

# Q1 2015

KVARTALSRAPPORT FOR  
DET NORSKE OLJESELSKAP

TRONDHEIM, 6. MAI 2015



# VIKTIGE HENDELSER I Q1 2015

- **7. januar:** Det norske kunngjorde en redeterminering for RBL-fasiliteten var ferdig
- **16. januar:** Det norske offentliggjorde sin beslutning om å bygge ut Viper-Kobra-funnene som en oppkobling til Alvheim FPSO
- **19. januar:** Produksjonen på Bøyla-feltet startet opp - det fjerde feltet som er koblet opp til Alvheim FPSO-en
- **22. januar:** Boreriggen Maersk Interceptor startet boreprogrammet på Ivar Aasen-feltet
- **6. februar:** Det norske varslet at selskapet gikk over til å bruke US dollar som funksjonell valuta, og annonserte nedskrivningene for fjerde kvartal 2014
- **9. februar:** Det norske kunngjorde at avgrensningen av Krafla-feltet var vellykket og kunne oppjustere ressursanslaget for PL035/PL272
- **13. februar:** Partnerne på Johan Sverdrup sendte planen for utbygging og drift (PUD) til OED
- **18. mars:** Det norske kalte inn obligasjonseierne i DETNOR02 til et møte for å be om visse endringer i lånevilkårene
- **19. mars:** Kjell Pedersen, tidligere CEO i Petoro, ble av Det norskes bedriftsforsamling valgt inn som styremedlem i Det norske

## VIKTIGE HENDELSER ETTER KVARTALET

- **1. april:** Obligasjonseiermøtet i DETNOR02 godkjente endringene i låneavtalen, hvor blant annet kravet om en viss andel justert egenkapital ble fjernet
- **10. april:** Det norske meldte om et lite gassfunn på Skirne Øst-feltet i PL 102F i Nordsjøen.
- **21. april:** Det norske kunngjorde at engangstilbudet om å utøve en salgsopsjon i obligasjonslånet DETNOR02 hadde utløpt. Obligasjonseiere som representerer ca. én prosent av den nominelle verdien, valgte å utøve opsjonen.

## OPPSUMMERING AV FINANSIELLE RESULTATER

	Enhet	Q1 2015	Q1 2014	2015 YTD	2014 YTD
Driftsinntekter	USDm	324	26	324	26
EBITDA	USDm	256	-2	256	-2
Nettoreultat	USDm	2	-3	2	-3
Resultat per aksje (EPS)	USD	0.01	-0.02	0.01	-0.02
Produksjonskostnad per fat	USD/boe	7	27	7	27
Avskrivning per fat	USD/boe	21	56	21	56
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	USDm	281	-80	277	80
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	USDm	-261	-116	261	116
Sum eiendeler	USDm	5 480	1 748	5 480	1 748
Netto rentebærende gjeld	USDm	1 965	749	1 965	749
Betalingsmidler	USDm	412	137	412	137

## OPPSUMMERING AV DRIFTSRESULTATER

	Enhet	Q1 2015	Q1 2014	2015 YTD	2014 YTD
<b>Produksjon</b>					
Alvheim (65%)	boepd	37 736	-	37 736	-
Volund (65%)	boepd	10 703	-	10 703	-
Vilje (46.9%)	boepd	6 429	-	6 429	-
Bøyla (65%)	boepd	8 341	-	8 341	-
Varg (5%)	boepd	322	500	322	500
Jotun (7%)	boepd	149	188	149	188
Atla (10%)	boepd	467	750	467	750
Jette (70%)	boepd	794	1 458	794	1 458
<b>SUM</b>	boepd	<b>64 942</b>	<b>2 895</b>	<b>64 942</b>	<b>2 895</b>
Oljepris	USD/bbl	58	107	58	107
Gasspris	USD/scm	0.29	0.38	0.29	0.38



# OPPSUMMERING FØRSTE KVARTAL

Det norske oljeselskap ASA (“selskapet” eller “Det norske”) hadde konserninntekter på 324 (26) millioner dollar i første kvartal 2015. Produksjonen i perioden var 64,9 (2,9) tusen fat oljeekvivalenter pr. dag (“mboepd”). Realisert oljepris var i snitt 58 (107) dollar pr. fat.

EBITDA dette kvartalet utgjorde 256 (-2) millioner dollar, og EBIT var 81 (-44) millioner dollar. Resultatet for første kvartal var 2 (-3) millioner dollar, noe som gir et resultat per fat (EPS) på 0,01 (-0,02) dollar.

I løpet av kvartalet ble plan for utbygging of drift (PUD) for Johan Sverdrup sendt inn til Olje- og energidepartementet (OED), og den bekreftet tidsplanen frem til produksjonsstart i 2019. Dette førte til at Det norskes reserver ble mer enn doblet. Operatørens P50-volumer for alle faser er 279 millioner fat oljeekvivalenter (mmbøe) netto til Det norske, basert på den foreløpige fordelingen av eierandeler. Det er opp til OED å avgjøre eierfordelingen på feltet.

Ivar Aasen-utbyggingen hadde god fremdrift i første kvartal. Boringen av geopilotbrønner begynte i januar, understellet ble ferdigstilt og utskipet fra Sardinia like etter kvartalsslutt. Byggingen av plattformdekket var halvveis fullført etter stablingen av mellom- og værdekkene.

Den første oljen fra Bøyla-feltet ble produsert som planlagt tidlig i januar. Feltet produserte i gjennomsnitt 8.3 mboepd dette kvartalet.

Det ble foretatt en vellykket avgrensning av Krafla Main tidlig i 2015, etter funnet som ble gjort i Krafla North-prospektet i desember 2014. Utvinnbare ressurser er etter å ha boret disse brønnene beregnet til mellom 140 og 220 millioner fat oljeekvivalenter.

*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

(USD million)	Q1 2015	Q1 2014
Driftsinntekter	324	26
EBITDA	256	-2
EBIT	81	-44
Resultat før skatt	81	-54
Nettoresultat	2	-3
Resultat per aksje/EPS (USD)	0.01	-0.02

Konsoliderte driftsinntekter i første kvartal var på 324 (26) millioner dollar. Dette var det første hele kvartalet der inntektene fra Alvheim-området ble medregnet.

Letekostnadene dette kvartalet utgjorde 15 (20) millioner dollar, noe som gjenspeiler seismikk-kostnader, arealavgifter og G&G-virksomhet.

Produksjonskostnadene utgjorde 39 (7) millioner dollar, eller 6,7 dollar pr. fat oljeekvivalenter, mens øvrige driftskostnader utgjorde 14 (1) millioner dollar.

Avskrivninger utgjorde 122 (15) millioner dollar, tilsvarende 21 dollar pr. fat oljeekvivalenter.

Netto nedskrivninger uten kontanteffekt utgjorde 53 (27) millioner dollar som følge av en nedskrivning av teknisk goodwill som oppstod i forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Nedskrivningen skyldes hovedsakelig forutsetninger i nedskrivningstesten, som beskrives nærmere i note 4.

Selskapet fikk et driftsresultat på 81 (-44) millioner dollar i første kvartal.

Periodens nettoresultat var 2 (-3) millioner dollar etter en skattekostnad på 79 (-51) millioner dollar. Dette tilsvarer en skattesats på 97 prosent, hovedsakelig som et resultat av nedskrivningene i kvartalet, som ikke er fradragsberettiget.

Resultat per aksje ble 0,01 (-0,02) dollar.

## Balanse

(USD million)	Q1 2015	Q1 2014
Goodwill	1 134	54
PP&E	2 679	591
Betalingsmidler	412	137
Totale eiendeler	5 480	1 748
Egenkapital	654	530
Rentebærende gjeld	2 376	886

Sum immaterielle eiendeler beløp seg til 2 074 (554) millioner dollar, hvorav goodwill utgjorde 1 134 (54) millioner dollar etter kvartalets nedskrivning. Andre immaterielle eiendeler utgjorde 631 (107) millioner dollar; mesteparten var merverdier fra disposisjon av kjøpesummen etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Balanseførte letekostnader utgjorde 309 (260) millioner dollar, hovedsakelig knyttet til Krafla Main- og Skirne Øst-brønnene.

Eiendom, anlegg og utstyr beløp seg til 2 679 (591) millioner dollar og er behandlet i note 5. Selskapets beholdninger av betalingsmidler utgjorde 412 (137) millioner dollar pr. 31. mars, inklusive 4 (2) millioner dollar i bundne bankinnskudd.

Totale eiendeler økte til 5 480 (1 748) millioner dollar ved utgangen av kvartalet.

Egenkapitalen var på 654 (530) millioner dollar ved kvartalsslutt, og gjenspeiler nettooverskuddet for perioden. Selskapets egenkapitalandel pr. 31. mars var 12 (30) prosent.

Utsatte skatteforpliktelser beløp seg til 1 363 (0) millioner dollar og er behandlet i note 8. Hoveddelen av skatteforpliktelsen skyldes kjøpet av Marathon Oil Norge AS. Rentebærende gjeld økte til 2 376 (886) millioner dollar og består av DETNOR02-obligasjonen på 233 millioner dollar og benyttet trekk på den reservebaserte lånefasiliteten ("RBL") på 2 144 millioner dollar.

Betalbar skatt var 110 (0) millioner dollar ved kvartalsslutt og gjenspeiler forventet utestående betaling av skatt for 2014.



## Kontantstrømsoppstilling

(USD million)	Q1 2015	Q1 2014
Kontantstrøm fra operasjonelt	281	-80
Kontantstrøm fra investeringer	-261	-116
Kontantstrøm fra finansiering	100	50
Netto endring i betalingsmidler	120	-145
Betalingsmidler EOQ	412	137

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 281 (-80) millioner dollar. Det ble i kvartalet betalt 64 (0) millioner dollar i skatt, som relaterer seg til en enkelt innbetaling i februar.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter økte til -261 (-116) millioner dollar. Investeringer i varige driftsmidler utgjorde 239 (97) millioner dollar dette kvartalet, og relaterer seg hovedsakelig til feltinvesteringer (CAPEX) på Ivar Aasen, Alvheim, Bøyla og Johan Sverdrup.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde totalt 100 (50) millioner dollar, ettersom selskapet trakk 100 millioner dollar på RBL-fasiliteten dette kvartalet.

## Finansiering

Det norske har jobbet aktivt med å optimalisere sin kapitalstruktur. Det har blitt gjort visse positive tilpasninger i låneavtalen til selskapets reservebaserte lånefasilitet på 3 milliarder dollar. Disse endringene, samt de tekniske bankenes detaljerte gjennomgang av reservene har resultert i en umiddelbar økning av lånebasen i RBL-en fra 2,7 milliarder dollar til 2,8 milliarder dollar og vil resultere i en mer robust RBL fremover.

I etterkant av dette har et konsortium av syv banker fullt ut garantert for en rullerende kredittfasilitet (RCF) på 500 millioner dollar. Lånefasiliteten har en løpetid på fire år og har en 1+1 forlengelsesopsjon gitt enighet fra långiverne. Lånet har en margin på 4 prosent, som vil øke med 0,5 prosent etter tre, fire og fem år, samt en margin på benyttet kreditt på 1,5 prosent. Lånevilkårene er de samme som i RBL-fasiliteten. Ferdigstillelse av RCF-en er forventet i løpet av mai.

I tillegg vurderer selskapet å utstede en ny subordinert obligasjon på 300 millioner dollar. Sammen med RCF-en med andreprioritet til RBL-en, representerer obligasjonen

en vesentlig del av arbeidet med å diversifisere selskapets kapitalstruktur.

## Sikring

Selskapet har initiert et sikringsprogram for å redusere risikoen forbundet med både valutakurser og råvarepriser.

I løpet av første kvartal kjøpte selskapet salgsopsjoner for å sikre inntektene av produksjonen. Selskapet har kjøpt salgsopsjoner til en innløsningskurs på 55 dollar fatet for et volum tilsvarende 30 prosent av estimert produksjon for Q2–Q4 2015 og 20 prosent av estimert produksjon for 2016. Slike finansinstrumenter skattlegges med 27 prosent, mens petroleumsinntekter skattlegges med 78 prosent.

Selskapet har også fått på plass visse sikringer for å redusere valutarisikoen, og har utnyttet den sterke dollarkursen i forhold til den norske kronen.

## Endring av låneavtalen i DETNOR02

Den 18. mars innkalte Det norske til obligasjonseiermøte for å be om visse endringer i låneavtalen for selskapets DETNOR02-obligasjon. Forslaget til obligasjonseierne omfattet blant annet å bytte ut lånebetingelsen om justert egenkapitalgrad mot betingelser om fremmedkapitalgrad og rentedekningsgrad, for å harmonere lånebetingelsene med selskapets bankfasilitet (RBL).

Det endelige forslaget ble stemt igjennom med 91,69 prosent av stemmene. 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.

# OPERASJONELL GJENNOMGANG

Det norske produserte 5,8 (0,3) millioner fat oljeekvivalenter ("mmboe") i første kvartal 2015. Dette tilsvarer 64,9 (2,9) mboepd. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 58 (107) dollar pr. fat, mens gassen ble solgt til gjennomsnittlig 0,29 (0,38) dollar pr. standard kubikkmeter (Sm3).

## Alvheim-feltene

### PL 203/088BS/036C/036D/150 (Operator)

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 hadde en produksjonstilgjengelighet og en produksjonseffektivitet på 96,4 prosent i første kvartal, som er over målet.

Bøyla-utbyggingen ble ferdigstilt dette kvartalet, og produksjonen på feltet kom i gang fra en av brønnene den 19. januar 2015. Produksjonsstart for den andre brønnen (Bøyla M-2) er planlagt til tredje kvartal i år. Utvinnbare reserver (P50) på feltet er anslått til ca. 23 mmboe. Det norske har en andel på 15 mmboe i dette.

Boreriggen Transocean Winner avsluttet boringen av en ny Alvheim IOR-brønn i Kameleon Øst-reservoaret i første kvartal. Produksjonen fra brønnen kom i gang i begynnelsen av andre kvartal, og reservoarresultatene var gode.

I mars boret Transocean Winner reservoarseksjonen av produksjonsbrønnen Bøyla M-2 og kompletterte brønnen. Riggen ble flyttet til Kneler B tidlig i april for en work-over av KB-3-brønnen.

BoaKamNord-prosjektet, som består av en ny havbunnsmanifold knyttet opp til Boa-manifolden, er en del av Alvheim IOR-prosjektet. Prosjektet hadde god fremdrift i første kvartal. Etter planen skal undervannsinstallasjonen plasseres på havbunnen og kobles til eksisterende Alvheim-infrastruktur ved utgangen av andre 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. Planlagt produksjonsstart forventes i slutten av 2016.

## Andre felt i produksjon

Produksjonen har vært stabil på Jotun, Atla, Jette og Varg i løpet av kvartalet. Atla var nedstengt i en kortere periode på grunn av vedlikehold på Heimdal.

## 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.

Byggingen av plattformdekket på SOME-verftet i Singapore hadde god fremdrift. Mellomdekket ble montert oppå kjellerdekket i slutten av januar, og værdekket ble montert på mellomdekket i slutten av mars. Byggingen av plattformdekket er nå over halvveis. Viktige utstyrs pakker er ankommet på stedet og produksjon og installasjon av rør er i gang. Detaljprosjekteringen skal fullføres i løpet av sommeren. Ferdigstillingen vil ta til i høst, og planen er å ha alt mekanisk arbeid på plattformdekket ferdig ved utgangen av 2015. Utskiping forventes i løpet av våren 2016.

Byggingen av boligplattformen fortsatte med montering og utrustning av dekkene på Stord. Det nederste nivået på boligplattformen er under bygging i Gryfia i Polen, og forberedelsene er i gang for utskiping til Stord. Arbeidet med å stable dekkene og undermodulene forventes ferdigstilt senest sommeren 2015.

Byggingen av understellet ble ferdigstilt på Arbatax-verftet på Sardinia i løpet av kvartalet. Saipem leverte understellet i tråd med tidsplan og budsjett. Understellet sto ferdig i slutten av mars og ble skipet ut fra Sardinia 2. april. Understellet er nå ankommet Rotterdam og er klart for å installeres på Ivar Aasen-feltet, noe som forventes å skje i løpet av andre kvartal 2015. Løftefartøyet Thialf kommer til å løfte installasjonen på plass før Wei-Li fullfører installasjonsarbeidet.

Boringen på Ivar Aasen-feltet ble også igangsatt dette kvartalet. Maersk Interceptor har boret de to første geopilotbrønnene. Disse brønnene har gitt verdifull informasjon om hvor produksjonsbrønnene bør plasseres, og brønnresultatene var mer eller mindre i tråd med forventningene. Maersk Interceptor skal bore den siste pilotbrønnen i løpet av andre kvartal 2015.



Oppstart for boring av produksjonsbrønnene forventes til sommeren.

#### **Johan Sverdrup**

##### **PL 265/501/502 (foreløpig eierandel 11,8933 prosent)**

I februar ble planen for utbygging og drift (PUD) for fase 1 og to planer for anlegg og drift (PAD) sendt inn til Olje- og energidepartementet. Tidsplanen for prosjektet ble her bekreftet. Godkjenning fra Stortinget forventes i løpet av juni 2015, og produksjonsstart er ventet i slutten av 2019.

Johan Sverdrup-feltet skal bygges ut i flere faser. 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. Ambisjonen er en utvinningsgrad på 70 prosent. Produksjonskapasiteten i fase 1 er på 315 000–380 000 fat oljeekvivalenter pr. dag. Fullt utbygget kan feltet produsere 550 000–650 000 fat oljeekvivalenter pr. dag. PUD for fremtidige faser skal sendes inn senest i annet halvår 2017, og produksjonsstart for fase 2 er planlagt til 2022.

For Det norske har det vært et viktig prinsipp at eierandelene i Johan Sverdrup skal fordeles på grunnlag av en kombinasjon av volum og verdi. Da det ikke ble oppnådd avtale om dette, undertegnet heller ikke Det norske unitiseringsavtalen.

Det er opp til Olje- og energidepartementet å fatte et vedtak om fordelingen. OED har bedt Petroleumsdirektoratet om å vurdere det tekniske arbeidet som Statoil og de andre partnerne har utført når det gjelder fordelingen av eierinteresser på feltet. Avgjørelsen fra OED om fordelingen for Johan Sverdrup-feltet er ventet til sommeren. Departementets vedtak kan ankes til Kongen i Statsråd og/eller sivile domstoler.

Departementet har bestemt at inntil konklusjonen er trukket, skal Statoils forslag brukes som basis: Statoil 40,0267 prosent, Lundin Norway 22,12 prosent, Petoro 17,84 prosent, Det norske oljeselskap 11,8933 prosent og Maersk Oil 8,12 prosent. Etter at PUD for Johan Sverdrup var sendt inn, ble Det norskens netto P50-reserver doblet. Operatørens P50-volumer for alle faser er 279 millioner

fat oljeekvivalenter (mmbøe) netto til Det norske, basert på den foreløpige fordelingen av eierandeler.

#### **Gina Krog**

##### **PL 029B/029C/048/303 (3.3 prosent, partner)**

Gina Krog-feltet fortsetter å nærmer seg 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.

Songa Trym er for tiden i gang med å bore 15/6-13 (Gina Krog Øst 3).



# HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

HMS er alltid høyeste prioritet i all vår virksomhet. Selskapet sikrer at alle prosjekter foregår i henhold til den høyeste HMS-standard i oljebransjen.

I løpet av kvartalet ble ansvaret for andrelinjeberedskapen (operativt nivå på land) overført fra Det norske til Norsk oljevernforening for operatørselskaper (OFFB). Selskapets hovedledelse har avholdt sin årlige virksomhetsgjennomgang, som førte til flere forbedringstiltak.

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte to tilsyn i perioden, én som gjaldt arbeidstakermedvirkning på Alvheim og én vedrørende integrasjonsprosessen for Det norske og Marathon Oil Norge. De årlige utslippsrapportene ble sendt inn til Miljødirektoratet for felt i produksjon og leteboring.

Det ble rapportert fire hendelser til Ptil i første kvartal. To gjaldt fallende gjenstander, og én var en nestenulykke knyttet til planlagt sveising nær en dieseltank. Det siste tilfellet gjaldt mønstring grunnet en falsk alarm. Ingen av hendelsene medførte personskader.

Alle hendelsene ble undersøkt i henhold til prosedyrene, og erfaringene er implementert. Med det høye aktivitetsnivået vi har for tiden, er det viktig å vie særlig oppmerksomhet til å forebygge skader på alle nivåer i organisasjonen.

Selskapet jobber aktivt for å harmonisere og videreutvikle HMS-kulturen i selskapet etter oppkjøpet av Marathon Oil Norway AS.

## LETING

Selskapets utgifter relatert til leting var 32 millioner dollar i fjerde kvartal. Letekostnadene utgjorde 15 millioner dollar i perioden og var knyttet til seismikk, arealavgifter og G&G-kostnader.

### **Krafla Nord og Krafla Main PL035 (25 prosent, partner)**

Avgrensningsbrønnen på Krafla Main ble ferdigstilt i første kvartal. Brønn 30/11-10 A påtraff en 260 meters oljekolonne og et nettoreservoar på 85 meter i den øvre og midtre Tarbert-formasjonen med gode reservoaregenskaper. Brønnen ble ikke formasjonstestet, men det ble utført omfattende datainnsamling og prøvetaking.

Siden 2011 er det gjort fem funn i Krafla-området i lisens PL035 og PL272: Krafla Main, Krafla Vest, Askja Vest, Askja Øst og Krafla Nord. Ut fra brønnresultatene og oppdaterte evalueringer av lisensene forventes de to lisensene å inneholde utvinnbare ressurser i området 140–220 mmboe.

### **TFO 2014**

I tildelingen i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2013 fikk Det norske ni nye lisenser, hvorav to som operatør. Åtte lisenser er i Nordsjøen og en i Barentshavet.

### **Skirne East PL627 (20 prosent, partner)**

Etter kvartalsslutt ble det kunngjort 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.



# ANDRE HENDELSER

## Kostnadseffektiviseringsprogram

Selskapet satte i gang et kostnadseffektiviseringsprogram på nyåret for å kutte utgiftene i 2015 og programmet skrider godt frem. Tiltakene som er identifisert beløper seg til mer enn 100 millioner dollar, og disse inkluderer faktiske kostnadsreduksjoner i alle deler av organisasjonen, samt kansellerte og utsatte aktiviteter.

Selskapet vil fortsette sitt systematiske arbeid for å forbedre alle interne arbeidsprosesser. Det er også iverksatt tiltak for å få leverandører til å redusere sine

priser og optimalisere arbeidsprosessene. Arbeidet er fortsatt i startfasen.

Som et ledd i kostnadseffektiviseringen har selskapet også iverksatt tiltak for å optimalisere organisasjonen. Noen avdelinger er blitt omorganisert, og en rekke ansatte har fått nye roller i organisasjonen. Organisasjonsgjennomgangen resulterte blant annet i at et stort antall konsulenter har blitt kuttet og at 35 ansatte ble tilbudt sluttpakker eller førtidspensjonspakker

# UTSIKTER

I lys av dagens utfordrende makromiljø fortsetter selskapet å treffe tiltak for å gi virksomheten styrke til å tilpasse seg markedsforholdene og sikre at selskapet er i en posisjon der det kan gripe sjansen når forholdene bedrer seg.

Selskapet fortsetter arbeidet med å øke selskapets økonomiske fleksibilitet og optimalisere kapitalstrukturen. Justeringene i RBL-fasiliteten gir en mer forutsigbar lånetilgjengelighet fremover og lånevilkårene i obligasjonslånet har blitt harmonisert med RBL-fasiliteten. En RCF-fasilitet på 500 millioner

dollar har blitt fullt ut garantert av et konsortium av banker og selskapet er i en prosess med å hente ytterligere 300 millioner dollar i en subordinert obligasjon.

Ivar Aasen-prosjektet går fremover og er i rute til produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Det norske vil også fortsette å bygge ut Alvheim-området og forventer at fire brønner skal komme i produksjon i 2015. Johan Sverdrup-prosjektet skrider frem som planlagt mens partnerskapet venter på olje- og energidepartementets beslutning om eierandelene i feltet.





# REGNSKAP MED NOTER

## RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q1		1.1 - 31.03	
		2015	2014	2015	2014
Petroleumsinntekter	2	323 749	25 393	323 749	25 393
Andre driftsinntekter		430	531	430	531
<b>Driftsinntekter</b>		<b>324 178</b>	<b>25 923</b>	<b>324 178</b>	<b>25 923</b>
Utforskningskostnader	3	14 523	20 040	14 523	20 040
Produksjonskostnader		39 349	7 032	39 349	7 032
Avskrivninger	5	122 224	14 548	122 224	14 548
Nedskrivninger	4	52 773	27 402	52 773	27 402
Andre driftskostnader	6	14 397	825	14 397	825
<b>Driftskostnader</b>		<b>243 266</b>	<b>69 847</b>	<b>243 266</b>	<b>69 847</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>80 912</b>	<b>-43 924</b>	<b>80 912</b>	<b>-43 924</b>
Renteinntekter		262	1 988	262	1 988
Annen finansinntekt		56 150	5 675	56 150	5 675
Rentekostnader		26 464	14 203	26 464	14 203
Annen finanskostnad		29 694	3 361	29 694	3 361
<b>Netto finansposter</b>	7	<b>254</b>	<b>-9 901</b>	<b>254</b>	<b>-9 901</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>81 166</b>	<b>-53 824</b>	<b>81 166</b>	<b>-53 824</b>
Skattekostnad (+)/skatteinntekt(-)	8	78 727	-51 240	78 727	-51 240
<b>Periodens resultat</b>		<b>2 439</b>	<b>-2 584</b>	<b>2 439</b>	<b>-2 584</b>
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i perioden		202 618 602	140 707 363	202 618 602	140 707 363
Resultat etter skatt pr. aksje		0,01	-0,02	0,01	-0,02

## OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q1		1.1 - 31.03	
		2015	2014	2015	2014
Periodens resultat		2 439	-2 584	2 439	-2 584
<b>Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)</b>					
Omregningsdiff. ved endring av presentasjonsvaluta til USD			8 404		8 404
<b>Total resultat</b>		<b>2 439</b>	<b>5 820</b>	<b>2 439</b>	<b>5 820</b>



**OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)**

(USD 1 000)	Note	Konsern		
		31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
<b>EIENDELER</b>				
<b>Immaterielle eiendeler</b>				
Goodwill	5	1 133 930	53 635	1 186 704
Aktiverte leteutgifter	5	309 219	259 783	291 619
Andre immaterielle eiendeler	5	631 222	107 406	648 788
Utsatt skattefordel	8		132 852	
<b>Varige driftsmidler</b>				
Varige driftsmidler	5	2 679 219	590 651	2 549 271
<b>Finansielle eiendeler</b>				
Langsiktige fordringer	11	8 074	23 063	8 799
Andre langsiktige eiendeler	9	4 289	47 180	3 598
Beregnet skatt til utbetaling	8		24 720	
Langsiktige derivater	14	1 518		
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>4 767 471</b>	<b>1 239 291</b>	<b>4 688 778</b>
<b>Varer</b>				
Varelager		24 874	6 606	25 008
<b>Fordringer</b>				
Kundefordringer	15	102 466	21 419	186 461
Andre kortsiktige fordringer	10	166 867	103 103	184 592
Andre kortsiktige plasseringer		3 032	4 071	3 289
Beregnet skatt til utbetaling	8		236 600	
Kortsiktige derivater	14	3 229		
<b>Betalingsmidler</b>				
Betalingsmidler	12	411 691	137 140	296 244
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>712 158</b>	<b>508 939</b>	<b>695 594</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>5 479 630</b>	<b>1 748 229</b>	<b>5 384 372</b>

**OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)**

(USD 1 000)	Note	Konsern		
		31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>				
<b>Egenkapital</b>				
Aksjekapital	13	37 530	27 656	37 530
Overkurs		1 029 617	564 736	1 029 617
Annen egenkapital		-413 046	-62 472	-415 485
<b>Total egenkapital</b>		<b>654 101</b>	<b>529 920</b>	<b>651 662</b>
<b>Avsetning for forpliktelser</b>				
Pensjonsforpliktelser		1 722	6 076	2 021
Utsatt skatt	8	1 362 959		1 286 357
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	489 617	138 585	483 323
Andre avsetninger for forpliktelser		6 909	116	12 044
<b>Langsiktig gjeld</b>				
Obligasjonslån	17	232 545	413 482	253 141
Annen rentebærende gjeld	18	2 143 703	359 154	2 037 299
Langsiktige derivater	14	6 317	8 055	5 646
<b>Kortsiktig gjeld</b>				
Kortsiktig lån			113 710	
Leverandørgjeld		120 245	36 473	152 258
Offentlige trekk og avgifter		4 965	4 085	6 758
Betalbar skatt	8	110 356		189 098
Kortsiktige derivater	14	17 107		25 224
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	2 677	26 122	5 728
Annen kortsiktig gjeld	16	326 405	112 451	273 813
<b>Sum gjeld</b>		<b>4 825 528</b>	<b>1 218 309</b>	<b>4 732 710</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>5 479 630</b>	<b>1 748 229</b>	<b>5 384 372</b>



OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

	Aksjekapital Overkurs		Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Innskutt annen EK	Andre inntekter og kostnader (OCI)		Opptjent egenkapital		
(USD 1 000)				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregningsdifferanser*			
<b>Egenkapital per 31.12.2013</b>	<b>27 656</b>	<b>564 736</b>	<b>573 083</b>	<b>-223</b>	<b>-48 334</b>	<b>-592 818</b>	<b>-68 292</b>	<b>524 100</b>
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		
<b>Egenkapital per 31.12.2014</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	<b>573 083</b>	<b>-105</b>	<b>-115 491</b>	<b>-872 972</b>	<b>-415 485</b>	<b>651 662</b>
Periodens totalresultat 1.1.2015 - 31.03.2015						2 439	2 439	2 439
<b>Egenkapital per 31.03.2015</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	<b>573 083</b>	<b>-105</b>	<b>-115 491</b>	<b>-870 533</b>	<b>-413 046</b>	<b>654 101</b>

\*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	Q1 2015	2014	År 2014
<b>Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter</b>				
Resultat før skattekostnad		81 166	-53 824	-375 624
Betalte skatter i perioden		-64 142		-109 068
Periodens mottatte skattefordring				190 532
Avskrivninger	5	122 224	14 548	160 254
Nedskrivninger	4	52 773	27 402	346 420
Kalkulatorisk rente i nåverdieregning av fjerningsforpliktelser	7,19	6 396	2 115	12 410
Gevinst/tap ved bytte av lisensandel uten kontanteffekt				-49 765
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	7	-11 784	-390	10 616
Amortisering av rente- og etableringskostnader	7	6 602	1 648	26 711
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	3	-309	12 050	99 061
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-174 986	-37 123	-530 150
Endring i fjerningsforpliktelser				-1 952
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		262 943	-46 462	483 345
<b>Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter</b>		<b>280 884</b>	<b>-80 037</b>	<b>262 791</b>
<b>Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter</b>				
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	19	-1 134	-443	-14 087
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	5	-238 902	-96 529	-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	-21 205	-18 818	-164 128
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser				8 862
<b>Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter</b>		<b>-261 241</b>	<b>-115 790</b>	<b>-2 266 144</b>
<b>Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter</b>				
Emisjon				474 755
Nedbetaling av kortsiktig gjeld				-162 434
Nedbetaling av obligasjonslån (detnor 01)				-87 536
Nedbetaling av langsiktig gjeld			-47 630	-1 147 934
Etableringskostnader				-67 350
Opptak av langsiktig gjeld	18	100 000	65 317	2 897 354
Opptak av kortsiktig gjeld			32 743	116 829
<b>Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter</b>		<b>100 000</b>	<b>50 431</b>	<b>2 023 684</b>
<b>Netto endring i betalingsmidler</b>		<b>119 642</b>	<b>-145 397</b>	<b>20 331</b>
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	12	296 244	280 942	280 942
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-4 195	1 594	-5 029
<b>Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt</b>		<b>411 691</b>	<b>137 140</b>	<b>296 244</b>
<b>Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt</b>				
Bankinnskudd		407 704	135 412	291 346
Bundne bankinnskudd		3 987	1 728	4 897
<b>Sum betalingsmidler ved periodens slutt</b>	12	<b>411 691</b>	<b>137 140</b>	<b>296 244</b>



## 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 konsernet.

Som beskrevet i årsrapporten, endret konsernet sin presentasjonsvaluta fra NOK til USD med effekt fra 15. oktober 2014. Den finansielle informasjonen for delårsperioden 1.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. Konsernet 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 tidligere var inkludert i andre driftskostnader nå reklassifisert til utforskningskostnader, og sammenligningstallene er omarbeidet tilsvarende.

### Note 2 Petroleumsinntekter

Spesifikasjon av inntekter (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03	
	2015	2014	2015	2014
Inntektsførte oljeinntekter	287 877	21 044	287 877	21 044
Inntektsførte gassinntekter	35 140	3 584	35 140	3 584
Tariffinntekter	732	764	732	764
<b>Sum petroleumsinntekter</b>	<b>323 749</b>	<b>25 393</b>	<b>323 749</b>	<b>25 393</b>
<b>Spesifikasjon av produserte volumer (fat oljeekvivalenter)</b>				
Olje	5 094 389	195 760	5 094 389	195 760
Gass	750 346	64 810	750 346	64 810
<b>Sum produserte volumer</b>	<b>5 844 735</b>	<b>260 569</b>	<b>5 844 735</b>	<b>260 569</b>

### Note 3 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03	
	2015	2014	2015	2014
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	7 755	2 820	7 755	2 820
Viderebelastning av riggekostnader	414	-7 702	414	-7 702
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	4 724	6 198	4 724	6 198
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	-9	2 199	-9	2 199
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	-300	9 850	-300	9 850
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	32	3 824	32	3 824
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	-237	751	-237	751
Arealavgift	2 144	2 100	2 144	2 100
<b>Sum utforskningskostnader</b>	<b>14 523</b>	<b>20 040</b>	<b>14 523</b>	<b>20 040</b>

Som nevnt i note 1, er arealavgift som tidligere var inkludert i andre driftskostnader nå reklassifisert til utforskningskostnader.

## Note 4 Nedskrivinger

### Nedskrivningstester

Nedskrivningstester gjennomføres på individuelle kontantgenererende enheter, når nedskrivningsindikatorer identifiseres. Per 31. mars 2015 har det vært en mindre nedgang i observerbare markedspriser sammenlignet med 31. desember 2014. Nedskrivningstesten for varige driftsmidler gir ingen nedskrivning, men testen for goodwill viser nedskrivning som beskrevet under.

Når balanseført verdi av en eiendel eller en kontantgenererende enhet overstiger gjenvinnbart beløp, gjennomføres nedskrivning. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket kostnad ved å selge, og eiendelens bruksverdi. Nedskrivningstestene i første kvartal 2015 er basert på bruksverdier. I vurderingen av bruksverdi benyttes forventede framtidige kontantstrømmer, neddiskontert til netto nåverdi ved bruk av en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer markedsbasert tidsverdi av penger, samt risiko spesifikk for eiendelen.

Diskonteringsrenten er utledet fra et vektet kapitalavkastningskrav (WACC) for markedsaktører. Framtidige kontantstrømmer projiseres ut fra estimert levetid på feltene. Denne kan overstige fem år.

For produserende lisenser og lisenser i utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere framtidige kontantstrømmer etter skatt. Nedenfor følger en oversikt av de sentrale forutsetningene som er benyttet ved nedskrivningstestene per 31. mars 2015.

### Olje- og gasspriser

Framtidig prisnivå er en nøkkelforutsetning i analysen, og har vesentlig effekt på netto nåverdi. Forventet prisnivå er basert på ledelsens estimater og observerbare markedsdata. Informasjon om markedsprisene i nær framtid kan innhentes i markedet for futurekontrakter. På lang sikt er informasjon om framtidige priser mindre pålitelige, ettersom det er færre observerbare markedstransaksjoner. I nedskrivningstesten er derfor oljeprisen basert på forwardkurven for perioden 2015 - 2019. Fra 2020 er prisforutsetningen basert på ledelsens langsiktige prisforutsetninger.

Nominell oljepris basert på forwardkurven i nedskrivningstesten er som følger:

År	USD/BOE
2015	58,28
2016	63,93
2017	67,96
2018	70,32
2019	72,30
Fra 2020 (i reelle priser)	85,00

### Olje- og gassreserver

Framtidige kontantstrømmer blir fastsatt på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Gjenvinnbart beløp er sensitivt for endringer i reservene.

### Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten er basert på selskapets vektete kapitalavkastningskrav (WACC). Benyttet kapitalstruktur i det vektete kapitalavkastningskravet er utledet fra kapitalstrukturen i sammenlignbare selskaper og andre markedsaktører med optimal struktur. Egenkapitalkostnaden er basert på forventet avkastningskrav for selskapets investorer. Gjeldskostnaden er basert på rentebærende gjeld spesifikk for overtatte eiendeler. Betafaktorene evalueres årlig på grunnlag av offisielt tilgjengelige markedsdata om identifiserte sammenlignbare selskaper.

Basert på det ovennevnte er nominell diskonteringsrente etter skatt satt til 9,1 prosent.

### Valutakurser

Ettersom Det norske funksjonelle valuta ble endret til USD i 2014, er selskapet regnskapsmessig eksponert for valutakursendringer i kontantstrømmer i andre valutaer enn USD. På samme måte som forventet framtidig oljepris, benyttes forwardkurven for valutakurser fra 2015 til 2019, mens selskapets langsiktige forventninger legges til grunn for perioden fra 2020 og framover. Dette resulterer i at følgende valutakurser benyttes i nedskrivningstestene for første kvartal 2015:

År	NOK/USD
2015	8,08
2016	8,09
2017	8,07
2018	8,02
2019	7,97
Fra 2020	7,00

### Inflasjon

Den langsiktige inflasjonsraten antas å være 2,5 prosent.



## Nedskrivningstest goodwill

For nedskrivningsformål er goodwill ervervet ved virksomhetssammenslutninger før nedskrivninger i 2015, allokert slik:

### Goodwill (USD 1 000)

Gjenværende teknisk goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS per 1. januar 2015	855 864
Ordinær goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	289 628
Gjenværende teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger	41 212

Teknisk goodwill er allokert til hver enkelt kontantgenererende enhet ("KGE") som grunnlag for nedskrivningstester. Alle felt tilknyttet Alvheim FPSO er vurdert til å være inkludert i én og samme KGE ("Alvheim KGE"), som medfører at alle produserende felt i tidligere Marathon Oil Norge AS er inkludert i en KGE. Ordinær goodwill fra oppkjøpet er allokert til en gruppe KGE-er som inkluderer både felt ervervet fra Marathon Oil Norge AS og eksisterende Det norske-felt, ettersom disse hovedsakelig relaterer seg til skatte- og arbeidsstyrkesynergier. Teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger er hovedsakelig allokert til Johan Sverdrup (USD 23 millioner) og Ivar Aasen (USD 8 millioner). Teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger allokert til andre lisenser anses ikke vesentlig sett i forhold til samlet bokført verdi på goodwill.

## Nedskrivningstest ordinær goodwill

Som nevnt ovenfor, er ordinær goodwill allokert på tvers av alle KGE-er i nedskrivningstesten. Samlet gjenvinnbart beløp overstiger bokført verdi med betydelig margin. Således gjennomføres ingen nedskrivning av ordinær goodwill.

## Nedskrivningstest på teknisk goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS

Bokført verdi av Alvheim KGE består av bokført verdi av oljefeltene tillagt tilhørende teknisk goodwill. I gjennomført nedskrivningstest, er bokført verdi justert med gjenværende andel av utsatt skatt som goodwill oppsto fra, for å unngå umiddelbar nedskrivning av all teknisk goodwill.

Bokført verdi av Alvheim KGE er kalkulert som følger:

### (USD 1 000)

Balanseført verdi av oljefelt og varige driftsmidler	2 252 602
+ Teknisk goodwill	855 864
- Utsatt skatt knyttet til teknisk goodwill	-1 157 109
<b>Netto bokført verdi av goodwill før nedskrivninger</b>	<b>1 951 357</b>

Nedskrivningen er forskjellen mellom gjenvinnbart beløp og bokført verdi.

### (USD 1 000)

Netto bokført verdi som spesifisert ovenfor	1 951 357
Gjenvinnbart beløp (including tax amortization benefit)	1 898 584
<b>Nedskrivning</b>	<b>52 773</b>

Som gjengitt i tabellen overfor, reduserer utsatt skatt (fra overtakelsestidspunktet) netto balanseført verdi før nedskrivninger. Når utsatt skatt fra opprinnelig innregning reduseres, blir mer goodwill eksponert for nedskrivninger. Dette kan medføre fremtidige nedskrivninger selv om andre forutsetninger holdes konstant. I første kvartal 2015, er reduksjonen i utsatt skatt og oppdaterte forutsetninger de viktigste faktorene som har bidratt til nedskrivningen på USD 52,7 millioner.

## Sensitivitetsanalyse

Tabellen nedenfor viser hvordan nedskrivningen av goodwill allokert til Alvheim KGE vil bli påvirket av endringer i de forskjellige forutsetningene, forutsatt at øvrige forutsetninger forblir konstante.

Forutsetning (USD millioner)	Endring	Total goodwillnedskrivning etter	
		økning i forutsetning	reduksjon i forutsetning
Olje- og gasspris	+/- 20 %		403,6
Produksjonsprofil (reserver)	+/- 5 %		144,5
Diskonteringsrente	+/- 1 % poeng	102,5	0,5
Valutakurs USD/NOK	+/- 1,0 NOK		114,4
Inflasjon	+/- 1 % poeng		103,5

## Nedskrivningstest - teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger

Det har ikke blitt bokført nedskrivning av teknisk goodwill for andre virksomhetssammenslutninger i første kvartal 2015.

## Note 5 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler - konsern (USD 1 000)	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
<b>Balansført verdi 31.12.2013</b>	<b>270 752</b>	<b>155 819</b>	<b>10 263</b>	<b>436 834</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2013</b>	<b>270 752</b>	<b>723 154</b>	<b>25 704</b>	<b>1 019 610</b>
Tilgang	92 936	1 577	2 016	96 529
Reklassifisering	88 742			88 742
<b>Anskaffelseskost 31.03.2014</b>	<b>452 430</b>	<b>724 731</b>	<b>27 720</b>	<b>1 204 882</b>
Akk. av- og nedskrivninger 31.03.2014		605 765	16 093	621 859
Omregningsdifferanse*	8 040	-543	130	7 628
<b>Balansført verdi 31.03.2014</b>	<b>460 470</b>	<b>118 423</b>	<b>11 757</b>	<b>590 651</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2014</b>	<b>1 324 557</b>	<b>1 856 371</b>	<b>35 684</b>	<b>3 216 612</b>
Tilgang	225 960	5 875	1 230	233 065
Reklassifisering**	-397 990	398 000		9
<b>Anskaffelseskost 31.03.2015</b>	<b>1 152 526</b>	<b>2 260 246</b>	<b>36 914</b>	<b>3 449 686</b>
Akk. av- og nedskrivninger 31.03.2015		752 409	18 058	770 467
<b>Balansført verdi 31.03.2015</b>	<b>1 152 526</b>	<b>1 507 836</b>	<b>18 857</b>	<b>2 679 219</b>
Avskrivninger Q1 2015		102 114	1 012	103 126
Avskrivninger 01.01 - 31.03.2015		102 114	1 012	103 126

\*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD per 15. oktober 2014, som beskrevet i note 1 i årsregskapet for 2014.

\*\*Reklassifisering er hovedsaklig knyttet til Bøyla feltet, som hadde produksjonsstart i januar 2015.

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

Aktiverte leteutgifter er reklassifisert til "Felt 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.



<b>Immaterielle eiendeler - konsern</b> (USD 1 000)	<b>Lisenser etc.</b>	<b>Software</b>	<b>Totalt</b>	<b>Aktiverte letebrønner</b>	<b>Goodwill</b>
<b>Balansført verdi 31.12.2013</b>	<b>105 465</b>	<b>770</b>	<b>106 234</b>	<b>337 969</b>	<b>52 784</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2013</b>	<b>148 381</b>	<b>7 906</b>	<b>156 287</b>	<b>337 969</b>	<b>76 541</b>
Tilgang		8	8	18 810	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				12 050	
Reklassifisering				-88 742	
<b>Anskaffelseskost 31.03.2014</b>	<b>148 381</b>	<b>7 914</b>	<b>156 295</b>	<b>255 987</b>	<b>76 541</b>
Akk. av- og nedskrivninger 31.03.2014	43 192	7 200	50 392		23 662
Omregningsdifferanse*	1 521	-18	1 503	3 796	757
<b>Balansført verdi 31.03.2014</b>	<b>106 710</b>	<b>696</b>	<b>107 406</b>	<b>259 783</b>	<b>53 635</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2014</b>	<b>712 237</b>	<b>9 064</b>	<b>721 301</b>	<b>291 619</b>	<b>1 556 468</b>
Tilgang	1 513	19	1 532	17 301	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				-309	
Reklassifisering				-9	
<b>Anskaffelseskost 31.03.2015</b>	<b>713 750</b>	<b>9 083</b>	<b>722 833</b>	<b>309 219</b>	<b>1 556 468</b>
Akk. av- og nedskrivninger 31.03.2015	84 718	6 893	91 611		422 538
<b>Balansført verdi 31.03.2015</b>	<b>629 032</b>	<b>2 190</b>	<b>631 222</b>	<b>309 219</b>	<b>1 133 930</b>
Avskrivninger Q1 2015	18 963	135	19 098		
Avskrivninger 01.01 - 31.03.2015	18 963	135	19 098		
Nedskrivninger Q1 2015					52 773
Nedskrivninger 01.01 - 31.03.2015					52 773

\*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 årsregskapet for 2014.

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

Se note 4 for informasjon om nedskrivninger.

<b>Avskrivninger i resultatregskapet (USD 1 000)</b>	<b>Q1</b>		<b>01.01.-31.03</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Avskrivning av varige driftsmidler	103 126	14 009	103 126	14 009
Avskrivning av immaterielle eiendeler	19 098	540	19 098	540
<b>Sum avskrivninger i resultatregskapet</b>	<b>122 224</b>	<b>14 548</b>	<b>122 224</b>	<b>14 548</b>

## Note 6 Andre driftskostnader

Spesifikasjon av andre driftskostnader (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03	
	2015	2014	2015	2014
Totale andre driftskostnader	35 800	32 779	35 800	32 779
Andel av andre driftskostnader klassifisert som utforsknings, utbyggings- eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-21 403	-31 954	-21 403	-31 954
<b>Netto andre driftskostnader</b>	<b>14 397</b>	<b>825</b>	<b>14 397</b>	<b>825</b>

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

## Note 7 Finansposter

(USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03	
	2015	2014	2015	2014
<b>Renteinntekter</b>	<b>262</b>	<b>1 988</b>	<b>262</b>	<b>1 988</b>
Avkastning på finansielle plasseringer	9	49	9	49
Verdiendring derivater	19 304	390	19 304	390
Valutagevinst	36 837	5 236	36 837	5 236
<b>Sum annen finansinntekt</b>	<b>56 150</b>	<b>5 675</b>	<b>56 150</b>	<b>5 675</b>
Rentekostnader	25 066	17 210	25 066	17 210
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-11 600	-4 655	-11 600	-4 655
Amortiserte lånekostnader og fjerningskostnader	12 998	1 648	12 998	1 648
<b>Sum rentekostnader</b>	<b>26 464</b>	<b>14 203</b>	<b>26 464</b>	<b>14 203</b>
Valutatap		2 758		2 758
Realisert tap på derivater	22 174	603	22 174	603
Verdiendring derivater	7 520		7 520	
<b>Sum annen finanskostnad</b>	<b>29 694</b>	<b>3 361</b>	<b>29 694</b>	<b>3 361</b>
<b>Sum netto finansposter</b>	<b>254</b>	<b>-9 901</b>	<b>254</b>	<b>-9 901</b>



## Note 8 Skatt

Skattekostnad for perioden framkommer slik (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03	
	2015	2014	2015	2014
Årets betalbare skatt/skatt til gode	8 080	-24 231	8 080	-24 231
Endring utsatt skatt	73 640	-25 738	73 640	-25 738
Endringer knyttet til tidligere år	-2 994	-1 272	-2 994	-1 272
<b>Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)</b>	<b>78 727</b>	<b>-51 240</b>	<b>78 727</b>	<b>-51 240</b>

Beregnet skatt til gode (+)/betalbar skatt (-) (USD 1 000)	Konsern	
	31.03.2015	31.12.2014
Skatt til gode/betalbar skatt 1.1	-189 098	231 972
Årets betalbare skatt (-)/årets skattefordring (+)	-8 080	581 667
Betalbar skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS		-910 332
Betalt skatt/skattefordring	64 142	-81 464
Endringer knyttet til tidligere år	10 123	-528
Revaluering av betalbar skatt	12 557	19 574
Omregningsdifferanse*		-29 988
<b>Sum skatt til gode (+)/betalbar skatt (-)</b>	<b>-110 356</b>	<b>-189 098</b>

Utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	Konsern	
	31.03.2015	31.12.2014
Utsatt skatt 1.1.	-1 286 357	103 625
Endring utsatt skatt	-73 640	-484 360
Utsatt skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS		-911 363
Justering for tidligere perioder	-7 129	
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser	1 758	14 938
Utsatt skatt knyttet til OCI og egenkapital		4 999
Revaluering av underskudd til fremføring	2 410	
Omregningsdifferanse*		-14 195
<b>Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)</b>	<b>-1 362 959</b>	<b>-1 286 357</b>

\*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 årsregskapet for 2014.

Skatteeffekt av underskudd til fremføring	Skattesats	31.03.2015	31.12.2014
Underskudd til fremføring	27 %	-23 233	
Underskudd til fremføring	51 %		



Avstemming av årets skattekostnad /-inntekt (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03	
	2015	2014	2015	2014
27 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	21 915	-14 533	21 915	-14 533
51 % særskatt av resultat før skattekostnad	41 395	-27 450	41 395	-27 450
Skatteeffekt finansposter - 27 %	69 890	3 412	69 890	3 412
Skatteeffekt friinntekt	-24 402	-10 181	-24 402	-10 181
Renter på underskudd til fremføring		-1 038		-1 038
Permanente forskjeller - nedskrivning goodwill	41 163		41 163	
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	-29 128		-29 128	
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	-121 456		-121 456	
Revaluering skatteverdier**	80 319		80 319	
Andre elementer (andre permanente forskjeller og endringer knyttet til tidligere år)	-969	-1 450	-969	-1 450
<b>Sum årets skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)</b>	<b>78 727</b>	<b>-51 240</b>	<b>78 727</b>	<b>-51 240</b>

\*\*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 kvartal 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)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Aksjer i Alvheim AS	10		10
Aksjer i Det norske oljeselskap AS	835		
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	2 004	1 814
<b>Investeringer i datterselskaper</b>	<b>2 659</b>	<b>2 004</b>	<b>1 824</b>
Renteservert kredittfasilitet		43 012	
Husleiedeposium	1 630	2 164	1 774
<b>Sum andre langsiktige eiendeler</b>	<b>4 289</b>	<b>47 180</b>	<b>3 598</b>

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

#### Note 10 Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla*	5 383	878	5 866
Forskuddsbetalinger, inkludert riggforskudd	31 776	32 680	41 682
Tilgode merverdiavgift	10 086	4 185	7 986
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	31 969	7 272	22 896
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	87 653	58 087	106 162
<b>Sum andre kortsiktige fordringer</b>	<b>166 867</b>	<b>103 103</b>	<b>184 592</b>

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



## Note 11 Langsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	8 074	23 063	8 799
<b>Sum langsiktige fordringer</b>	<b>8 074</b>	<b>23 063</b>	<b>8 799</b>

Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla er høyere enn det kommersielle volumet. Dette er forårsaket av høyt trykk fra Atla-feltet, som midlertidig har redusert produksjonen fra nabofeltet Skirne. 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 verdsatt 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.

## Note 12 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler (USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Kontanter		1	
Bankinnskudd	407 704	135 411	291 346
Bundne midler (skattetrekk)	3 987	1 728	4 897
<b>Sum betalingsmidler</b>	<b>411 691</b>	<b>137 140</b>	<b>296 244</b>
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån		126 764	
Ubenyttet trekkrettighet kredittfasilitet (se note 18)	493 000	624 785	593 000

## Note 13 Aksjekapital

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	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)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Urealisert gevinst på råvaderivater	1 518		
<b>Langsiktige derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>1 518</b>		
Urealisert gevinst på råvaderivater	3 229		
<b>Kortsiktige derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>3 229</b>		
<b>Sum derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>4 747</b>		
Urealisert tap på valutakontrakter	4 988		
Urealisert tap på rentebytteavtaler	1 328	8 055	5 646
<b>Langsiktige derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>6 317</b>	<b>8 055</b>	<b>5 646</b>
Urealisert tap på valutakontrakter	15 911		25 224
Urealisert tap på rentebytteavtaler	1 196		
<b>Kortsiktige derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>17 107</b>		<b>25 224</b>
<b>Sum derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>23 424</b>	<b>8 055</b>	<b>30 870</b>

Selskapet har benyttet ulike sikringsinstrumenter. Oljederivater er benyttet for å sikre risikoen for en oljeprisnedgang. Rentebytteavtaler er benyttet for å bytte flytende rente mot fast rente. Valutatruer er benyttet for å bytte dagskurs USD/NOK til en fast kurs for å redusere valutarisiko knyttet til planlagte utbetalinger i NOK. Alle derivatene blir regnskapsført til markedsverdi med endringer i virkelig verdi over resultatet.

## Note 15 Kundefordringer

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	101 159	2 205	182 384
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner		16 581	285
Fakturering knyttet til utgiftsrefusjoner, inkludert rigg	1 307	2 633	3 792
<b>Sum kundefordringer</b>	<b>102 466</b>	<b>21 419</b>	<b>186 461</b>

## Note 16 Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	67 124	1 831	195
Andel av annen kortsiktig gjeld fra lisenser	158 430	74 114	163 369
Meruttak av petroleum	5 816		7 508
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet*	22 600		22 903
Annen kortsiktig gjeld	72 435	36 506	79 838
<b>Sum annen kortsiktig gjeld</b>	<b>326 405</b>	<b>112 451</b>	<b>273 813</b>

\*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 feriepenger, påløpte renter og andre avsetninger.

## Note 17 Obligasjonslån

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann <sup>1)</sup>		99 086	
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann <sup>2)</sup>	232 545	314 396	253 141
<b>Sum obligasjonslån</b>	<b>232 545</b>	<b>413 482</b>	<b>253 141</b>

<sup>1)</sup> Lånet løper fra 28. januar 2011 og ble tilbakebetalt i fjerde kvartal 2014.

<sup>2)</sup> 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. 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.

## Note 18 Annen rentebærende gjeld

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	31.12.2014
Reservebasert lånefasilitet	2 143 703		2 037 299
Rullerende kredittfasilitet		359 154	
<b>Sum annen rentebærende gjeld</b>	<b>2 143 703</b>	<b>359 154</b>	<b>2 037 299</b>

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.



## Note 19 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2015	31.03.2014	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	-1 134	-443	-14 087
Kalkulatorisk rente - nåverdiregning	6 396	2 115	12 410
Omregningsdifferanse*		2 622	-10 674
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt	-2 019		93
<b>Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser</b>	<b>492 295</b>	<b>164 707</b>	<b>489 051</b>
<b>Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelser:</b>			
Kortsiktige	2 677	26 122	5 728
Langsiktige	489 617	138 585	483 323
<b>Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser</b>	<b>492 294</b>	<b>164 707</b>	<b>489 051</b>

\*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 årsregskapet for 2014.

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

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 5,66 prosent.

## Note 20 Betingede forpliktelser

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, som for eksempel skattetvister. Betingede skatteforpliktelser knyttet til skattbar inntekt i Marathon Oil Norge AS før 1. januar 2014 skal eventuelt refunderes av Marathon Group. 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. Ingen av disse hendelsene anses å ha vesentlig innvirkning på regnskapet per 31. mars 2015.

### Endringer i betingelser for obligasjonslån

Den 1. april 2015 aksepterte obligasjonseierne endringene til låneavtalen som ble lagt fram av selskapet. Vi viser til ytterligere informasjon i note 17.

### Gassfunn på Skirne Øst

Den 10. april 2015 kunngjorde selskapet at boring av letebrønn 25/6-5 S på Skirne Øst-prospektet var i ferd med å avsluttes. Foreløpige beregninger av størrelsen på funnet er mellom tre og ti millioner fat oljeekvivalenter. Rettighetshaverne vil vurdere funnet med tanke på en mulig utbygging. Det norske eier 20 prosent i lisensen.

Note 22 Investering i felleskontrollerte driftsordninger

Opererte felt:	31.03.2015	31.12.2014
Ivar Aasen Unit	34,8 %	34,8 %
Jette Unit	70,0 %	70,0 %
Alvheim	65,0 %	65,0 %
Bøyla	65,0 %	65,0 %
Vilje	46,9 %	46,9 %
Volund	65,0 %	65,0 %

Utvinningstillatelser der Det norske er operatør:

Lisens:	31.03.2015	31.12.2014
PL 001B	35,0 %	35,0 %
PL 026B***	62,1 %	62,1 %
PL 027D	100,0 %	100,0 %
PL 027ES	40,0 %	40,0 %
PL 028B	35,0 %	35,0 %
PL 036 C ***	65,0 %	65,0 %
PL 036 D ***	46,9 %	46,9 %
PL 088 BS ***	65,0 %	65,0 %
PL 103B	70,0 %	70,0 %
PL 150 ***	65,0 %	65,0 %
PL 150 B ***	65,0 %	65,0 %
PL 169C	50,0 %	50,0 %
PL 203 ***	65,0 %	65,0 %
PL 203 B ***	65,0 %	65,0 %
PL 242	35,0 %	35,0 %
PL 340 ***	65,0 %	65,0 %
PL 340 BS ***	65,0 %	65,0 %
PL 364	50,0 %	50,0 %
PL 460	100,0 %	100,0 %
PL 494	30,0 %	30,0 %
PL 494B	30,0 %	30,0 %
PL 494C	30,0 %	30,0 %
PL 504	47,6 %	47,6 %
PL 504BS*	0,0 %	83,6 %
PL 504CS*	0,0 %	21,8 %
PL 553	40,0 %	40,0 %
PL 626	50,0 %	50,0 %
PL 659 ***	20,0 %	20,0 %
PL 663	30,0 %	30,0 %
PL 677	60,0 %	60,0 %
PL 709	40,0 %	40,0 %
PL 715	40,0 %	40,0 %
PL 724	40,0 %	40,0 %
PL 724 B **	40,0 %	0,0 %
PL 736 S ***	65,0 %	65,0 %
PL 748	40,0 %	40,0 %
PL 777**	40,0 %	0,0 %
PL 790**	50,0 %	0,0 %
<b>Antall</b>	<b>36</b>	<b>35</b>

\* 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.

Utvinningstillatelser der Det norske er partner:

Lisens:	31.03.2015	31.12.2014
PL 019C	30,0 %	30,0 %
PL 019D	30,0 %	30,0 %
PL 029B	20,0 %	20,0 %
PL 035	25,0 %	25,0 %
PL 035B	15,0 %	15,0 %
PL 035C	25,0 %	25,0 %
PL 038	5,0 %	5,0 %
PL 038D	30,0 %	30,0 %
PL 038E	5,0 %	5,0 %
PL 048B	10,0 %	10,0 %
PL 048D	10,0 %	10,0 %
PL 102C	10,0 %	10,0 %
PL 102D	10,0 %	10,0 %
PL 102F	10,0 %	10,0 %
PL 102G	10,0 %	10,0 %
PL 265	20,0 %	20,0 %
PL 272	25,0 %	25,0 %
PL 362	15,0 %	15,0 %
PL 438	10,0 %	10,0 %
PL 442	20,0 %	20,0 %
PL 457 ***	40,0 %	40,0 %
PL 492	40,0 %	40,0 %
PL 502	22,2 %	22,2 %
PL 522	10,0 %	10,0 %
PL 533	20,0 %	20,0 %
PL 550	10,0 %	10,0 %
PL 551	20,0 %	20,0 %
PL 554	10,0 %	10,0 %
PL 554B	10,0 %	10,0 %
PL 554C	10,0 %	10,0 %
PL 558 ***	10,0 %	10,0 %
PL 567	40,0 %	40,0 %
PL 574	10,0 %	10,0 %
PL 613	20,0 %	20,0 %
PL 619	30,0 %	30,0 %
PL 627	20,0 %	20,0 %
PL 627B**	20,0 %	0,0 %
PL 653 **	30,0 %	0,0 %
PL 667	30,0 %	30,0 %
PL 672	25,0 %	25,0 %
PL 676BS**	10,0 %	0,0 %
PL 676S	10,0 %	10,0 %
PL 678C **	25,0 %	0,0 %
PL 678BS	25,0 %	25,0 %
PL 678S	25,0 %	25,0 %
PL 681	16,0 %	16,0 %
PL 694	20,0 %	0,0 %
PL 706	20,0 %	20,0 %
PL 730	30,0 %	30,0 %
PL 730 B **	30,0 %	0,0 %
PL 778**	20,0 %	0,0 %
PL 804**	30,0 %	0,0 %
<b>Antall</b>	<b>52</b>	<b>44</b>



Note 23 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder - Konsern

	2015		2014		2013			
	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2
<b>Driftsinntekter</b>	<b>324 178</b>	<b>345 670</b>	<b>18 334</b>	<b>74 304</b>	<b>25 923</b>	<b>43 279</b>	<b>55 056</b>	<b>48 601</b>
Utforskningskostnader	14 523	51 491	71 778	21 027	20 040	95 472	102 347	48 370
Produksjonskostnader	39 349	44 400	7 906	7 417	7 032	16 607	9 090	9 713
Avskrivninger	122 224	104 183	28 080	13 443	14 548	21 103	27 849	25 156
Nedskrivninger	52 773	319 018			27 402	111 893	1 163	289
Andre driftskostnader	14 397	10 679	993	12 896	825	-685	2 752	12 166
<b>Driftskostnader</b>	<b>243 266</b>	<b>529 772</b>	<b>108 757</b>	<b>54 782</b>	<b>69 847</b>	<b>244 391</b>	<b>143 200</b>	<b>95 695</b>
<b>Driftsresultat</b>	<b>80 912</b>	<b>-184 102</b>	<b>-90 423</b>	<b>19 522</b>	<b>-43 924</b>	<b>-201 111</b>	<b>-88 144</b>	<b>-47 094</b>
Netto finansposter	254	-12 788	-30 143	-23 865	-9 901	-18 011	-22 305	-8 323
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>81 166</b>	<b>-196 889</b>	<b>-120 567</b>	<b>-4 343</b>	<b>-53 824</b>	<b>-219 123</b>	<b>-110 450</b>	<b>-55 417</b>
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	78 727	89 997	-103 615	-31 627	-51 240	-163 202	-83 542	-48 358
<b>Periodens resultat</b>	<b>2 439</b>	<b>-286 887</b>	<b>-16 952</b>	<b>27 284</b>	<b>-2 584</b>	<b>-55 921</b>	<b>-26 908</b>	<b>-7 059</b>

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

# NOTATER





**detnor.no**