

Q2 2015

KVARTALSRAPPORT FOR
DET NORSKE OLJESELSKAP

TRONDHEIM, 15. JULI 2015



VIKTIGE HENDELSER I Q2 2015

- **1. april:** Obligasjonseiermøtet godkjente i DETNOR02 visse endringer i vilkårene for obligasjonslånet. Blant annet ble vilkåret om justert egenkapitalgrad fjernet
- **10. april:** Det norske meldte om et lite gassfunn på Skirne Øst i Nordsjøen
- **13. mai:** Det norske gjennomførte en vellykket plassering av et nytt syvårig «PIK Toggle» subordinert obligasjonslån på 300 millioner dollar
- **20. mai:** Det norske kunngjorde at Snømus-brønnen i Nordsjøen var tørr
- **10. juni:** Stålunderstellet på Ivar Aasen-plattformen ble løftet på plass på feltet

VIKTIGE HENDELSER ETTER KVARTALET

- **1. juli:** Det norske meldte at redetermineringsprosessen for RBL-fasiliteten var gjennomført. Tilgjengelig opptreksbeløp ble utvidet til 2,9 milliarder dollar. RCF-fasiliteten på 550 millioner dollar ble også ferdigstilt
- **1. juli:** Det norske kunngjorde et lite olje- og gassfunn på Gina Krog Øst 3
- **2. juli:** Olje- og energidepartementet offentliggjorde fordelingen av eierandelene i Johan Sverdrup-feltet, som ga Det norske en eierandel på 11,5733 prosent

OPPSUMMERING AV FINANSIELLE RESULTATER

	Enhet	Q2 2015	Q2 2014	2015 YTD	2014 YTD
Driftsinntekter	USDm	337	74	661	100
EBITDA	USDm	239	33	495	31
Nettoreultat	USDm	7	27	10	25
Resultat per aksje (EPS)	USD	0,04	0,19	0,05	0,18
Produksjonskostnad per fat	USD/boe	10	30	8	29
Avskrivning per fat	USD/boe	22	55	21	55
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	USDm	43	39	324	-41
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	USDm	-225	-149	-487	-264
Sum eiendeler	USDm	5 301	1 934	5 301	1 934
Netto rentebærende gjeld	USDm	2 159	839	2 159	839
Betalingsmidler	USDm	188	157	188	157

OPPSUMMERING AV DRIFTSRESULTATER

	Enhet	Q2 2015	Q2 2014	2015 YTD	2014 YTD
Produksjon					
Alvheim (65%)	boepd	32 414	-	35 060	-
Volund (65%)	boepd	494	282	481	515
Vilje (46.9%)	boepd	8 320	-	8 331	-
Bøyla (65%)	boepd	506	1 758	649	1 609
Varg (5%)	boepd	120	122	135	155
Jotun (7%)	boepd	377	535	350	518
Atla (10%)	boepd	6 741	-	6 586	-
Jette (70%)	boepd	9 390	-	10 042	-
SUM	boepd	58 363	2 698	61 634	2 796
Oljepris	USD/bbl	65	108	62	108
Gasspris	USD/scm	0,27	0,29	0,28	0,29



OPPSUMMERING AV KVARTALET

Det norske oljeselskap ASA (“selskapet” eller “Det norske”) hadde driftsinntekter på 337 (74) millioner dollar i andre kvartal 2015. Produksjonen i perioden var 58.4 (2,7) tusen fat oljeekvivalenter per dag (“mboepd”). Realisert oljepris var i snitt 65 (108) dollar per fat.

EBITDA dette kvartalet utgjorde 239 (33) millioner dollar, og EBIT var 122 (20) millioner dollar. Kvartalsresultatet var 7 (27) millioner dollar, noe som gir et resultat per aksje (EPS) på 0,04 (0,19) dollar. Netto rentebærende gjeld beløp seg til 2 159 millioner dollar per 30. juni 2015.

I andre kvartal sikret selskapet seg ca. 1 milliard dollar i ytterligere likviditet ved å utstede en ny subordinert obligasjon på 300 millioner dollar, etablere en ny rullerende kredittfasilitet (RCF) på 550 millioner dollar og utvide tilgjengelig opptreksbeløp under selskapets reservebaserte lånefasilitet (RBL) med om lag 200 millioner dollar.

Fordelingen av eierandelene i Johan Sverdrup-feltet ble kunngjort av Olje- og energidepartementet (OED)

i begynnelsen av juli. Det norske fikk en eierandel på 11,5733 prosent. Det norske har besluttet å påklage OEDs beslutning til Kongen i Statsråd.

Det var god fremdrift i utbyggingen av Ivar Aasen i andre kvartal og prosjektet er i rute for produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Stålunderstellet ble løftet på plass, geopilotbrønnene ble ferdig boret, byggingen av plattformdekket ble 70 prosent ferdigstilt, og seksjonene til boligkvarteret ble stablet.

Produksjonen på Alvheim-området ble påvirket av tilkoplingen av East Kameleon L4-brønnen og planlagt nedstenging av et av eksportkompressortogene i mai i forbindelse med planlagt vedlikehold. Boringen av den andre produksjonsbrønnen på Bøyla-feltet ble avsluttet i april, og boringen av K6 infill-brønnen (25/4-K-6, ”Kneler 1”) startet opp.

Det ble gjort to funn dette kvartalet, på Skirne Øst-prospektet og Gina Krog Øst 3. Snømus-prospektet var tørt.

Prognosene i denne rapporten gjenspeiler dagens oppfatninger om hendelser i fremtiden. De er derfor naturlig nok forbundet med stor risiko og usikkerhet ettersom de avhenger av omstendigheter som vil inntreffe i fremtiden.

Alle tall er i US dollar med mindre annet er oppgitt. Tall i parentes viser til 1. kvartal 2014 og er ikke direkte sammelignbare da de representerer Det norske før oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

FINANSIELL GJENNOMGANG

Resultatregnskap

(Millioner US dollar)	Q2 2015	Q2 2014
Driftsinntekter	337	74
EBITDA	239	33
EBIT	122	20
Resultat før skatt	63	-4
Nettoresultat	7	27
Resultat per aksje/EPS (USD)	0.04	0.19

Driftsinntekter i andre kvartal var på 337 (74) millioner dollar.

Letekostnadene dette kvartalet utgjorde 25 (21) millioner dollar, noe som gjenspeiler kostnadene ved den tørre brønnen på Snømus, seismikk-kostnader, arealavgifter og G&G-virksomhet.

Produksjonskostnadene utgjorde 51 (7) millioner dollar, eller 9,5 dollar per fat oljeekvivalenter, mens øvrige driftsutgifter utgjorde 23 (13) millioner dollar.

Avskrivninger utgjorde 117 (13) millioner dollar, tilsvarende 22,1 dollar per fat oljeekvivalenter. Det ble ikke bokført noen nedskrivninger i andre kvartal, hovedsakelig på grunn av økningen i forwardpriser sammenlignet med 31. mars 2015.

Selskapet fikk et driftsresultat på 122 (20) millioner dollar i andre kvartal.

Periodens nettoresultat var 7 (27) millioner dollar etter en skatt på 56 (-32) millioner dollar. Dette gir en skatteprosent på 88,5, som er høyere enn petroleumsskattesatsen. Dette skyldes hovedsakelig valutaeffekter, men er delvis utlignet av friinntekten.

Resultat per aksje ble 0,04 (0,19) dollar.

Balanse

(Millioner US dollar)	Q2 2015	Q2 2014
Goodwill	1 134	52
PP&E	2 804	667
Betalingsmidler	188	157
Totale eiendeler	5 301	1 934
Egenkapital	661	543
Rentebærende gjeld	2 347	996

Sum immaterielle eiendeler var 2 055 (613) millioner dollar, hvorav goodwill utgjorde 1 134 (52) millioner dollar. Andre immaterielle eiendeler utgjorde 922 (560) millioner dollar; mesteparten var merverdier fra disposisjon av kjøpesummen etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Balanseførte leteutgifter utgjorde 309 (269) millioner dollar. Tilgangene dette kvartalet gjaldt for det meste brønnene på Gina Krog og Skirne Øst, utlignet med nedskrivningene på Snømus.

Anleggsmidler beløp seg til 2 804 (667) millioner dollar og er behandlet i note 5. Selskapets beholdninger av betalingsmidler utgjorde 188 (157) millioner dollar per 30. juni, inklusive 5 (3) millioner dollar i bundne bankinnskudd. Totale eiendeler falt til 5 301 (1 934) millioner dollar ved utgangen av kvartalet.

Egenkapitalen var på 661 (543) millioner dollar ved kvartalsslutt, og gjenspeiler nettooverskuddet for perioden. Selskapets egenkapitalandel per 30. juni var 12,5 (28,1) prosent.

Utsatte skatteforpliktelser beløp seg til 1 354 (0) millioner dollar og er behandlet i note 8. Skatteforpliktelsen kan i hovedsak tilbakeføres til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS og har vært relativt stabil i løpet av kvartalet. Rentebærende gjeld økte til 2 347 (996) millioner dollar og består av DETNOR02-obligasjonen på 234 millioner dollar, den nye DETNOR03-obligasjonen på 295 millioner dollar og den reservebaserte lånefasiliteten ("RBL") på 1 818 millioner dollar.

Betalbar skatt var 47 (0) millioner dollar ved kvartalsslutt og gjenspeiler hovedsakelig forventet utestående betaling av påløpt 2015-skatt.



Kontantstrømoppstilling

(Millioner US dollar)	Q2 2015	Q2 2014
Kontantstrøm fra operasjonelt	43	39
Kontantstrøm fra inveteringer	-225	-149
Kontantstrøm fra finansiering	-41	133
Netto endring i betalingsmidler	-224	20
Betalingsmidler kvartalsslutt	188	157

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 43 (39) millioner dollar. Det ble i kvartalet betalt 126 (0) millioner dollar i skatt, som ble innbetalt i april og juni.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -225 (-149) millioner dollar. Investeringer i varige driftsmidler utgjorde 213 (107) millioner dollar dette kvartalet, som hovedsakelig relaterer seg til feltinvesteringer (CAPEX) på Ivar Aasen, Alvheim og Johan Sverdrup.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde totalt -41 (133) millioner dollar som følge av at nedbetalingen på RBL-fasiliteten var 41 millioner dollar høyere enn trekket på det nye subordinerte obligasjonslånet.

Finansiering

Det norske har arbeidet aktivt for å optimere kapitalstrukturen. I andre kvartal ble det gjort positive endringer i lånevilkårene for selskapets reservebaserte lånefasilitet (RBL) på 3,0 milliarder dollar. Disse endringene ga selskapet en umiddelbar økning i tilgjengelig opptreksbeløp i RBL-fasiliteten fra 2,7 til 2,8 milliarder dollar. Etter den halvårslige redetermineringsprosessen, som ble fullført ved kvartalsslutt, ble tilgjengelig opptreksbeløp utvidet ytterligere, til 2,9 milliarder dollar.

I løpet av kvartalet garanterte et konsortium av banker fullt ut for en rullerende kredittfasilitet (RCF) på 500 millioner dollar. Grunnet sterk etterspørsel ble fasiliteten utvidet til 550 millioner dollar ved syndikeringen. Lånet har en løpetid på fire år med opsjon på ytterligere 1+1 år gitt enighet fra långiverne. Det har en rentemargin på 4 prosent, som øker med 0,5 prosent etter 3, 4 og 5 år, pluss et opptreksgebyr på 1,5 prosent. Lånevilkårene er de samme som for selskapets RBL-fasilitet.

I mai gjennomførte Det norske en vellykket plassering av et nytt syvårig «PIK Toggle» subordinert obligasjonslån

på 300 millioner dollar med en fastrente på 10,25 prosent. Obligasjonen har en tilbakekjøpsopsjon fra år 4 og inkluderer en mulighet til å utsette rentebetalinger. Lånet ble betydelig overtegnet. Lånet ble børsnotert på Oslo Børs den 13. juli 2015.

I april var det innkalt til obligasjonseiermøte i DETNOR02. Obligasjonseierne aksepterte her endringer i obligasjonslånsvilkårene for selskapets DETNOR02-obligasjon på 1,9 milliarder kroner, for å harmonisere lånebetingelsene med selskapets RBL-fasilitet. Obligasjonseierne ble også tilbudt en kompensasjon for samtykke på 2 prosent, en økt rentemargin på 1,5 prosent, samt et engangstilbud om å selge opsjonene til 101 prosent av pålydende. Obligasjonseiere som representerte 24,5 millioner kroner i nominell verdi, stemte for å utøve opsjonen. Selskapet solgte deretter obligasjonene til 103,5 prosent av pålydende.

Sikring

Selskapet søker å redusere risikoen forbundet med både valutakurser, renter og råvarepriser ved bruk av sikringsinstrumenter.

Selskapet har kjøpt salgsopsjoner på oljeprisen for å sikre inntektene av produksjonen. Det har kjøpt salgsopsjoner til en innløsningskurs på 55 dollar fatet for et volum tilsvarende 30 prosent av estimert produksjon for annet halvår 2015 og 20 prosent av estimert produksjon for 2016.

Selskapet har også fått på plass visse sikringer for å redusere valutarisikoen. I andre kvartal inngikk selskapet en valutabytteavtale for DETNOR02-obligasjonen. Ved denne avtalen ble 1,9 milliarder kroner med en rente på 3 mnd NIBOR + 6,50 prosent byttet mot 254,8 millioner dollar med en rente på 3 mnd LIBOR + 6,81 prosent.

OPERASJONELL GJENNOMGANG

Det norske produserte 5,3 (0,2) millioner fat oljeekvivalenter ("mmboe") i andre kvartal 2015. Dette tilsvarer 58,4 (2,7) mboepd. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 65 (108) dollar per fat, mens gassen ble inntektsført til gjennomsnittlig 0,27 (0,29) dollar per standard kubikkmeter (Sm3).

Alvheim-feltene

PL 203/088BS/036C/036D/150 (operatør)

De produserende feltene Alvheim (65 prosent), Volund (65 prosent), Bøyla (65 prosent) og Vilje (46,9 prosent) er knyttet opp til produksjonsskipet Alvheim FPSO.

Alvheim FPSO har i andre kvartal hatt en produksjonseffektivitet på 95,3 prosent. Dette er lavere enn i første kvartal, men over målet. Grunnen til at produksjonseffektiviteten gikk ned i andre kvartal, var en planlagt nedstenging av et av eksportkompressortogene i mai i forbindelse med planlagt vedlikehold. Dette medførte tap tilsvarende fire dagers full produksjon, som var i tråd med beregningene.

Produksjonen på Bøyla-utbyggingen begynte på én brønn 19. januar 2015. Vanninjeksjonsbrønnen (M3) startet opp 19. mars 2015, og produksjonsbrønnen responderer bra på trykkstøtten. Produksjonsstart for den andre brønnen (Bøyla M-2) er planlagt til tredje kvartal i år.

Boreriggen Transocean Winner fullførte workover av KB-3-brønnen i midten av mai 2015, og arbeidet med å bringe brønnen tilbake i produksjon var vellykket. Boreriggen ble deretter flyttet til Kneler-feltet for å starte boring av K6-brønnen, som er den neste Alvheim IOR-brønnen. Produksjonsstart for denne brønnen er planlagt til fjerde kvartal i år.

BoaKamNord-prosjektet, som består av en ny havbunnsmanifold knyttet opp til Boa-manifolden, er også en del av Alvheim IOR-prosjektet. Fremdriften i prosjektet var god i andre kvartal. Etter planen skal undervannsinstallasjonen plasseres på havbunnen og koples til eksisterende Alvheim-infrastruktur i tredje kvartal 2015. Produksjonen på BoaKamNord har forventet oppstart medio 2016.

Rettighetshaverne i Alvheim har bestemt seg for å bygge ut Viper-Kobra, som består av to små, atskilte funn på Alvheim-området. De to reservoarene inneholder ca. 4 millioner fat utvinnbar olje hver. Totale utvinnbare reserver er anslått til 9 millioner fat oljeekvivalenter,

gassen inkludert. Boringen av de to produksjonsbrønnene skal påbegynnes mot slutten av første kvartal 2016, og produksjonsstart er forventet mot slutten av 2016.

Andre felt i produksjon

Produksjonen dette kvartalet økte på Varg, der gasseksporten har startet opp igjen. Oljeproduksjonen fra Jotun-feltet gikk noe ned dette kvartalet på grunn av tekniske problemer. Produksjonen avtok på Jette, mens produksjonen på Atla overgikk forventningene.

Ivar Aasen

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

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

I begynnelsen av april ble understellet skipet ut fra Arbatax-verftet på Sardinia. Byggingen av understellet ble avsluttet etter planen og innenfor budsjett, og i begynnelsen av juni ble understellet satt ned på havbunnen av tungløftefartøyet Thialf. Pælingen har blitt utført av Wei-Li-fartøyet og ble fullført i midten av juli. Forberedelsene til selve boringen gjennom understellet begynner i sommer. Arbeidet med å legge rørledningene mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg begynner i sommer.

Geopilotbrønnene på Ivar Aasen-feltet ble også ferdig boret i andre kvartal. Det var planlagt å bore tre geopilotbrønner i første halvår 2015, men fem mål har blitt ferdigstilt innenfor opprinnelig vedtatt tidsplan og budsjett. Den oppjekkbare riggen Maersk Interceptor har så langt fungert veldig bra, og geopilotbrønnene har gitt verdifull informasjon om hvor de første produksjonsbrønnene bør plasseres.

Det er god fremdrift i byggingen av plattformdekket i Singapore. Detaljprosjekteringen er ferdig, og plattformdekket er ca. 70 prosent ferdig bygget. Det viktigste utstyret har ankommet verftet og er i stor grad allerede installert. Kranførerhuset og kranbommen ble løftet på plass på toppen av hovedmodulen i begynnelsen av juni. Produksjon og installasjon av rør er i gang, og kablene er i ferd med å trekkes. Rundt 2 000 mennesker arbeider nå på Ivar Aasen-modulene på verftet i Singapore, hvor aktiviteten nå er på sitt høyeste. Ferdigstillelsen på land vil ta til i høst, og



planen er å ha alt mekanisk arbeid på plattformdekket ferdig innen utgangen av 2015. Utskiping forventes i løpet av våren 2016.

Seksjonene til boligkvarteret ble stablet på Stord 13. juni 2015. De øverste etasjene ble jekket opp og installert på toppen av stålseksjonen. Dermed har boligkvarteret nådd sin fulle høyde på 50 meter.

Johan Sverdrup

PL 265/501/502 (11,5733 prosent, partner)

Planen for utbygging og drift (PUD) for fase 1 av Johan Sverdrup-utbyggingen ble sendt inn til Olje- og energidepartementet i februar og ble vedtatt av Stortinget 18. juni. Med forventet produksjonsstart i fjerde kvartal 2019 bekrefter PUD tidsplanen for prosjektet.

De første kontraktene ble tildelt i første halvår 2015. Kværner skal bygge understelet til stigerørplattformen, og i et fellesforetak med KBR, plattformdekket til boligplattformen. Aker Solutions ble tildelt kontrakten på ingeniørarbeid og prosjektstyring for plattformdekkene på stigerørs- og prosessplattformene, og Aibel skal bygge plattformdekket til boreplattformen. Samsung vant fabrikkasjonskontrakten for stigerørs- og prosessplattformene. ABB fikk kontrakten på levering av landkraft for fase 1, og Odfjell Drilling fikk kontrakten på boring av produksjonsbrønner fra riggen Deepsea Atlantic. Allseas (Pioneering Spirit) vant kontrakten for installasjon av bore-, prosess- og boligplattformene. Baker Hughes vant kontrakten for integrerte boretjenester.

For Det norske har det alltid vært et viktig prinsipp at eierandelene i Johan Sverdrup skal fordeles på grunnlag av en kombinasjon av volum og verdi. Etter at Det norske ikke undertegnet unitiseringsavtalen i februar, der selskapet ble tildelt en foreløpig eierandel på 11,8933 prosent, ble OED av de fire andre rettighetshaverne bedt om å fastsette eierandelene i Johan Sverdrup-feltet.

Den 2. juli kunngjorde OED fordelingen av eierandelene i Johan Sverdrup-feltet. I vedtaket fikk Det norske en total eierandel i Johan Sverdrup-feltet på 11,5733 prosent. Det norske har besluttet å påklage OEDs beslutning til Kongen i Statsråd, som er det høyeste organet i den norske forvaltningen.

Ut fra OEDs beslutning om fordelingen av eierandelene i feltet har Det norske proforma 2P-reserver på 477

mmboe, hvorav Johan Sverdrup står for 271 mmboe, basert på operatørens reserveestimer for hele feltet.

Gina Krog

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

Gina Krog-utbyggingen går fremover planlagt produksjonsstart i 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.

I slutten av juni fullførte Heeremas tungløftefartøy Hermod løftingen av stålunderstelet på havbunnen. Forberedelsene til oppstart av produksjonsbrønnene er planlagt å finne sted senere i sommer.

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

HMS har alltid høyeste prioritet i all vår virksomhet. Selskapet sikrer at alle dets operasjoner og prosjekter foregår i henhold til høyeste HMS-standard i oljebransjen.

I andre kvartal ble det gjennomført flere tiltak, blant annet et integrert system for styring og oppfølging av tilsyn, beredskapsøvelser, avvik og hendelser. Videre har selskapet implementert en ny risikohåndteringsprosess.

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte fire tilsyn av Det norskes virksomhet i andre kvartal. Tilsynene gjaldt henholdsvis informasjonssikkerhet, dokumentasjon på sluttavregning for understellet på Ivar Aasen, produksjonen av spoler til Ivar Aasen-feltet og barrierestyring på Ivar Aasen-plattformen. Ingen avvik ble rapportert, men Ptil avdekket noen forbedringsområder. I tillegg har Sjøfartsdirektoratet, Statens strålevern, Oljedirektoratet og Miljødirektoratet

gjennomført tilsyn, uten at noen vesentlige problemer ble identifisert.

Fem hendelser ble rapportert til Ptil i andre kvartal, herunder to forberedelser til evakuering, en fraværsskade med lite potensial, én fallende gjenstand og et mindre utslipp av oljebasert slam på et forsyningsskip.

Hendelsene blir fulgt opp og om nødvendig undersøkt i henhold til prosedyrene før erfaringene blir implementert. Med det høye aktivitetsnivået vi har for tiden, blir forebygging av skader og uønskede hendelser viet særlig oppmerksomhet på alle nivåer i organisasjonen.

LETING

Selskapets utgifter relatert til leting var 25 millioner dollar i andre kvartal. Letekostnadene utgjorde 25 millioner dollar i perioden og var knyttet til letebrønnen på Snømus, seismikk, arealavgifter og G&G-kostnader.

Skirne East

PL627 (20 prosent, partner)

I april ble det meldt om et gassfunn i Skirne Øst-prospektet i Nordsjøen. Brønnen påtraff en 10 meters gasskolonne i midtre jura (Hugin-formasjonen) med gode reservoarkvaliteter. Brønnen ble ikke formasjonstestet, men det ble utført datainnsamling og prøvetaking.

Foreløpige volumanslag er på mellom 3 og 10 millioner fat oljeekvivalenter. Rettighetshaverne skal evaluere funnet med henblikk på en mulig utbygging.

Snømus

PL672 (25 prosent, partner)

Boringen av letebrønn 15/12-24 S i produksjonslisens 672 i Nordsjøen ble avsluttet i mai som tørt hull.

Gina Krog East 3

PL303 (3,3 prosent partner)

I slutten av juni ble det gjort et olje- og gassfunn i Øst 3-prospektet (Gina Krog Unit). Det ble påtruffet olje og gass i en hovedbrønn og to sidesteg i Hugin- og Sleipner-formasjonene.

Foreløpige analyser viser at brønnene inneholder utvinnbare reserver på mellom 6 og 13 millioner fat oljeekvivalenter. Videre undersøkelser vil bli igangsatt for å vurdere om funnet kan produseres som del av en fremtidig feltutbyggingsløsning.



RAPPORT FOR FØRSTE HALVÅR 2015

(Millioner US dollar)	Per 30. juni 2015	Per 30. juni 2014
Olje- og gassproduksjon (mboepd)	61,6	2,8
Oljepris (USD/bbl)	62	108
Driftsinntekter (USDm)	661	100
EBITDA (USDm)	495	31
Nettoreultat (USDm)	10	25
Rentebærende gjeld (USDm)	2 159	839

Selskapet rapporterte i første halvår driftsinntekter på 661 (100) millioner dollar. Produksjonen i perioden var 61,6 (2,8) tusen fat oljeekvivalenter per dag ("mboepd"). Realisert oljepris var i snitt 62 (108) dollar per fat.

EBITDA denne perioden utgjorde 495 (31) millioner dollar, og en EBIT på 203 (-24) millioner dollar. Resultatet for perioden var 10 (25) millioner dollar, noe som gir et EPS på 0,05 (0,18) dollar.

Per 30. juni 2015 hadde selskapet en netto rentebærende gjeld på 2 159 millioner og en ubenyttet kreditt på ca. 1,6 milliarder dollar.

Driften på Alvheim-feltene har vært god, med høy oppetid i første halvår 2015. Bøyla kom i produksjon i januar, og produksjonen fra East Kameleon L4-brønnen begynte i april. Rettighetshaverne har bestemt seg for å bygge ut Viper-Kobra, som består av to små funn i Alvheim-området.

Det var god fremdrift i utbyggingen av Ivar Aasen i første halvår 2015. Tidlig i 2015 begynte boreriggen Maersk Interceptor å bore geopilotbrønnene, og stålunderstellet ble ferdigbygget ved Arbatax-verftet på Sardinia. I juni ble understellet installert på havbunnen av tungløftfartøyet Thialf. Byggingen av plattformdekket ved SMOE-verftet i Singapore er mer enn 70 prosent ferdig. Installasjonen er planlagt til sommeren 2016 og produksjonsstart til fjerde kvartal 2016.

Planen for utbygging og drift (PUD) for fase 1 av Johan Sverdrup-utbyggingen ble sendt inn i februar; den bekrefter tidsplanen frem til produksjonsstart i fjerde kvartal 2019.

Investeringene i fase 1 er estimert til 117 milliarder kroner (2015-kr). Utvinnbare ressurser fra investeringene i fase 1 er anslått til mellom 1,4 og 2,4 milliarder fat oljeekvivalenter. Investeringene i feltet, fullt utbygget, vil ligge mellom 170 og 220 milliarder kroner (2015-kr) for utvinnbare ressurser på mellom 1,7 og 3,0 milliarder fat oljeekvivalenter. Produksjonskapasiteten i fase 1 er på 315 000–380 000 fat oljeekvivalenter per dag. Fullt utbygget kan feltet produsere 550 000–650 000 fat oljeekvivalenter per dag.

Den 2. juli kunngjorde OED fordelingen av eierandelene i Johan Sverdrup-feltet. I vedtaket fikk Det norske en total eierandel i Johan Sverdrup-feltet på 11,5733 prosent. Det norske har besluttet å påklage OEDs beslutning til Kongen i Statsråd, som er det høyeste organet i den norske forvaltningen.

Det norske deltok i avgrensningsbrønnen på Krafla Main i begynnelsen av 2015. Ut fra brønnresultatene og oppdaterte evalueringer av PL035 og PL272, som ligger ved siden av, forventes de to lisensene å inneholde utvinnbare ressurser i området på 140–220 mmboe.

Et gassfunn i størrelsesordenen 3–10 mmboe ble gjort på Skirne Øst i PL627 i april, og i juni ble det på Øst 3-prospektet (Gina Krog Unit) gjort et olje- og gassfunn på 6–13 mmboe. Letebrønnen på Snømus i PL672 ble avsluttet som tørr i mai.

I løpet av første halvår 2015 ble det gjennomført flere finansieringsinitiativer som et ledd i arbeidet for å optimere selskapets kapitalstruktur. Vilårene i låneavtalen for selskapets DETNOR02-obligasjon på 1,9 milliarder kroner ble endret for å harmonisere dem med selskapets RBL-fasilitet.

I mai ble det gjort visse positive endringer i vilkårene for selskapets RBL-fasilitet slik at tilgjengelig opptreksbeløp ble økt til 2,8 milliarder dollar. Tilgjengelig opptreksbeløp ble ytterligere utvidet i slutten av juni, til 2,9 milliarder dollar.

I løpet av andre kvartal ferdigstilte selskapet RCF-fasiliteten på 550 millioner dollar og gjennomførte en vellykket plassering av et «PIK Toggle» subordinert obligasjonslån på 300 millioner dollar.

RISIKO OG USIKKERHET

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

Som et oljeselskap som opererer på norsk sokkel, vil det være usikkerhet knyttet til leteresultater, reserve- og ressursanslag og anslagene knyttet til kapital- og driftsutgifter. Det kan også 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 30 i årsrapporten for 2014. Selskapet er også eksponert for usikkerheten i de internasjonale kapitalmarkedene, og vanskelig tilgang på kapital kan påvirke i hvilket tempo selskapet kan gjennomføre utbyggingsprosjekter.

UTSIKTER

Ivar Aasen-prosjektet går fremover og er i rute til produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Det norske fortsetter å bygge ut Alvheim-området og forventer at fire nye brønner skal komme i produksjon i 2015. Johan Sverdrup-prosjektet går fremover som planlagt. Det norske avventer utfallet av klageprosessen.

Med om lag 1,75 milliarder dollar tilgjengelig i likvide midler er selskapet finansielt robust og har sikret finansieringen av arbeidsprogrammet frem til produksjonsstart på Johan Sverdrup.

Tiltak som overstiger målet på 100 millioner dollar i utgiftskutt for 2015 blir nå gjennomført. Videre har selskapet igangsatt et prosjekt for å strømlinjeforme arbeidsprosesser og ytterligere forbedre måten vi driver

på. Disse prosjektene er en viktig del av arbeidet for å styrke virksomheten og sikre at selskapet er i en posisjon der det kan gripe sjansen når forholdene bedrer seg.

Forventet produksjon i 2015 er fortsatt 58–63 mboepd, feltinvesteringene (CAPEX) for året forventes å ligge i området 950–1000 millioner dollar, leteutgiftene på 115–125 millioner dollar og produksjonskostnadene på 8–10 dollar per fat oljeekvivalenter.





REGNSKAP MED NOTER

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Q2		01.01.-30.06	
		2015	2014	2015	2014
Petroleumsinntekter	2	336 084	23 449	659 832	48 841
Andre driftsinntekter		1 152	50 855	1 582	51 385
Driftsinntekter		337 236	74 304	661 414	100 227
Utforskningskostnader	3	24 949	21 027	39 471	41 067
Produksjonskostnader		50 686	7 417	90 035	14 448
Avskrivninger	5	117 354	13 443	239 578	27 991
Nedskrivninger	4			52 773	27 402
Andre driftskostnader	6	22 550	12 896	36 947	13 721
Driftskostnader		215 539	54 782	458 805	124 629
Driftsresultat		121 697	19 522	202 609	-24 402
Renteinntekter		913	1 577	1 175	3 566
Annen finansinntekt		8 135	2 890	55 759	8 565
Rentekostnader		25 204	17 088	51 668	31 291
Annen finanskostnad		42 367	11 244	63 535	14 606
Netto finansposter	7	-58 523	-23 865	-58 269	-33 766
Resultat før skattekostnad		63 174	-4 343	144 340	-58 167
Skattekostnad (+)/skatteinntekt(-)	8	55 897	-31 627	134 624	-82 867
Periodens resultat		7 277	27 284	9 716	24 700
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i perioden		202 618 602	140 707 363	202 618 602	140 707 363
Resultat etter skatt pr. aksje		0,04	0,19	0,05	0,18

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Q2		01.01.-30.06	
		2015	2014	2015	2014
Periodens resultat		7 277	27 284	9 716	24 700
Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)					
Omregningsdiff. ved endring av presentasjonsvaluta til USD			-14 541		-6 137
Total resultat		7 277	12 743	9 716	18 563



OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
EIENDELER				
Immaterielle eiendeler				
Goodwill	5	1 133 930	52 191	1 186 704
Aktiverte leteutgifter	5	309 096	268 847	291 619
Andre immaterielle eiendeler	5	612 421	158 186	648 788
Utsatt skattefordel	8		133 329	
Varige driftsmidler				
Varige driftsmidler	5	2 803 703	667 135	2 549 271
Finansielle eiendeler				
Langsiktige fordringer	11	4 725	17 127	8 799
Andre langsiktige eiendeler	9	4 523	46 843	3 598
Beregnet skatt til utbetaling	8		67 526	
Sum anleggsmidler		4 868 398	1 411 184	4 688 778
Varer				
Varelager		26 606	5 572	25 008
Fordringer				
Kundefordringer	15	53 981	1 761	186 461
Andre kortsiktige fordringer	10	160 209	123 191	184 592
Andre kortsiktige plasseringer		3 136	3 959	3 289
Beregnet skatt til utbetaling	8		231 090	
Kortsiktige derivater	14	639		
Betalingsmidler				
Betalingsmidler	12	187 928	156 995	296 244
Sum omløpsmidler		432 499	522 568	695 594
SUM EIENDELER		5 300 897	1 933 752	5 384 372

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
EGENKAPITAL OG GJELD				
Egenkapital				
Aksjekapital	13	37 530	27 656	37 530
Overkurs		1 029 617	564 736	1 029 617
Annen egenkapital		-405 769	-49 657	-415 485
Total egenkapital		661 378	542 735	651 662
Avsetning for forpliktelser				
Pensjonsforpliktelser		1 883	7 258	2 021
Utsatt skatt	8	1 353 978		1 286 357
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	501 339	135 183	483 323
Andre avsetninger for forpliktelser		1 777	85	12 044
Langsiktig gjeld				
Obligasjonslån	17	528 800	402 629	253 141
Annen rentebærende gjeld	18	1 818 148	401 464	2 037 299
Langsiktige derivater	14	17 536	8 331	5 646
Kortsiktig gjeld				
Kortsiktig lån			192 358	
Leverandørgjeld		39 548	80 833	152 258
Offentlige trekk og avgifter		9 237	4 374	6 758
Betalbar skatt	8	47 142		189 098
Kortsiktige derivater	14	5 820		25 224
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	7 894	26 862	5 728
Annen kortsiktig gjeld	16	306 416	131 641	273 813
Sum gjeld		4 639 519	1 391 017	4 732 710
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		5 300 897	1 933 752	5 384 372



OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

			Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Innskutt annen EK	Andre inntekter og kostnader (OCI)		Opptjent egenkapital		
				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregnings-differanser*			
(USD 1 000)	Aksjekapital	Overkurs						
Egenkapital per 31.12.2013	27 656	564 736	573 083	-223	-48 334	-592 818	-68 292	524 100
Emisjon	9 874	469 249			-24 350		-24 350	454 773
Transaksjonskostnad, emisjon		-4 368			261		261	-4 107
Periodens totalresultat 1.1.2014 - 31.12.2014				-897	-43 069	-279 139	-323 105	-323 105
Avvikling ytelsespensjon				1 016		-1 016		
Egenkapital per 31.12.2014	37 530	1 029 617	573 083	-105	-115 491	-872 972	-415 485	651 662
Periodens totalresultat 1.1.2015 - 30.06.2015						9 716	9 716	9 716
Egenkapital per 30.06.2015	37 530	1 029 617	573 083	-105	-115 491	-863 256	-405 769	661 378

*Presentasjonsvaluta har retrospektivt blitt endret til amerikanske dollar (USD) som om USD alltid har vært presentasjonsvalutaen. For hver kategori av egenkapitalen per 1. januar 2013, har de historiske valutakursene blitt benyttet ved omregning til USD. Av den grunn har det oppstått en omregningsdifferanse, siden presentasjonsvalutaen er ulik funksjonell valuta i periodene før endringen av funksjonell valuta til USD som ble gjennomført den 15. oktober 2014. For hver periode som presenteres før endring av funksjonell valuta, benyttes sluttkurs ved omregning av utgående balanse av sum egenkapital.

KONTANTSTRØMOPPSTILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Q2 2015	2014	01.01.-30.06 2015	2014	År 2014
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter						
Resultat før skattekostnad		63 174	-4 343	144 340	-58 167	-375 624
Betalte skatter i perioden		-126 364		-190 506		-109 068
Periodens mottatte skattefordring						190 532
Avskrivninger	5	117 354	13 443	239 578	27 991	160 254
Nedskrivninger	4			52 773	27 402	346 420
Kalkulatorisk rente i nåverdiberegning av fjerningsforpliktelser	7,19	6 551	2 166	12 947	4 281	12 410
Gevinst/tap ved bytte av lisensandel uten kontanteffekt			-49 708		-49 708	-49 765
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	7	3 038	524	-8 746	136	10 616
Amortisering av rente- og etableringskostnader	7	5 077	1 608	11 679	3 256	26 711
Amortisering av kontraktsverdi innregnet ved oppkjøpet av Marathon	16	-2 878		-2 878		
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	3	10 185	4 943	9 876	16 993	99 061
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-86 177	65 757	-261 163	28 634	-530 150
Endring i fjerningsforpliktelser						-1 952
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensningsposter		53 407	4 599	316 349	-41 866	483 345
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		43 366	38 989	324 250	-41 048	262 791
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter						
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	19	-2 042	-380	-3 176	-823	-14 087
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	5	-212 561	-106 584	-451 463	-203 114	-583 200
Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)						-1 513 591
Utbetaling ved investering i aktiverte						
leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	5	-10 709	-50 498	-31 914	-69 316	-164 128
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser			8 848		8 848	8 862
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-225 312	-148 614	-486 553	-264 404	-2 266 144
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter						
Emisjon						474 755
Nedbetaling av kortsiktig gjeld						-162 434
Nedbetaling av obligasjonslån (detnor 01)						-87 536
Nedbetaling av langsiktig gjeld	18	-330 000		-330 000	-47 630	-1 147 934
Etableringskostnader		-11 313		-11 313		-67 350
Opptak av langsiktig gjeld	17	300 000	51 488	400 000	116 805	2 897 354
Opptak av kortsiktig gjeld			81 859		114 602	116 829
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		-41 313	133 346	58 687	183 778	2 023 684
Netto endring i betalingsmidler		-223 258	23 721	-103 616	-121 675	20 331
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		411 691	137 140	296 244	280 942	280 942
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-504	-3 866	-4 699	-2 271	-5 029
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		187 928	156 995	187 928	156 995	296 244
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt						
Bankinnskudd		182 802	154 493	182 802	154 493	291 346
Bundne bankinnskudd		5 126	2 502	5 126	2 502	4 897
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	12	187 928	156 995	187 928	156 995	296 244



NOTER

(Alle tall i USD 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. desember 2014. Denne delårsrapporten har ikke vært gjenstand for revisjon eller forenklet revisorkontroll.

Note 1 Regnskapsprinsipper

Regnskapsprinsippene som er benyttet i denne rapporten er i all vesentlighet i samsvar med prinsippene benyttet i årsregnskapet for 2014. Ingen nye regnskapsstandarder har blitt inkludert fra 1. januar 2015, men det har vært gjennomført noen årlige forbedringssykluser som beskrevet i årsregnskapet for 2014. Dette har ikke hatt vesentlig påvirkning for selskapet.

Som beskrevet i årsrapporten, endret selskapet sin presentasjonsvaluta fra NOK til USD med effekt fra 15. oktober 2014. Den finansielle informasjonen for delårsperioden andre kvartal 2014, som historisk var presentert i NOK, har derfor blitt omarbeidet til USD som om USD alltid har vært presentasjonsvaluta.

Det er foretatt en mindre endring i presentasjon av poster i resultatregnskapet siden Q4 2014. Selskapet vil ikke lenger presentere lønnskostnader separat ettersom disse kostnadene i sin helhet allokteres til andre poster som produksjonskostnader til produserende lisenser og utforskningskostnader for felt under utvikling. Kostnader som tidligere ble presentert som lønn er i hovedsak klassifisert som andre driftskostnader i resultatregnskapet. I tillegg er arealavgift som før 2015 var inkludert i andre driftskostnader nå reklassifisert til utforskningskostnader, og sammenligningstallene er omarbeidet tilsvarende.

Note 2 Petroleumsinntekter

Spesifikasjon av inntekter (USD 1 000)	Q2		01.01.-30.06	
	2015	2014	2015	2014
Bokførte oljeinntekter	306 826	23 261	594 703	44 305
Bokførte gassinntekter	28 375	-745	63 515	2 839
Tariffinntekter	883	933	1 614	1 697
Sum petroleumsinntekter	336 084	23 449	659 832	48 841
Spesifikasjon av produserte volumer (fat oljeekvivalenter)				
Olje	4 658 320	207 380	9 752 709	403 140
Gass	652 728	38 095	1 403 074	102 905
Sum produserte volumer	5 311 049	245 475	11 155 783	506 045

Note 3 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader (USD 1 000)	Q2		01.01.-30.06	
	2015	2014	2015	2014
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	7 881	7 884	15 127	10 799
Viderebelastning av riggkostnader	-6	-3 160	407	-10 862
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	4 123	6 307	8 847	12 505
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	1 301	1 309	1 292	3 508
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	8 884	3 635	8 584	13 390
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	1 023	3 490	1 055	7 314
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	116	753	389	1 505
Arealavgift	1 627	809	3 771	2 909
Sum utforskningskostnader	24 949	21 027	39 471	41 067

Arealavgift som før 2015 var inkludert i andre driftskostnader er nå reklassifisert til utforskningskostnader, som nevnt i note 1.

Kostnader knyttet til balanseførte letebrønner er hovedsakelig relatert til boring av tørr letebrønn på Snømus.

Note 4 Nedskrivninger

Nedskrivningstester gjennomføres på individuelle kontantgenererende enheter, når nedskrivningsindikatorer identifiseres. Det er ikke blitt identifisert nedskrivningsindikatorer i andre kvartal 2015.

Som beskrevet i tidligere finansiell rapportering har teknisk goodwill innregnet i forbindelse med kjøpet av Marathon Oil Norge AS begrenset levetid, da den i sin helhet er allokert til den kontantgenererende enheten på Alvheimfeltet. Av den grunn vil man forvente en kvartalsvis nedskrivning dersom alle andre forutsetninger er uendret. I andre kvartal 2015 har det imidlertid vært en økning i forwardkurven for olje- og gasspriser sammenlignet med første kvartal 2015, og selskapets beregninger viser at det ikke er behov for nedskrivning. I første kvartal 2015 ble teknisk goodwill nedskrevet med USD 52 773 tusen.

Note 5 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
Balanseført verdi 31.12.2014	1 324 556	1 206 077	18 639	2 549 271
Anskaffelseskost 31.12.2014	1 324 556	1 856 371	35 684	3 216 612
Tilgang	225 960	5 875	1 230	233 065
Reklassifisering	-397 990	398 000		9
Anskaffelseskost 31.03.2015	1 152 526	2 260 246	36 914	3 449 686
Akk. av- og nedskrivninger 31.03.2015		752 409	18 058	770 467
Balanseført verdi 31.03.2015	1 152 526	1 507 836	18 857	2 679 219
Anskaffelseskost 31.03.2015	1 152 526	2 260 246	36 914	3 449 686
Tilgang	172 330	45 148	4 625	222 103
Reklassifisering*	-54 963	54 963		
Anskaffelseskost 30.06.2015	1 269 893	2 360 357	41 539	3 671 788
Akk. av- og nedskrivninger 30.06.2015		848 977	19 109	868 085
Balanseført verdi 30.06.2015	1 269 893	1 511 381	22 430	2 803 703
Avskrivninger Q2 2015		96 567	1 030	97 597
Avskrivninger 01.01 - 30.06.2015		198 681	2 043	200 724

*L4 brønnen på Alvheimfeltet startet produksjon i andre kvartal 2015 og de tilhørende kostnadene er derfor reklassifisert fra anlegg under utbygning til produksjonsanlegg.

Anskaffelseskost og historiske avskrivninger per 31. Desember 2014 i tabellen over kan ikke avstemmes mot tilsvarende tall i årsregnskapet for 2014, siden omregningsdifferansene fra 2014 ikke lengre er presentert separat.

Aktiverte leteutgifter er reklassifisert til "Anlegg under utbygging" når feltet går inn i utbyggingsfasen. Felt under utbygging omklassifiseres til "Produksjonsanlegg" ved produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Inventar, kontormaskiner o.l. avskrives lineært over levetiden, 3-5 år. Fjernings- og nedstengningskostnad inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegg og felt under utbygging.



Immaterielle eiendeler (USD 1 000)	Lisenser etc.	Software	Totalt	Aktiverte letebrønner	Goodwill
Balanseført verdi 31.12.2014	646 482	2 306	648 788	291 619	1 186 704
Anskaffelseskost 31.12.2014	712 237	9 064	721 301	291 619	1 556 468
Tilgang	1 513	19	1 532	17 301	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				-309	
Reklassifisering				-9	
Anskaffelseskost 31.03.2015	713 750	9 083	722 833	309 219	1 556 468
Akk. av- og nedskrivninger 31.03.2015	84 718	6 893	91 611		422 538
Balanseført verdi 31.03.2015	629 032	2 190	631 222	309 219	1 133 930
Anskaffelseskost 31.03.2015	713 750	9 083	722 833	309 219	1 556 468
Tilgang	954	2	956	10 062	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				10 185	
Anskaffelseskost 30.06.2015	714 704	9 085	723 788	309 096	1 556 468
Akk. av- og nedskrivninger 30.06.2015	104 287	7 080	111 368		422 538
Balanseført verdi 30.06.2015	610 416	2 004	612 421	309 096	1 133 930
Avskrivninger Q2 2015	19 570	187	19 757		
Avskrivninger 01.01 - 30.06.2015	38 532	322	38 855		
Nedskrivninger Q2 2015					
Nedskrivninger 01.01 - 30.06.2015					52 773

Anskaffelseskost og historiske avskrivninger per 31. Desember 2014 i tabellen over kan ikke avstemmes mot tilsvarende tall i årsregnskapet for 2014, siden omregningsdifferansene fra 2014 ikke lengre er presentert separat.

Se note 4 for informasjon om nedskrivninger.

Avskrivninger i resultatregnskapet (USD 1 000)	Q2		01.01.-30.06	
	2015	2014	2015	2014
Avskrivning av varige driftsmidler	97 597	13 239	200 724	27 248
Avskrivning av immaterielle eiendeler	19 757	204	38 855	743
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	117 354	13 443	239 578	27 991

Note 6 Andre driftskostnader

Spesifikasjon av andre driftskostnader (USD 1 000)	Q2		01.01.-30.06	
	2015	2014	2015	2014
Totale andre driftskostnader	40 164	44 545	75 927	77 324
Andel av andre driftskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings- eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-17 613	-31 648	-38 980	-63 603
Netto andre driftskostnader	22 550	12 896	36 947	13 721

Kostnader som før 2015 ble presentert som lønn er nå inkludert i andre driftskostnader, jf. beskrivelse i note 1.

Note 7 Finansposter

(USD 1 000)	Q2		01.01.-30.06	
	2015	2014	2015	2014
Renteinntekter	913	1 577	1 175	3 566
Realisert gevinst på finansielle instrumenter	193		193	
Avkastning på finansielle plasseringer	14		24	49
Verdiendring derivater	7 928		27 232	390
Valutagevinst		2 890	28 311	8 126
Sum annen finansinntekt	8 135	2 890	55 759	8 565
Rentekostnader	29 242	21 859	54 308	36 954
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-15 666	-8 546	-27 266	-13 201
Amortiserte lånekostnader og fjerningskostnader	11 628	3 774	24 626	7 537
Sum rentekostnader	25 204	17 088	51 668	31 291
Valutatap	8 527	9 239		11 997
Realisert tap på derivater	22 875	1 479	45 049	2 082
Verdiendring derivater	10 966	526	18 486	526
Sum annen finanskostnad	42 367	11 244	63 535	14 606
Sum netto finansposter	-58 523	-23 865	-58 269	-33 766



Note 8 Skatt

Skattekostnad for perioden framkommer slik (USD 1 000)	Q2		01.01.-30.06	
	2015	2014	2015	2014
Årets betalbare skatt/skatt til gode	68 083	-43 789	76 163	-68 020
Endring utsatt skatt	-10 622	10 063	63 018	-15 675
Skatt ført direkte mot resultatregnskapet		1 885		1 885
Endringer knyttet til tidligere år	-1 564	214	-4 557	-1 058
Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	55 897	-31 627	134 624	-82 867

Beregnet skatt til gode (+)/betalbar skatt (-) (USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Skatt til gode/betalbar skatt 1.1	-189 098	231 972	231 972
Årets betalbare skatt (-)/årets skattefordring (+)	-76 163	68 020	581 667
Betalbar skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS			-910 332
Betalt skatt/skattefordring	190 506		-81 464
Endringer knyttet til tidligere år	10 664		-528
Revaluering av betalbar skatt	16 950		19 574
Omregningsdifferanse*		-1 376	-29 988
Sum skatt til gode (+)/betalbar skatt (-)	-47 142	298 616	-189 098

Utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Utsatt skatt 1.1.	-1 286 357	103 625	103 625
Endring utsatt skatt	-63 018	15 675	-484 360
Utsatt skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS			-911 363
Justering for tidligere perioder	-6 107	1 058	
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser	1 504	14 361	14 938
Utsatt skatt knyttet til OCI og egenkapital			4 999
Omregningsdifferanse*		-1 389	-14 195
Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)	-1 353 978	133 329	-1 286 357

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD per 15. oktober 2014, som beskrevet i regnskapsprinsippene i årsregnskapet for 2014.

Avstemming av årets skattekostnad /-inntekt (USD 1 000)	Q2		01.01.-30.06	
	2015	2014	2015	2014
27 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	17 057	-1 173	38 972	-15 705
51 % særskatt av resultat før skattekostnad	32 219	-2 215	73 614	-29 665
Skatteeffekt finansposter - 27 %	1 466	9 927	71 356	13 339
Skatteeffekt friinntekt	-23 044	-8 790	-47 445	-18 972
Renter på underskudd til fremføring		-1 280		-2 318
Permanente forskjeller - nedskrivning goodwill		-38 723	41 163	-38 723
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	15 435		-13 693	
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	39 260		-82 196	
Revaluering skatteverdier**	-28 695		51 623	
Andre elementer (andre permanente forskjeller og endringer knyttet til tidligere år)	2 199	10 627	1 231	9 177
Sum årets skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	55 897	-31 627	134 624	-82 867

**Skatteverdier føres til valutakursen på transaksjonstidspunktet. Når NOK/USD-valutakursen øker, øker skatteraten, ettersom det blir mindre gjenværende skattemessige avskrivninger målt i USD.

I henhold til lovbestemte krav, skal beregningen av betalbar skatt baseres på NOK. Dette kan påvirke skatteraten når funksjonell valuta er forskjellig fra NOK. Hovedforskjellen i første halvår 2015 knytter seg til disagio på den reservebaserte lånefasiliteten i USD. Denne gir opphav til et fradragsberettiget tap uten at resultat før skatt er påvirket.

Revalueringen av betalbar skatt er presentert som agio/disagio i resultatregnskapet, mens revaluering av skattebalanser knyttet til utsatt skatt presenteres som skattekostnad.

Note 9 Andre langsiktige eiendeler

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Aksjer i Alvheim AS	10		10
Aksjer i Det norske oljeselskap AS	1 021		
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 950	1 814
Investeringer i datterselskaper	2 845	1 950	1 824
Rentereserve kredittfasilitet		42 787	
Husleiedepositum	1 679	2 105	1 774
Sum andre langsiktige eiendeler	4 523	46 843	3 598

Det norske oljeselskap AS het tidligere Marathon Oil Norge AS og dette selskapet var en del av det konsoliderte regnskapet i fjerde kvartal 2014. For 2015 anses dette å være uvesentlig, siden all aktivitet i det forhenværende Marathon Oil Norge AS har blitt overført til selskapet i fjerde kvartal 2014.

Note 10 Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla*	7 087	4 282	5 866
Forskuddsbetalinger, inkludert riggforskudd	29 136	36 230	41 682
Tilgode merverdiavgift	5 716	1 672	7 986
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	24 797	16 572	22 896
Påløpt inntekt fra salg av petroleum	53 233		
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	40 239	64 434	106 162
Sum andre kortsiktige fordringer	160 209	123 191	184 592

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

Note 11 Langsiktige fordringer

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	4 725	17 127	8 799
Sum langsiktige fordringer	4 725	17 127	8 799

Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla var høyere enn det kommersielle volumet. Dette var forårsaket av høyt trykk fra Atla-feltet, som midlertidig reduserte produksjonen fra nabofeltet Skirne. Skirne-partnerne har derfor tidligere mottatt og solgt olje og gass fra Atla, men i 2014 startet Skirne å tilbakelevere volumer til Atla-partnerne. Inntekter blir innregnet basert på fysisk produksjonsvolum verdsett til markedsverdi, på samme måte som for over/underløft. Denne utsatte kompensasjonen er bokført som langsiktig eller kortsiktig fordring, avhengig av tidspunkt for når det forventes tilbakelevering av olje og gass. Se også note 10.

Note 12 Betalingsmidler

Regnskapslinjen betalingsmidler består av bankkonti samt kortsiktige plasseringer som utgjør deler av selskapets transaksjonslikviditet.

Spesifikasjon av betalingsmidler (USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Kontanter		1	
Bankinnskudd	182 802	154 492	291 346
Bundne midler (skattetrekk)	5 126	2 502	4 897
Sum betalingsmidler	187 928	156 995	296 244
Ubenyttet trekkrettighet rullerende kredittfasilitet (se note 18)	550 000		
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån		83 426	
Ubenyttet trekkrettighet reservebasert lånefasilitet (se note 18)	1 010 000	582 483	593 000



Note 13 Aksjekapital

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Aksjekapital	37 530	27 656	37 530
Antall aksjer (i hele tusen)	202 619	140 700	202 619
Pålydende per aksje i NOK	1,00	1,00	1,00

Note 14 Derivater

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Urealisert gevinst på valutakontrakter	639		
Sum derivater klassifisert som eiendeler	639		
Urealisert tap på valutakontrakter	173		
Urealisert tap på rentebytteavtaler	16 911	8 331	5 646
Urealisert tap på råvarederivater	452		
Langsiktige derivater klassifisert som forpliktelser	17 536	8 331	5 646
Urealisert tap på valutakontrakter	56		25 224
Urealisert tap på rentebytteavtaler	78		
Urealisert tap på råvarederivater	5 686		
Kortsiktige derivater klassifisert som forpliktelser	5 820		25 224
Sum derivater klassifisert som forpliktelser	23 356	8 331	30 870

Selskapet har benyttet ulike sikringsinstrumenter. Oljederivater er benyttet for å sikre risikoen for en oljeprisnedgang. Selskapet benytter rentebytteavtaler for å sikre sin renteeksponering. Valutaterminer er benyttet for å veksle om USD til utenlandsk valuta, hovedsakelig NOK, EUR, GBP og SGD, for å sikre kostnader i disse valutaene. Per i dag blir alle derivatene regnskapsført til markedsverdi med endringer i virkelig verdi over resultatet.

Note 15 Kundefordringer

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	52 005	286	182 384
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner		541	285
Fakturering knyttet til utgiftsrefusjoner, inkludert rigg	1 203	934	3 792
Andre kundefordringer	774		
Sum kundefordringer	53 981	1 761	186 461

Note 16 Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	26 700	-2 861	195
Andel av annen kortsiktig gjeld fra lisenser	143 295	73 208	163 369
Meruttak av petroleum	12 223	244	7 508
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS	21 888		22 903
Annen kortsiktig gjeld**	102 310	61 050	79 838
Sum annen kortsiktig gjeld	306 416	131 641	273 813

*Den negative kontraktsverdien er relatert til en riggkontrakt inngått av Marathon Oil Norge AS, som var forskjellig fra dagens markedsvilkår på tidspunktet for oppkjøpet. Den virkelige verdien var basert på forskjellen mellom markedspris og kontraktspris. Balansen er delt mellom kortsiktig og langsiktig gjeld basert på kontantstrømmer i kontrakten, og amortiseres over levetiden av kontrakten, som avsluttes i 2016.

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

Note 17 Obligasjonslån

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾		96 605	
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	234 269	306 024	253 141
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ³⁾	294 532		
Sum obligasjonslån	528 800	402 629	253 141

¹⁾ Lånet ble tatt opp 28. januar 2011 og ble tilbakebetalt i fjerde kvartal 2014.

²⁾ Lånet er tatt opp i NOK og 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 kvartalsvis rentebetaling. Lånet er usikret. Selskapet ba om endringer i obligasjonslånsvilkårene i et obligasjonseiermøte. Endringene medførte fjerning av lånevilkåret knyttet til justert egenkapitalandel og en inkludering av to nye finansielle lånevilkår slik at lånevilkårene på obligasjonslånet bedre samsvarer med lånevilkårene på den reservebaserte lånefasiliteten. Som kompensasjon for aksept vil obligasjonseierne motta økt rente på 1,5 prosent til 3 mnd. NIBOR + 6,5 prosent, i tillegg til en engangsgodtgjørelse på 2,0 prosent (flatt). De foreslåtte endringene i obligasjonslånsvilkårene i innkallingen fra selskapet ble akseptert i obligasjonseiermøtet 1. april 2015.

³⁾ Selskapet gjennomførte i mai 2015 en plassering av et nytt syvårig "PIK Toggle" subordinert obligasjonslån på USD 300 millioner med en fastrente på 10,25 prosent. Obligasjonen har en tilbakekjøpsopsjon fra år fire og inkluderer en mulighet til å utsette rentebetalinger.

Note 18 Annen rentebærende gjeld

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Reservebasert lånefasilitet	1 818 148		2 037 299
Rullerende kredittfasilitet		401 464	
Sum annen rentebærende gjeld	1 818 148	401 464	2 037 299

RBL Fasiliteten er en syvårig sikret lånefasilitet på USD 3 milliarder og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på USD 1 milliard. Renten er fra 1 - 6 mnd. LIBOR pluss en margin på 2,75 prosent. Det betales en utnyttelsesprovisjon på 0,5 prosent. I tillegg betales en rammeprovisjon på 1,1 prosent av ubenyttet kreditt.

Selskapet ferdigstilte ved slutten av juni 2015 en halvårlig redetermineringsprosess med banksyndikatet. Det nye tilgjengelige opptreksbeløpet har blitt økt til USD 2.9 milliarder fra USD 2.7 milliarder ved årsslutt 2014. Den rullerende kredittfasiliteten («RCF») på NOK 550 millioner ble ferdigstilt med en gruppe banker den 30. juni. Lånet har en løpetid på fire år fra 2015 med en 1+1 års forlengelsesopsjon gitt enighet fra långiverne. Lånet har en margin på 4 prosent, som vil øke med 0,5 prosent årlig etter tre, fire og fem år, samt en margin på benyttet kreditt på 1,5 prosent. I tillegg påløper det en beredskapsprovisjon på 2,2 prosent på ubenyttet kreditt. Lånevilkårene (covenants) er de samme som for selskapets reservebasert lånefasilitet.



Note 19 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

(USD 1 000)	30.06.2015	30.06.2014	31.12.2014
Avsetning pr. 1.1	489 051	160 413	160 413
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS			340 897
Påløpte fjerningskostnader	-3 176	-823	-14 087
Kalkulatorisk rente - nåverdiberegning	12 947	4 281	12 410
Omregningsdifferanse*		-1 827	-10 674
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt	10 410		93
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	509 233	162 045	489 051
Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelser:			
Kortsiktige	7 894	26 862	5 728
Langsiktige	501 339	135 183	483 323
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	509 233	162 045	489 051

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD per 15. oktober 2014, som beskrevet i regnskapsprinsippene i årsregnskapet for 2014.

Hoveddelen av selskapets fjernings- og nedstengingsforpliktelser er knyttet til de produserende feltene.

Selskapet har innregnet de første fjerningsforpliktelsene på Ivar Aasen feltet, da deler av plattformen har blitt installert i andre kvartal 2015.

Avsetningen er basert på et konsept for gjennomføring av fjerning som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer. Beregningene forutsetter en inflasjon på 2,5 prosent før skatt og en nominell diskonteringsrente før skatt på mellom 3,89 prosent og 5,69 prosent.

Note 20 Betingede forpliktelser

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, som for eksempel skattetvister. Selskapet gjør avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til rettsaker og tvister, basert på ledelsens beste estimat i samsvar med IAS 37. Ledelsen er av den oppfatning at ingen av tvistene vil medføre vesentlige forpliktelser for selskapet.

Note 21 Hendelser etter balansedagen

Selskapet har identifisert følgende hendelser som har funnet sted i perioden mellom balansedagen og rapporteringsdato.

Johan Sverdrup unitiseringen

2. juli 2015 publiserte Olje- og energidepartementet (OED) at de hadde foretatt fordeling av eierandelene på Johan Sverdrup. Vedtaket gir Det norske en total eierandel på 11,5733 prosent. Det norske har besluttet å påklage OEDs beslutning til Kongen i Statsråd.

Note 22 Investering i felleskontrollerte driftsordninger

Opererte felt:	30.06.2015	31.12.2014	Ikke-opererte felt:	30.06.2015	31.12.2014
Alvheim	65,000 %	65,000 %	Atla	10,000 %	10,000 %
Bøyla	65,000 %	65,000 %	Enoch	2,000 %	2,000 %
Ivar Aasen Unit	34,780 %	34,780 %	Gina Krog	3,300 %	3,300 %
Jette Unit	70,000 %	70,000 %	Johan Sverdrup ****	11,573 %	N/A
Vilje	46,904 %	46,904 %	Jotun	7,000 %	7,000 %
Volund	65,000 %	65,000 %	Varg	5,000 %	5,000 %

Utvinningsstillatelser der Det norske er operatør:

Lisens:	30.06.2015	31.12.2014
PL 001B	35,000 %	35,000 %
PL 026B	62,130 %	62,130 %
PL 027D	100,000 %	100,000 %
PL 027ES *	0,000 %	40,000 %
PL 028B	35,000 %	35,000 %
PL 036C	65,000 %	65,000 %
PL 036D	46,904 %	46,604 %
PL 088BS	65,000 %	65,000 %
PL 103B	70,000 %	70,000 %
PL 150	65,000 %	65,000 %
PL 150B	65,000 %	65,000 %
PL 169C	50,000 %	50,000 %
PL 203	65,000 %	65,000 %
PL 203B	65,000 %	65,000 %
PL 242	35,000 %	35,000 %
PL 340	65,000 %	65,000 %
PL 340BS	65,000 %	65,000 %
PL 364	50,000 %	50,000 %
PL 460	100,000 %	100,000 %
PL 494	30,000 %	30,000 %
PL 494B	30,000 %	30,000 %
PL 494C	30,000 %	30,000 %
PL 504	47,593 %	47,593 %
PL 504BS *	0,000 %	83,571 %
PL 504CS *	0,000 %	21,814 %
PL 553 *	0,000 %	40,000 %
PL 626	50,000 %	50,000 %
PL 659	20,000 %	20,000 %
PL 663	30,000 %	30,000 %
PL 677	60,000 %	60,000 %
PL 709	40,000 %	40,000 %
PL 715	40,000 %	40,000 %
PL 724	40,000 %	40,000 %
PL 724B **	40,000 %	0,000 %
PL 736S	65,000 %	65,000 %
PL 748	40,000 %	40,000 %
PL 777 **	40,000 %	0,000 %
PL 790 **	50,000 %	0,000 %
Antall	34	35

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut av lisensen.

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i 2014. Tilbudene ble kunngjort i 2015.

*** Andel ervervet/endret gjennom lisenstransaksjon.

**** I henhold til avgjørelse fra Olje- og energidepartementet

Utvinningsstillatelser der Det norske er partner:

Lisens:	30.06.2015	31.12.2014
PL 019C	30,000 %	30,000 %
PL 019D	30,000 %	30,000 %
PL 029B	20,000 %	20,000 %
PL 035	25,000 %	25,000 %
PL 035B	15,000 %	15,000 %
PL 035C	25,000 %	25,000 %
PL 038	5,000 %	5,000 %
PL 038D	30,000 %	30,000 %
PL 038E	5,000 %	5,000 %
PL 048B	10,000 %	10,000 %
PL 048D	10,000 %	10,000 %
PL 102C	10,000 %	10,000 %
PL 102D	10,000 %	10,000 %
PL 102F	10,000 %	10,000 %
PL 102G	10,000 %	10,000 %
PL 265	20,000 %	20,000 %
PL 272	25,000 %	25,000 %
PL 362	15,000 %	15,000 %
PL 438	10,000 %	10,000 %
PL 442	20,000 %	20,000 %
PL 457	40,000 %	40,000 %
PL 457BS	40,000 %	40,000 %
PL 492	40,000 %	40,000 %
PL 502	22,222 %	22,222 %
PL 522 *	0,000 %	10,000 %
PL 533	20,000 %	20,000 %
PL 550	10,000 %	10,000 %
PL 551	20,000 %	20,000 %
PL 554	10,000 %	10,000 %
PL 554B	10,000 %	10,000 %
PL 554C	10,000 %	10,000 %
PL 558 *	0,000 %	20,000 %
PL 567	40,000 %	40,000 %
PL 574	10,000 %	10,000 %
PL 613	20,000 %	20,000 %
PL 619 *	0,000 %	30,000 %
PL 627	20,000 %	20,000 %
PL 627B **	20,000 %	0,000 %
PL 653	30,000 %	30,000 %
PL 667	30,000 %	30,000 %
PL 672	25,000 %	25,000 %
PL 676BS **	10,000 %	0,000 %
PL 676S	10,000 %	10,000 %
PL 678BS	25,000 %	25,000 %
PL 676C **	25,000 %	0,000 %
PL 678S	25,000 %	25,000 %
PL 681	16,000 %	16,000 %
PL 694 **	20,000 %	0,000 %
PL 706	20,000 %	20,000 %
PL 730	30,000 %	30,000 %
PL 730B	30,000 %	0,000 %
PL 778 **	20,000 %	0,000 %
PL 804 **	30,000 %	0,000 %
Antall	50	46



Note 23 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2015		2014				2013	
	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3
Driftsinntekter	337 236	324 178	345 670	18 334	74 304	25 923	43 279	55 056
Utforskningskostnader	24 949	14 523	51 491	71 778	21 027	20 040	95 472	102 347
Produksjonskostnader	50 686	39 349	44 400	7 906	7 417	7 032	16 607	9 090
Avskrivninger	117 354	122 224	104 183	28 080	13 443	14 548	21 103	27 849
Nedskrivninger		52 773	319 018			27 402	111 893	1 163
Andre driftskostnader	22 550	14 397	10 679	993	12 896	825	-685	2 752
Driftskostnader	215 539	243 266	529 772	108 757	54 782	69 847	244 391	143 200
Driftsresultat	121 697	80 912	-184 102	-90 423	19 522	-43 924	-201 112	-88 144
Netto finansposter	-58 523	254	-12 788	-30 143	-23 865	-9 901	-18 011	-22 305
Resultat før skattekostnad	63 174	81 166	-196 889	-120 567	-4 343	-53 824	-219 123	-110 450
Skattekostnad (+)/skatteinntekt(-)	55 897	78 727	89 997	-103 615	-31 627	-51 240	-163 202	-83 542
Periodens resultat	7 277	2 439	-286 887	-16 952	27 284	-2 584	-55 921	-26 908

Tall fra tidligere kvartaler er omregnet til USD ved bruk av årlig gjennomsnittlig valutakurs i 2013 og ni måneders gjennomsnittlig valutakurs i 2014.

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets årsregnskap for 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.

Denne halvårsrapporten sammen med årsrapporten for 2014 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 ovenfor.

Styret og administrerende direktør i Det norske oljeselskap ASA

Oslo, 14. juli 2015

Sverre Skogen, styreleder

Kjell Inge Røkke, styremedlem

Anne Marie Cannon, nestleder

Kjell Pedersen, styremedlem

Gro Kielland, styremedlem

Terje Solheim, styremedlem

Kristin Gjertsen, styremedlem

Kristin Alne, vara styremedlem

Jørgen C. Arentz Rostrup, styremedlem

Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør

Katherine Jessie Martin (kjent som Kitty Hall), styremedlem



NOTATER







detnor.no