



DETNORSKE

Rapport for **andre kvartal**

Trondheim, 17. juli, 2014



Innhold

Oppsummering av andre 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
Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	9
Rapport for første halvår 2014.....	10
Risiko og usikkerhet.....	11
Hendelser etter kvartalets slutt	11
Utsikter	12
Regnskap med noter	14

Rapport for andre kvartal 2014

Oppsummering av andre kvartal

(Alle tall i parentes gjelder 2. kvartal 2013)

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske" eller "selskapet") hadde inntekter på 454 millioner kroner (286) i andre kvartal, hvor petroleumsinntekter utgjorde 143 millioner kroner og andre inntekter utgjorde 311 millioner kroner, relatert til gevinst fra bytte av eiendeler som ga 40% eierandel i PL457.

Letekostnader på 123 millioner kroner (271) bidro til et driftsoverskudd på 119 millioner kroner (-277). Netto finanskostnader var på -146 millioner kroner (-49). Nettoresultat for andre kvartal var 167 millioner kroner (-41), etter en skatteinntekt på 193 millioner kroner (284).

Det norskes fire felt i produksjon – Jette, Atla, Varg og Jotun – produserte i snitt 2 698 boepd dette kvartalet, hvorav Jette sto for ca. 65 prosent. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 108 dollar (103) pr. fat.

2P reserver på Ivar Aasen-feltet økte med ca. 35 prosent sammenlignet med årsslutt 2013 etter unitisering av lisensene PL001B, PL242, PL457 og PL338 samt prosessering av ny havbunnseismikk. Etter bytte av to eiendeler som økte Det norskes andel i PL457, har selskapet en andel på 34,78 prosent i det unitiserte feltet.

Den 2. juni annonserte Det norske oppkjøpet av Marathon Oil Norge som gjør selskapet til en solid norsk E&P-aktør med en betydelig produksjon. Sammen med Det norskes utbyggingsprosjekter gir de nye eiendelene selskapet en diversifisert og balansert base av eiendeler og en solid plattform for fremtidig organisk vekst. Etter transaksjonen vil Det norske ha 202 millioner fat oljeekvivalenter (boe) påviste og sannsynlige reserver (2P). Reservene vil øke betydelig når planen for utbygging og drift av Johan Sverdrup blir levert i februar 2015.

I dette kvartalet deltok Det norske i boringen av to undersøkelsesbrønner og to avgrensningsbrønner. Både Terne- og Gotama-prospektene var tørre. Boringen av avgrensningsbrønner på Gohta og Garantiana begynte dette kvartalet, og resultatene ventes å foreligge innen kort tid.

Viktige hendelser i annet kvartal 2014

- **Den 30. juni** offentliggjorde Det norske en unitiseringsvtale for utbygging av Ivar Aasen-feltet og en 35 prosents økning i utvinnbare reserver
- **Den 26. juni** meldte Det norske at selskapet har inngått en avtale med E.ON om bytte av eiendeler som har økt Det norskes eierandel i PL457 med 20 prosent
- **Den 20. juni** meldte Det norske at letebrønn 6507/5-7 på Terne-prospektet ikke påtraff hydrokarboner
- **Den 17. juni** annonserte Det norske at selskapet har undertegnet en avtale med Spike Exploration om bytte av 10 prosent eierandel i PL554/B/C, som inneholder oljefunnet Garantiana, mot 20 prosent eierandel i PL457, som inneholder Asha-funnet
- **Den 2. juni** kunne Det norske melde at det var inngått avtale om å overta Marathon Oil Norge AS for et kontantvederlag på 2,1 milliarder dollar ved ferdigstilling av avtalen
- **Den 2. juni** meldte Det norske at styret har besluttet å foreslå for generalforsamlingen at selskapet gjennomfører en garantert fortrinnsrettsemisjon som vil styrke egenkapitalen med 500 millioner dollar
- **Den 27. mai** meldte Det norske at brønn 31/2-21S på Gotama-prospektet ikke påtraff sandstein med reservoarkvalitet i hovedmålet i øvre Jura
- **Den 1. mai** startet Karl Johnny Hersvik som administrerende direktør
- **Den 29. april** meldte Det norske at Geitungen-sidesteget påtraff et 12 meters oljeførende intervall av middels god reservoarkvalitet.

Viktige hendelser etter kvartalets slutt

- Ekstraordinær generalforsamling vedtok forslaget om å hente inn 3 milliarder kroner gjennom en fortrinnsrettsemisjon av 61 911 239 nye aksjer til en kurs på 48,50 kroner aksjen
- En reservebasert lånefasilitet på 3 milliarder dollar er undertegnet
- Den nye ledergruppen som skal overta fra fjerde kvartal 2014, ble presentert

Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater

MNOK = millioner kroner	Q2 14	Q1 14	Q4 13	Q3 13	Q2 13	Q1 13	2013
Jette (boepd), 70 %	1 758	1 458	2 710	4 378	3 594	0	2 683
Atla (boepd), 10 %	282	750	1 031	981	1 446	1 253	1 177
Varg (boepd), 5 %	535	500	412	377	398	425	403
Glitne (boepd), 10 %	0	0	0	0	0	43	11
Enoch (boepd), 2 %	0	0	0	0	0	0	0
Jotun Unit (boepd), 7 %	122	188	175	204	175	209	191
Total produksjon (boepd)	2 698	2 895	4 328	5 940	5 613	1 929	4 463
Olje- og gassproduksjon (tusen fat oljeekvivalenter)	245	261	398	547	511	174	1 629
Realisert oljepris (USD/fat)	108	107	109	112	103	112	107

Driftsinntekter (MNOK)	454	158	254	324	286	80	944
EBITDA (MNOK)	201	-12	-400	-348	-127	-216	-1 091
Kontantstrøm fra produksjon (MNOK)	98	112	151	269	227	37	684
Letekostnader (MNOK)	123	110	544	588	271	234	1 637
Totale leteutgifter (kostnadsførte og balanseførte) (MNOK)	304	151	400	581	373	306	1 659
Driftsresultat (MNOK)	119	-268	-1 182	-518	-277	-251	-2 227
Periodens nettoresultat (MNOK)	167	-16	-329	-158	-41	-20	-548
Antall lisenser (operatørskap)	74 (27)	77 (27)	80 (33)	74 (30)	72 (30)	69 (28)	80 (33)

Resultater

Regnskap for andre kvartal

Driftsinntektene i andre kvartal var på 454 millioner kroner (286). Hovedårsaken til økningen relateres til gevinst på 309 millioner kroner i forbindelse med to lisensbytter vedrørende PL457 beregnet til virkelig verdi (se note 3 for ytterligere informasjon). Total produksjon i andre kvartal var 2 698 boepd. Jette sto for 1 758 boepd (3 594) og Atla for 282 boepd (1 446).

Letekostnadene utgjorde 123 millioner kroner (271). Nedgangen skyldes hovedsakelig reduserte letekostnader ettersom brønnekostnadene i kvartalet var delvis dekket av partnere.

Takket være økte inntekter og reduserte letekostnader ble driftsoverskuddet 119 millioner kroner (-277).

Netto finanskostnader i andre kvartal beløp seg til -146 millioner kroner (-49).

Periodens nettoresultat var 167 millioner kroner (-41) etter en skatteinntekt på 193 millioner kroner (284).

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 237 millioner kroner (-293). Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter var -907 millioner kroner (-595), i hovedsak investeringer i felt under utbygging. Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter var 814 millioner kroner (988) som følge av netto opptrekk på gjeld.

Pr. 30. juni var selskapets beholdninger av betalingsmidler 966 millioner kroner (835). Skattefordring til utbetaling i desember 2014 er 1 422 millioner kroner (1 283), og skattefordring til utbetaling i desember 2015 er 415 millioner kroner (576).

Selskapets egenkapitalandel pr. 30. juni 2014 var 28,1 prosent (37,7). Funn og felt under utbygging bidro til totale eiendeler på 11 898 millioner kroner (9 742) pr. 30. juni 2014.

Feltresultater og oljepriser

Det norske produserte 245 475 fat oljeekvivalenter (boe) i andre kvartal 2014. Dette tilsvarer 2 698 boepd (5 613). Gjennomsnittlig realisert oljepris var 108

dollar (103) pr. fat, mens gassen ble solgt til gjennomsnittlig 1,8 kroner (2,2) pr. standard kubikkmeter (Sm³).

Jette (70 prosent, operatør) kom i produksjon i mai 2013. Med en gjennomsnittlig produksjon på 1 758 boepd (3 594) netto i andre kvartal sto Jette for 65 prosent av den totale produksjonen. Jette-feltet hadde stabil produksjon fra begge brønnene i andre kvartal. I andre kvartal har selskapet fått reallokert 31 340 fat fra Jotun-feltet for tidligere perioder.

Atla (10 prosent, partner) produserte i gjennomsnitt 282 boepd netto (1 446) i andre kvartal og sto for 10 prosent av den totale produksjonen. Den lave produksjonen på Atla dette kvartalet forklares med vedlikehold på Heimdal-feltet fra slutten av april og ut juni.

Varg (5 prosent, partner) produserte 535 boepd netto (398) til Det norske i andre kvartal, tilsvarende 20 prosent av produksjonen totalt.

Den gjennomsnittlige produksjonsraten på Jotun (7 prosent, partner) var 122 boepd netto (175) til Det norske i andre kvartal, som tilsvarer 5 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.

Ivar Aasen-prosjektet avholdt sin tredje HMS-konferanse i Trondheim i begynnelsen av mai. Temaet for konferansen var driftssikkerhet, og deltakerne på konferansen var 60 ledende ansatte fra Det norske og selskapets leverandører.

I juni begynte forberedelsene til HMS-aktivitetene i forbindelse med sammenslåingen av Det norske og Marathon Oil Norge. Arbeidet omfatter alt fra styrende dokumenter, HMS-rutiner og beredskap til myndighetskommunikasjon.

Prosjekter med godkjent PUD

Ivar Aasen – PL 001B/242/028B (34,78 prosent, operatør)

De sentrale prosjekterings- og byggeaktivitetene på Ivar Aasen-prosjektet forløper etter planen med planlagt produksjonsstart forventet i fjerde kvartal 2016.

Ivar Aasen bygges ut med stålunderstell. Plattformdekket vil ha boligkvarter og et prosesseringsanlegg for førstetrinns separasjon.

I juni undertegnet Det norske en unitiseringsavtale for utbyggingen av Ivar Aasen-feltet på Utsirahøyden i Nordsjøen med lisenshaverne i PL001B, PL242, PL457 og PL338. Det norske er operatør og vil ha 34,7862 prosent etter unitiseringen, når eierandelen på 40 prosent i PL457 er overtatt fra Spike Exploration og E.ON E&P Norge AS som tidligere annonsert.

Unitiseringen omfatter Ivar Aasen og West Cable-forekomstene. Hanz-forekomsten forblir i PL028B, hvor Det norske er operatør og har en eierandel på 35 prosent. Hanz planlegges utbygd i fase 2 av Ivar Aasen-utbyggingen.

Det norske estimerer brutto påviste og sannsynlige reserver (2P) for Ivar Aasen-utbyggingen (inkludert Hanz) på om lag 210 millioner fat oljeekvivalenter (mmboe), en økning på ca. 35 prosent sammenlignet med 2P-reserver ved årsslutt 2013. Netto til Det norske utgjør dette rundt 74 mmboe. Reserveøkningen er et resultat av inkludering av volumer i PL457 og PL338, samt positive resultater fra 16/1-16-brønnen in PL457 og havbunnsseismikk prosessert i forbindelse med en oppdatert dreneringsstrategi som ble oversendt til Olje- og energidepartementet 30. juni 2014.

Den oppdaterte dreneringsstrategien har ikke identifisert behov for ytterligere brønner for å utvikle Ivar Aasen-feltet. Totale investeringer for Ivar Aasen-utbyggingen er estimert til 27,4 milliarder kroner (nominell verdi), som er uendret i forhold til planen for utbygging og drift (PUD).

Partnere i utbyggingen er Statoil, Bayerngas, Wintershall, VNG, Lundin og OMV.

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

Utbyggingen av Gina Krog-feltet er i rute, og oppstart er planlagt til Q1 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)

Som pre-unitoperatør for Johan Sverdrup-feltet gjorde Statoil de sentrale delene av konseptvalget offentlig kjent i februar 2014, da beslutningspunkt 2 (DG2) ble passert i pre-unitpartnerskapet for Johan Sverdrup. Fase 1 omfatter etablering av et feltcenter bestående av en prosessplattform, en boreplattform, en stigerørsplattform og en boligplattform. Planen er at PUD for fase 1 for Johan Sverdrup skal sendes inn til myndighetene senest i første kvartal 2015, med planlagt produksjonsstart i fjerde kvartal 2019. Rettighetshaverne på Johan Sverdrup har innledet forhandlinger om en unitiseringsavtale. PUD forventes behandlet i Stortingets vårsesjon 2015. Konseptet for fasene fremover vil bli vedtatt i en egen beslutningsprosess etter fase 1 av PUD.

Det omfattende arbeidet på fase 1 av DG3/PUD fortsatte i andre 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. I tillegg er det inngått andre kontrakter om undervannsanlegg, rørledninger, landkraft osv.

I andre kvartal ble det undertegnet en intensjonserklæring med Kværner om levering av to av de planlagte stålunderstellene til Johan Sverdrup-utbyggingen. Understellet til stigerørsplattformen skal leveres sommeren 2017 og understellet til boreplattformen våren 2018.

I fase 1 får stigerørsplattformen kraft fra land, anslagsvis 100 MW. Også fremtidige faser av Johan Sverdrup skal ha landkraft, i likhet med tre andre felt som bygges ut på Utsirahøyden (Ivar Aasen, Gina Krog og Edvard Grieg). Stortinget har bestemt at Utsirahøyden skal være fullt elektrifisert innen 2022.

Etter å ha boret avgrensingsbrønn 16/2-19 på Geitungen i den nordre delen av Johan Sverdrup-feltet i PL 265 vedtok partnerne å bore et sidesteg (16/2-

19 A) rundt en kilometer sørvest for å få klarhet i hvor langt nord hovedreservoaret på Johan Sverdrup-feltet strekker seg inn i sandstein i Draupne-formasjonen. Boringen av sidesteget var ferdig i april og hadde da påtruffet et 13 meters oljeførende intervall i Draupne-formasjonen, hvorav 3 meter av fremragende reservoarkvalitet. Resultatene fra brønnene vil bli tatt inn i arbeidet med utviklingen av Johan Sverdrup-feltet. Brønn 16/2-19 A var avslutningen på et digert avgrensingsprogram på Johan Sverdrup som nå omfatter 32 lete-/avgrensingsbrønner inkludert geologiske sidesteg.

Leting

Selskapets kostnader relatert til leting var 304 millioner kroner i andre kvartal, hvorav 123 millioner kroner ble bokført som leteutgifter.

Gotama – PL 550 (10 prosent, partner)

Letebrønn 31/2-21 på Gotama-prospektet i PL550 i Nordsjøen var ferdig boret i mai. Brønnen støtte ikke på sandstein av reservoarkvalitet i hovedmålet i øvre Jura. Det ble påtruffet sandsteiner med god kvalitet i sekundærmålene, men disse var vannførende.

Terne – PL558 (10 prosent etter salg til Petrolia, partner)

Boring av letebrønn 6507/5-7 på Terne-prospektet i PL558 Norskehavet ble avsluttet i juni uten å treffe på hydrokarboner. Det norske inngikk en "farm out"-avtale om 10 prosent av lisensen mot en avtale med Petrolia Norway AS om delvis dekning av kostnader.

Gohta 2 – PL492 (40 prosent, partner)

Boring av avgrensingsbrønn 7120/1-4S på Gohta-funnet i PL492 i Barentshavet startet i slutten av mai. Målet med denne brønnen, som ligger 5,7 kilometer nordvest for den opprinnelige Gohta-brønnen, er å teste reservoaregenskaper og hydrokarbonpotensialet i de permiske bergartene i Gohta karst Røye-formasjonen og den overliggende sandsteinen i Kobbeformasjonen.

Garantiana 2 – PL554 (10 prosent etter bytte med Spike Expl., partner)

Boring av avgrensingsbrønn 34/6-3S på Garantiana-funnet i PL554 i Nordsjøen ble påbegynt i andre kvartal. Målet med denne brønnen er å undersøke hydrokarbonpotensialet i Cook-formasjonen fra tidlig Jura.

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 andre kvartal 2014 inngikk Det norske en "farm out"-avtale med Petrolia Norway AS om 10 prosent av PL558 mot delvis kostnadsdekning. Transaksjonen er godkjent av partnerskapet og er inne til godkjenning hos myndighetene.

Det norske inngikk også en avtale med Spike Exploration om å bytte 10 prosent eierandel i lisens 554/B/C som inneholder oljefunnet Garantiana, mot 20 prosent eierandel i lisens 457, som inneholder deler av Ivar Aasenforekomsten. Lisens 457 ligger på Utsirahøyden i Nordsjøen rett øst for Ivar Aasen (lisens 001B), der Det norske har 35 prosent og er operatør. Etter at Asha-funnet ble gjort sent i 2012, ble det fastslått at Ivar Aasen strekker seg over i lisens 457. Transaksjonen skal godkjennes av myndighetene.

Videre har Det norske undertegnet en avtale med E.ON E&P Norge AS (E.ON) om å bytte to letelisenser og et kontantvederlag mot 20 prosent eierandel i lisens 457. Med denne avtalen og avtalen med Spike vil Det norske ha en eierandel på 40 prosent i PL457. Etter transaksjonen vil selskapets andel i lisens 613 i Barentshavet være redusert fra 35 prosent til 20 prosent og dets andel i lisens 676 S i Nordsjøen fra 20 prosent til 10 prosent.

Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS

Den 2. juni 2014 kunne Det norske melde at selskapet hadde inngått avtale om å overta Marathon Oil Norge AS ("MONAS") for et kontantvederlag på 2,1 milliarder dollar.

Kontantvederlaget tar utgangspunkt i en bruttoverdi på 2,7 milliarder dollar og er justert for gjeld, netto arbeidskapital og renter på netto kjøpesum. Effektiv dato for transaksjonen er 1. januar 2014. Avtalen er ventet gjennomført i løpet av fjerde kvartal 2014, med forbehold om godkjenning fra myndighetene.

Strategisk viktig

Marathon i Norge passer godt med Det norske.

- Selskapet har en svært god portefølje med begrensede investeringsforpliktelser, lave historiske skattebalanser og høy produksjon på kort sikt. Det passer godt med planlagt produksjonsstart på Ivar Aasen og utviklingen av Johan Sverdrup-feltet.
- Marathon i Norge har også betydelig operativ erfaring fra Alvheim-feltet, som utfyller kompetansen i Det norske innen leting og utbygging.
- Marathon Norges aktivitet er geografisk konsentrert med all produksjon fra en godt drevet Alvheim FPSO. Selskapets produserende felt er rike på olje idet 80 prosent av reservene er olje.

Etter transaksjonen vil Det norske ha 202 mmbøe i påviste og sannsynlige reserver (2P) (slutten av 2013). Det sammenslåtte selskapet vil dessuten ha betingede ressurser på 101 mmbøe, ressursene fra Johan Sverdrup ikke medregnet. På toppen av dette er det ytterligere oppsider i porteføljen til Marathon Oil Norge anslått til om lag 80 millioner fat oljeekvivalenter. Samlet produksjon for de to selskapene var i 2013 rundt 84 000 fat olje pr. dag. Det gjør Det norske til et av de største uavhengige børsnoterte olje- og gasselskapene i Europa når det gjelder produksjon.

Finansiering

Det norske har sikret seg en fullt ut forpliktende og garantert lånefasilitet for hele kontantvederlaget i forbindelse med oppkjøpet. Lånefasiliteten er gitt av BNP PARIBAS, DNB, Nordea og SEB. Den 8. juli 2014 undertegnet selskapet en reservebasert lånefasilitet (RBL-fasilitet) som er fullt ut garantert av de samme bankene. RBL-fasiliteten er en syvårig sikret lånefasilitet på 3,0

milliarder dollar og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på 1,0 milliard dollar. Denne langsiktige lånefasiliteten vil erstatte oppkjøpsfinansieringen på 2,2 milliarder dollar ved gjennomføring av oppkjøpet av Marathon Oil Norge og vil refinansiere Det norske nåværende lånefasilitet.

Som en del av selskapets langsiktige finansieringsplan vil egenkapitalen bli styrket gjennom en fortrinnsrettsemisjon med en økning i aksjekapitalen med et bruttoproveny i norske kroner som tilsvarer 500 millioner dollar. Selskapets største aksjonær Aker ASA har forpliktet seg til å tegne seg for selskapets 49,99 prosent pro rata-andel. De resterende 50,01 prosent er garantert fulltegnet av et konsortium av banker. Med dette har Det norske sikret finansieringen av selskapets planer fram til produksjonsstart på Johan Sverdrup-feltet.

Oppkjøpet av Marathon Oil Norge vil gjøre Det norske økonomisk mer robust for å møte eventuelle endringer i fremtidige investeringskostnader. Det vil også forbedre selskapets kredittprofil og redusere kapitalkostnaden.

Klar for videre vekst

Etter oppkjøpet vil Det norske ha mer enn 450 ansatte. Ingen ansatte vil bli overflødige som følge av overtakelsen, snarere er det mange muligheter i en organisasjon i vekst.

Avtalen er ventet gjennomført i løpet av fjerde kvartal 2014, med forbehold om norske og europeiske myndigheters godkjenning.

Rapport for første halvår 2014

	30. juni 2014	30. juni 2013
Olje- og gassproduksjon (fat)	506 045	684 422
Realisert oljepris (USD/fat)	107,7	103,7
Driftsinntekter (MNOK)	612	366
Letekostnader (MNOK)	233	504
Driftsresultat (MNOK)	-149	-527
Periodens resultat (MNOK)	151	-62
Totale letekostnader (resultat og balanse)	455	679
Antall lisenser (operatørskap)	74 (27)	70 (42)

Selskapet oppnådde i første halvår driftsinntekter på 612 millioner kroner (366). Den totale produksjonen fra selskapets produksjonsanlegg var på 506 045 fat (684 422). Realisert oljepris var 107,7 (103,7) dollar pr. fat. Driftsresultatet for første halvår 2014 ble 149 (-527) millioner kroner, hovedsakelig som følge av leteutgifter, av- og nedskrivninger.

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 103 millioner kroner (283) i forbindelse med boring av tørre brønner i første halvår 2014, mens 1 654 millioner kroner (2 340) er aktivert i balansen pr. 30. juni 2014.

Det norske deltok i fire undersøkelsesbrønner som ble ferdigstilt i første halvår 2014, nemlig Trell i PL102F, Langlitinden i PL659, Gotama i PL550 og Terne i PL558. Trell var et lite funn, mens Langlitinden ble ansett å ikke ha noe kommersielt potensial. Gotama og Terne ble klassifisert som tørre.

Også boring av avgrensingsbrønnen Gohta-2 i Barentshavet og av Garantiana-2-brønnen i Nordsjøen ble påbegynt i andre kvartal. Boringen pågår fortsatt.

Det norske ble tildelt seks nye lisenser i TFO 2013 (tildeling i forhåndsdefinerte områder), hvorav to som operatør. Alle de nye lisensene ligger i Nordsjøen.

Det var god fremdrift på Ivar Aasen-prosjektet i første halvår 2014. I løpet av mars ble det første stålet til boligkvarteret kuttet hos Apply Leirvik. I slutten av andre kvartal ble forhandlingene om unitisering av lisensene på PL001B, PL242, PL457 og PL338 ferdigstilt. Det norske er operatør på Ivar Aasen-utbyggingen og har en eierandel der på 34,7862 prosent. Økningen i 2P-reserver på 35 prosent er et resultat av inkludering av volumer i PL457 og PL338, samt positive resultater fra 16/1-16-brønnen in PL457 og havbunnsseismikk prosessert i forbindelse med en oppdatert dreneringsstrategi som ble oversendt til Olje- og Energidepartementet 30. juni 2014.

Når det gjelder Johan Sverdrup-feltet, meldte Statoil i forbindelse med passering av beslutningspunkt 2 (DG2) i februar 2014 at feltet forventes å ha en full produksjonskapasitet i området 550 000–650 000 fat oljeekvivalenter pr. dag. Produksjonskapasiteten i fase 1 vil ligge på mellom 315 000 og 375 000 fat oljeekvivalenter pr. dag. Brutto betingede utvinnbare ressurser er på mellom 1 800 og 2 900 millioner fat oljeekvivalenter. Totale investeringer i første fase er anslått til mellom 100 og 120 milliarder kroner og inkluderer avsetninger for uforutsette endringer og for eventuell prisutvikling i markedet. Fase 1 har kapasitet til å produsere mer enn 70 % av de samlede ressursene på Johan Sverdrup-feltet.

Oppkjøpet av Marathon Oil Norge ble gjort kjent i juni 2014. Med oppkjøpet blir selskapet en solid norsk E&P-aktør med en betydelig produksjon på norsk sokkel. Sammen med Det norskes utbyggingsprosjekter gir de nye eiendelene selskapet en diversifisert og balansert base av eiendeler og en solid plattform for fremtidig organisk vekst. Etter transaksjonen vil Det norske ha 202 millioner fat oljeekvivalenter (boe) i påviste og sannsynlige reserver (2P). Reservene vil øke betydelig når plan for utbygging og drift av Johan Sverdrup blir levert i februar 2015.

Risiko og usikkerhet

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

Som et oljeselskap med virksomhet på norsk kontinentalsokkel 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. Disse er omtalt i selskapets årsberetning og note 29 i årsrapporten for 2013. Selskapet er også eksponert for usikkerheten i de internasjonale kapitalmarkedene, og vanskelig tilgang på kapital kan påvirke i hvilket tempo selskapet kan gjennomføre utbyggingsprosjekter. Pr. 30. juni 2014 har Det norske ikke inngått kontrakter eller derivater som sikrer mot svingninger i oljepris, men selskapet har inngått enkelte valutaterminkontrakter og renteswapavtaler.

Det er flere risikoer ved gjennomføringen av oppkjøpet av Marathon. Risikoene knytter seg til sammenslåingen av Marathon Norges virksomhet med Det norske, om Det norske kan overdra Marathon Norges løpende kontrakter, eventuelt overta dem på samme vilkår, samt risikoen for å miste sentrale personer hos Marathon. Videre er det viktig at selskapet klarer å hente ut synergier fra konsoliderte skatteposisjoner, men det er også risiko for betingede eller andre forpliktelser i Marathon Norge. Av annen forretningsrisiko etter overtakelsen av Marathon kan nevnes risikoen for uventet produksjonsstans på Alvheim FPSO og risiko i forbindelse med reservasjon av gasstransportkapasitet.

Hendelser etter kvartalets slutt

Den 3. juli 2014 vedtok ekstraordinær generalforsamling å gjennomføre en fortrinnsrettsemisjon med en økning i egenkapitalen med et bruttoproveny i norske kroner som tilsvarer 500 millioner dollar. Prospektet ble godkjent av Finanstilsynet 9. juli 2014. Gjennom fortrinnsrettsemisjonen vil selskapet utstede 61 911 239 nye aksjer à 48,50 kroner. Etter emisjonen vil det totalt være 202 618 602 aksjer i selskapet. Hver aksjeeier gis 11 tegningsretter pr. 25 aksjer i selskapet. Tegningsperioden utløper 29. juli 2014. Betaling for aksjene er forventet 4. august 2014 og levering av aksjene er forventet 6.

august 2014. BNP PARIBAS, DNB Markets, J.P Morgan Securities, Nordea Markets og Skandinaviska Enskilda Banken for tilretteleggere for fortrinnsrettsemisjonen.

Den 8. juli 2014 undertegnet selskapet en reservebasert lånefasilitet (RBL-fasilitet) som er fullt ut garantert av BNP Paribas, DNB, Nordea og SEB. RBL-fasiliteten er en syvårig sikret lånefasilitet på 3,0 milliarder dollar og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på 1,0 milliard dollar. Denne langsiktige lånefasiliteten vil erstatte oppkjøpsfinansieringen på 2,2 milliarder dollar ved gjennomføring av oppkjøpet av Marathon Oil Norge og vil refinansiere Det norske nåværende lånefasilitet.

Vilkårene for RBL-fasiliteten er bedre enn for den kreditten selskapet har i dag. Rente er LIBOR pluss 2,75 prosent p.a., med et opptreksgebyr på 0,25 prosent eller 0,5 prosent av opptrukket beløp.

I juli utnevnte Det norske de fleste i den nye ledergruppen som skal overta i Det norske fra fjerde kvartal 2014 etter sammenslåingen med Marathon Oil Norge. Konsernsjef Karl Johnny Hersvik vil ha med seg en gruppe på elleve konserndirektører, hvorav åtte allerede er utnevnt:

- Karl Johnny Hersvik (42), konsernsjef
- Gro Gunleiksrud Haatvedt (56), konserndirektør leting
- Øyvind Bratsberg (55), konserndirektør teknologi og feltutvikling
- Geir Solli (54), konserndirektør drift
- Kjetil Ween (38), konserndirektør boring og brønn
- Elke Njå (60), konserndirektør spesialprosjekter
- Alexander Krane (38), konserndirektør finans
- Kjetil Kristiansen (45), konserndirektør HR
- Leif Gunnar Hestholm (45), konserndirektør helse, miljø, sikkerhet og kvalitet

Foreløpig ubesatte stillinger (fungerende i parentes):

- Konserndirektør konsernutvikling (Elke Njå)
- Konserndirektør prosjekter (Karl Johnny Hersvik)
- Konserndirektør kommunikasjon (ennå ikke bestemt)

Utsikter

Overtakelsen av Marathon i Norge er en transaksjon som vil omdanne Det norske. Marathon Norges 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. Arbeidet med sammenslåingen av de to organisasjonene er godt i gang, og transaksjonen forventes gjennomført i fjerde kvartal 2014.

Med den nye reservebaserte lånefasiliteten og den pågående emisjonen har selskapet sikret finansieringen av sine planer fram til produksjonsstart på Johan Sverdrup-feltet.

Ivar Aasen og Johan Sverdrup er Det norske to viktigste utbyggingsprosjekter, og begge prosjektene forløper etter planen. Unitiseringsforhandlingene for Johan Sverdrup pågår fortsatt.

Ut fra foreliggende planer vil Det norske delta i ca. ti letebrønner i løpet av 2014.

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	Q2		01.01. - 30.06.	
		2014	2013	2014	2013
Petroleumsinntekter	2	143 227	283 804	298 327	362 513
Andre driftsinntekter	3	310 626	1 822	313 867	3 452
Driftsinntekter		453 853	285 626	612 195	365 965
Utforskningskostnader	4	123 492	270 635	233 075	504 374
Produksjonskostnader		45 301	57 086	88 251	98 598
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	7	4 859	28 515	9 417	30 042
Avskrivninger	6	82 109	147 844	170 971	182 842
Nedskrivninger	5,6		1 700	167 373	1 700
Andre driftskostnader	7	78 852	56 619	92 157	75 827
Driftskostnader		334 613	562 400	761 244	893 382
Driftsresultat		119 240	-276 773	-149 049	-527 417
Renteinntekter	8	9 635	6 217	21 779	13 419
Annen finansinntekt	8	17 652	34 581	52 316	55 183
Rentekostnader	8	104 374	42 610	191 126	55 358
Annen finanskostnad	8	68 682	47 103	89 212	94 256
Netto finansposter		-145 769	-48 915	-206 244	-81 012
Resultat før skattekostnad		-26 529	-325 688	-355 293	-608 429
Skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	9	-193 181	-284 200	-506 162	-546 615
Periodens resultat		166 652	-41 488	150 869	-61 814
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per.		140 707 363	140 707 363	140 707 363	140 707 363
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i per. utvannet		140 707 363	140 707 363	140 707 363	140 707 363
Resultat etter skatt pr. aksje		1,18	-0,29	1,07	-0,44
Resultat etter skatt pr. aksje - utvannet		1,18	-0,29	1,07	-0,44

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Q2		01.01. - 30.06.	
	2014	2013	2014	2013
Periodens resultat	166 652	-41 488	150 869	-61 814
Totalresultat	166 652	-41 488	150 869	-61 814

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 30.06.2014	30.06.2013	(Revidert) 31.12.2013
EIENDELER				
Immaterielle eiendeler				
Goodwill	6	321 120	387 551	321 120
Aktiverte leteutgifter	6	1 654 163	2 340 490	2 056 100
Andre immaterielle eiendeler	6	973 286	718 305	646 299
Utsatt skattefordel	9	820 344		630 423
Varige driftsmidler				
Varige driftsmidler	6	4 104 748	2 650 744	2 657 566
Finansielle eiendeler				
Langsiktige fordringer	12	105 380	89 788	125 432
Beregnet skatt til utbetaling	9	415 474	575 601	
Andre langsiktige eiendeler	10	288 216	205 756	285 399
Sum anleggsmidler		8 682 731	6 968 236	6 722 340
Varer				
Varelager		34 284	37 446	40 880
Fordringer				
Kundefordringer	16	10 837	367 027	134 221
Andre kortsiktige fordringer	11	757 967	226 705	499 419
Kortsiktige plasseringer		24 360	23 875	24 075
Beregnet skatt til utbetaling	9	1 421 849	1 283 074	1 411 251
Betalingsmidler				
Betalingsmidler	13	965 962	835 391	1 709 166
Sum omløpsmidler		3 215 258	2 773 517	3 819 011
SUM EIENDELER		11 897 989	9 741 754	10 541 352

(Alle tall i NOK 1 000)	Note	(Urevidert) 30.06.2014	30.06.2013	(Revidert) 31.12.2013
EGENKAPITAL OG GJELD				
Innskutt egenkapital				
Aksjekapital	14	140 707	140 707	140 707
Overkursfond		3 089 542	3 089 542	3 089 542
Sum innskutt egenkapital		3 230 249	3 230 249	3 230 249
Opptjent egenkapital				
Annen egenkapital		109 089	444 112	-41 780
Sum egenkapital		3 339 339	3 674 361	3 188 470
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser		44 657	59 531	66 512
Utsatt skatt	9		155 374	
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	21	831 755	867 394	828 529
Andre avsetninger for forpliktelser		522		780
Langsiktig gjeld				
Obligasjonslån	19	2 477 296	590 816	2 473 582
Annen rentebærende gjeld	20	2 470 125	2 147 322	2 036 907
Derivater	15	51 262	39 666	49 453
Kortsiktig gjeld				
Kortsiktig lån	17	1 183 537	1 272 562	478 050
Leverandørgjeld		497 352	165 370	452 435
Offentlige trekk og avgifter		26 911	21 037	23 579
Fjerningsforpliktelser	21	165 274		147 375
Annen kortsiktig gjeld	18	809 960	748 319	795 680
Sum gjeld		8 558 650	6 067 392	7 352 882
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		11 897 989	9 741 754	10 541 352

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1 000)	Aksjekapital	Overkurs	Optjent egenkapital				Sum egenkapital
			Annen innskutt egenkapital	Andre inntekter og kostnader	Annen 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 - 30.06.2013					-61 814	-61 814	-61 814
Egenkapital pr. 30.06.2013	140 707	3 089 542	3 600 107	-2 188	-3 153 808	444 112	3 674 361
Periodens totalresultat 1.7.2013 - 31.12.2013				894	-486 785	-485 891	-485 891
Egenkapital pr. 31.12.2013	140 706	3 089 542	3 600 107	-1 294	-3 640 593	-41 780	3 188 470
Periodens totalresultat 1.1.2014 - 30.06.2014					150 869	150 869	150 869
Egenkapital pr. 30.6.2014	140 707	3 089 542	3 600 107	-1 294	-3 489 724	109 089	3 339 339

KONTANTSTRØMANALYSE (Urevidert)

(Alle tall i NOK 1000)	Note	2014	Q2 2013	01.01. - 30.06 2014	2013	Ar 2013
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter						
Resultat før skattekostnad		-26 529	-325 688	-355 293	-608 429	-2 545 327
Betalte skatter i perioden						-26 585
Periodens mottatte skattefordring						1 318 430
Avskrivninger	6	82 109	147 844	170 971	182 842	470 529
Nedskrivninger	5		1 700	167 373	1 700	666 135
Kalkulatorisk rente i nåverdberegning av fjerningsforpliktelser	21	13 231	10 812	26 151	20 736	42 765
Gevinst/tap ved bytte av lisenser, eks. pro&contra oppgjør	3	-303 622	734	-303 622	734	734
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	8	3 200	-9 077	817	-6 369	3 174
Amortisering av rente- og etableringskostnader	8	9 824	9 307	19 887	18 598	88 458
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	4,6	30 195	119 394	103 214	282 957	1 150 541
Endring i lager, kreditorer og debitorer		401 649	-361 989	174 897	-374 651	141 786
Endring i andre korsiktige tidsavgrensningskostnader		28 091	113 666	-255 705	-78 258	-394 934
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		238 148	-293 296	-251 309	-560 139	915 707
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter						
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	21	-2 320	-11 313	-5 027	-13 370	-36 739
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	6	-651 027	-297 028	-1 240 638	-758 213	-1 495 709
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	6	-308 448	-288 504	-431 340	-524 511	-1 358 941
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser		54 046	1 225	54 628	1 225	86 472
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-907 749	-595 620	-1 622 377	-1 294 868	-2 804 917
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter						
Nedbetaling av kortsiktig gjeld	17					-1 500 000
Nedbetaling av langsiktig gjeld	19,20			-290 927		-2 185 102
Opptak av langsiktig gjeld	19,20	314 494	688 601	721 409	836 217	4 729 297
Opptak av kortsiktig gjeld	17	500 000	300 000	700 000	700 000	1 400 000
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		814 494	988 601	1 130 482	1 536 217	2 444 195
Netto endring i betalingsmidler						
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	13	821 069	735 706	1 709 166	1 154 182	1 154 182
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		965 962	835 391	965 962	835 391	1 709 166
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt:						
Bankinnskudd		950 566	823 391	950 566	823 391	1 693 319
Bundne bankinnskudd		15 396	12 000	15 396	12 000	15 847
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	13	965 962	835 391	965 962	835 391	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. 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:	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
Inntektsførte oljeinntekter	142 080	237 323	270 621	284 621
Inntektsførte gassinntekter	-4 550	39 315	17 341	65 130
Tariffinntekter	5 697	7 167	10 365	12 762
Sum petroleumsinntekter	143 227	283 804	298 327	362 513
Spesifikasjon av produserte volumer (fat):				
Olje	207 380	383 813	403 140	469 154
Gass	38 095	126 970	102 905	215 268
Sum produserte volumer	245 475	510 783	506 045	684 422

Note 3 Andre driftsinntekter

Andre driftsinntekter	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
Andre driftsinntekter	310 626	1 822	313 867	3 452

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 NOK 309 millioner.

Note 4 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader:	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	48 159	68 137	65 963	128 482
Viderebelastning av riggekostnader	-19 302	-25 824	-66 348	-64 242
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	38 525	27 550	76 382	65 535
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	7 993	82 812	21 427	96 805
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	22 202	36 583	81 787	186 153
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskost.	21 315	75 000	44 674	83 000
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	4 600	6 378	9 190	8 641
Sum utforskningskostnader	123 492	270 636	233 075	504 374

Note 5 Nedskrivninger

Produksjon på Jette-feltet er lavere enn forventet, noe som har ført til en revurdering og reduksjon av reservene. Det er som følge av dette foretatt en nedskrivningsvurdering som resulterte i en nedskrivning i første kvartal på NOK 167 millioner før skatt, som tilsvarer NOK 36 millioner etter skatt. Nedskrivningen er i sin helhet relatert til varige driftsmidler.

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

- * diskonteringsrente på 8,2 prosent nominelt etter skatt
- * en langsiktig inflasjonsforventning på 2,5 prosent
- * en langsiktig forventning til valutakurs på NOK/USD 6,00
- * oljepriser er basert på forwardkurve

Avstemming av nedskrivninger i resultatregnskapet:	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
Nedskrivning av immaterielle eiendeler		1 700		1 700
Nedskrivning av varige driftsmidler			167 373	
Sum nedskrivninger i resultatregnskapet		1 700	167 373	1 700

Note 6 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	567 662	9 635	12 314	589 611
Reklassifisering	542 047			542 047
Anskaffelseskost 31.03.2014	2 756 883	4 409 086	168 689	7 334 659
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2014		3 532 702	98 299	3 631 002
Balansført verdi 31.03.2014	2 756 883	876 385	70 390	3 703 657
Anskaffelseskost 31.03.2014	2 756 883	4 409 086	168 689	7 334 658
Tilgang	640 911	1 402	8 714	651 027
Avgang			1 699	1 699
Anskaffelseskost 30.06.2014	3 397 794	4 410 488	175 705	7 983 986
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	73 236	4 104 748
Avskrivninger Q2 2014		76 695	4 170	80 865
Avskrivninger 01.01 - 30.06.2014		157 901	8 531	166 432
Nedskrivninger Q2 2014				
Nedskrivninger 01.01 - 30.06.2014		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 er omklassifisert 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.

Immaterielle eiendeler	Andre immaterielle eiendeler			Goodwill
	Lisenser m.m.**	Software	Totalt	
Balansført verdi 31.12.2013	641 616	4 683	646 299	2 056 100
Anskaffelseskost 31.12.2013	902 705	48 097	950 801	2 056 100
Tilgang		46	46	114 896
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				73 601
Reklassifisering				-542 047
Anskaffelseskost 31.03.2014	902 705	48 143	950 848	1 555 349
Akk av- og nedskrivninger 31.03.2014	263 821	43 977	307 798	144 532
Balansført verdi 31.03.2014	638 884	4 166	643 050	1 555 349
Anskaffelseskost 31.03.2014	902 705	48 143	950 848	1 555 349
Tilgang	331 445	35	331 479	261 646
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				162 832
Anskaffelseskost 30.06.2014	1 234 150	48 178	1 282 328	1 654 163
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
Avskrivninger Q2 2014	994	250	1 243	
Avskrivninger 01.01 - 30.06.2014	3 726	813	4 539	

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet:	Q2		01.01.-30.06	
	2014	2013	2014	2013
Avskrivning av varige driftsmidler	80 865	141 657	166 432	171 475
Avskrivning av immaterielle eiendeler	1 243	6 187	4 539	11 366
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	82 109	147 844	170 971	182 842

**Tilgang lisenser i kvartalet er i hovedsak knyttet til de gjennomførte bytetransaksjonene, 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. 30.06.2014.

Note 7 Lønnskostnader og andre driftskostnader

Lønnskostnader:	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
Totale lønnskostnader	135 859	123 015	263 417	230 542
Andel av lønnskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-131 000	-94 500	-254 000	-200 500
Netto lønnskostnader	4 859	28 515	9 417	30 042

Andre driftskostnader:	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
Totale andre driftskostnader	141 163	83 898	226 649	157 196
Andel av andre driftskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-62 311	-27 279	-134 492	-81 369
Netto andre driftskostnader	78 852	56 619	92 157	75 827

Note 8 Finansposter

	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
Renteinntekter	9 635	6 217	21 779	13 419
Avkastning på finansielle plasseringer		250	300	738
Valutagevinst	17 652	25 254	49 633	45 368
Verdiendring derivater		9 077	2 383	9 077
Sum annen finansinntekt	17 652	34 581	52 316	55 183
Rentekostnader	146 750	66 338	251 871	124 233
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-52 200	-33 035	-80 632	-87 474
Amortiserte lånekostnader	9 824	9 307	19 887	18 598
Sum rentekostnader	104 374	42 610	191 126	55 358
Valutatap	56 433	43 784	73 280	85 238
Realisert tap på derivater	9 034	3 320	12 718	9 018
Virkelig verdi derivater	3 200		3 200	
Nedgang i verdi på finansielle plasseringer	15		15	
Sum annen finanskostnad	68 682	47 103	89 212	94 256
Sum netto finansposter	-145 769	-48 915	-206 244	-81 012

Note 9 Skatt

Skattekostnad består av:	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
Beregnet skatt til gode av utforskningskostnader dette år	-267 470	-314 462	-415 474	-575 601
Endring utsatt skatt	-2 330	30 262	-159 539	28 164
Skatt ført direkte mot resultatregnskapet	11 516		11 516	
Endringer knyttet til tidligere år	1 307		-6 461	822
Utsatt skatt knyttet til avgang av lisenser	63 796		63 796	
Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-193 181	-284 200	-506 162	-546 615

Det er gjennomført full skatteberegning i tråd med regnskapsprinsippene beskrevet i årsrapporten for 2013. I balansen er beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktivitet i 2014 ført som langsiktig post. Denne forventes utbetalt i desember 2015. Beregnet skatt til gode som følge av utforskningsaktiviteter i 2013 er ført som omløpsmidler og forventes utbetalt i desember 2014.

Beregnet skatt til utbetaling:	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Skattefordring inkludert som anleggsmidler	415 474	575 601	
Skattefordring inkludert som omløpsmidler	1 421 849	1 283 074	1 411 251

Utsatt skatt/utsatt skattefordel	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Utsatt skatt/utsatt skattefordel 1.1.	630 423	-126 604	-126 604
Endring utsatt skatt	183 461	-28 164	567 368
Endringer knyttet til tidligere år	6 461	-606	
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser			192 830
Utsatt skatt ført mot oppstilling over andre inntekter og kostnader			-3 170
Sum utsatt skattefordel (+)/Utsatt skatt (-)	820 344	-155 374	630 423

Skatteeffekt av underskudd til fremføring	Skattesats	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Underskudd til fremføring	27 %	-633 449	-381 428	-479 558
Underskudd til fremføring	51 %	-1 271 075	-737 211	-939 713

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

Avstemming av skatteinntekt:	Q2		01.01. - 30.06	
	2014	2013	2014	2013
27% selskapskatt av resultat før skatt	-7 163	-91 193	-95 929	-170 360
51% særskatt av resultat før skatt	-13 530	-162 844	-181 199	-304 215
Skatteeffekt av finansposter - kun 27%	60 635	9 994	81 476	9 737
Skatteeffekt av friinntekt	-53 690	-36 098	-115 880	-67 123
Renter på underskudd til fremføring	-7 818	-4 310	-14 161	-8 327
Permanente forskjeller - Gevinst ved bytte av lisenser (se note 3)	-236 525		-236 525	
Transaksjonskostnader	52 200		52 200	
Ander elementer (permanente forskjeller og tidligere perioders justeringer)	12 710	251	3 856	-6 327
Periodens skatteinntekt	-193 181	-284 200	-506 162	-546 615

Note 10 Andre langsiktige eiendeler

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	12 000	12 000	12 000
Rentereserve kredittfasilitet	263 263	181 063	260 446
Husleiedeposium	12 954	12 694	12 954
Sum andre langsiktige eiendeler	288 216	205 756	285 399

Note 11 Andre kortsiktige fordringer

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla*	26 345		3 103
Forskuddsbetalinger inkludert riggforskudd	222 918	59 221	146 977
Tilgode merverdiavgift	10 288	8 940	11 444
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	101 964	10 238	18 611
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	396 452	148 306	319 283
Sum andre kortsiktige fordringer	757 967	226 705	499 419

*For mer informasjon om fordringer knyttet til utsatt volum på Atla, se note 12.

Note 12 Langsiktige fordringer

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	105 380	89 788	125 432
Sum langsiktige fordringer	105 380	89 788	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 stanset produksjonen fra nabofeltet Skirne. Dette forventes å fortsette gjennom 2014. Inntekter er bokført basert på fysisk produksjonsvolum verdsatt til markedsverdi. Denne utsatte kompensasjon er bokført som langsiktig eller kortsiktig fordring, avhengig av når inntekten vil oppstå, se note 11.

Note 13 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler:	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Kontanter	5	5	5
Bankinnskudd	950 561	823 386	1 693 314
Bundne midler (skattetrekk)	15 396	12 000	15 847
Sum betalingsmidler	965 962	835 391	1 709 166
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån	513 304	433 214	815 991
Ubenyttet trekkrettigheter kredittfasilitet	3 583 904	845 027	3 945 286

Note 14 Aksjekapital

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Aksjekapital	140 707	140 707	140 707
Antall aksjer i hele tusen	140 707	140 707	140 707
Pålydende pr aksje i NOK	1.00	1.00	1.00

Note 15 Derivater

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Urealisert tap rentebytteavtale	51 262	39 666	49 453
Sum derivater	51 262	39 666	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 16 Kundefordringer

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	1 757	319 538	70 885
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner	3 330		1 284
Utfakturerings knyttet til utgiftsrefusjoner inkludert rigg	5 749	47 489	62 052
Sum kundefordringer	10 837	367 027	134 221

Note 17 Kortsiktige lån

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Letefasilitet	1 183 537	1 272 562	478 050
Sum kortsiktige lån	1 183 537	1 272 562	478 050

Fasiliteten 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 9.

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 13 "Betalingssmidler".

Note 18 Annen kortsiktig gjeld

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	-17 602	24 915	202 037
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	450 434	362 777	310 673
Meruttak av petroleum	1 501	93 367	9 588
Annen kortsiktig gjeld	375 627	267 260	273 382
Sum annen kortsiktig gjeld	809 960	748 319	795 680

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

Note 19 Obligasjonslån

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾	594 392	590 816	592 304
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	1 882 904		1 881 278
Sum obligasjonslån	2 477 296	590 816	2 473 582

¹⁾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.

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 20 Annen rentebærende gjeld

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Kredittfasilitet	2 400 043	2 112 060	1 992 055
Urealiserte valutaeffekter	70 082	35 262	44 852
Sum annen rentebærende gjeld	2 470 125	2 147 322	2 036 907

I september 2013 inngikk selskapet en avtale om en ny kredittfasilitet på USD 1 000 millioner, med en gruppe nordiske og internasjonale banker. På visse fremtidige vilkår, kan lånerammen økes med ytterligere USD 1 000 millioner. Selskapet kan gjøre opptrekk på lånet frem til september 2018, som også er dato for siste nedbetaling. Kredittfasiliteten erstatter selskapets tidligere fasilitet på USD 500 millioner, med opprinnelig forfall i desember 2015.

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 21 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

	30.06.2014	30.06.2013	31.12.2013
Avsetning pr. 1.1	975 904	798 057	798 057
Påløpt fjerning	-5 027	-13 370	-36 739
Kalkulatorisk rente - nåverdberegning	26 151	20 736	42 765
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt		61 970	171 822
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	997 028	867 394	975 904
Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelse:			
Kortsiktig	165 274		147 375
Langsiktig	831 755	867 394	828 529
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	997 028	867 394	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 22 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 23 Hendelser etter balansedagen

Det norske oljeselskap ASA (DETNOR) har signert en reservebasert lånefasilitet (RBL-fasilitet), fullt ut garantert 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 vil refinansiere Det norskes nåværende lånefasilitet.

Ekstraordinær generalforsamling har godkjent den foreslåtte emisjonen på NOK 3 milliarder, som medfører utstedelse av 61 911 239 nye aksjer til NOK 48,50 per aksje.

For ytterligere informasjon angående opplysningene ovenfor henvises det til meldinger publisert på Oslo Børs.

Note 24 Investering i felles kontrollerte eiendeler

Lisens / Partner-opererte:	30.06.2014	31.12.2013	Lisens / Operatørskap:	30.06.2014	31.12.2013
PL 019C	30,0 %	30,0 %	PL 001B	35,0 %	35,0 %
PL 019D	30,0 %	30,0 %	PL 026B***	62,1 %	62,1 %
PL 029B	20,0 %	20,0 %	PL 027D	100,0 %	100,0 %
PL 035	25,0 %	25,0 %	PL 027ES	40,0 %	40,0 %
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 038E **	5,0 %	0,0 %	PL 364	50,0 %	50,0 %
PL 048B	10,0 %	10,0 %	PL 414 *	0,0 %	40,0 %
PL 048D	10,0 %	10,0 %	PL 414B *	0,0 %	40,0 %
PL 102C	10,0 %	10,0 %	PL 450 *	0,0 %	80,0 %
PL 102D	10,0 %	10,0 %	PL 460	100,0 %	100,0 %
PL 102F	10,0 %	10,0 %	PL 494	30,0 %	30,0 %
PL 102G	10,0 %	10,0 %	PL 494B	30,0 %	30,0 %
PL 265	20,0 %	20,0 %	PL 494C	30,0 %	30,0 %
PL 272	25,0 %	25,0 %	PL 497 *	0,0 %	35,0 %
PL 332 *	0,0 %	40,0 %	PL 497B *	0,0 %	35,0 %
PL 362	15,0 %	15,0 %	PL 504	47,6 %	47,6 %
PL 438	10,0 %	10,0 %	PL 504BS	83,6 %	83,6 %
PL 442	20,0 %	20,0 %	PL 504CS	21,8 %	21,8 %
PL 453S*	0,0 %	25,0 %	PL 512 *	0,0 %	30,0 %
PL 492	40,0 %	40,0 %	PL 542 *	0,0 %	45,0 %
PL 502	22,2 %	22,2 %	PL 542B *	0,0 %	45,0 %
PL 522	10,0 %	10,0 %	PL 549S	35,0 %	35,0 %
PL 531*	0,0 %	10,0 %	PL 553	40,0 %	40,0 %
PL 533	20,0 %	20,0 %	PL 573S	35,0 %	35,0 %
PL 535	10,0 %	10,0 %	PL 626	50,0 %	50,0 %
PL 535B	10,0 %	10,0 %	PL 659 ***	20,0 %	30,0 %
PL 550	10,0 %	10,0 %	PL 663	30,0 %	30,0 %
PL 551	20,0 %	20,0 %	PL 677	60,0 %	60,0 %
PL 554	20,0 %	20,0 %	PL 709	40,0 %	40,0 %
PL 554B	20,0 %	20,0 %	PL 715	40,0 %	40,0 %
PL 554C **	20,0 %	0,0 %	PL 724**	40,0 %	0,0 %
PL 558	20,0 %	20,0 %	PL 748**	40,0 %	0,0 %
PL 563*	0,0 %	30,0 %	Antall	27	33
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	35,0 %	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	20,0 %	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	47	47			

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.

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

*** Lisenstransaksjoner.

Note 25 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2014		2013				2012		
	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2
Driftsinntekter	453 853	158 342	254 353	323 563	285 626	80 339	116 797	49 014	69 603
Utforskningskostnader	123 492	109 582	544 400	588 289	270 635	233 738	194 924	402 635	417 140
Produksjonskostnader	45 301	42 949	97 602	53 419	57 086	41 512	74 027	45 515	46 154
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	4 859	4 559	3 854	4 129	28 515	1 527	267	1 280	703
Avskrivninger	82 109	88 863	124 021	163 666	147 844	34 997	56 505	15 056	19 780
Nedskrivninger		167 373	657 597	6 837	1 700		127 155	1 880 953	140 669
Andre driftskostnader	78 852	13 305	8 811	25 247	56 619	19 208	21 995	21 140	16 050
Driftskostnader	334 613	426 631	1 436 285	841 588	562 400	330 983	474 873	2 366 579	640 497
Driftsresultat	119 240	-268 289	-1 181 933	-518 025	-276 773	-250 644	-358 076	-2 317 565	-570 894
Netto finansposter	-145 769	-60 475	-105 851	-131 089	-48 915	-32 097	-13 763	-45 784	-23 065
Resultat før skattekostnad	-26 529	-328 764	-1 287 784	-649 114	-325 688	-282 741	-371 839	-2 363 349	-593 959
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-193 181	-312 981	-959 137	-490 975	-284 200	-262 415	-324 575	-1 774 462	-376 558
Periodens resultat	166 652	-15 783	-328 647	-158 139	-41 488	-20 326	-47 264	-588 887	-217 401

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 2014 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, 16. juli 2014

Sverre Skogen, styreleder

Anne Marie Cannon, nestleder

Tom Røtjær, styremedlem

Kjell Inge Røkke, styremedlem

Gro Gauthun Kielland, styremedlem

Kitty Hall, styremedlem

Inge Sundet, styremedlem

Jørgen C. Arentz Rostrup, styremedlem

Kristin Gjertsen, styremedlem

Gudmund Evju, styremedlem

Karl Johnny Hersvik, adm. direktør

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.detnor.no