

# Q1 2016

KVARTALSRAPPORT FOR  
DET NORSKE OLJESELSKAP

TRONDHEIM, 29. APRIL 2016



# VIKTIGE HENDELSER I Q1 2016

- **18. januar:** Det norske meldte at estimatet for investeringskostnadene (CAPEX) for Johan Sverdrup fase 1 var nedjustert med 14,5 milliarder kroner i forhold til PUD
- **18. januar:** Det norske kunngjorde at selskapets P50-reserver ved årsslutt 2015 var 498 millioner fat oljeekvivalenter
- **19. januar:** Det norske ble tilbudt andeler i ti nye lisenser, inkludert seks operatørskap, i tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2015
- **2. mars:** Det norske offentliggjorde oppkjøpet av Norecos norske lisensportefølje, inklusive en kontantbeholdning på 45 millioner kroner
- **11. mars:** Bedriftsforsamlingen i Det norske valgte Øyvind Eriksen som styreleder og Trond Brandsrud som styremedlem

## VIKTIGE HENDELSER ETTER KVARTALET

- **18. april:** Det norske meldte at selskapet hadde inngått avtale om å overta Centrica Resources Norge AS' eierandeler i Frigg Gamma Delta- og Rind-funnene.

## OPPSUMMERING AV FINANSIELLE RESULTATER

	Enhet	Q1 2016	Q1 2015	2016 YTD	2015 YTD
Driftsinntekter	USDm	205	329	205	329
EBITDA	USDm	129	261	129	261
Nettoreultat	USDm	32	2	32	2
Resultat per aksje (EPS)	USD	0,16	0,01	0,16	0,01
Produksjonskostnad per fat	USD/boe	6	7	6	7
Avskrivning per fat	USD/boe	21	21	21	21
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	USDm	189	281	189	281
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	USDm	-232	-261	-232	-261
Sum eiendeler	USDm	5 387	5 480	5 387	5 480
Netto rentebærende gjeld	USDm	2 584	1 965	2 584	1 965
Betalingsmidler	USDm	155	412	155	412

## OPPSUMMERING AV PRODUKSJON

	Enhet	Q1 2016	Q1 2015	2016 YTD	2015 YTD
Produksjon					
Alvheim (65%)	boepd	38 416	37 736	38 416	37 736
Atla (10%)	boepd	306	467	306	467
Bøyla (65%)	boepd	9 084	8 341	9 084	8 341
Enoch (2%)	boepd	-	-	-	-
Jette (70%)	boepd	622	794	622	794
Jotun (7%)	boepd	106	149	106	149
Varg (5%)	boepd	460	322	460	322
Vilje (46.9%)	boepd	5 177	6 429	5 177	6 429
Volund (65%)	boepd	6 445	10 703	6 445	10 703
SUM	boepd	60 615	64 941	60 615	64 941
Oljepris	USD/bbl	37	58	37	58
Gasspris	USD/scm	0,18	0,29	0,18	0,29



## OPPSUMMERING AV KVARTALET

Det norske oljeselskap ASA (“selskapet” eller “Det norske”) hadde driftsinntekter på 205 (329) millioner dollar i første kvartal 2016. Produksjonen i perioden var 60,6 (64,9) tusen fat oljeekvivalenter per dag (“mboepd”). Realisert oljepris var i snitt 37 (58) dollar per fat.

EBITDA i kvartalet utgjorde 129 (261) millioner dollar, og EBIT var -23 (86) millioner dollar, etter en nedskrivning på 38 (53) millioner dollar. Kvartalsresultatet var 32 (2) millioner dollar, noe som gir et resultat per aksje (EPS) på 0,16 (0,01) dollar. Netto rentebærende gjeld beløp seg til 2 584 (1 965) millioner dollar per 31. mars 2016.

Alvheim-området hadde i første kvartal en produksjonseffektivitet på 99,3 prosent. Boringen av den tregrenede BoaKamNorth-brønnen ble avsluttet i januar, og Viper-brønnen ble påbegynt i februar.

Med fem oljeproduserende brønner og en vanninjeksjonsbrønn ferdigstilt ligger boreprogrammet

for Ivar Aasen foran planen. Byggingen av plattformdekket i Singapore er så godt som fullført, og utskipping er planlagt til første uke i juni. Prosjektet er fortsatt innenfor budsjett og i rute til oppstart som planlagt i fjerde kvartal 2016.

Fremdriften på Johan Sverdrup går etter planen. I februar nådde prosjektet en viktig milepæl da det første stålet til boreplattformen ble kuttet, og i mars startet boreoperasjonene på feltet opp.

Letebrønnen på Uptonia i Tampen-området ble klassifisert som tørr i mars. Boringen i Krafla/Askja-området ble igangsatt i kvartalet.

I mars offentliggjorde Det norske en avtale om å overta Norecos norske lisensportefølje, inklusive en kontantbeholdning på 45 millioner kroner, med ikrafttredelsesdato 1. januar 2016.

*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 tilsvarende periode foregående år.*

# FINANSIELL GJENNOMGANG

## Resultatregnskap

(Millioner US dollar)	Q1 2016	Q1 2015
Driftsinntekter	205	329
EBITDA	129	261
EBIT	-23	86
Resultat før skatt	-16	81
Nettoresultat	32	2
Resultat per aksje/EPS (USD)	0,16	0,01

Samlede driftsinntekter i første kvartal var på 205 (329) millioner dollar, noe som er lavere enn første kvartal 2015 og som hovedsakelig skyldes lavere oljepris. Petroleumsinntektene utgjorde 201 (324) millioner dollar. Andre inntekter var på 4 (5) millioner dollar, som hovedsakelig skrev seg fra realiserte og urealiserte gevinster på råvaresikring.

Letekostnadene i kvartalet utgjorde 36 (15) millioner dollar og gjenspeiler tørrbrønnskostnader, seismikk-kostnader, arealavgifter og G&G-virksomhet. Produksjonskostnadene utgjorde 34 (39) millioner dollar, tilsvarende 6,2 dollar per fat oljeekvivalenter, inklusive frakt- og håndteringskostnader på 1,1 dollar per fat oljeekvivalenter. Andre driftskostnader utgjorde 5 (14) millioner dollar, og avskrivninger utgjorde 114 (122) millioner dollar, tilsvarende 20,7 dollar per fat oljeekvivalenter.

Nedskrivninger uten kontanteffekt utgjorde 38 (53) millioner dollar og var primært relatert til en nedskrivning av teknisk goodwill som oppstod i forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Nedskrivningen skyldes hovedsakelig fallende forwardpriser for olje sammenlignet med forrige kvartal og beskrives nærmere i note 4.

Selskapet fikk et driftsunderskudd på 23 (-86) millioner dollar i første kvartal. Periodens nettoresultat var 32 (2) millioner dollar etter netto finansposter på 8 (-4) millioner dollar og skatteinntekt på 48 (-79) millioner dollar. Resultat per aksje ble 0,16 (0,01) dollar.

## Balanse

(Millioner US dollar)	Q1 2016	Q1 2015
Goodwill	739	1 134
Varige driftsmidler	3 090	2 679
Betalingsmidler	155	412
Totale eiendeler	5 387	5 480
Egenkapital	371	654
Rentebærende gjeld	2 739	2 376

Sum immaterielle eiendeler var 1 664 (2 074) millioner dollar, hvorav goodwill utgjorde 739 (1 134) millioner dollar.

Varige driftsmidler økte til 3 090 (2 679) millioner dollar og beskrives nærmere i note 5. Skattefordring for inneværende periode beløp seg ved kvartalsslutt til 215 (0) millioner dollar og er behandlet i detalj i note 7.

Selskapets beholdninger av betalingsmidler utgjorde 155 (412) millioner dollar per 31. mars. Totale eiendeler utgjorde 5 387 (5 480) millioner dollar ved utgangen av kvartalet.

Egenkapitalen økte til 371 (654) millioner dollar ved kvartalsslutt og gjenspeiler det positive nettoresultatet for perioden.

Utsatte skatteforpliktelser beløp seg til 1 384 (1 363) millioner dollar og er behandlet i note 7. Skatteforpliktelsen relaterer seg hovedsaklig til forskjeller mellom skatteverdi og bokført verdi av varige driftsmidler.

Rentebærende gjeld økte til 2 739 (2 376) millioner dollar og består av DETNOR02-obligasjonen på 223 millioner dollar, DETNOR03-obligasjonen på 295 millioner dollar og den reservebaserte lånefasiliteten ("RBL") på 2 221 millioner dollar.



## Kontantstrømoppstilling

(Millioner US dollar)	Q1 2016	Q1 2015
Kontantstrøm fra operasjonelt	189	281
Kontantstrøm fra investeringer	-232	-261
Kontantstrøm fra finansiering	100	100
Netto endring i betalingsmidler	57	120
Betalingsmidler kvartalslutt	155	412

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 189 (281) millioner dollar.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -232 (-261) millioner dollar. Investeringer i varige driftsmidler utgjorde 209 (239) millioner dollar dette kvartalet, som hovedsakelig relaterer seg til feltinvesteringer (CAPEX) på Ivar Aasen, Alvheim og Johan Sverdrup. Det ble gjort investeringer i immaterielle eiendeler, inklusive balanseførte leteutgifter, på 21 (21) millioner dollar i kvartalet.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde totalt 100 (100) millioner dollar og gjenspeiler opptrekk på selskapets RBL-fasilitet dette kvartalet.

## Finansiering

I april fikk selskapet aksept fra bankkonsortiet for en endring av lånevilkårene. Bankkonsortiet i selskapets reservebaserte lånefasilitet ("RBL") på 3,0 milliarder dollar og rullerende kredittfasilitet ("RCF") på 550 millioner dollar har gått med på en lemping av vilkårene ut 2019. Etter dette er det forventet at selskapet fortsetter å overholde vilkårene for både RBL- og RCF-fasiliteten, selv i et scenario med vedvarende lav oljepris. De nye lånevilkårene er nærmere beskrevet i note 19.

I tillegg jobber selskapet med å oppnå en omforent løsning med obligasjonseierne i DETNOR02.

Som et ledd i dette gjennomførte selskapet en redetermineringsprosess knyttet til RBL-fasiliteten. Det nye tilgjengelige opptreksbeløpet ble satt til 2,8 milliarder dollar frem til juli 2016 og til 2,9 milliarder dollar fra juli til desember 2016. Som følge av dette vil neste redeterminering finne sted i desember 2016.

Ved utgangen av første kvartal 2016 hadde selskapet kontantbeholdning og ubenyttet kredittfasiliteter på 1,23 milliard US dollar.

## Sikring

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

I første kvartal har selskapet dratt nytte av råvaresikringsavtaler inngått i første halvår 2015. Selskapet kjøpte da salgsopsjoner til en innløsningskurs på 55 dollar fatet for et volum tilsvarende ca. 20 prosent av estimert produksjon for 2016, eller tilsvarende 67 prosent av udiskontert verdi etter skatt.

Selskapet forvalter sin valutakurseksponering gjennom en blanding av terminkontrakter og opsjoner.

# HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

HMS har alltid høyeste prioritet i all vår virksomhet. Selskapet sikrer at alle operasjoner og prosjekter foregår i henhold til høyeste HMS-standard. Det norske hadde ingen registrerbare personskader, alvorlige hendelser eller hendelser med høyt potensial i første kvartal.

Det er et høyt aktivitetsnivå i selskapet, og det jobbes målrettet med å opprettholde en høy HMS-standard;

forebygging av personskader og uønskede hendelser er viet særlig oppmerksomhet for alle aktiviteter i selskapet.

Myndighetene gjennomførte ingen tilsyn med Det norske virksomhet i første kvartal.

# OPERASJONELL GJENNOMGANG

Det norske produserte 5,5 (5,8) millioner fat oljeekvivalenter ("mboe") i første kvartal 2016. Dette tilsvarer 60,6 (64,9) mboepd. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 37 (58) dollar fatet, mens gassen ble inntektsført til gjennomsnittlig 0,18 (0,29) 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 alle knyttet opp til produksjonsskipet Alvheim FPSO.

Alvheim FPSO hadde i første kvartal en produksjonseffektivitet på hele 99,3 prosent, altså vesentlig høyere enn i foregående kvartal (86,7), da produksjonseffektiviteten var redusert som følge av svikt i en av gasskompressorene.

Operatøren av SAGE gassterminalen planlegger en 10 dagers revisjonsstans i august 2016. Dette medfører at produksjonen fra Alvheim vil være nedstengt i den samme perioden.

Boreriggen Transocean Winner avsluttet arbeidet på den tregrenede BoaKamNorth-brønnen i januar, foran planen og innenfor budsjettet. BoaKamNorth-prosjektet består av en brønn og en ny havbunnsmanifold knyttet opp til Boa-manifolden. Brønnen skal koples til eksisterende infrastruktur på Alvheim i forbindelse med oppknytning av havbunnsmanifolden, som er planlagt med oppstart i andre kvartal 2016. Produksjonen på BoaKamNorth forventes også å starte opp i andre kvartal 2016.

Viper-Kobra-utbyggingen, som består av to små, atskilte funn i Alvheim-området, går etter planen. Produksjonsstart forventes mot slutten av 2016. Boringen av Viper-brønnen kom i gang i februar, og Kobra-brønnen ble påbegynt i april. Partnerskapet vedtok også å bore en letepilot i Kobra East-prospektet som en del av Kobra-brønnen.

## Andre felt i produksjon

Produksjonen fra Jette, Jotun, Varg og Atla var stabil dette kvartalet, med noe høyere volumer enn i forrige kvartal. Produksjonen på Atla stoppet i slutten av mars, men vil bli gjenopptatt etter som reservoartrykket tillater det. Enoch har ikke kommet i gang igjen siden nedstengingen på Brae i desember.

## Ivar Aasen

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

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

Den oppjekkbare riggen Maersk Interceptor går fortsatt veldig bra, og boreoperasjonene ligger foran planen. Så langt er fem oljeproduserende brønner og en vanninjeksjonsbrønn boret. Forboringen vil fortsette gjennom andre kvartal 2016. I april boret Maersk Interceptor to geopilotbrønner i West Cable-området for å undersøke oppsidepotensialet. Resultatene fra pilotbrønnen blir nå evaluert.

Byggingen av plattformdekket i Singapore er nå 98 prosent ferdig. Overleveringen av delsystemer fra SMOE til klargjøringsteamet fortsatte gjennom kvartalet. Planlagt utskipping fra Singapore er blitt utsatt til tidlig juni 2016. Da blir det en ekstra uke til klargjøring på land og mindre arbeid som må gjøres offshore. Dette vil ikke få noen konsekvenser for installasjonen av plattformdekket i Nordsjøen, som etter planen skal skje i juli 2016.

Boligkvarteret bygges på Stord og er nå 98 prosent ferdig. Undersystemene overleveres fra Apply Leirvik til klargjøringsteamet fortløpende. Utskiping fra Stord skal etter planen skje i juli 2016.

I april ble den undersjøiske strømkabelen mellom Edvard Grieg og Ivar Aasen installert av EMAS.

## Johan Sverdrup

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

Prosjektet går etter planen, og produksjonen forventes å starte i fjerde kvartal 2019. Kontraktstildelingene fortsatte i første kvartal. I februar fikk Technip Norway A/S kontrakten på installasjon av rørledninger. Ocean Installer fikk kontrakten på konstruksjon og installasjon av havbunnsutstyr.

I februar passerte prosjektet en viktig milepæl da det første stålet til boreplattformen ble kuttet. I mars begynte boreriggen Deepsea Atlantic å bore den første produksjonsbrønnen i utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet. Til sammen er det planlagt å bore 35 brønner



i første fase av utbyggingsprosjektet. Byggingen av boligplattformen begynte i mars.

Det er vedtatt tiltak for å fjerne flaskehalsen ("debottlenecking") for å øke produksjonskapasiteten i fase 1 ut over dimensjonerende kapasitet i PUD på 315–380 mboepd.

I PUD for fase 1 var investeringene estimert til 123 milliarder kroner (nominell verdi). Som følge av markedsutviklingen og prosjektforbedringer opplyste operatøren i februar at estimatet for investeringskostnader er nedjustert med 12 prosent til 108,5 milliarder kroner (nominell verdi), basert på samme valutaforutsetninger som i PUD. Operatøren anslår at Johan Sverdrup fase 1 nå har en balansepris på under 30 dollar per fat. Operatøren estimerer at investeringene i feltet, fullt utbygget, vil ligge mellom 160 og 190 milliarder kroner (2015-kr, ned fra 170–220 milliarder kroner i PUD), basert på samme valutaforutsetninger som i PUD.

Innsending av PUD for alle fremtidige faser planlegges i slutten av 2017, og produksjonsstart for fase 2 forventes i 2022.

Det norske vurderer for tiden avgjørelsen fra Kongen i statsråd om fordelingen av eierandeler, og vil ut fra denne vurderingen beslutte om avgjørelsen skal prøves i retten.

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

Gina Krog-feltet bygges ut med en bunnfast plattform med boligkvarter og prosesseringsanlegg. Oljen fra Gina Krog vil bli transportert til markedene med skytteltankere, mens gassen vil bli eksportert via Sleipner-plattformen.

Forboringen av produksjonsbrønnene med den oppjekkbare boreriggen Maersk Integrator pågår. Plattformdekket skal installeres i løpet av sommeren 2016, og forventet produksjonsstart er medio 2017.

## LETING

Selskapets utgifter relatert til leting var 40 millioner dollar i første kvartal. Letekostnadene i perioden utgjorde 36 millioner dollar og var knyttet til tørre brønner, seismikk, arealavgifter og G&G-kostnader.

Boringen av Utopia-brønnen i PL554 i Tampen-området begynte i desember 2015. Brønnen ble klassifisert som tørr.

I januar 2016 kunngjorde Olje- og energidepartementet at Det norske ble tilbudt andeler i ti nye lisenser, hvorav seks som operatør, i tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2015.

Leteboringen i Krafla/Askja-området i PL272/035 i Nordsjøen tok til i mars med mål om å påvise ytterligere

ressurspotensial i området. Før boreprogrammet startet, var påviste brutto reserver i de to lisensene estimert til 140–220 mmmboe.

Første brønn i programmet ble boret i Madam Felle-prospektet i PL035. Brønnen traff en oljekolonne på 25 meter i øvre del av Tarbert-formasjonen, der 22 meter var av moderat til god reservoarkvalitet. Foreløpig er funnet estimert til 1–3 mmmboe. Deretter ble det boret et sidesteg på Viti-prospektet, men denne brønnen var tørr.

Resultatene fra Madam Felle og Viti påvirker ikke gjennomføringen av leteprogrammet i området. I april fortsatte leteprogrammet med boring på Askja South East-prospektet.



# ANDRE HENDELSER

## Kjøp og salg av andeler i letelisenser

I januar kjøpte Det norske en 10 prosents eierandel i PL722 og en 25 prosents eierandel i PL507 fra Explora Petroleum kontant. Avtalen skal godkjennes av myndighetene.

## Oppkjøp av Norecos norske portefølje

I mars offentliggjorde Det norske en avtale om å overta Norecos norske lisensportefølje, inklusive en kontantbeholdning på 45 millioner kroner, med ikrafttredelse fra 1. januar 2016.

Porteføljen består av syv lisenser på norsk kontinentalsokkel, inkludert en eierandel på 20 prosent i Gohta-funnet (PL492) i Barentshavet. Norecos eierandel på 4,36 prosent i Enoch-feltet inngikk ikke i transaksjonen.

Obligasjonseiermøtet i NOR06 godkjente transaksjonen 16. mars 2016. Transaksjonen forutsetter godkjenning fra myndighetene.

## Overtakelse av lisenser fra Centrica

I april kunne Det norske melde at selskapet hadde inngått avtale med Centrica Resources Norge AS om å overta deres lisenser i funnene Frigg Gamma Delta og Rind. Som kompensasjon vil Det norske dekke lisenskostnadene fra og med ikrafttredelsesdatoen 1. januar 2016.

Porteføljen består av lisensandeler på 30 prosent i PL442, PL026B og PL026, inkludert operatørskapet på Frigg Gamma Delta. Transaksjonen forutsetter godkjenning fra myndighetene.

# UTSIKTER

For å tilpasse seg markedsforholdene fortsetter selskapet arbeidet med å styrke konkurransevnen på lang sikt gjennom et stort antall forbedringsprosjekter. Det er gjennomført forbedringstiltak for å redusere utgiftene i alle ledd i organisasjonen slik at nye frittstående prosjekter skal kunne bygges ut med en balansepris på under 40 dollar fatet. For å oppnå dette har selskapet etablert en ny prosjektleveringsmodell som skal prøves ut i forbindelse med de nye havbunnsprosjektene som skal knyttes opp mot Alvheim. Det er også satt i gang prosjekter for å maksimere boreeffektiviteten og oppnå mer effektiv drift.

Ivar Aasen-prosjektet går fremover og er på plan til produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Plattformdekket er planlagt utskipet fra Singapore i begynnelsen av juni og løfteoperasjonene offshore i juli. Det norske fortsetter å videreutvikle Alvheim-området og skal bore Kobra-brønnen i løpet av andre kvartal. Johan Sverdrup-prosjektet går fremover på plan, og selskapet ser potensial for ytterligere kostnadsreduksjon.

På Krafla/Askja fortsetter leteboringsprogrammet med boring på prospektene Beerenberg og Slemmestad, mens boring på Rovarkula-prospektet nær Ivar Aasen etter planen skal komme i gang i juli.

Selskapet har en solid, diversifisert kapitalstruktur og har med de kredittfasilitetene som er på plass, sikret finansieringen av arbeidsprogrammet frem til produksjonsstart på Johan Sverdrup. Etter den vellykkede prosessen med bankkonsortiet for å lette lånebetingelsene, fortsetter dialogen med obligasjonseierne for å få til en omforent løsning for DETNOR02-obligasjonen.

Selskapet opprettholder sine forventninger til 2016. Forventet produksjon er mellom 55 og 60 tusen fat oljeekvivalenter per dag, feltinvesteringene (CAPEX) forventes å ligge i området 925–975 millioner dollar, og leteutgiftene forventes å ligge mellom 160 og 170 millioner dollar. Forventede produksjonskostnader er i området 8–9 dollar per fat oljeekvivalenter.





# REGNSKAP MED NOTER

## RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q1 2016	2015	01.01.-31.03. 2016      2015	
Petroleumsinntekter		200 768	323 749	200 768	323 749
Andre driftsinntekter		4 080	5 176	4 080	5 176
<b>Driftsinntekter</b>	2	<b>204 848</b>	<b>328 924</b>	<b>204 848</b>	<b>328 924</b>
Utforskningskostnader	3	36 115	14 523	36 115	14 523
Produksjonskostnader		34 374	39 349	34 374	39 349
Avskrivninger	5	114 318	122 224	114 318	122 224
Nedskrivninger	4	37 964	52 773	37 964	52 773
Andre driftskostnader		5 330	14 397	5 330	14 397
<b>Driftskostnader</b>		<b>228 101</b>	<b>243 266</b>	<b>228 101</b>	<b>243 266</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>-23 253</b>	<b>85 658</b>	<b>-23 253</b>	<b>85 658</b>
Renteinntekter		817	262	817	262
Annen finansinntekt		49 521	56 150	49 521	56 150
Rentekostnader		20 701	20 068	20 701	20 068
Annen finanskostnad		22 018	40 836	22 018	40 836
<b>Netto finansposter</b>	6	<b>7 620</b>	<b>-4 492</b>	<b>7 620</b>	<b>-4 492</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>-15 633</b>	<b>81 166</b>	<b>-15 633</b>	<b>81 166</b>
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	7	-47 866	78 727	-47 866	78 727
<b>Periodens resultat</b>		<b>32 233</b>	<b>2 439</b>	<b>32 233</b>	<b>2 439</b>
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		202 618 602	202 618 602	202 618 602	202 618 602
Gevinst/(tap) etter skatt per aksje (i USD)		0,16	0,01	0,16	0,01

## OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q1 2016	2015	01.01.-31.03. 2016      2015	
Periodens resultat		32 233	2 439	32 233	2 439
<b>Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)</b>					
Valutaomregningsdifferanse		-59	-	-59	-
<b>Totalresultat</b>		<b>32 174</b>	<b>2 439</b>	<b>32 174</b>	<b>2 439</b>



## OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern		
		31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
<b>EIENDELER</b>				
<b>Immaterielle eiendeler</b>				
Goodwill	5	739 383	1 133 930	767 571
Aktiverte leteutgifter	5	294 161	309 219	289 980
Andre immaterielle eiendeler	5	630 105	631 222	648 030
<b>Varige driftsmidler</b>				
Varige driftsmidler	5	3 089 831	2 679 219	2 979 434
<b>Finansielle eiendeler</b>				
Langsiktige fordringer		2 935	8 074	3 782
Andre langsiktige eiendeler	8	12 142	4 289	12 628
Langsiktige derivater	12	6 222	1 518	-
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>4 774 778</b>	<b>4 767 471</b>	<b>4 701 425</b>
<b>Varer</b>				
Varelager		31 018	24 874	31 533
<b>Fordringer</b>				
Kundefordringer		44 795	102 466	85 546
Andre kortsiktige fordringer	9	129 894	166 867	105 190
Andre kortsiktige plasseringer		2 989	3 032	2 907
Skattefordring	7	215 141	-	126 391
Kortsiktige derivater	12	33 349	3 229	45 217
<b>Betalingsmidler</b>				
Betalingsmidler	10	154 618	411 691	90 599
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>611 804</b>	<b>712 158</b>	<b>487 384</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>5 386 582</b>	<b>5 479 630</b>	<b>5 188 809</b>

**OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)**

(USD 1 000)	Note	Konsern		
		31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
<b>EGENKAPITAL OG GJELD</b>				
<b>Egenkapital</b>				
Aksjekapital	11	37 530	37 530	37 530
Overkurs		1 029 617	1 029 617	1 029 617
Annen egenkapital		-695 947	-413 046	-728 121
<b>Sum egenkapital</b>		<b>371 200</b>	<b>654 101</b>	<b>339 026</b>
<b>Avsetning for forpliktelser</b>				
Utsatt skatt	7	1 384 031	1 362 959	1 356 114
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	16	425 853	489 617	412 805
Andre avsetninger for forpliktelser		1 648	8 632	1 638
Obligasjonslån	14	518 142	232 545	503 440
Annen rentebærende gjeld	15	2 220 836	2 143 703	2 118 935
Langsiktige derivater	12	33 776	6 317	62 012
<b>Kortsiktig gjeld</b>				
Leverandørgjeld		135 295	120 245	51 078
Offentlige trekk og avgifter		6 105	4 965	9 060
Betalbar skatt	7	-	110 356	-
Kortsiktige derivater	12	205	17 107	13 506
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	16	13 785	2 677	10 520
Annen kortsiktig gjeld	13	275 707	326 405	310 675
<b>Sum gjeld</b>		<b>5 015 382</b>	<b>4 825 528</b>	<b>4 849 783</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>5 386 582</b>	<b>5 479 630</b>	<b>5 188 809</b>



## OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL - KONSERN (Urevidert)

(USD 1 000)	Aksjekapital	Overkurs	Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Annen innskutt egenkapital	Andre inntekter og kostnader (OCI)		Opptjent egenkapital		
				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregningsdifferanser*			
<b>Egenkapital per 31.12.2014</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	573 083	-105	-115 491	-872 972	<b>-415 485</b>	<b>651 662</b>
Totalresultat - 01.01.2015 - 31.12.2015	-	-	-	17	-	-312 652	-312 636	-312 636
<b>Egenkapital per 31.12.2015</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	573 083	-88	-115 491	-1 185 625	<b>-728 121</b>	<b>339 026</b>
Totalresultat - 01.01.2016 - 31.03.2016	-	-	-	-	-59	32 233	32 174	32 174
<b>Egenkapital per 31.3.2016</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	573 083	-88	-115 550	-1 153 391	<b>-695 947</b>	<b>371 200</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.

## OPPSTILLING OVER KONTANTSTRØMMER (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern		År 2015
		2016	Q1 2015	
<b>KONTANTSTRØMMER FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>				
Resultat før skattekostnad		-15 633	81 166	-113 607
Betalte skatter i perioden		-	-64 142	-320 618
Periodens mottatte skattefordring		-	-	87 662
Avskrivninger	5	114 318	122 224	480 959
Nedskrivninger	4	37 964	52 773	430 468
Kalkulatorisk rente i nåverdieregning av fjerningsforpliktelser	16	5 812	6 396	26 351
Rentekostnader	6	37 635	25 066	127 620
Rentebetalinger		-29 433	-25 463	-124 276
Verdiendring av derivater til virkelig verdi over resultatet	2,6	-35 890	-11 784	-793
Amortisering av rente- og etableringskostnader	6	3 109	6 602	17 480
Amortisering av kontraktsverdi innregnet ved oppkjøpet av Marathon		-	-	-2 878
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	3	16 451	-309	11 682
Endring i lager, kundefordringer og leverandørgjeld		100 779	-174 986	-13 060
Endring i fjerningsforpliktelser mot resultatet		-	-	-1 569
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		-46 350	263 341	81 048
<b>NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>		<b>188 762</b>	<b>280 884</b>	<b>686 467</b>
<b>KONTANTSTRØMMER FRA INVESTERINGSAKTIVITETER</b>				
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	16	-1 306	-1 134	-12 508
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	5	-209 279	-238 902	-917 150
Oppkjøp av Premier Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)		-	-	-125 600
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	5	-21 228	-21 205	-113 051
<b>NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER</b>		<b>-231 812</b>	<b>-261 241</b>	<b>-1 168 310</b>
<b>KONTANTSTRØMMER FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>				
Nedbetaling av kortsiktig gjeld		-	-	-70 938
Nedbetaling av langsiktig gjeld		-	-	-330 000
Etableringskostnader		-	-	-14 380
Opptak av langsiktig gjeld		100 000	100 000	700 000
<b>NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>		<b>100 000</b>	<b>100 000</b>	<b>284 683</b>
<b>Netto endring i betalingsmidler</b>		<b>56 950</b>	<b>119 642</b>	<b>-197 160</b>
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		90 599	296 244	296 244
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		7 069	-4 195	-8 485
<b>BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT</b>	10	<b>154 618</b>	<b>411 691</b>	<b>90 599</b>
<b>SPESIFIKASJON AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT</b>				
Bankinnskudd		149 812	407 704	86 201
Bundne bankinnskudd		4 806	3 987	4 398
<b>SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT</b>	10	<b>154 618</b>	<b>411 691</b>	<b>90 599</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 2015. 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 2015. Ingen nye regnskapsstandarder har blitt inkludert fra 1. januar 2016.

I første kvartal 2016 har konsernet endret presentasjonen av amortiserte fjeningskostnader. De er nå inkludert i andre finanskostnader, mens de tidligere ble presentert som rentekostnader. I tillegg har vi endret presentasjonen av pensjon i oppstilling av finansiell stilling, ved at den ikke lengre presenteres på en separat regnskapslinje. Årsaken til denne endringer er bytte fra ytelsespensjon til innskuddspensjon. Sammenligningstall er omarbeidet tilsvarende.

Konserndelårsrapporten for Det norske inkluderer Det norske Exploration AS (tidligere Svenska Petroleum Exploration AS) og Det norske oil AS (tidligere Premier Oil Norge AS). Aktiviteten i Det norske Exploration AS ble overført til Det norske oljeselskap ASA i fjerde kvartal 2015 og aktiviteten i Det norske oil AS ble overført i løpet av første kvartal 2016.

### Note 2 Driftsinntekter

Spesifikasjon av petroleumsinntekter (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03.	
	2016	2015	2016	2015
Bokførte oljeinntekter	180 388	287 877	180 388	287 877
Bokførte gassinntekter	18 103	35 140	18 103	35 140
Tariffinntekter	2 277	732	2 277	732
<b>Sum petroleumsinntekter</b>	<b>200 768</b>	<b>323 749</b>	<b>200 768</b>	<b>323 749</b>
<b>Spesifikasjon av produserte volumer (fat oljeekvivalenter)</b>				
Olje	4 819 146	5 094 389	4 819 146	5 094 389
Gass	696 793	750 346	696 793	750 346
<b>Sum produserte volumer</b>	<b>5 515 939</b>	<b>5 844 735</b>	<b>5 515 939</b>	<b>5 844 735</b>
<b>Andre driftsinntekter (USD 1 000)</b>				
Realisert gevinst på derivater	17 073	-	17 073	-
Urealisert gevinst på derivater	-13 131	4 746	-13 131	4 746
Annen inntekt	138	430	138	430
<b>Sum andre driftsinntekter</b>	<b>4 080</b>	<b>5 176</b>	<b>4 080</b>	<b>5 176</b>

Konsernet endret presentasjon av råvarederivater i fjerde kvartal 2015. Gevinst og tap på råvarederivater ble tidligere inkludert i finansposter, men fra fjerde kvartal 2015 er dette presentert som andre driftsinntekter. Sammenligningstall er omarbeidet tilsvarende.



### Note 3 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03.	
	2016	2015	2016	2015
Seismikk	1 024	3 214	1 024	3 214
Arealavgift	2 262	2 144	2 262	2 144
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	13 733	-300	13 733	-300
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	2 718	-9	2 718	-9
Andre utforskningskostnader	16 378	9 474	16 378	9 474
<b>Sum utforskningskostnader</b>	<b>36 115</b>	<b>14 523</b>	<b>36 115</b>	<b>14 523</b>

\* Andre utforskningskostnader i første kvartal 2016 relaterer seg hovedsakelig til feltevaluering.

Konsernet har gjort endringer i klassifiseringen av utforskningskostnader i første kvartal 2016. Sammenligningstall er omarbeidet tilsvarende.

### Note 4 Nedskrivinger

#### Nedskrivningstester

Nedskrivningstester gjennomføres på individuelle kontantgenererende enheter, når nedskrivningsindikatorer identifiseres. Per 31. mars 2016 har det vært en nedgang i observerbare markedspriser sammenlignet med 31. desember 2015, hvilket anses som en nedskrivningsindikator. To typer nedskrivningstester har blitt gjennomført:

- Nedskrivningstest for varige driftsmidler og tilhørende immaterielle eiendeler, utenom goodwill
- Nedskrivningstest for goodwill

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 2016 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 2016.

#### 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 framtidige kontrakter. 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 den gjenværende perioden av 2016 til utgangen av 2020. Fra 2021 er prisforutsetningen basert på ledelsens langsiktige prisforutsetninger.

Nominell oljepris basert på forwardkurven i nedskrivningstesten er som følger:

År	USD/BOE
2016	40,65
2017	45,28
2018	48,41
2019	50,81
2020	52,87
Fra 2021 (i reelle priser)	85,00

#### Olje og gass reserver

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 8,5 prosent, som er den samme diskonteringsrenten som ble brukt i fjerde kvartal 2015.

## 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 2016 til 2020, mens selskapets langsiktige forventninger legges til grunn for perioden fra 2021 og framover. Dette resulterer i at følgende valutakurser benyttes i nedskrivningstestene for første kvartal 2016:

År	NOK/USD
2016	8,27
2017	8,25
2018	8,21
2019	8,16
2020	8,10
Fra 2021	7,00

## Inflasjon

Den langsiktige inflasjonsraten antas å være 2,5 prosent.

## Nedskrivningstest av eiendeler utenom goodwill

Nedskrivningstester for eiendeler unntatt goodwill ble gjennomført før den kvartalsvise nedskrivningstesten på goodwill. Hvis disse eiendelene anses å være gjenstand for verdifall, vil eiendelen nedskrives før nedskrivningstesten gjennomføres for goodwill. Bokført verdi av eiendelene er summen av varige driftsmidler og immaterielle eiendeler på verdsettelsesdatoen.

Nedenfor følger en oversikt over nedskrivningene og bokført verdi på kontantgenererende enheter som har vært gjenstand for nedskrivning eller reversert nedskrivning i første kvartal 2016:

Kontantgenererende enhet (USD 1 000)	Nedskrivning /reversering		Gjennvinnbart beløp / bokført verdi
	Immateriell	Varige	
Gina Krog	-	9 227	70 419
Andre KGE	-	548	-
<b>Sum</b>	<b>-</b>	<b>9 775</b>	<b>70 419</b>

## Nedskrivningstest goodwill

For nedskrivningsformål er goodwill ervervet ved virksomhetssammenslutninger før nedskrivninger i første kvartal 2016, allokert slik:

Goodwill (USD 1 000)	
Gjenværende teknisk goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS per 1 januar 2016	433 456
Ordinær goodwill	291 717
Gjenværende teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger	42 399

Teknisk goodwill er allokert til hver enkelt kontantgenererende enhet («KGE») som grunnlag for nedskrivningstester. Alle felt tilknyttet Alvhheim FPSO er vurdert til å være inkludert i én og samme KGE («Alvhheim KGE»). Ordinær goodwill fra oppkjøpet er allokert til en gruppe KGE-er som inkluderer både ervervede felt 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	1 855 009
+ Teknisk goodwill	433 456
- Utsatt skatt knyttet til teknisk goodwill	-1 077 452
<b>Netto bokført verdi av goodwill før nedskrivninger</b>	<b>1 211 012</b>

Nedskrivningen er forskjellen mellom gjenvinnbart beløp og bokført verdi.

(USD 1 000)

Netto bokført verdi som spesifisert ovenfor	1 211 012
Gjenvinnbart beløp (inkludert «tax amortization benefit»)	1 182 823
<b>Nedskrivning Q1</b>	<b>28 189</b>

Som gjengitt i tabellen overfor, reduserer utsatt skatt (fra overtakelsestidspunktet) netto balanseført verdi før nedskrivninger. Når utsatt skatt fra Marathon oppkjøpet reduseres, blir mer goodwill eksponert for nedskrivninger. Dette kan medføre fremtidige nedskrivninger selv om andre forutsetninger holdes konstant. I første kvartal 2016, er reduksjonen i utsatt skatt sammen med reduserte forward priser de viktigste faktorene til nedskrivningen.

### Sensitivitetsanalyse

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

Forutsetning (USD millioner)	Endring	Endring i goodwillnedskrivning for Q1 2016 etter	
		økning i forutsetning	reduksjon i forutsetning
Olje- og gasspris	+/- 20 %	-28,2	227,3
Produksjonsprofil (reserver)	+/- 5 %	-28,2	58,6
Diskonteringsrente	+/- 1 % poeng	31,7	-28,2
Valutakurs USD/NOK	+/- 1,0 NOK	17,7	-21,9
Inflasjon	+/- 1 % poeng	-28,2	37,4

### Nedskrivningstest - teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger

Ingen nedskrivning av teknisk goodwill fra virksomhetssammenslutninger har blitt identifisert i første kvartal 2016.

(USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03.	
	2016	2015	2016	2015
Nedskrivning/reversering av varige driftsmidler	9 775	-	9 775	-
Nedskrivning av goodwill	28 189	52 773	28 189	52 773
<b>Sum nedskrivninger</b>	<b>37 964</b>	<b>52 773</b>	<b>37 964</b>	<b>52 773</b>



## Note 5 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

### VARIGE DRIFTSMIDLER - KONSERN

(USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontormaskiner o.l.	Sum
<b>Balansført verdi 31.12.2014</b>	<b>1 324 556</b>	<b>1 206 077</b>	<b>18 639</b>	<b>2 549 271</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2014</b>	<b>1 324 556</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 31.3.2015</b>	<b>1 152 526</b>	<b>2 260 246</b>	<b>36 914</b>	<b>3 449 686</b>
Akk. av- og nedskrivninger 31.3.2015	-	752 409	18 058	770 467
<b>Balansført verdi 31.3.2015</b>	<b>1 152 526</b>	<b>1 507 836</b>	<b>18 857</b>	<b>2 679 219</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2015</b>	<b>1 505 779</b>	<b>2 514 487</b>	<b>35 506</b>	<b>4 055 772</b>
Tilgang	203 066	11 946	1 049	216 061
Avgang	-	-	91	91
Reklassifisering	8 523	-8 514	-9	-
<b>Anskaffelseskost 31.3.2016</b>	<b>1 717 368</b>	<b>2 517 919</b>	<b>36 455</b>	<b>4 271 742</b>
Akk. av- og nedskrivninger 31.3.2016	21 211	1 138 752	21 949	1 181 911
<b>Balansført verdi 31.3.2016</b>	<b>1 696 158</b>	<b>1 379 167</b>	<b>14 506</b>	<b>3 089 831</b>
Avskrivninger Q1 2016	-	94 597	1 201	95 798
Avskrivninger 01.01.2016 - 31.03.2016	-	94 597	1 201	95 798
Nedskrivninger Q1 2016	9 227	548	-	9 775
Nedskrivninger 01.01.2016 - 31.03.2016	9 227	548	-	9 775

Aktiverte leteutgifter er reklassifisert til «Felt under utbygging» når feltet går inn i utbyggingsfasen. Dersom utviklingsplaner i ettertid blir vurdert på ny, vil tilhørende kostnader fremdeles være inkludert i «Felt under utbygging» og blir ikke reklassifisert tilbake til «aktiverte leteutgifter». Felt under utbygging omklassifiseres til «Produksjonsanlegg» ved produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonshetsmetoden. 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 - KONSERN**

(USD 1 000)	Andre immaterielle eiendeler		Sum	Aktiverede letebrønner	Goodwill
	Lisenser o.l.	Software			
<b>Balanseført verdi 31.12.2014</b>	<b>646 482</b>	<b>2 306</b>	<b>648 788</b>	<b>291 619</b>	<b>1 186 704</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 31.3.2015</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 31.3.2015	84 718	6 893	91 611	-	422 538
<b>Balanseført verdi 31.3.2015</b>	<b>629 032</b>	<b>2 190</b>	<b>631 222</b>	<b>309 219</b>	<b>1 133 930</b>
<b>Anskaffelseskost 31.12.2015</b>	<b>789 316</b>	<b>9 149</b>	<b>798 465</b>	<b>289 980</b>	<b>1 561 880</b>
Tilgang	595	-	595	20 633	-
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	-	-	16 451	-
Reklassifisering	-	-	-	-	-
<b>Anskaffelseskost 31.3.2016</b>	<b>789 911</b>	<b>9 149</b>	<b>799 059</b>	<b>294 161</b>	<b>1 561 880</b>
Akk. av- og nedskrivninger 31.3.2016	161 142	7 812	168 954	-	822 498
<b>Balanseført verdi 31.3.2016</b>	<b>628 769</b>	<b>1 336</b>	<b>630 105</b>	<b>294 161</b>	<b>739 383</b>
Avskrivninger Q1 2016	18 312	207	18 519	-	-
Avskrivninger 01.01.2016 - 31.03.2016	18 312	207	18 519	-	-
Nedskrivninger Q1 2016	-	-	-	-	28 189
Nedskrivninger 01.01.2016 - 31.03.2016	-	-	-	-	28 189

Se note 4 for informasjon om nedskrivninger.

Avskrivninger i resultatregnskapet (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03.	
	2016	2015	2016	2015
Avskrivning av varige driftsmidler	95 798	103 126	95 798	103 126
Avskrivning av immaterielle eiendeler	18 519	19 098	18 519	19 098
<b>Sum avskrivninger i resultatregnskapet</b>	<b>114 318</b>	<b>122 224</b>	<b>114 318</b>	<b>122 224</b>



## Note 6 Finansposter

(USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03.	
	2016	2015	2016	2015
<b>Renteinntekter</b>	<b>817</b>	<b>262</b>	<b>817</b>	<b>262</b>
Realisert gevinst på derivater	500	-	500	-
Avkastning på finansielle plasseringer	-	9	-	9
Verdiendringer derivater	49 021	19 304	49 021	19 304
Valutagevinst	-	36 837	-	36 837
<b>Sum annen finansinntekt</b>	<b>49 521</b>	<b>56 150</b>	<b>49 521</b>	<b>56 150</b>
Rentekostnader	37 635	25 066	37 635	25 066
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-20 043	-11 600	-20 043	-11 600
Amortiserte lånekostnader	3 109	6 602	3 109	6 602
<b>Sum rentekostnader</b>	<b>20 701</b>	<b>20 068</b>	<b>20 701</b>	<b>20 068</b>
Valutatap	10 996	-	10 996	-
Realisert tap på derivater	3 790	22 174	3 790	22 174
Verdiendringer derivater	-	12 266	-	12 266
Amortiserte fjerningskostnader	5 812	6 396	5 812	6 396
Annen finanskostnad	1 420	-	1 420	-
<b>Sum annen finanskostnad</b>	<b>22 018</b>	<b>40 836</b>	<b>22 018</b>	<b>40 836</b>
<b>Sum netto finansposter</b>	<b>7 620</b>	<b>-4 492</b>	<b>7 620</b>	<b>-4 492</b>

Konsernet endret presentasjon av råvarederivater i fjerde kvartal 2015. Gevinst og tap på råvarederivater ble tidligere inkludert i finansposter, men fra fjerde kvartal 2015 er dette presentert som andre driftsinntekter. Sammenligningstall er omarbeidet tilsvarende.

Konsernet endret presentasjon av amortisert fjerningskostnad i første kvartal 2016. Denne er nå inkludert i regnskapslinjen annen finanskostnad, men ble i tidligere perioder inkludert i rentekostnader. Sammenligningstall er omarbeidet tilsvarende.

## Note 7 Skatt

Skattekostnad for perioden framkommer slik (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03.	
	2016	2015	2016	2015
Årets betalbare skatt/skatt til gode	-6 090	8 080	-6 090	8 080
Endring utsatt skatt	-41 577	73 640	-41 577	73 640
Endringer knyttet til tidligere år	-200	-2 994	-200	-2 994
<b>Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)</b>	<b>-47 866</b>	<b>78 727</b>	<b>-47 866</b>	<b>78 727</b>

Beregnet skatt til gode (+)/betalbar skatt (-) (USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Skatt til gode/betalbar skatt 1.1.	126 391	-189 098	-189 098
Årets betalbare skatt (-)/årets skattefordring (+)	6 090	-8 080	-49 776
Skattefordring knyttet til likvideringen av Premier Oil Norge AS	60 379	-	-
Utsatt skatt relatert til oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS/Premier Oil Norge AS*	-	-	108 047
Betalt skatt/skattefusjon	-	64 142	232 956
Justering for tidligere perioder	8 817	10 123	11 580
Revaluering av skattefordring	13 465	12 557	12 682
<b>Sum skatt til gode (+)/betalbar skatt (-)</b>	<b>215 141</b>	<b>-110 356</b>	<b>126 391</b>

Utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Utsatt skatt/skattefordel 1.1.	-1 356 114	-1 286 357	-1 286 357
Endring utsatt skatt	41 577	-73 640	-153 927
Reklassifisering av underskudd til fremføring fra Premier Oil Norge AS	-60 379	-	-
Utsatt skatt relatert til oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS/Premier Oil Norge AS*	-	-	91 151
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser	-	1 758	-
Justering for tidligere perioder	-9 115	-7 129	-6 921
Revaluering av underskudd til fremføring	-	2 410	-
Utsatt skatt knyttet til OCI og egenkapital	-	-	-59
<b>Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)</b>	<b>-1 384 031</b>	<b>-1 362 959</b>	<b>-1 356 114</b>

Avstemming av skattekostnad (USD 1 000)	Konsern			
	Q1		01.01.-31.03.	
	2016	2015	2016	2015
25 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	-3 908	21 915	-3 908	21 915
53 % særskatt av resultat før skattekostnad	-8 286	41 395	-8 286	41 395
Skatteeffekt av friinntekt	-24 597	-24 402	-24 597	-24 402
Permanente forskjeller på nedskrivning	21 987	41 163	21 987	41 163
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	8 674	-29 128	8 674	-29 128
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	125 619	-121 456	125 619	-121 456
Skatteeffekt finansposter og andre 25 % poster	-85 869	69 890	-85 869	69 890
Revaluering skatteverdier*	-79 945	80 319	-79 945	80 319
Andre elementer (andre permanente forskjeller og endringer knyttet til tidligere år)	-1 543	-969	-1 543	-969
<b>Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)</b>	<b>-47 866</b>	<b>78 727</b>	<b>-47 866</b>	<b>78 727</b>

\* Skattebalanser er i NOK og konverteres til USD til periodens sluttkurs. Når NOK svekkes mot USD, øker skatteraten, ettersom det blir mindre gjenværende skattemessige avskrivninger målt i USD (vice versa).

I henhold til lovbestemte krav, skal beregningen av betalbar skatt utarbeides i NOK. Dette kan påvirke skatteraten når funksjonell valuta er forskjellig fra NOK.

Revalueringen av skattefordring og betalbar skatt er presentert som valutagevinst/tap i resultatregnskapet, mens revaluering av skattebalanser knyttet til utsatt skatt presenteres som skattekostnad.

## Note 8 Andre langsiktige eiendeler

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Aksjer i Alvheim AS	10	10	10
Aksjer i Det norske oljeselskap AS	1 021	835	1 021
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 814	1 814
<b>Investeringer i datterselskaper</b>	<b>2 845</b>	<b>2 659</b>	<b>2 845</b>
Husleiedeposium	1 610	1 630	1 512
Andre langsiktige eiendeler	7 687	-	8 272
<b>Sum andre langsiktige eiendeler</b>	<b>12 142</b>	<b>4 289</b>	<b>12 628</b>

Alvheim AS, Det norske oljeselskap AS (tidligere Marathon Oil Norge AS) og Sandvika Fjellstue AS har blitt vurdert som uvesentlig for konsolideringsformål.

Det norske oil AS og Det norske Exploration AS har blitt konsolidert i denne rapporten og er derfor ikke inkludert som investering i datterselskaper.



## Note 9 Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	4 371	5 383	5 673
Forskuddsbetalinger, inkludert riggforskudd	33 594	31 776	21 634
Tilgode merverdiavgift	10 004	10 086	6 121
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	15 091	31 969	3 696
Påløpt inntekt fra salg av petroleum	-614	-	1 866
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	67 448	87 653	66 200
<b>Sum andre kortsiktige fordringer</b>	<b>129 894</b>	<b>166 867</b>	<b>105 190</b>

## Note 10 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler (USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Bankinnskudd	149 812	407 704	86 201
Bundne midler (skattetrekk)	4 806	3 987	4 398
<b>Sum betalingsmidler</b>	<b>154 618</b>	<b>411 691</b>	<b>90 599</b>
Ubenyttet trekkrettighet rullerende kredittfasilitet (se note 15)	550 000	-	550 000
Ubenyttet trekkrettighet reservebasert lånefasilitet (se note 15)	528 000	493 000	731 370

## Note 11 Aksjekapital

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Aksjekapital	37 530	37 530	37 530
Antall aksjer (i hele tusen)	202 619	202 619	202 619
Pålydende per aksje i NOK	1,00	1,00	1,00



## Note 12 Derivater

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Urealisert gevinst på råvarederivater	-	1 518	-
Urealisert gevinst på valutakontrakter LTA	6 222	-	-
<b>Sum langsiktige derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>6 222</b>	<b>1 518</b>	<b>-</b>
Urealisert tap på råvarederivater	32 086	3 229	45 217
Urealisert tap på valutakontrakter	1 263	-	-
<b>Sum kortsiktige derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>33 349</b>	<b>3 229</b>	<b>45 217</b>
<b>Sum derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>39 571</b>	<b>4 747</b>	<b>45 217</b>
Urealisert tap på valutakontrakter	-	4 988	7 840
Urealisert tap på rentebytteavtaler	33 776	1 328	54 172
<b>Langsiktige derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>33 776</b>	<b>6 317</b>	<b>62 012</b>
Urealisert tap på valutakontrakter	205	15 911	13 506
Urealisert tap på rentebytteavtaler	-	1 196	-
<b>Kortsiktige derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>205</b>	<b>17 107</b>	<b>13 506</b>
<b>Sum derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>33 981</b>	<b>23 424</b>	<b>75 518</b>

Selskapet har benyttet ulike sikringsinstrumenter. Råvarederivater er benyttet for å sikre risikoen for en oljeprisnedgang. Selskapet benytter rentebytteavtaler for å sikre sin renteesponering. 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. I resultatregnskapet blir gevinst på råvarederivater presentert som andre driftsinntekter, mens endringer i andre derivater blir presentert som finansielle poster.

## Note 13 Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Kortsiktig gjeld relatert til «overcall» i lisenser	25 880	67 124	33 444
Andel av annen kortsiktig gjeld fra lisenser	183 250	158 430	184 010
Meruttak av petroleum	909	5 816	17 088
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS*	8 470	22 600	12 009
Annen kortsiktig gjeld**	57 198	72 435	64 125
<b>Sum annen kortsiktig gjeld</b>	<b>275 707</b>	<b>326 405</b>	<b>310 675</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 15. oktober 2014. Den virkelige verdien ble basert på forskjellen mellom markedspris og kontraktspris. Balansen ble delt mellom kortsiktig og langsiktig gjeld basert på kontantstrømmer i kontrakten, og amortiseres over kontraktens levetid, som avsluttes senere i 2016.

\*\* Annen kortsiktig gjeld inkluderer ubetalt lønn og feriepenger, avsetning for mulig tap på kontrakter og påløpte renter.



## Note 14 Obligasjonslån

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann <sup>1)</sup>	223 135	232 545	208 744
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann <sup>2)</sup>	295 007	-	294 696
<b>Sum obligasjonslån</b>	<b>518 142</b>	<b>232 545</b>	<b>503 440</b>

<sup>1)</sup> Lånet er tatt opp i NOK og løper fra juli 2013 til juli 2020 og har en rente på 3 mnd. NIBOR + 6,5 prosent. Hovedstolen forfaller i juli 2020 og det er kvartalsvis rentebetaling. Lånet er usikret. Se note 19 for informasjon angående lånevilkår (covenant).

<sup>2)</sup> 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 15 Annen rentebærende gjeld

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Reservebasert lånefasilitet	2 220 836	2 143 703	2 118 935
<b>Sum annen rentebærende gjeld</b>	<b>2 220 836</b>	<b>2 143 703</b>	<b>2 118 935</b>

RBL fasiliteten ble etablert i oktober 2014 og 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 i mars 2016 en redetermineringsprosess med banksyndikatet i forbindelse med prosessen knyttet til endring av bestemte lånevilkår (covenants). Det tilgjengelige opptreksbeløpet for første halvår 2016 har blitt endret til USD 2,8 milliarder, noe som er USD 0,1 milliard lavere enn tilgjengelig opptreksbeløp fra redetermineringsprosessen i desember 2015. Videre har tilgjengelig opptreksbeløp for andre halvår 2016 blitt fastsatt til USD 2,9 milliarder, uendret fra redetermineringsprosessen i desember 2015. Det vil som følge av denne prosessen ikke bli gjennomført en redetermineringsprosess i juni 2016. Den neste planlagte redeterminering for selskapet vil være i desember 2016.

En rullerende kredittfasiliteten («RCF») på NOK 550 millioner ble ferdigstilt med en gruppe banker i juni 2015. 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. Denne fasiliteten har ikke blitt benyttet per 31. mars 2016.

Se note 19 for informasjon angående endringer i finansielle lånevilkår (covenants) i april 2016.

## Note 16 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

(USD 1 000)	Konsern		
	31.03.2016	31.03.2015	31.12.2015
Avsetning per 1. januar	423 325	489 051	489 051
Påløpte fjerningskostnader	-1 306	-1 134	-12 508
Kalkulatorisk rente - nåverdiregning	5 812	6 396	26 351
Endring i estimat og påløpt forpliktelse på nye felt*	11 807	-2 019	-79 569
<b>Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser</b>	<b>439 638</b>	<b>492 294</b>	<b>423 325</b>
<b>Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelser:</b>			
Kortsiktige	13 785	2 677	10 520
Langsiktige	425 853	489 617	412 805
<b>Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser</b>	<b>439 638</b>	<b>492 294</b>	<b>423 325</b>

\* Estimaterendring er hovedsakelig relatert til ferdigstillelse av nye brønner for felt under utvikling.

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 og en nominell diskonteringsrente før skatt på mellom 3,91 prosent og 5,93 prosent.

## Note 17 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 og IAS 12. Ledelsen er av den oppfatning at ingen av tvistene vil medføre vesentlige forpliktelser for selskapet.

I 2012 kunngjorde selskapet at det hadde mottatt varsel om endring av ligning for inntektsårene 2009 og 2010 fra Oljeskattekontoret. Selskapet har i etterkant mottatt et nytt varsel om at inntektsårene 2011 og 2012 skal inkluderes. Selskapet svarte på varselet om endring av ligning i 2012 ved å sende inn detaljerte kommentarer og har i etterkant hatt ytterligere korrespondanse med Oljeskattekontoret angående varselet.

## Note 18 Flytting av kontoret i Oslo

Selskapets Oslokontor ble i løpet av mars 2016 flyttet fra Aker Brygge til Fornebu. Det norske inngikk i januar leiekontrakten med Fornebuporten Næring AS for leie av lokalet i Fornebuporten. I henhold til vilkårene i IAS 24 er transaksjonen å anse som en transaksjon mellom nærstående parter, men er imidlertid ikke en nærståendetransaksjon i henhold til allmennaksjeloven § 3-8. Det ble innhentet en eksternt redegjørelse som bekreftet at leien er i henhold til markedsvilkår.

## Note 19 Hendelser etter balansedagen

I april 2016 fikk selskapet bankkonsortiets aksept for en endring av lånevilkårene og som følger av dette er lånevilkårene i selskapets reservebaserte lånefasilitet («RBL») og rullerende kredittfasilitet («RCF») oppdatert som følger; gjeldsgrad (netto gjeld / EBITDAX) skal være maksimalt 6 i kvartalene som starter fra 30. juni 2016 og slutter 31. desember 2017, deretter maksimalt 5,5 mellom 31. mars 2018 til og med 31. desember 2018, deretter maksimalt 6 mellom 31. mars 2019 til og med 31. desember 2019 og deretter maksimalt 3,5. Rentedeckningsgrad skal være minimum 2 i kvartalene som starter fra 30. juni 2016 og slutter 30. september 2017, deretter minimum 2,3 fra 31. desember 2017 til og med 30. september 2018, deretter minimum 2 fra og med 31. desember 2018 til og med 31. desember 2019 og deretter minimum 3,5. Selskapet jobber for å oppnå en lignende avtale med obligasjonseierne i DETNOR02.



## Note 20 Investering i felleskontrollerte driftsordninger

Selskapet har følgende investeringer i lisenser på norsk sokkel:

Opererte felt:	31.03.2016	31.12.2015	Ikke-opererte felt:	31.03.2016	31.12.2015
Alvheim	65,000 %	65,000 %	Atla	10,000 %	10,000 %
Bøyla	65,000 %	65,000 %	Enoch	2,000 %	2,000 %
Ivar Aasen Unit	34,786 %	34,786 %	Gina Krog	3,300 %	3,300 %
Jette Unit	70,000 %	70,000 %	Johan Sverdrup ****	11,573 %	11,573 %
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:

Utvinningsstillatelser der Det norske er partner:

Lisens:	31.03.2016	31.12.2015	Lisens:	31.03.2016	31.12.2015
PL 001B	35,000 %	35,000 %	PL 019C	30,000 %	30,000 %
PL 026B	62,130 %	62,130 %	PL 019D*	0,000 %	30,000 %
PL 027D	100,000 %	100,000 %	PL 029B	20,000 %	20,000 %
PL 028B	35,000 %	35,000 %	PL 035	50,000 %	50,000 %
PL 036C	65,000 %	65,000 %	PL 035B*	0,000 %	40,000 %
PL 036D	46,904 %	46,904 %	PL 035C	50,000 %	50,000 %
PL 088BS	65,000 %	65,000 %	PL 038	5,000 %	5,000 %
PL 103B	70,000 %	70,000 %	PL 038D	30,000 %	30,000 %
PL 150	65,000 %	65,000 %	PL 038E*	0,000 %	5,000 %
PL 150B	65,000 %	65,000 %	PL 048B*	0,000 %	10,000 %
PL 169C	50,000 %	50,000 %	PL 048D	10,000 %	10,000 %
PL 203	65,000 %	65,000 %	PL 102C	10,000 %	10,000 %
PL 203B	65,000 %	65,000 %	PL 102D	10,000 %	10,000 %
PL 242	35,000 %	35,000 %	PL 102F	10,000 %	10,000 %
PL 340	65,000 %	65,000 %	PL 102G	10,000 %	10,000 %
PL 340BS	65,000 %	65,000 %	PL 265	20,000 %	20,000 %
PL 364	100,000 %	50,000 %	PL 272	50,000 %	25,000 %
PL406	50,000 %	0,000 %	PL 362*	0,000 %	40,000 %
PL407	50,000 %	0,000 %	PL 438*	0,000 %	10,000 %
PL 460	100,000 %	100,000 %	PL 442	60,000 %	60,000 %
PL 494	30,000 %	30,000 %	PL 457	40,000 %	40,000 %
PL 494B	30,000 %	30,000 %	PL 457BS	40,000 %	40,000 %
PL 494C	30,000 %	30,000 %	PL 492	40,000 %	40,000 %
PL 504	47,593 %	47,593 %	PL 502	22,222 %	22,222 %
PL539	40,000 %	0,000 %	PL521*	0,000 %	25,000 %
PL 626	50,000 %	50,000 %	PL 533 ***	35,000 %	35,000 %
PL 659	20,000 %	20,000 %	PL 550	10,000 %	10,000 %
PL 663	30,000 %	30,000 %	PL 551*	0,000 %	20,000 %
PL 677	60,000 %	60,000 %	PL 554	30,000 %	30,000 %
PL 709	40,000 %	40,000 %	PL 554B	30,000 %	30,000 %
PL 715	40,000 %	40,000 %	PL 554C	30,000 %	30,000 %
PL 724	40,000 %	40,000 %	PL 567*	0,000 %	40,000 %
PL 724B	40,000 %	40,000 %	PL 574	10,000 %	10,000 %
PL 736S	65,000 %	65,000 %	PL583	45,000 %	45,000 %
PL 748***	30,000 %	40,000 %	PL 613	20,000 %	20,000 %
PL 777	40,000 %	40,000 %	PL617	35,000 %	0,000 %
PL777B**	40,000 %	0,000 %	PL 627	20,000 %	20,000 %
PL 790 ***	30,000 %	50,000 %	PL 627B	20,000 %	20,000 %
PL814**	40,000 %	0,000 %	PL 653	30,000 %	30,000 %
PL818**	40,000 %	0,000 %	PL 672	25,000 %	25,000 %
PL821**	60,000 %	0,000 %	PL 678S***	0,000 %	25,000 %
PL822S**	60,000 %	0,000 %	PL 681*	0,000 %	16,000 %
PL843**	40,000 %	0,000 %	PL689	20,000 %	20,000 %
<b>Antall</b>	<b>43</b>	<b>34</b>	PL689B**	20,000 %	0,000 %
			PL690	30,000 %	30,000 %
			PL 694	20,000 %	20,000 %
			PL722***	10,000 %	10,000 %
			PL 730	30,000 %	30,000 %
			PL 730B	30,000 %	30,000 %
			PL 778	20,000 %	20,000 %
			PL797	25,000 %	25,000 %
			PL 804**	30,000 %	30,000 %
			PL813**	3,300 %	0,000 %
			PL842**	30,000 %	0,000 %
			PL844**	20,000 %	0,000 %
			<b>Antall</b>	<b>44</b>	<b>50</b>

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

\*\* Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i 2015. Tilbudene ble kunngjort i 2016.

\*\*\* Andel ervervet/endret gjennom lisenstransaksjon.

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

## Note 21 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

(USD 1 000)	2016		2015			2014		
	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2
<b>Driftsinntekter</b>	<b>204 848</b>	<b>254 634</b>	<b>316 393</b>	<b>321 850</b>	<b>328 924</b>	<b>345 670</b>	<b>18 334</b>	<b>74 304</b>
Utforskningskostnader	36 115	18 867	18 066	24 949	14 523	51 491	71 778	21 027
Produksjonskostnader	34 374	24 077	26 888	50 686	39 349	44 400	7 906	7 417
Avskrivninger	114 318	111 590	129 790	117 354	122 224	104 183	28 080	13 443
Nedskrivninger	37 964	191 939	185 756	-	52 773	319 018	-	-
Andre driftskostnader	5 330	3 228	11 433	22 550	14 397	10 679	993	12 896
<b>Driftskostnader</b>	<b>228 101</b>	<b>349 701</b>	<b>371 932</b>	<b>215 539</b>	<b>243 266</b>	<b>529 772</b>	<b>108 757</b>	<b>54 782</b>
<b>Driftsresultat</b>	<b>-23 253</b>	<b>-95 067</b>	<b>-55 539</b>	<b>106 311</b>	<b>85 658</b>	<b>-184 102</b>	<b>-90 423</b>	<b>19 522</b>
<b>Netto finansposter</b>	<b>7 620</b>	<b>-56 138</b>	<b>-51 205</b>	<b>-43 137</b>	<b>-4 492</b>	<b>-12 788</b>	<b>-30 143</b>	<b>-23 865</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>	<b>-15 633</b>	<b>-151 205</b>	<b>-106 744</b>	<b>63 174</b>	<b>81 166</b>	<b>-196 889</b>	<b>-120 567</b>	<b>-4 343</b>
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	-47 866	4 980	59 441	55 897	78 727	89 997	-103 615	-31 627
<b>Periodens resultat</b>	<b>32 233</b>	<b>-156 184</b>	<b>-166 185</b>	<b>7 277</b>	<b>2 439</b>	<b>-286 887</b>	<b>-16 952</b>	<b>27 284</b>

Tall fra perioden før skiftet av funksjonell valuta er omregnet til USD ved bruk av ni måneders gjennomsnittlig valutakurs i 2014.



# NOTATER







**detnor.no**