1 186 281	975 306	478 050
Obligasjonslån	16	599 715		
Leverandørgjeld		670 443	378 622	452 435
Offentlige trekk og avgifter		18 368	15 700	23 579
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	20	101 777		147 375
Annen kortsiktig gjeld	17	1 299 198	985 909	795 680
Sum gjeld		9 270 307	7 172 454	7 352 882
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		15 476 045	10 688 676	10 541 352

OPPSTILLING AV ENDRINGER I EGENKAPITALEN (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Aksjekapital	Overkurs	Annen egenkapital				Sum egenkapital
			Innskutt annen egenkapital	Andre inntekter og kostnader	Opptjent egenkapital	Sum annen egenkapital	
Egenkapital pr. 31.12.2012	140 707	3 089 542	3 600 107	-2 188	-3 091 994	505 926	3 736 175
Periodens totalresultat 1.1.2013 - 30.09.2013					-219 953	-219 953	-219 953
Egenkapital pr. 30.09.2013	140 707	3 089 542	3 600 107	-2 188	-3 311 947	285 973	3 516 222
Periodens totalresultat 1.10.2013 - 31.12.2013				894	-328 646	-327 752	-327 752
Egenkapital pr. 31.12.2013	140 707	3 089 542	3 600 107	-1 294	-3 640 593	-41 780	3 188 470
Emisjon	61 911	2 940 784					3 002 695
Transaksjonskostnader, emisjon		-27 185					-27 185
Periodens totalresultat 1.1.2014 - 30.09.2014				-5 567	47 326	41 758	41 758
Egenkapital pr. 30.9.2014	202 619	6 003 141	3 600 107	-6 861	-3 593 267	-21	6 205 738

KONTANTSTRØMOPPSTILLING (urevidert)

(Alle tall i NOK 1000)	Note	Q3		01.01.-30.09		Ar
		2014	2013	2014	2013	2013
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter						
Resultat før skattekostnad		-736 434	-649 114	-1 091 727	-1 257 543	-2 545 327
Betalte skatter i perioden						-26 585
Periodens mottatte skattefordring						1 318 430
Avskrivninger	5	171 516	163 666	342 488	346 508	470 529
Nedskrivninger	5		6 837	167 373	8 538	666 135
Kalkulatorisk rente knyttet til fjerningsforpliktelser	20	11 217	10 947	37 368	31 682	42 765
Tap ved salg av lisensandel	3	-718		-304 340	734	734
Verdiendring finansielle instrumenter	7	-6 555	233	-5 738	-6 136	3 174
Amortiserte lånekostnader	7	13 800	60 698	33 687	79 296	88 458
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	4,5	295 814	473 217	399 028	756 174	1 150 541
Endring i lager, kreditorer og debitorer		125 329	395 660	300 226	21 010	141 786
Endring i andre korsiktige tidsavgrensingsposter		182 896	93 710	-72 810	15 452	-394 934
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		56 864	555 855	-194 445	-4 285	915 707
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter						
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	20	-71 986	-7 193	-77 013	-20 563	-36 739
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	5	-764 346	-372 427	-2 005 002	-1 130 639	-1 495 709
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	5	-422 717	-579 201	-854 040	-1 103 711	-1 358 941
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser			84 265	54 628	85 490	86 472
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-1 259 050	-874 556	-2 881 427	-2 169 423	-2 804 917
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter						
Emisjon		2 965 455		2 965 455		
Nedbetaling av kortsiktig gjeld	16		-300 000		-300 000	-1 500 000
Nedbetaling av langsiktig gjeld	18,19	-800 000	-1 685 102	-1 090 927	-1 685 102	-2 185 102
Opptak av langsiktig gjeld	18,19	941 112	2 685 913	1 662 521	3 522 130	4 729 297
Opptak av kortsiktig gjeld	16			700 000	700 000	1 400 000
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		3 106 567	700 811	4 237 049	2 237 028	2 444 195
Netto endring i betalingsmidler		1 904 382	382 109	1 161 178	63 320	554 985
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	12	965 962	835 391	1 709 166	1 154 182	1 154 182
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		2 870 344	1 217 500	2 870 344	1 217 500	1 709 166
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:						
Bankinnskudd		2 859 226	1 207 304	2 859 226	1 207 304	1 693 319
Bundne bankinnskudd		11 118	10 196	11 118	10 196	15 847
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	12	2 870 344	1 217 500	2 870 344	1 217 500	1 709 166

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". Delårsrapporten inneholder derfor ikke all informasjon som er påkrevd etter full IFRS og bør derfor leses i sammenheng med selskapets årsregnskap per 31.12.2013. Kvartalsrapporten er urevidert.

Note 1 Regnskapsprinsipper

Regnskapsprinsippene som er benyttet i denne rapporten er i all vesentlighet i samsvar med prinsippene benyttet i årsregnskapet for 2013. Som nevnt i årsrapporten, er det noen nye og endrede standarder med ikrafttredelse fra 1. januar 2014. Standardene er implementert i 2014, men har ikke vesentlig påvirkning på regnskapet.

Note 2 Petroleumsinntekter

Spesifikasjon av inntekter:	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Inntektsførte oljeinntekter	91 053	288 841	361 674	573 463
Inntektsførte gassinntekter	15 331	27 689	32 672	92 818
Tariffinntekter	6 066	5 402	16 431	18 165
Sum petroleumsinntekter	112 449	321 932	410 777	684 446
Spesifikasjon av produserte volumer (fat):				
Olje	153 383	470 592	556 523	939 746
Gass	61 405	75 921	164 310	291 189
Sum produserte volumer	214 788	546 513	720 833	1 230 935

Note 3 Andre driftsinntekter

Andre driftsinntekter	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Andre driftsinntekter	-465	1 631	313 402	5 083

I juni inngikk Det norske to avtaler om bytte av lisensandeler som øker selskapets andel i Ivar Aasen-feltet. I henhold til selskapets regnskapsprinsipper skal bytte av eiendeler måles til virkelig verdi, med mindre transaksjonen mangler kommersiell substans eller virkelig verdi ikke kan måles pålitelig. I dette byttet er virkelig verdi beregnet på eiendelen som mottas, ved diskontering av estimerte framtidige kontantstrømmer.

Total gevinst relatert til de to byttene som inkluderer 40% av PL 457 er beregnet til ca. NOK 300 millioner.

Note 4 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	33 690	56 015	99 653	184 497
Viderebelastning av riggekostnader	-1 399	-29 459	-67 747	-93 701
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	65 071	55 892	141 453	121 428
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	9 710	135 522	31 137	232 327
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	286 104	337 695	367 892	523 848
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskost.	25 736	26 000	70 411	109 000
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	7 082	6 623	16 272	15 264
Sum utforskningskostnader	425 995	588 289	659 070	1 092 663

Note 5 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler	Felt under utbygging *	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Totalt
Balansført verdi 31.12.2013	1 647 173	947 956	62 437	2 657 566
Anskaffelseskost 31.12.2013	1 647 173	4 399 452	156 375	6 203 000
Tilgang	1 208 573	11 037	21 046	1 240 656
Avgang			1 699	1 699
Reklassifisering	542 047			542 047
Anskaffelseskost 30.06.2014	3 397 794	4 410 488	175 722	7 984 004
Akk av- og nedskrivninger 30.06.2014		3 776 770	102 469	3 879 239
Balansført verdi 30.06.2014	3 397 794	633 718	73 253	4 104 765
Anskaffelseskost 30.06.2014	3 397 794	4 410 488	175 722	7 984 004
Tilgang	748 214	-1 531	17 663	764 346
Anskaffelseskost 30.09.2014	4 146 008	4 408 956	193 385	8 748 350
Akk av- og nedskrivninger 30.09.2014		3 941 747	106 748	4 048 495
Balansført verdi 30.09.2014	4 146 008	467 209	86 638	4 699 856
Avskrivninger Q3 2014		164 977	4 279	169 255
Avskrivninger 01.01 - 30.09.2014		322 878	12 810	335 688
Nedskrivninger Q3 2014				
Nedskrivninger 01.01 - 30.09.2014		167 373		167 373

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

* Johan Sverdrup-feltet anses å ha gått inn i utbyggingsfasen i første kvartal 2014. Alle kostnader forbundet med utbygging av kommersielle olje- og/eller gassfelt blir balansført som materielle eiendeler og balansførte leteutgifter omklassifiseres tilsvarende fra immaterielle eiendeler.

Etter unitiseringen og byttene som inkluderer PL 457 (se note 3) er selskapets andel i Ivar Aasen-feltet 34,78%. Regnskapsføringen av unitiseringen er basert på historisk kost og ikke virkelig verdi. Endringen som følge av unitiseringen er presentert som tilgang i oversikten over varige driftsmidler ovenfor.

Nivået på avskrivningene på Jette-feltet er høyt i forhold til salgsinntekter fra Jette. Den høye avskrivningen er et resultat av høy skattbar inntekt som følge av friinntekt på investeringene på feltet.

Immaterielle eiendeler	Andre immaterielle eiendeler			Aktiverete letebrønner	Goodwill
	Lisenser m.m.**	Software	Totalt		
Balansført verdi 31.12.2013	641 616	4 683	646 299	2 056 100	321 120
Anskaffelseskost 31.12.2013	902 705	48 097	950 801	2 056 100	465 652
Tilgang	331 445	81	331 526	376 542	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				236 433	
Reklassifisering				-542 047	
Anskaffelseskost 30.06.2014	1 234 150	48 178	1 282 328	1 654 163	465 652
Akk av- og nedskrivninger 30.06.2014	264 815	44 227	309 042		144 532
Balansført verdi 30.06.2014	969 335	3 951	973 286	1 654 163	321 120
Anskaffelseskost 30.06.2014	1 234 150	48 178	1 282 328	1 654 163	465 652
Tilgang	50 164	133	50 297	424 233	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				292 549	
Anskaffelseskost 30.09.2014	1 284 314	48 311	1 332 625	1 785 846	465 652
Akk av- og nedskrivninger 30.09.2014	266 831	44 472	311 303		144 532
Balansført verdi 30.09.2014	1 017 483	3 839	1 021 322	1 785 846	321 120
Avskrivninger Q3 2014	2 016	245	2 261		
Avskrivninger 01.01 - 30.09.2014	5 742	1 058	6 800		

**Tilgang lisenser i kvartalet er i hovedsak knyttet til de gjennomførte byttetransaksjonene, som beskrives i note 3. 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 106,1 millioner pr. 30.09.2014.

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Avskrivning av varige driftsmidler	169 255	159 648	335 688	331 123
Avskrivning av immaterielle eiendeler	2 261	4 018	6 800	15 385
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	171 516	163 666	342 488	346 508
Avstemming av nedskrivninger i resultatregnskapet:				
Nedskrivning av immaterielle eiendeler		11 936		13 636
Nedskrivning av varige driftsmidler			167 373	
Nedskrivning av goodwill		3 348		3 348
Nedskrivning av utsatt skatt knyttet til nedskrivning av goodwill		-8 447		-8 447
Sum nedskrivninger i resultatregnskapet		6 837	167 373	8 538

Note 6 Lønnskostnader og andre driftskostnader

Lønnskostnader:	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Totale lønnskostnader	152 907	90 129	416 324	320 671
Gevinst knyttet til avvikling av ytelsespensjon	-60 276		-60 276	
Andel av lønnskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-145 000	-86 000	-399 000	-286 500
Netto lønnskostnader	-52 369	4 129	-42 952	34 171

Andre driftskostnader:	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Totale andre driftskostnader	111 581	72 354	338 230	229 551
Andel av andre driftskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-40 715	-47 107	-175 207	-128 476
Netto andre driftskostnader	70 866	25 247	163 023	101 074

Selskapets pensjonsordning for alle ansatte er i løpet av kvartalet endret fra ytelsespensjon til innskuddspensjon med virkning fra 1. oktober 2014. Basert på aktuarberegninger er avviklingen av ytelsesordningen bokført pr. 30.09.2014. De regnskapsmessige konsekvenser av avviklingen er at tidligere brutto pensjonsforpliktelse nullstilles og midler benyttes til utstedelse av fripoliser til den enkelte ansatte. I resultatregnskapet er effekten av avviklingen inntektsført som en del av lønns- og pensjonskostnadene med NOK 60 millioner. Dette er årsaken til at kvartalets lønnskostnad fremkommer som en inntektspost.

Note 7 Finansposter

	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Renteinntekter	11 334	14 268	33 113	27 687
Avkastning på finansielle plasseringer	140	250	440	988
Valutagevinst	34 968	9 296	84 601	54 664
Verdiendring finansielle instrumenter	6 555		8 938	9 077
Sum annen finansinntekt	41 663	9 546	93 979	64 728
Rentekostnader	170 016	101 180	421 887	225 413
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-75 473	-18 798	-156 105	-106 272
Amortiserte lånekostnader	13 800	60 698	33 687	79 296
Sum rentekostnader	108 343	143 079	299 470	198 437
Valutatap	124 949	9 561	198 228	94 799
Realisert tap på finansielle instrumenter	3 824	2 030	16 541	8 340
Verdiendring finansielle instrumenter		233	3 200	2 941
Verdiedgang finansielle plasseringer			15	
Sum annen finanskostnad	128 772	11 824	217 985	106 080
Sum netto finansposter	-184 119	-131 089	-390 362	-212 102

Note 8 Skatt

Skattekostnad består av:	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
Beregnet skatt tilgode av utforskningskostnader dette år	-431 692	-481 336	-847 165	-1 056 937
Endring utsatt skatt	-170 177	-9 638	-329 717	18 526
Skatt ført direkte mot resultatregnskapet	-11 516			
Endringer knyttet til tidligere år			-6 461	822
Utsatt skatt knyttet til avgang av lisenser	-19 506		44 290	
Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-632 891	-490 975	-1 139 053	-1 037 590

Det er gjennomført full skatteberegning i tråd med regnskapsprinsippene beskrevet i årsrapporten for 2013. I balansen er beregnet skatt tilgode som følge av utforskningsaktivitet i 2014, reklassifisert fra en langsiktig til en kortsiktig post i balansen. Etter oppkjøpet av Marathon, som beskrevet i note 22, er det forventet at denne posten kommer til fradrag i betalbar skatt på skattbar inntekt fra Marathon i 2014. Beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktiviteter i 2013 er ført som omløpsmidler og forventes utbetalt i desember 2014.

Beregnet skatt til utbetaling:	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Skattefordring inkludert som anleggsmidler		1 056 937	
Skattefordring inkludert som omløpsmidler	2 274 314	1 287 850	1 411 251

Utsatt skatt/utsatt skattefordel	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Utsatt skatt/utsatt skattefordel 1.1.	630 423	-126 604	-126 604
Endring utsatt skatt	359 510	-18 526	567 368
Endringer knyttet til tidligere år	6 461	-606	
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser		110 591	192 830
Utsatt skatt ført mot Andre inntekter og kostnader			-3 170
Sum utsatt skattefordel (+)/Utsatt skatt (-)	996 394	-35 145	630 423

Skatteeffekt av underskudd til fremføring	Skattesats	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Underskudd til fremføring	27 %	-784 525	-423 646	-479 558
Underskudd til fremføring	51 %	-1 540 378	-779 281	-939 713

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

Avstemming av skatteinntekt:	Q3		01.01.-30.09	
	2014	2013	2014	2013
27% selskapsskatt av resultat før skatt	-198 837	-181 752	-294 766	-352 112
51% særskatt av resultat før skatt	-375 582	-324 557	-556 781	-628 772
Skatteeffekt av finansposter - kun 27%	97 009	65 134	178 485	74 871
Skatteeffekt av friinntekt	-80 451	-47 380	-196 331	-114 503
Renter på underskudd til fremføring	-11 687	-5 002	-25 864	-13 330
Permanente forskjeller: Gevinst ved bytte av lisenser, se note 3	-560		-237 086	
Transaksjonskostnader	-19 620		32 580	
Andre elementer (andre permanente forskjeller og tidligere perioders justeringer)	-43 163	2 583	-39 291	-3 744
Periodens skatteinntekt	-632 891	-490 975	-1 139 053	-1 037 590

Note 9 Andre langsiktige eiendeler

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	12 000	12 000	12 000
Rentereserve kredittfasilitet	273 416	209 622	260 446
Husleiedeposium	12 954	12 694	12 954
Sum andre langsiktige eiendeler	298 370	234 315	285 399

Note 10 Andre kortsiktige fordringer

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla*	52 491		3 103
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	298 415	68 925	146 977
Tilgode merverdiavgift	24 578	24 861	11 444
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	31 756	10 881	18 611
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	605 119	223 692	319 283
Sum andre kortsiktige fordringer	1 012 360	328 358	499 419

*For mer informasjon om fordringer knyttet til utsatt volum på Atla, se note 11.

Note 11 Langsiktige fordringer

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	78 737	107 384	125 432
Sum langsiktige fordringer	78 737	107 384	125 432

Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla er høyere enn det kommersielle volumet. Dette er forårsaket av høyt trykk fra Atla-feltet, som midlertidig har redusert produksjonen fra nabofeltet Skirne. Dette forventes å fortsette gjennom 2014. Inntekter er innregnet basert på fysisk produksjonsvolum verdsatt til markedsverdi. Denne utsatte kompensasjon er bokført som langsiktig eller kortsiktig fordring, avhengig av tidspunkt for forventet betalingsstrøm, se note 10.

Note 12 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler:	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Konter	0	5	5
Bankinnskudd	2 859 226	1 207 299	1 693 314
Bundne midler (skattetrekk)	11 118	10 196	15 847
Sum betalingsmidler	2 870 344	1 217 500	1 709 166
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån	920 798	1 186 515	815 991
Ubenyttet trekkrettighet kredittfasilitet	3 742 392	4 609 640	3 945 286

Note 13 Aksjekapital

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Aksjekapital	202 619	140 707	140 707
Antall aksjer i hele tusen	202 619	140 707	140 707
Pålydende pr aksje i NOK	1.00	1.00	1.00

Det norske gjennomførte i tredje kvartal en fortrinnsrettet emisjon på NOK 3 003 millioner. Emisjonen økte antall aksjer med 44 prosent til 202,6 millioner aksjer. For ytterligere informasjon om emisjonen vises det til Oppstilling av endringer i egenkapitalen.

Note 14 Derivater

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Urealisert tap rentebytteavtale	44 946	40 063	49 453
Sum derivater	44 946	40 063	49 453

Det norske oljeselskap har inngått tre rentebytteavtaler. Formålet er å bytte flytende mot fast rente. Disse rentebytteavtalene er bokført til markedsverdi, med endring i virkelig verdi over resultatet.

Note 15 Kundefordringer

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	47 906	27 705	70 885
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner	6 971	84 638	1 284
Utfaktureringsknyttet til utgiftsrefusjoner inkludert rigg	4 404	58 672	62 052
Sum kundefordringer	59 282	171 015	134 221

Note 16 Kortsiktige lån / Obligasjonslån

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann	599 715		
Letefasilitet	1 186 281	975 306	478 050

Det norske oljeselskap ASA har meddelt Norsk Tillitsmann at selskapet utøver sin kjøpsopsjon for obligasjonslånet på NOK 600 millioner. Hele obligasjonen vil bli tilbakebetalt i 4. kvartal med 104 prosent av pålydende verdi. For mer informasjon om dette obligasjonslånet, se note 18.

Letefasiliteten på NOK 3 500 millioner 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. Långiver har sikkerhet i selskapets skattefordring. Beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktiviteter i 2013 er forventet utbetalt i desember 2014. Skatterefusjonen blir hvert år benyttet til nedbetaling av lånet, se note 8.

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.

For informasjon om ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån, se note 12 "Betalingsmidler".

Note 17 Annen kortsiktig gjeld

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	180 751	168 687	202 037
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	675 685	507 881	310 673
Meruttak av petroleum	1 952	98 439	9 588
Annen kortsiktig gjeld	440 810	210 902	273 382
Sum annen kortsiktig gjeld	1 299 198	985 909	795 680

Annen kortsiktig gjeld inkluderer ubetalte lønninger og feriepenger, påløpte renter og andre avsetninger.

Note 18 Obligasjonslån

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾		591 573	592 304
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	1 883 294	1 880 933	1 881 278
Sum obligasjonslån	1 883 294	2 472 506	2 473 582

¹⁾Lånet løper fra 28. januar 2011 og vil bli tilbakebetalt i løpet av Q4 2014. Lånet er reklassifisert til kortsiktig gjeld, for ytterligere informasjon se note 16. Lånet har en rente på 3 mnd NIBOR + 6,75 prosent, med kvartalsvise rentebetalinger. Lånet er usikret.

²⁾Lånet løper fra juli 2013 til juli 2020 og har en rente på 3 mnd NIBOR + 5 prosent. Hovedstolen forfaller i juli 2020 og det er kvartalsvise rentebetalinger. Lånet er usikret.

Note 19 Annen rentebærende gjeld

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Kredittfasilitet	2 427 685	1 291 602	1 992 055
Urealiserte valutaeffekter	188 328	32 795	44 852
Sum annen rentebærende gjeld	2 616 013	1 324 397	2 036 907

I september 2013 inngikk selskapet en avtale om en kredittfasilitet på USD 1 milliard med en gruppe nordiske og internasjonale banker. På visse fremtidige vilkår, kan lånerammen økes med ytterligere USD 1 milliard. 15. oktober 2014 vil kredittfasiliteten bli erstattet av en reservebasert lånefasilitet (RBL-fasilitet), som har blitt fulltegnet av BNP Paribas, DNB, Nordea og SEB. RBL-fasiliteten er en syvårig sikret lånefasilitet på USD 3 milliarder og inkluderer i tillegg en ikke bindende trekkrettighet på USD 1 milliard. Denne langsiktige lånefasiliteten vil erstatte brofinansieringen på USD 2,2 milliarder ved gjennomføring av oppkjøpet av Marathon Oil Norge og refinansiere overnevnte kredittfasilitet.

Renten på kredittfasiliteten er fra 1 - 6 mnd NIBOR/LIBOR pluss en margin på 3 prosent. Det betales en utnyttelsesprovisjon på 0,5 prosent eller 0,75 prosent avhengig av opptrukket beløp. I tillegg betales en rammeprovisjon på 1,2 prosent av ubenyttet kreditt.

Note 20 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

	30.09.2014	30.09.2013	31.12.2013
Avsetning pr. 1.1	975 904	798 057	798 057
Påløpt fjerning	-77 013	-20 563	-36 739
Kalkulatorisk rente - nåverdberegning	37 368	31 682	42 765
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt		61 970	171 822
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	936 259	871 147	975 904
Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelse:			
Kortsiktig	101 777		147 375
Langsiktig	834 483	871 147	828 529
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	936 259	871 147	975 904

Selskapets fjernings- og nedstengingsforpliktelser relateres til feltene Jette, Glitne, Varg, Atla, Enoch og Jotun. Tidspunkt for fjerning er forventet til 2018 for Jette, 2014-2016 for Glitne, 2016-2018 for Varg, 2018-2020 for Atla, 2017 for Enoch og 2018-2021 for Jotun.

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

Note 21 Usikre forpliktelser

I andre kvartal 2012 kunngjorde selskapet at det hadde mottatt varsel om endring av ligning for inntektsårene 2009 og 2010 fra Oljeskattekontoret. Selskapet har i etterkant mottatt et nytt varsel om at inntektsårene 2011 og 2012 skal inkluderes. 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 22 Hendelser etter balansedagen

*Den 15 oktober 2014 sluttførte Det norske oljeselskap ASA (Det norske) oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Etter integreringen blir Det norske et stort og robust lete- og produksjonsselskap med aktiviteter innen leting, utbygging og produksjon. Etter oppkjøpet vil Det norske ha nærmere 500 ansatte.

*Den 3 november 2014 publiserte operatøren for Johan Sverdrup feltet en konsekvensutredning for første fase av utbyggingen. Konsekvensutredningen viser at kostnadene for utbygging av fase 1 er i henholdt til plan med en forventet investering et sted mellom 100 og 120 milliarder kroner.

*Den 3 november 2014 meddelte partnerne i PL554 at boring og testing av Garantiana II avgrensingsbrønn og sidesteg til Akkar prospektet var avsluttet. Oppdatert ressursintervall for PL554 er estimert til 40-90 millioner fat oljeekvivalenter. Utstrakt datainnsamling og studier er påbegynt for å bekrefte ressursestimaten og å vurdere mulige utbyggingsscenarioer.

Note 23 Investering i felles kontrollerte eiendeler

Opererte felt:	30.09.2014	31.12.2013
Ivar Aasen Unit	35,0 %	35,0 %
Jette Unit	70,0 %	70,0 %
Lisens / Partner-opererte:	30.09.2014	31.12.2013
PL 019C	30,0 %	30,0 %
PL 019D	30,0 %	30,0 %
PL 029B	20,0 %	20,0 %
PL 035	25,0 %	25,0 %
PL 035B	15,0 %	15,0 %
PL 035C	25,0 %	25,0 %
PL 038	5,0 %	5,0 %
PL 038D	30,0 %	30,0 %
PL 038E **	5,0 %	0,0 %
PL 048B	10,0 %	10,0 %
PL 048D	10,0 %	10,0 %
PL 102C	10,0 %	10,0 %
PL 102D	10,0 %	10,0 %
PL 102F	10,0 %	10,0 %
PL 102G	10,0 %	10,0 %
PL 265	20,0 %	20,0 %
PL 272	25,0 %	25,0 %
PL 332 *	0,0 %	40,0 %
PL 362	15,0 %	15,0 %
PL 438	10,0 %	10,0 %
PL 442	20,0 %	20,0 %
PL 453S*	0,0 %	25,0 %
PL 492	40,0 %	40,0 %
PL 502	22,2 %	22,2 %
PL 522	10,0 %	10,0 %
PL 531*	0,0 %	10,0 %
PL 533	20,0 %	20,0 %
PL 535*	0,0 %	10,0 %
PL 535B*	0,0 %	10,0 %
PL 550	10,0 %	10,0 %
PL 551	20,0 %	20,0 %
PL 554	10,0 %	20,0 %
PL 554B	10,0 %	20,0 %
PL 554C **	10,0 %	0,0 %
PL 558	20,0 %	20,0 %
PL 563*	0,0 %	30,0 %
PL 567	40,0 %	40,0 %
PL 568	20,0 %	20,0 %
PL 571	40,0 %	40,0 %
PL 574	10,0 %	10,0 %
PL 613	20,0 %	35,0 %
PL 619	30,0 %	30,0 %
PL 627	20,0 %	20,0 %
PL 667	30,0 %	30,0 %
PL 672	25,0 %	25,0 %
PL 676S	10,0 %	20,0 %
PL 678BS **	25,0 %	0,0 %
PL 678S	25,0 %	25,0 %
PL 681	16,0 %	16,0 %
PL 706	20,0 %	20,0 %
PL 730 **	30,0 %	0,0 %
Antall	45	47

Lisens / Operatørskap:	30.09.2014	31.12.2013
PL 001B	35,0 %	35,0 %
PL 026B***	62,1 %	62,1 %
PL 027D	100,0 %	100,0 %
PL 027ES	40,0 %	40,0 %
PL 028B	35,0 %	35,0 %
PL 103B	70,0 %	70,0 %
PL 169C	50,0 %	50,0 %
PL 242	35,0 %	35,0 %
PL 364	50,0 %	50,0 %
PL 414 *	0,0 %	40,0 %
PL 414B *	0,0 %	40,0 %
PL 450 *	0,0 %	80,0 %
PL 460	100,0 %	100,0 %
PL 494	30,0 %	30,0 %
PL 494B	30,0 %	30,0 %
PL 494C	30,0 %	30,0 %
PL 497 *	0,0 %	35,0 %
PL 497B *	0,0 %	35,0 %
PL 504	47,6 %	47,6 %
PL 504BS	83,6 %	83,6 %
PL 504CS	21,8 %	21,8 %
PL 512 *	0,0 %	30,0 %
PL 542 *	0,0 %	45,0 %
PL 542B *	0,0 %	45,0 %
PL 549S*	0,0 %	35,0 %
PL 553	40,0 %	40,0 %
PL 573S*	0,0 %	35,0 %
PL 626	50,0 %	50,0 %
PL 659 ***	20,0 %	30,0 %
PL 663	30,0 %	30,0 %
PL 677	60,0 %	60,0 %
PL 709	40,0 %	40,0 %
PL 715	40,0 %	40,0 %
PL 724**	40,0 %	0,0 %
PL 748**	40,0 %	0,0 %
Antall	25	33

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder 2013. Tilbudene ble kunngjort i 2014.

*** Lisenstransaksjoner.

Note 24 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2014			2013				2012	
	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3
Driftsinntekter	111 984	453 853	158 342	254 353	323 563	285 626	80 339	116 797	49 014
Utforskningskostnader	425 995	123 492	109 582	544 400	588 289	270 635	233 738	194 924	402 635
Produksjonskostnader	48 292	45 301	42 949	97 602	53 419	57 086	41 512	74 027	45 515
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	-52 369	4 859	4 559	3 854	4 129	28 515	1 527	267	1 280
Avskrivninger	171 516	82 109	88 863	124 021	163 666	147 844	34 997	56 505	15 056
Nedskrivninger			167 373	657 597	6 837	1 700		127 155	1 880 953
Andre driftskostnader	70 866	78 852	13 305	8 811	25 247	56 619	19 208	21 995	21 140
Driftskostnader	664 300	334 613	426 631	1 436 285	841 588	562 400	330 983	474 873	2 366 579
Driftsresultat	-552 316	119 240	-268 289	-1 181 933	-518 025	-276 773	-250 644	-358 076	-2 317 565
Netto finansposter	-184 119	-145 769	-60 475	-105 851	-131 089	-48 915	-32 097	-13 763	-45 784
Resultat før skattekostnad	-736 434	-26 529	-328 764	-1 287 784	-649 114	-325 688	-282 741	-371 839	-2 363 349
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-632 891	-193 181	-312 981	-959 137	-490 975	-284 200	-262 415	-324 575	-1 774 462
Periodens resultat	-103 543	166 652	-15 783	-328 647	-158 139	-41 488	-20 326	-47 264	-588 887

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



DETNORSKE

www.detrnor.no