

# Q2 2016

KVARTALSRAPPORT FOR  
DET NORSKE OLJESELSKAP

TRONDHEIM, 14. JULI 2016



# VIKTIGE HENDELSER I Q2 2016

- **18. april:** Det norske meldte at selskapet hadde inngått avtale med Centrica Resources Norge AS om å overta deres lisenser i funnene Frigg Gamma Delta og Rind
- **18. mai:** I den 23. konsesjonsrunden fikk Det norske ett operatørskap og to partnerskap
- **27. mai:** Det norske meldte at obligasjonseiermøtet i DETNOR02 hadde godkjent endringer i lånevilkårene
- **6. juni:** Plattformdekket til Ivar Aasen-plattformen ble utskiptet fra verftet i Singapore
- **10. juni:** Det norske offentliggjorde en foreslått fusjon med BP Norge AS, og danner Aker BP ASA
- **29. juni:** Boligmodulen til Ivar Aasen ble løftet over på transportlekteren, og er klar til å slepes ut til feltet

## VIKTIGE HENDELSER ETTER KVARTALET

- **4. juli:** Det norske utnevnte Per Harald Kongelf som ny forbedringsdirektør i Det norske

## OPPSUMMERING AV FINANSIELLE RESULTATER

	Enhet	Q2 2016	Q2 2015	2016 YTD	2015 YTD
Driftsinntekter	USDm	256	322	461	651
EBITDA	USDm	175	224	304	484
Nettoreultat	USDm	6	7	39	10
Resultat per aksje (EPS)	USD	0,03	0,04	0,19	0,05
Produksjonskostnad per fat	USD/boe	7	10	7	8
Avskrivning per fat	USD/boe	21	22	21	21
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	USDm	127	43	323	324
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	USDm	-325	-225	-556	-487
Sum eiendeler	USDm	5 609	5 301	5 609	5 301
Netto rentebærende gjeld	USDm	2 783	2 159	2 783	2 159
Betalingsmidler	USDm	68	188	68	188

## OPPSUMMERING AV PRODUKSJON

	Enhet	Q2 2016	Q2 2015	2016 YTD	2015 YTD
Produksjon					
Alvheim (65%)	boepd	39 923	32 414	39 170	35 060
Atla (10%)	boepd	59	494	182	481
Bøyla (65%)	boepd	7 923	8 320	8 504	8 331
Enoch (2%)	boepd	22	-	11	-
Jette (70%)	boepd	537	506	579	649
Jotun (7%)	boepd	98	120	102	135
Varg (5%)	boepd	230	377	345	350
Vilje (46.9%)	boepd	7 615	6 741	6 396	6 586
Volund (65%)	boepd	6 033	9 390	6 239	10 042
SUM	boepd	62 440	58 363	61 527	61 634
Oljepris	USD/bbl	49	65	44	62
Gasspris	USD/scm	0,17	0,27	0,18	0,28



# OPPSUMMERING AV KVARTALET

Det norske oljeselskap ASA (“selskapet” eller “Det norske”) hadde driftsinntekter på 256 (322) millioner dollar i annet kvartal 2016. Produksjonen i perioden var 62,4 (58,4) tusen fat oljeekvivalenter pr. dag (“mboepd”). Realisert oljepris var i snitt 49 (65) dollar per fat.

EBITDA i kvartalet utgjorde 175 (224) millioner dollar, og EBIT var 74 (106) millioner dollar. Kvartalsresultatet var 6 (7) millioner dollar, noe som gir et resultat per aksje (EPS) på 0,03 (0,04) dollar. Netto rentebærende gjeld beløp seg til 2 783 (2 159) millioner dollar per 30. juni 2016.

Alvheim-området hadde i annet kvartal en produksjonseffektivitet på 97,0 prosent. Produksjonen fra den tre-grenede BoaKamNorth-brønnen startet opp i mai, og boringen av brønnene på Viper og Kobra ble avsluttet i juni med god borefremdrift og svært god reservoarkvalitet.

Med fem oljeproduksjons- og tre vanninjeksjonsbrønner ferdigstilt ligger boreprogrammet for Ivar Aasen foran planen. Plattformdekket er ferdig bygget i Singapore, og modulene har blitt transportert til Norge, der de skal installeres offshore i juli. Prosjektet er innenfor budsjett og i rute til oppstart som planlagt i fjerde kvartal 2016.

Fremdriften på Johan Sverdrup går etter planen. Forboringkampanjen, byggingen av understell, plattformdekk, undervannsanlegg, rørledninger og anlegg for strøm fra land går etter planen.

I juni meldte Det norske at selskapet har inngått en avtale med BP p.l.c. om å fusjonere med BP Norge AS, og oppretter Aker BP ASA, forutsatt godkjenning fra myndigheter og ekstraordinær generalforsamling.

*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)	Q2 2016	Q2 2015
Driftsinntekter	256	322
EBITDA	174	224
EBIT	74	106
Resultat før skatt	45	63
Nettoresultat	6	7
Resultat per aksje/EPS (USD)	0,03	0,04

Samlede driftsinntekter i andre kvartal var på 256 (322) millioner dollar. Nedgangen i forhold til samme periode i fjor skyldes hovedsakelig lavere oljepris. Petroleumsinntektene utgjorde 271 (336) millioner dollar. Andre inntekter var på -16 (-14) millioner dollar, som hovedsakelig skrev seg fra netto realiserte og urealiserte tap på råvaresikring.

Utforskningskostnadene i kvartalet utgjorde 36 (25) millioner dollar og gjenspeiler tørrbrønnskostnader, seismikkostnader, arealavgifter og G&G-virksomhet. Produksjonskostnadene utgjorde 39 (51) millioner dollar, tilsvarende 6,9 (9,5) dollar per fat oljeekvivalenter, inklusive frakt- og håndteringskostnader på 1,1 dollar per fat oljeekvivalenter. Nedgangen i forhold til andre kvartal 2015 skyldes hovedsakelig overhaling på Alvheim-feltet i andre kvartal 2015, som delvis ble oppveid av et par mindre prosjekter i andre kvartal 2016. Andre driftskostnader utgjorde 5 (23) millioner dollar, som er lavere enn samme periode i fjor, hovedsakelig som følge av engangseffekter i andre kvartal 2015.

Avskrivninger utgjorde 120 (117) millioner dollar, tilsvarende 21 dollar per fat oljeekvivalenter, som er i tråd med samme periode i fjor. I løpet av kvartalet reverserte selskapet 20 (0) millioner dollar i nedskrivninger knyttet til Gina Krog, hovedsakelig på grunn av økte forwardpriser.

Selskapet fikk et driftsresultat på 74 (106) millioner dollar i andre kvartal, som er lavere enn samme periode i fjor. Nedgangen skyldes hovedsakelig lavere inntekter. Periodens nettoresultat var 6 (7) millioner dollar etter netto finansposter på -29 (-43) millioner dollar og skatt på 39 (56) millioner dollar. Resultat per aksje ble 0,03 (0,04) dollar.

## Balanse

(Millioner US dollar)	Q2 2016	Q2 2015
Goodwill	739	1 134
Varige driftsmidler	3 305	2 804
Betalingsmidler	68	188
Totale eiendeler	5 609	5 301
Egenkapital	378	661
Rentebærende gjeld	2 852	2 347

Sum immaterielle eiendeler var 1 666 (2 055) millioner dollar, hvorav goodwill utgjorde 739 (1 134) millioner dollar.

Varige driftsmidler økte til 3 305 (2 804) millioner dollar og gjenspeiler investeringer i utbyggingsprosjekter og avskrivninger. Skattefordring for inneværende periode beløp seg ved kvartalsslutt til 207 (0) millioner dollar. Av dette ble 84 millioner dollar mottatt i begynnelsen av juli 2016.

Selskapets beholdninger av betalingsmidler utgjorde 68 (188) millioner dollar per 30. juni. Totale eiendeler utgjorde 5 609 (5 301) millioner dollar ved utgangen av kvartalet.

Egenkapitalen var på 378 (661) millioner dollar ved kvartalsslutt og gjenspeiler nettoresultatet for perioden.

Utsatte skatteforpliktelser økte til 1 440 (1 354) millioner dollar og er nærmere behandlet i note 7 til regnskapet.

Brutto rentebærende gjeld økte til 2 852 (2 347) millioner dollar og består av DETNOR02-obligasjonen på 220 millioner dollar, DETNOR03-obligasjonen på 295 millioner dollar og den reservebaserte lånefasiliteten ("RBL") på 2 336 millioner dollar.



## Kontantstrømoppstilling

(Millioner US dollar)	Q2 2016	Q2 2015
Kontantstrøm fra operasjonelt	127	43
Kontantstrøm fra investeringer	-325	-225
Kontantstrøm fra finansiering	112	-41
Netto endring i betalingsmidler	-85	-223
Betalingsmidler kvartalslutt	68	188

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 127 (43) millioner dollar.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -325 (-225) millioner dollar. Investeringer i varige driftsmidler utgjorde 279 (213) 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 44 (11) millioner dollar i kvartalet.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde totalt 112 (-41) millioner dollar og gjenspeiler netto-opptrekket på selskapets RBL-fasilitet dette kvartalet.

## Finansiering

I april fikk selskapet bankkonsortiets aksept 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. På obligasjonseiermøte i mai godkjente obligasjonseierne i DETNOR02 tilsvarende endringer

i lånevilkårene. De nye lånevilkårene er nærmere beskrevet i note 15.

Ved utgangen av andre kvartal 2016 hadde selskapet en kontantbeholdning og ubenyttede kredittfasiliteter på 1,02 milliarder dollar. For perioden juli til årsslutt har selskapet et tilgjengelig opptreksbeløp i RBL-fasiliteten på 2,9 milliarder dollar.

Etter den planlagte fusjonen med BP Norge AS vil selskapet vurdere kapitalstrukturen, inklusive optimal struktur på lånebetingelser og en økning i lånekapasiteten.

## Sikring

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

I andre kvartal har selskapet dratt nytte av råvaresikringsavtaler inngått i første halvår 2015. Selskapet kjøpte da salgsoptjoner 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. I andre kvartal ble det inngått rentebytteavtaler (flytende til fast) for 400 millioner dollar av selskapets gjeld. Referanserenten LIBOR for dette beløpet er fastsatt til under 1 prosent for perioden frem til utgangen av 2020.

# HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

HMS har alltid høyeste prioritet i hele Det norskes virksomhet. Selskapet sikrer at alle operasjoner og prosjekter foregår i henhold til høyeste HMS-standard. Det norske hadde to registrerte personskader i andre kvartal – en brukket finger og en ankelskade. Det har ikke vært noen alvorlige hendelser eller hendelser med høyt potensial i kvartalet. I mai ble det gjennomført en "Time-Out For Safety" på alle kontorer og alle anlegg for å sikre fortsatt høyt fokus på HMS.

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

standard; forebygging av personskader og uønskede hendelser vies særlig oppmerksomhet i alle aktiviteter.

Myndighetene gjennomførte fire tilsyn med Det norskes virksomhet i andre kvartal; tre fra Petroleumstilsynet hvor det ikke ble funnet noen avvik og ett fra Sjøfartsdirektoratet. Selskapet fikk to avvik i tilsynet fra Sjøfartsdirektoratet, begge avvikene var lukket ved utgangen av kvartalet.

# OPERASJONELL GJENNOMGANG

Det norske produserte 5,7 (5,3) millioner fat oljeekvivalenter ("mmboe") i andre kvartal 2016. Dette tilsvarer 62,4 (58,4) mboepd. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 49 (65) dollar fatet, mens gassen ble inntektsført til gjennomsnittlig 0,17 (0,27) per standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>).

## Alvheim-feltene

### PL203/088BS/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 Alvheim FPSO.

Produksjonen på Alvheim-området økte betydelig i mai da den nederste grenen på Vilje 2 brønnen ble åpnet for produksjon og den tre-grenede BoaKamNorth-brønnen kom i produksjon i mai.

Selv om produksjonseffektiviteten på Alvheim FPSO var svært høy også i andre kvartal, med 97,0 prosent, var dette lavere enn forrige kvartal (99,3), noe som hovedsakelig skyldes et strømbrydd og opprensning av BoaKamNorth-brønnen i mai.

Operatøren på SAGE-terminalen har planlagt en 12 dagers nedstenging i august 2016, og Alvheim FPSO må derfor også stenge ned produksjonen i denne perioden.

Viper-Kobra-utbyggingen, som består av to små, atskilte funn i Alvheim-området, går etter planen. Produksjonsstart forventes mot slutten av 2016. De to brønnene er ferdig boret, med god borefremdrift og svært gode reservoarqualitet. For Kobra-brønnen ble det valgt en togrenet løsning etter at det ble funnet oljefyllt sand over hovedreservoaret under boring av pilotbrønnen. Kobra-brønnen ble også brukt til å bore en vellykket letepilot inn i Kobra East-prospektet.

## Andre felt i produksjon

Produksjonen fra Jette og Jotun var stabil dette kvartalet. Produksjonen på Atla kom i gang igjen i juni etter at brønnen ble nedstengt i slutten av mars for at reservoartrykket skulle bygge seg opp igjen. Produksjonen på Varg ble avsluttet i juni, og på Enoch kom produksjonen i gang igjen i slutten av mai.

## Ivar Aasen

### PL001B/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 oppjekkbara riggen Maersk Interceptor går fortsatt veldig bra, og boreoperasjonene ligger foran planen. Så langt er fem oljeproduksjons- og tre vanninjeksjonsbrønner boret.

I april boret riggen to geopilotbrønner i West Cable-området. Foreløpige estimater indikerer brutto tilleggsressurser på 3–13 mmboe i området. Lisenspartnerne vil vurdere om disse ressursene skal utvinnes. Geopilotbrønnene ga ellers en verdifull informasjon om hvor produksjonsbrønnen på West Cable bør plasseres.

Plattformdekket var ferdig i juni, og modulene har ankommet Norge fra Singapore. Etter planen skal plattformdekket installeres i Nordsjøen i juli 2016.

Boligkvarteret er ferdig bygget på Stord. Boligmodulen er løftet over på transportlekteren og klar til å bli slept til Ivar Aasen-feltet i juli 2016.

I april ble strømkabelen mellom Edvard Grieg og Ivar Aasen installert av EMAS. Tilkoblingsspoler og spolebeskyttelser ble installert i juni.

## Johan Sverdrup

### PL265/501/502 (11,5733 prosent, partner)

Prosjektet går etter planen, og produksjonen forventes å starte i fjerde kvartal 2019. Kontraktstildelingene fortsatte i andre kvartal. I juni ble Rosenberg WorleyParsons AS tildelt kontrakten på produksjon av to flammearn og tre broer.

Forboringkampanjen med Deepsea Atlantic kom i gang i mars og har god fremdrift. Konstruksjon og bygging av understell, plattformdekk, undervannsanlegg, rørledninger og landstrøm går etter planen.

Studien av tiltak for å fjerne flaskehalser ("debottlenecking") og øke produksjonskapasiteten i fase 1 ut over dimensjonerende kapasitet i PUD på



315–380 mboepd har konkludert med at kapasiteten på prosessplattformen kan økes til 440 mboepd.

Det siste estimatet for investeringskostnader for fase 1 er 108,5 milliarder kroner (nominell verdi) og 160–190 milliarder kroner (realverdi) for feltet fullt utbygget, basert på samme valutaforutsetninger som i PUD.

Full feltutbygging av de perifere delene av oljefeltet Johan Sverdrup vil gi økt produksjonskapasitet og økt kapasitet på strøm fra land, slik at også de omkringliggende feltene Ivar Aasen, Edvard Grieg og Gina Krog kan forsynes. Produksjonsstart for fase 2 forventes i 2022.

Det norske vurderer fortsatt om avgjørelsen til Kongen i statsråd angående fordelingen av eierandeler bør prøves i retten.

## LETING

Selskapets utgifter relatert til leting var 60 millioner dollar dette kvartalet. Letekostnadene i perioden utgjorde 36 millioner dollar og var knyttet til tørre brønner, seismikk, arealavgifter og G&G-kostnader.

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 mmboe.

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 mmboe (brutto). Deretter ble det boret et sidesteg på Viti-prospektet, men denne brønnen var tørr.

Askja SE-prospektet ble boret i mai, og brønnen traff en oljekolonne på 37 meter i øvre del av Tarbert-formasjonen, der 30 meter var av god til moderat reservoarkvalitet. Foreløpig er funnet estimert til 4–16 mmboe (brutto). Det ble deretter boret et sidesteg lenger ned i strukturen, men denne brønnen var tørr.

### Gina Krog PL029B/029C/048/303 (3,3 prosent, partner)

Gina Krog-feltet bygges ut med 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.

Prosjektet går etter planen, og produksjonsstart forventes medio 2017. Plattformdekket er nå ferdig bygget hos DSME i Korea, og modulene er løftet over på et tungløftfartøy som seilte fra Korea i slutten av juni 2016. Plattformdekket skal installeres av Saipem i august 2016.

Beerenberg-prospektet var det tredje hovedprospektet i denne borekampanjen. Det ble påtruffet gasskolonner i to nivåer i øvre del av Tarbert-formasjonen, henholdsvis 5 og 31 meter totalt, hvorav 4 og 22 meter med god til moderat reservoarkvalitet. Det foreløpige estimatet over funnet er 3–19 mmboe (brutto).

De tre funnene vil inngå i evalueringen av en potensiell ny feltutbygging sammen med tidligere funn i området.

Slemmestad-prospektet ble spuddet i juni, og resultatene forventes å foreligge om ikke lenge. I begynnelsen av juli startet boring av et sidesteg, Haraldsplass.

I mai ble Det norske tildelt de tre lisensene selskapet søkte om i den 23. konsesjonsrunden. Tildelingene inkluderte ett operatørskap (40 % i PL 858) og to partnerskap (20 % i PL857 og 40 % i PL852), alle i Barentshavet.

På grunn av effektive boreoperasjonene med Maersk Interceptor vil Det norske benytte den boreriggen til boring av Langfjellet-prospektet i PL442/026B i gang i tredje kvartal.



# FORRETNINGSUTVIKLING

I juni ble det tidligere annonserte oppkjøpet av Norecos norske portefølje og lisenser fra Centrica sluttført.

I juni ble også Det norske sin andel i PL 038D (Grevling) solgt til Okea mot et ikke offentliggjort kontantvederlag.

## FUSJON MED BP NORGE AS

Den 10. juni 2016 kunngjorde Det norske at selskapet hadde inngått en avtale med BP p.l.c. (BP) om å fusjonere med BP Norge AS (BP Norge), gjennom en aksjekjøps transaksjon.

Det norske vil utstede 135,1 millioner aksjer til BP som kompensasjon for alle aksjene i BP Norge. Transaksjonen inkluderer eiendelene, et fremførbart skatteunderskudd på 267 millioner dollar (nominell verdi etter skatt) og en netto kontantbeholdning på 178 millioner dollar ("transaksjonen"). Samtidig vil Aker kjøpe 33,8 millioner aksjer fra BP for å nå den avtalte eierstrukturen. Effektiv dato for transaksjonen er 1. januar 2016. Avtalen er ventet gjennomført i slutten av tredje kvartal 2016, med forbehold om godkjenning fra aksjonærene på en ekstraordinær generalforsamling og myndighetene.

Selskapet skal hete Aker BP ASA (Aker BP) og ha hovedkontor på Fornebuporten. Aker BP vil være eid av Aker ASA (40%), BP (30%) og øvrige aksjonærer i Det norske (30%). Øyvind Eriksen vil fortsette som styreleder i selskapet og Karl Johnny Hersvik vil fortsette som administrerende direktør.

Aker BP vil ha en portefølje bestående av 97 lisenser på norsk kontinentalsokkel, der 46 er operatørskap. Det sammenslåtte selskapet vil anslagsvis ha 723 millioner fat P50-reserver, med en samlet 2015-produksjon på rundt 122 000 fat per dag. Det norske og BP hadde ved slutten av 2015 til sammen rundt 1 400 ansatte.

Aker BP vil ha en balansert portefølje av egenopererte felt og en høykvalitetsportefølje av ikke-sanksjonerte funn. Selskapet vil ha et potensial til å nå en produksjon på over 250 000 fat per dag i 2023. Det sammenslåtte selskapet har som ambisjon å etablere en effektiv forretningsmodell etter Lean-prinsippene og vil få tilgang til unik teknologisk kompetanse gjennom det industrielle samarbeidet med BP.

Transaksjonen vil styrke Det norske balanse og være innvannende for kreditorene gjennom en reduksjon på 35 prosent i netto rentebærende gjeld per fat oljeekvivalenter av reserver. Aker BP har som målsetning å introdusere kvartalsvis utbytte. Første utbetaling av utbytte planlegges i fjerde kvartal 2016, med forbehold om godkjenning fra kreditorene.

Det norske har igangsatt planleggingen av integrasjonsprosjektet for å sikre at organisasjon, kommersielle avtaler, styrende dokumenter og godkjenninger fra myndighetene er på plass til dag en i fjerde kvartal 2016, etter å ha mottatt nødvendige godkjenninger.

Den nye hovedledelsen for Aker BP ASA ble utnevnt i juli og tiltrer stillingene i fjerde kvartal 2016. Hovedledelsen består av:

- Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør
- Alexander Krane, finansdirektør
- Eldar Larsen, direktør drift
- Olav Henriksen, direktør prosjekt
- Gro Gunleiksrud Haatvedt, direktør leting
- Ole-Johan Molvig, direktør reservoar
- Tommy Sigmundstad, direktør boring og brønn
- Jorunn Kvaale, direktør HMS
- Per Harald Kongelf, direktør forbedring



# RAPPORT FOR FØRSTE HALVÅR 2016

(Millioner US dollar)	Per 30. juni 2016	Per 30. juni 2015
Olje- og gassproduksjon (mboepd)	61,5	61,6
Oljepris (USD/bbl)	44	62
Driftsinntekter (USDm)	461	651
EBITDA (USDm)	304	484
Nettoresultat (USDm)	39	10
Netto rentebærende gjeld (USDm)	2 783	2 159

Selskapet rapporterte i første halvår driftsinntekter på 461 (651) millioner dollar. Produksjonen i perioden var 61,5 (61,6) tusen fat oljeekvivalenter per dag ("mboepd"). Realisert oljepris var i snitt 44 (62) dollar per fat.

EBITDA denne perioden utgjorde 304 (484) millioner dollar, og EBIT var 51 (192) millioner dollar. Resultatet for første halvår var 39 (10) millioner dollar, noe som gir et EPS på 0,19 (0,05) dollar.

Per 30. juni 2016 hadde selskapet en netto rentebærende gjeld på 2 783 millioner og en kontantbeholdning og ubenyttet kreditt på ca. 1,02 milliarder dollar.

Selskapet har ikke hatt noen alvorlige hendelser eller hendelser med høyt potensial i første halvår 2016. Det er fortsatt høyt aktivitetsnivå i selskapet, og det jobbes målrettet med å opprettholde en høy HMS-standard; forebygging av personskader og uønskede hendelser vies særlig oppmerksomhet i alle aktiviteter.

Driften på Alvheim-feltene har vært stabil, med høy oppetid i første halvår 2016. Oljeproduksjonen på den tregrenede BoaKamNorth-brønnen kom i gang i mai. Boringen av brønnene på Viper og Kobra ble avsluttet i juni, og utbyggingen fortsetter i henhold til plan, med forventet produksjonsstart i slutten av 2016.

Det var god fremdrift i utbyggingen av Ivar Aasen i første halvår 2016. Boreprogrammet ligger godt foran plan, med tilstrekkelig brønncapacitet til å sikre produksjonsprofilen. Byggingen av plattformdekk og boligkvarter ble ferdigstilt i første halvår. Modulene skal løftes på plass på stålunderstellet i løpet av juli. Prosjektet er innenfor budsjettet og går etter planen, med forventet produksjonsstart i fjerde kvartal 2016.

Johan Sverdrup-prosjektet forløper etter planen, med

forventet produksjonsstart i fjerde kvartal 2019. I første halvår 2016 kom forboringskampanjen og byggingen av understell, plattformdekk, undervannsanlegg og landstrøm i gang.

Beregnete investeringer for Johan Sverdrup fase 1 er nedjustert med 12 prosent i forhold til PUD (123 milliarder kroner, nominell verdi) til 108,5 milliarder kroner, basert på samme valutaforutsetninger som i PUD. Studien av tiltak for å fjerne flaskehals ("debottlenecking") for å øke produksjonskapasiteten i fase 1 ut over dimensjonerende kapasitet i PUD på 315–380 mboepd konkluderte med at kapasiteten på prosessplattformen kan økes til 440 mboepd.

Det norske deltok i seks letebrønner i første halvår 2016. Letebrønnen på Uptonia i PL554 ble ferdigboret i første kvartal og klassifisert som tørr. Selskapet deltok også i tre letebrønner i Askja/Krafla-området, som ble klassifisert som mindre funn, og to sidesteg som var tørre. Disse funnene vil inngå i evalueringen av en ny feltutbygging i Askja/Krafla-området. I mai ble Det norske tildelt tre lisenser i den 23. lisensrunden.

I april fikk selskapet bankkonsortiets aksept 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. På sitt møte i mai godkjente obligasjonseierne i DETNOR02 tilsvarende endringer i lånevilkårene.

I første halvår 2016 overtok Det norske Norecos norske lisensportefølje og Centrica Resources Norge AS lisenser i funnene Frigg Gamma Delta og Rind. I juni meldte Det norske at selskapet har inngått en avtale med BP p.l.c. om å fusjonere med BP Norge AS, og danner Aker BP ASA.

# RISIKO OG USIKKERHET

Investeringer i Det norske involverer risikoer og usikkerhet som beskrevet i selskapets årsrapport for 2015.

Som et olje- og gasselskap som opererer på norsk sokkel, vil det være usikkerhet knyttet til leteresultater, reserve- og ressursanslag og anslagene knyttet til kapital- og driftsutgifter. Det kan også være usikkerhet knyttet til feltenes produksjon over tid.

Selskapet er eksponert for ulike former for finansiell risiko, herunder, men ikke begrenset til, svingninger i oljepris, valutakurser, renter og kapitalbehov. Disse er omtalt i selskapets årsberetning og note 30 i årsrapporten for 2015. Selskapet er også eksponert for usikkerheten i de internasjonale kapitalmarkedene, og vanskelig tilgang på kapital kan påvirke i hvilket tempo selskapet kan gjennomføre utbyggingsprosjekter.

Det er flere risikoer ved gjennomføringen av fusjonen med BP Norge. Risikoene knytter seg til sammenslåingen av BP Norges virksomhet med Det norske, om Det norske kan overdra BP Norges løpende kontrakter, eventuelt overta dem på samme vilkår, samt risikoen for å miste sentrale medarbeidere. Videre er det viktig at selskapet klarer å hente ut synergier fra konsoliderte skatteposisjoner, men det er også risiko for betingede eller andre forpliktelser i BP Norge. Av annen forretningsrisiko etter fusjonen med BP Norge kan nevnes risikoen for uventet produksjonsstans og risiko i forbindelse med reservasjon av gasstransportkapasitet. Det er også en risiko for at transaksjonen ikke blir godkjent av relevante myndigheter og aksjonærene på den ekstraordinære generalforsamlingen.

## UTSIKTER

Fusjonen med BP Norge AS vil danne et ledende uavhengig offshore E&P-selskap. Aker BP vil ha en balansert portefølje av egenopererte felt og en høykvalitetsportefølje av ikke-sanksjonerte funn. Selskapet vil ha et stort vekstpotensial i årene som kommer.

Det sammenslåtte selskapet har som ambisjon å etablere en effektiv forretningsmodell etter Lean-prinsippene og vil få tilgang til unik teknologisk kompetanse gjennom det industrielle samarbeidet med BP. Forberedelsene av integrasjonsarbeidet er godt i gang, og transaksjonen er ventet gjennomført i slutten av tredje kvartal.

Det er planlagt tolv dagers nedstenging av Alvheim i august, noe som vil påvirke produksjonen i tredje kvartal. Brønnene på Viper og Kobra har forventet produksjonsstart før årsslutt.

Ivar Aasen-prosjektet går fremover og er i rute til produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Plattformdekket med boligkvarter vil bli installert offshore i juli og deretter koplet sammen og ferdigstilt. Johan Sverdrup-prosjektet er i rute, og selskapet ser potensial for ytterligere kostnadsreduksjon.

I juli skal riggen Maersk Interceptor bore en letebrønn på Rovarkula-prospektet nær Ivar Aasen, før den skal i gang på Langfjellet-prospektet nord for Alvheim-området.

Det norske (ekskl. BP Norge) forventer feltinvesteringer (CAPEX) for 2016 på 900 til 920 millioner dollar, som er lavere enn tidligere anslag grunnet besparelser. Leteutgiftene er beregnet til 200 – 220 millioner dollar, som er høyere enn tidligere anslag på grunn av en økning i antall brønner. Produksjonsprognosen for 2016 er uendret mellom 55 og 60 mboepd, og produksjonskostnadene forventes å komme ut med et snitt på 8 til 9 dollar per fat oljeekvivalenter.

Selskapets balanse og finansieringsutsikter vil bli vesentlig styrket etter fusjonen med BP Norge AS. I tiden fremover vil selskapet vurdere kapitalstrukturen, inklusive optimalisering av struktur på lånebetingelser og en økning i lånekapasiteten. Selskapet planlegger første utbetaling av utbytte i fjerde kvartal 2016, med forbehold om godkjenning fra kreditorene.





# REGNSKAP MED NOTER

## RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q2		01.01.-30.06.	
		2016	2015	2016	2015
Petroleumsinntekter	2	271 272	336 084	472 040	659 832
Andre driftsinntekter	2	-15 608	-14 234	-11 527	-9 059
<b>Driftsinntekter</b>		<b>255 665</b>	<b>321 849</b>	<b>460 513</b>	<b>650 774</b>
Utforskningskostnader	3	36 214	24 949	72 329	39 471
Produksjonskostnader		39 116	50 686	73 490	90 035
Avskrivninger	5	120 264	117 354	234 582	239 578
Nedskrivninger	4, 5	-19 644	-	18 319	52 773
Andre driftskostnader		5 410	22 550	10 741	36 947
<b>Driftskostnader</b>		<b>181 360</b>	<b>215 539</b>	<b>409 461</b>	<b>458 805</b>
<b>Driftsresultat</b>		<b>74 305</b>	<b>106 310</b>	<b>51 052</b>	<b>191 969</b>
Renteinntekter		1 523	913	2 340	1 175
Annen finansinntekt		10 437	8 135	41 194	55 759
Rentekostnader		21 125	18 653	41 826	38 721
Annen finanskostnad		19 786	33 532	23 040	65 841
<b>Netto finansposter</b>	6	<b>-28 951</b>	<b>-43 136</b>	<b>-21 331</b>	<b>-47 628</b>
<b>Resultat før skattekostnad</b>		<b>45 353</b>	<b>63 174</b>	<b>29 720</b>	<b>144 340</b>
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	7	39 046	55 897	-8 821	134 624
<b>Periodens resultat</b>		<b>6 308</b>	<b>7 277</b>	<b>38 541</b>	<b>9 716</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)		0,03	0,04	0,19	0,05

## OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q2		01.01.-30.06.	
		2016	2015	2016	2015
Periodens resultat		6 308	7 277	38 541	9 716
<b>Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)</b>					
Valutaomregningsdifferanse		-	-	-59	-
<b>Totalresultat</b>		<b>6 308</b>	<b>7 277</b>	<b>38 482</b>	<b>9 716</b>



## OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern		
		30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
<b>EIENDELER</b>				
<b>Immaterielle eiendeler</b>				
Goodwill	5	739 383	1 133 930	767 571
Aktiverte leteutgifter	5	316 913	309 096	289 980
Andre immaterielle eiendeler	5	609 943	612 421	648 030
<b>Varige driftsmidler</b>				
Varige driftsmidler	5	3 305 081	2 803 703	2 979 434
<b>Finansielle eiendeler</b>				
Langsiktige fordringer		1 724	4 725	3 782
Langsiktig skattefordring	7	28 090	-	-
Andre langsiktige eiendeler	8	13 545	4 523	12 628
Langsiktige derivater	12	2 287	-	-
<b>Sum anleggsmidler</b>		<b>5 016 966</b>	<b>4 868 398</b>	<b>4 701 425</b>
<b>Varer</b>				
Varelager		35 816	26 606	31 533
<b>Fordringer</b>				
Kundefordringer		43 572	53 981	85 546
Andre kortsiktige fordringer	9	227 306	160 209	105 190
Andre kortsiktige plasseringer		2 951	3 136	2 907
Skattefordring	7	206 749	-	126 391
Kortsiktige derivater	12	6 774	639	45 217
<b>Betalingsmidler</b>				
Betalingsmidler	10	68 393	187 928	90 599
<b>Sum omløpsmidler</b>		<b>591 561</b>	<b>432 499</b>	<b>487 384</b>
<b>SUM EIENDELER</b>		<b>5 608 527</b>	<b>5 300 897</b>	<b>5 188 809</b>

## OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern		
		30/06/2016	30/06/2015	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		-689 639	-405 769	-728 121
<b>Sum egenkapital</b>		<b>377 508</b>	<b>661 378</b>	<b>339 026</b>
<b>Avsetning for forpliktelser</b>				
Utsatt skatt	7	1 439 940	1 353 978	1 356 114
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	16	445 085	501 339	412 805
Andre avsetninger for forpliktelser		1 204	3 660	1 638
Obligasjonslån	14	515 486	528 800	503 440
Annen rentebærende gjeld	15	2 336 361	1 818 148	2 118 935
Langsiktige derivater	12	38 117	17 536	62 012
<b>Kortsiktig gjeld</b>				
Leverandørgjeld		74 879	39 548	51 078
Offentlige trekk og avgifter		7 343	9 237	9 060
Betalbar skatt	7	-	47 142	-
Kortsiktige derivater	12	230	5 820	13 506
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	16	17 504	7 894	10 520
Annen kortsiktig gjeld	13	354 870	306 416	310 675
<b>Sum gjeld</b>		<b>5 231 019</b>	<b>4 639 519</b>	<b>4 849 783</b>
<b>SUM EGENKAPITAL OG GJELD</b>		<b>5 608 527</b>	<b>5 300 897</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)				
				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregningsdifferanser*			Opptjent egenkapital
<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 - 30.6.2016	-	-	-	-	-59	38 541	38 482	38 482
<b>Egenkapital per 30.6.2016</b>	<b>37 530</b>	<b>1 029 617</b>	573 083	-88	-115 550	-1 147 083	<b>-689 639</b>	<b>377 508</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	Q2		Konsern		År 2015
		2016	2015	01.01.-30.06. 2016	2015	
<b>KONTANTSTRØMMER FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>						
Resultat før skattekostnad		45 353	63 174	29 720	144 340	-113 607
Betalte skatter i perioden		-1 268	-126 364	-1 268	-190 506	-320 618
Periodens mottatte skattefordring		-	-	-	-	87 662
Avskrivninger	5	120 264	117 354	234 582	239 578	480 959
Nedskrivninger	4, 5	-19 644	-	18 319	52 773	430 468
Kalkulatorisk rente i nåverdberegning av fjerningsforpliktelse	6, 16	6 063	6 551	11 875	12 947	26 351
Rentekostnader	6	39 599	29 242	77 234	54 308	127 620
Rentebetalinger		-47 481	-21 280	-76 913	-46 743	-124 276
Verdiendring av derivater til virkelig verdi over resultatet	2,6	34 876	3 038	-1 014	-8 746	-793
Amortisering av rente- og etableringskostnader	6	4 287	5 077	7 396	11 679	17 480
Amortisering av kontraktsverdi innregnet ved oppkjøpet av Marathon			-2 878		-2 878	-2 878
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	3	17 938	10 185	34 389	9 876	11 682
Endring i lager, kundefordringer og leverandørgjeld		-161 403	-86 177	-60 623	-261 163	-13 060
Endring i fjerningsforpliktelse mot resultatet		-	-	-	-	-1 569
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		88 695	45 444	49 414	308 784	81 048
<b>NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER</b>		<b>127 279</b>	<b>43 366</b>	<b>323 110</b>	<b>324 250</b>	<b>686 467</b>
<b>KONTANTSTRØMMER FRA INVESTERINGSAKTIVITETER</b>						
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	16	-1 714	-2 042	-3 020	-3 176	-12 508
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	5	-278 872	-212 561	-488 151	-451 463	-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	-44 039	-10 709	-65 267	-31 914	-113 051
<b>NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER</b>		<b>-324 625</b>	<b>-225 312</b>	<b>-556 438</b>	<b>-486 553</b>	<b>-1 168 310</b>
<b>KONTANTSTRØMMER FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>						
Nedbetaling av kortsiktig gjeld		-	-	-	-	-70 938
Nedbetaling av langsiktig gjeld		-	-330 000	-	-330 000	-330 000
Netto opptak av langsiktig gjeld		112 328	288 687	212 328	388 687	685 620
<b>NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER</b>		<b>112 328</b>	<b>-41 313</b>	<b>212 328</b>	<b>58 687</b>	<b>284 683</b>
<b>Netto endring i betalingsmidler</b>		<b>-85 019</b>	<b>-223 258</b>	<b>-20 999</b>	<b>-103 616</b>	<b>-197 160</b>
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse		154 618	411 691	90 599	296 244	296 244
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-1 206	-504	-1 206	-4 699	-8 485
<b>BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT</b>	10	<b>68 393</b>	<b>187 928</b>	<b>68 393</b>	<b>187 928</b>	<b>90 599</b>
<b>SPESIFIKASJON AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT</b>						
Bankinnskudd		62 411	182 802	62 411	182 802	86 201
Bundne bankinnskudd		5 983	5 126	5 983	5 126	4 398
<b>SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT</b>	10	<b>68 393</b>	<b>187 928</b>	<b>68 393</b>	<b>187 928</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 gjeldene 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.

Datterselskapene Det norske Exploration AS (tidligere Svenska Petroleum Exploration AS) og Det norske oil AS (tidligere Premier Oil Norge AS) har blitt avviklet i løpet av andre kvartal. Virksomheten i Det norske Exploration AS og Det norske oil AS ble overført til Det norske oljeselskap ASA i henholdsvis fjerde kvartal 2015 og første kvartal 2016. Per 30. juni 2016 er det derfor ingen andre datterselskap enn de som er nevnt i note 9 som basert på en vesentlighetsvurdering ikke er konsolidert inn i denne rapporten.

### Note 2 Driftsinntekter

Spesifikasjon av petroleumsinntekter (USD 1 000)	Konsern			
	Q2		01.01.-30.06.	
	2016	2015	2016	2015
Bokførte oljeinntekter	250 022	306 826	430 410	594 703
Bokførte gassinntekter	19 311	28 375	37 414	63 515
Tariffinntekter	1 940	883	4 217	1 614
<b>Sum petroleumsinntekter</b>	<b>271 272</b>	<b>336 084</b>	<b>472 040</b>	<b>659 832</b>
Spesifikasjon av produserte volumer (fat oljeequivalenter)				
Olje	5 025 916	4 658 320	9 845 062	9 752 709
Gass	656 148	652 728	1 352 941	1 403 074
<b>Sum produserte volumer</b>	<b>5 682 064</b>	<b>5 311 049</b>	<b>11 198 003</b>	<b>11 155 783</b>
Andre driftsinntekter (USD 1 000)				
Realisert gevinst/tap (-) på oljederivater	5 988	-4 551	23 062	-4 551
Urealisert gevinst/tap (-) på oljederivater	-25 312	-10 836	-38 443	-6 090
Annen inntekt	3 716	1 152	3 854	1 582
<b>Sum andre driftsinntekter</b>	<b>-15 608</b>	<b>-14 234</b>	<b>-11 527</b>	<b>-9 059</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			
	Q2 2016	2015	01.01.-30.06. 2016	2015
Seismikk	5 171	3 952	6 195	7 166
Arealavgift	2 842	1 627	5 104	3 771
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	9 439	8 884	23 173	8 584
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	8 498	-	11 216	-9
Andre utforskningskostnader	10 263	10 486	26 640	19 960
<b>Sum utforskningskostnader</b>	<b>36 214</b>	<b>24 949</b>	<b>72 329</b>	<b>39 471</b>

Konsernet gjorde enkelte 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. Det er ikke blitt identifisert nedskrivningsindikatorer i andre kvartal 2016. Det er i løpet av andre kvartal foretatt en reversering av tidligere nedskrivning av Gina Krog som i hovedsak skyldes økte forwardpriser sammenlignet med slutten av første kvartal. Reverseringen beløper seg til USD 19,6 millioner.

Som beskrevet i tidligere finansiell rapportering har teknisk goodwill innregnet i forbindelse med kjøpet av Marathon Oil Norge AS begrenset levetid, da den i sin helhet er allokert til den kontantgenererende enheten på Alvheimfeltet. Av den grunn vil man forvente en kvartalsvis nedskrivning dersom alle andre forutsetninger er uendret. I andre kvartal 2016 har det imidlertid vært en økning i forwardkurven for olje- og gasspriser sammenlignet med første kvartal 2016, og selskapets beregninger viser at det ikke er behov for nedskrivning på den kontantgenererende enheten på Alvheimfeltet. I første kvartal 2016 ble teknisk goodwill nedskrevet med USD 28,2 millioner.



## Note 5 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

### VARIGE DRIFTSMIDLER - KONSERN

(USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Sum
<b>Balansført verdi 31.12.2015</b>	<b>1 493 795</b>	<b>1 470 881</b>	<b>14 758</b>	<b>2 979 434</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>
<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>
Tilgang	218 005	73 247	1 135	292 387
Reklassifisering*	-56 830	56 801	-	-30
<b>Anskaffelseskost 30.6.2016</b>	<b>1 878 543</b>	<b>2 647 967</b>	<b>37 590</b>	<b>4 564 100</b>
Akk. av- og nedskrivninger 30.6.2016	1 566	1 234 260	23 193	1 259 019
<b>Balansført verdi 30.6.2016</b>	<b>1 876 976</b>	<b>1 413 707</b>	<b>14 397</b>	<b>3 305 081</b>
Avskrivninger Q2 2016	-	95 508	1 244	96 753
Avskrivninger 01.01.2016 - 30.6.2016	-	190 106	2 445	192 551
Nedskrivninger/reverseing av nedskrivninger Q2 2016	-19 644	-	-	-19 644
Nedskrivninger/reversering av nedskrivninger 01.01.2016 - 30.6.2016	-10 418	548	-	-9 870

\* Reklassifiseringen er relatert til BoaKamNorth brønnen som ble satt i produksjon i andre kvartal 2016.

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			Aktiverede letebrønner	Goodwill
	Lisenser o.l.	Software	Sum		
<b>Balansført verdi 31.12.2015</b>	646 487	1 543	648 030	289 980	767 571
<b>Anskaffelseskost 31.12.2015</b>	789 316	9 149	798 465	289 980	1 561 880
Tilgang	595	-	595	20 633	-
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	-	-	16 451	-
<b>Anskaffelseskost 31.3.2016</b>	789 911	9 149	799 059	294 161	1 561 880
Akk. av- og nedskrivninger 31.3.2016	161 142	7 812	168 954	-	822 498
<b>Balansført verdi 31.3.2016</b>	628 769	1 336	630 105	294 161	739 383
<b>Anskaffelseskost 31.3.2016</b>	789 911	9 149	799 059	294 161	1 561 880
Tilgang	2 583	-	2 583	41 427	-
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	-	-	17 938	-
Reklassifisering	767	-	767	-737	-
<b>Anskaffelseskost 30.6.2016</b>	793 260	9 149	802 409	316 913	1 561 880
Akk. av- og nedskrivninger 30.6.2016	184 446	8 019	192 466	-	822 498
<b>Balansført verdi 30.6.2016</b>	608 814	1 129	609 943	316 913	739 383
Avskrivninger Q2 2016	23 305	207	23 512	-	-
Avskrivninger 01.01.2016 - 30.6.2016	41 617	414	42 031	-	-
Nedskrivninger Q2 2016	-	-	-	-	-
Nedskrivninger 01.01.2016 - 30.6.2016	-	-	-	-	28 189

Se note 4 for informasjon om nedskrivninger.

Avskrivninger i resultatregnskapet (USD 1 000)	Konsern			
	Q2		01.01.-30.06.	
	2016	2015	2016	2015
Avskrivning av varige driftsmidler	96 753	97 597	192 551	200 724
Avskrivning av immaterielle eiendeler	23 512	19 757	42 031	38 855
<b>Sum avskrivninger i resultatregnskapet</b>	<b>120 264</b>	<b>117 354</b>	<b>234 582</b>	<b>239 578</b>

Nedskrivning i resultatregnskapet (USD 1 000)	Konsern			
	Q2		01.01.-30.06.	
	2016	2015	2016	2015
Nedskrivning/reversering av varige driftsmidler	-19 644	-	-9 870	-
Nedskrivning av goodwill	-	-	28 189	52 773
<b>Sum nedskrivning i resultatregnskapet</b>	<b>-19 644</b>	<b>-</b>	<b>18 319</b>	<b>52 773</b>



## Note 6 Finansposter

(USD 1 000)	Konsern			
	Q2		01.01.-30.06.	
	2016	2015	2016	2015
<b>Renteinntekter</b>	<b>1 523</b>	<b>913</b>	<b>2 340</b>	<b>1 175</b>
Realisert gevinst på derivater	1 237	193	1 737	193
Avkastning på finansielle plasseringer	-	14	-	24
Verdiendringer derivater	-	7 928	39 457	27 232
Valutagevinst	9 200	-	-	28 311
<b>Sum annen finansinntekt</b>	<b>10 437</b>	<b>8 135</b>	<b>41 194</b>	<b>55 759</b>
Rentekostnader	39 599	29 242	77 234	54 308
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-22 761	-15 666	-42 804	-27 266
Amortiserte lånekostnader	4 287	5 077	7 396	11 679
<b>Sum rentekostnader</b>	<b>21 125</b>	<b>18 653</b>	<b>41 826</b>	<b>38 721</b>
Valutatap	-	8 527	1 509	-
Realisert tap på derivater	1 239	18 324	5 029	40 498
Verdiendringer derivater	9 564	130	-	12 396
Amortiserte fjerningskostnader	6 063	6 551	11 875	12 947
Annen finanskostnad	2 921	-	4 627	-
<b>Sum annen finanskostnad</b>	<b>19 786</b>	<b>33 532</b>	<b>23 040</b>	<b>65 841</b>
<b>Sum netto finansposter</b>	<b>-28 951</b>	<b>-43 136</b>	<b>-21 331</b>	<b>-47 628</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			
	Q2 2016	2015	01.01.-30.06. 2016 2015	
Årets betalbare skatt/skatt til gode	-22 745	68 083	-28 835	76 163
Endring utsatt skatt i resultatregnskapet	56 840	-10 622	15 262	63 018
Endringer knyttet til tidligere perioder	4 951	-1 564	4 752	-4 557
<b>Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)</b>	<b>39 046</b>	<b>55 897</b>	<b>-8 821</b>	<b>134 624</b>

Beregnet skatt til gode (+)/betalbar skatt (-) (USD 1 000)	Konsern		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Skatt til gode/betalbar skatt 1.1.	126 391	-189 098	-189 098
Årets betalbare skatt (-)/årets skattefordring (+)	28 835	-76 163	-49 776
Skattefordring relatert til oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS/Premier Oil Norge AS	60 379	-	108 047
Skattefordring knyttet til kjøp av lisenser	4 075	-	-
Betalt skatt/skattefusjon	1 268	190 506	232 956
Justering for tidligere perioder	4 729	10 664	11 580
Revaluering av skattefordring	9 163	16 950	12 682
<b>Sum skatt til gode (+)/betalbar skatt (-)</b>	<b>234 840</b>	<b>-47 142</b>	<b>126 391</b>
Langsiktig skattefordring	28 090		
Kortsiktig skattefordring	206 749		

Utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	Konsern		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Utsatt skatt/skattefordel 1.1.	-1 356 114	-1 286 357	-1 286 357
Endring utsatt skatt i resultatregnskapet	-15 262	-63 018	-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, avgang og lisenstransaksjoner	1 401	1 504	
Justering for tidligere perioder	-9 587	-6 107	-6 921
Utsatt skatt knyttet til OCI og egenkapital	-	-	-59
<b>Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)</b>	<b>-1 439 940</b>	<b>-1 353 978</b>	<b>-1 356 114</b>



Avstemming av skattekostnad (USD 1 000)	Konsern			
	Q2		01.01.-30.06.	
	2016	2015	2016	2015
25%/27% selskapsskatt av resultat før skattekostnad	11 338	17 057	7 430	38 972
53%/51% særskatt av resultat før skattekostnad	24 037	32 219	15 752	73 614
Skatteeffekt av friinntekt	-26 527	-23 044	-51 124	-47 445
Permanente forskjeller på nedskrivning	-	-	21 987	41 163
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	-3 955	15 435	4 719	-13 693
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	-23 445	39 260	102 174	-82 196
Skatteeffekt finans- og andre 25%/27% poster	33 235	1 466	-52 635	71 356
Revaluering skatteverdier*	20 018	-28 695	-59 926	51 623
Andre elementer (andre permanente forskjeller og endringer knyttet til tidligere perioder)	4 344	2 199	2 801	1 231
<b>Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)</b>	<b>39 046</b>	<b>55 898</b>	<b>-8 821</b>	<b>134 624</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		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Aksjer i Alvheim AS	10	10	10
Aksjer i Det norske oljeselskap AS	1 021	1 021	1 021
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 814	1 814
<b>Investeringer i datterselskaper</b>	<b>2 845</b>	<b>2 845</b>	<b>2 845</b>
Husleiedeposium	1 589	1 679	1 512
Andre langsiktige eiendeler	9 110	-	8 272
<b>Sum andre langsiktige eiendeler</b>	<b>13 545</b>	<b>4 523</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 avvirket i løpet av andre kvartal 2016.

### Note 9 Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	3 457	7 087	5 673
Forsukksbetalinger, inkludert riggforskudd	29 814	29 136	21 634
Tilgode merverdiavgift	8 760	5 716	6 121
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	28 942	24 797	3 696
Påløpt inntekt fra salg av petroleum	43 297	53 233	1 866
Andre fordringer, hovedsaklig fra lisenser	113 035	40 239	66 200
<b>Sum andre kortsiktige fordringer</b>	<b>227 306</b>	<b>160 209</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		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Bankinnskudd	62 411	182 802	86 201
Bundne midler (skattetrekk)	5 983	5 126	4 398
<b>Sum betalingsmidler</b>	<b>68 393</b>	<b>187 928</b>	<b>90 599</b>
Ubenyttet trekkrettighet rullerende kredittfasilitet (se note 15)	550 000	550 000	550 000
Ubenyttet trekkrettighet reservebasert lånefasilitet (se note 15)	403 000	1 010 000	731 370

## Note 11 Aksjekapital

(USD 1 000)	Konsern		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Aksjekapital	37 530	37 530	37 530
Antall aksjer (i 1 000)	202 619	202 619	202 619
Pålydende per aksje i NOK	1,00	1,00	1,00

## Note 12 Derivater

(USD 1 000)	Konsern		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Urealisert gevinst på valutakontrakter	2 287	-	-
<b>Sum langsiktige derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>2 287</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Urealisert tap på råvarederivater	6 774	-	45 217
Urealisert tap på valutakontrakter	-	639	-
<b>Sum kortsiktige derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>6 774</b>	<b>639</b>	<b>45 217</b>
<b>Sum derivater klassifisert som eiendeler</b>	<b>9 061</b>	<b>639</b>	<b>45 217</b>
Urealisert tap på valutakontrakter	-	173	7 840
Urealisert tap på rentebytteavtaler	38 117	16 911	54 172
Urealisert tap på råvarederivater	-	452	-
<b>Langsiktige derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>38 117</b>	<b>17 536</b>	<b>62 012</b>
Urealisert tap på valutakontrakter	230	56	13 506
Urealisert tap på rentebytteavtaler	-	78	-
Urealisert tap på råvarederivater	-	5 686	-
<b>Kortsiktige derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>230</b>	<b>5 820</b>	<b>13 506</b>
<b>Sum derivater klassifisert som forpliktelser</b>	<b>38 347</b>	<b>23 356</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, inkludert en valuta- og rentebytteavtale (cross currency interest rate swap). Valutaterminer er benyttet for å veksle om USD til utenlandsk valuta, hovedsakelig NOK, EUR, GBP og SGD, for å sikre kostnader i disse valutaene. Per i dag blir alle derivatene regnskapsført til markedsverdi med endringer i virkelig verdi over resultatet.



## Note 13 Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	30/06/2016	Konsern	
		30/06/2015	31/12/2015
Kortsiktig gjeld relatert til «overcall» i lisenser	46 506	26 700	33 444
Andel av annen kortsiktig gjeld fra lisenser	264 533	143 295	184 010
Meruttak av petroleum	4 192	12 223	17 088
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS*	3 160	21 888	12 009
Annen kortsiktig gjeld**	36 478	102 310	64 125
<b>Sum annen kortsiktig gjeld</b>	<b>354 870</b>	<b>306 416</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)	30/06/2016	Konsern	
		30/06/2015	31/12/2015
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann <sup>1)</sup>	220 255	234 269	208 744
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann <sup>2)</sup>	295 231	294 532	294 696
<b>Sum obligasjonslån</b>	<b>515 486</b>	<b>528 800</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. I mai 2016 fikk selskapet aksept av obligasjonseierne i DETNOR02 om den samme tilleggs pakken for lånevilkår (covenant) som for selskapets reservebaserte lånefasilitet ("RBL") og rullerende kredittfasilitet ("RCF"), som beskrevet i note 15. Som kompensasjon vil obligasjonseierne få tilbakebetalt 104 prosent av lånets hovedstol ved forfall i 2020.

<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		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Reservebasert lånefasilitet	2 336 361	1 818 148	2 118 935
<b>Sum annen rentebærende gjeld</b>	<b>2 336 361</b>	<b>1 818 148</b>	<b>2 118 935</b>

RBL fasiliteten ble etablert i 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 ble som følge av denne prosessen ikke gjennomført noen redetermineringsprosess i andre kvartal 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 30. juni 2016.

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.

## Note 16 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

(USD 1 000)	Konsern		
	30/06/2016	30/06/2015	31/12/2015
Avsetning per 1. januar	423 325	489 051	489 051
Påløpte fjerningskostnader	-3 020	-3 176	-12 508
Kalkulatorisk rente - nåverdberegning	11 875	12 947	26 351
Endring i estimat og påløpt forpliktelse på nye felt*	30 409	10 410	-79 569
<b>Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser</b>	<b>462 589</b>	<b>509 233</b>	<b>423 325</b>
<b>Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelser:</b>			
Kortsiktige	17 504	7 894	10 520
Langsiktige	445 085	501 339	412 805
<b>Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser</b>	<b>462 589</b>	<b>509 233</b>	<b>423 325</b>

\* Estimaterendring er hovedsakelig relatert til ferdigstilling 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.

### Note 18 Hendelser etter balansedagen

Selskapet har ikke identifisert noen hendelser med vesentlig regnskapsmessig effekt som har oppstått mellom balansedagen og dato for denne rapporten.

## Note 19 Investering i felleskontrollerte driftsordninger

Selskapet har følgende investeringer i lisenser på norsk sokkel:

Opererte felt:	30/06/2016	31/12/2015	Ikke-opererte felt:	30/06/2016	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 %

Utvinningstillatelser der Det norske er operatør:

Lisens:	30/06/2016	31/12/2015	Lisens:	30/06/2016	31/12/2015
PL 001B	35,000 %	35,000 %	PL 006C***	15,000 %	0,000 %
PL 026B***	92,130 %	62,130 %	PL 018DS***	13,338 %	0,000 %
PL 027D	100,000 %	100,000 %	PL 019C	30,000 %	30,000 %
PL 028B	35,000 %	35,000 %	PL 026***	30,000 %	0,000 %
PL 036C	65,000 %	65,000 %	PL 029B	20,000 %	20,000 %
PL 036D	46,904 %	46,904 %	PL 035	50,000 %	50,000 %
PL 088BS	65,000 %	65,000 %	PL 035C	50,000 %	50,000 %
PL 103B	70,000 %	70,000 %	PL 038	5,000 %	5,000 %
PL 150	65,000 %	65,000 %	PL 038D	30,000 %	30,000 %
PL 150B	65,000 %	65,000 %	PL 048D	10,000 %	10,000 %
PL 169C	50,000 %	50,000 %	PL 102C	10,000 %	10,000 %
PL 203	65,000 %	65,000 %	PL 102D	10,000 %	10,000 %
PL 203B	65,000 %	65,000 %	PL 102F	10,000 %	10,000 %
PL 242	35,000 %	35,000 %	PL 102G	10,000 %	10,000 %
PL 340	65,000 %	65,000 %	PL 265	20,000 %	20,000 %
PL 340BS	65,000 %	65,000 %	PL 272	50,000 %	50,000 %
PL 364	100,000 %	100,000 %	PL 457	40,000 %	40,000 %
PL 406	50,000 %	50,000 %	PL 457BS	40,000 %	40,000 %
PL 407	50,000 %	50,000 %	PL 492***	60,000 %	40,000 %
PL 442***	90,000 %	60,000 %	PL 502	22,222 %	22,222 %
PL 460	100,000 %	100,000 %	PL 507***	25,000 %	0,000 %
PL 494*	0,000 %	30,000 %	PL 533	35,000 %	35,000 %
PL 494B*	0,000 %	30,000 %	PL 550	10,000 %	10,000 %
PL 494C*	0,000 %	30,000 %	PL 554	30,000 %	30,000 %
PL 504	47,593 %	47,593 %	PL 554B	30,000 %	30,000 %
PL 539	40,000 %	40,000 %	PL 554C	30,000 %	30,000 %
PL 626	50,000 %	50,000 %	PL 574*	0,000 %	10,000 %
PL 659	20,000 %	20,000 %	PL 583*	0,000 %	45,000 %
PL 663*	0,000 %	30,000 %	PL 613	20,000 %	20,000 %
PL 677	60,000 %	60,000 %	PL 616***	20,000 %	0,000 %
PL 690***	50,000 %	30,000 %	PL 617	35,000 %	35,000 %
PL 701***	40,000 %	0,000 %	PL 627	20,000 %	20,000 %
PL 709	40,000 %	40,000 %	PL 627B	20,000 %	20,000 %
PL 715	40,000 %	40,000 %	PL 653	30,000 %	30,000 %
PL 724	40,000 %	40,000 %	PL 672	25,000 %	25,000 %
PL 724B	40,000 %	40,000 %	PL 689	20,000 %	20,000 %
PL 736S	65,000 %	65,000 %	PL 689B	20,000 %	20,000 %
PL 748***	50,000 %	30,000 %	PL 694	20,000 %	20,000 %
PL 762***	20,000 %	0,000 %	PL 722***	20,000 %	10,000 %
PL 777	40,000 %	40,000 %	PL 730*	0,000 %	30,000 %
PL 777B	40,000 %	40,000 %	PL 730B*	0,000 %	30,000 %
PL 790	30,000 %	30,000 %	PL 778	20,000 %	20,000 %
PL 814	40,000 %	40,000 %	PL 782S	20,000 %	20,000 %
PL 818	40,000 %	40,000 %	PL 782SB	20,000 %	20,000 %
PL 821	60,000 %	60,000 %	PL 797	25,000 %	25,000 %
PL 822S	60,000 %	60,000 %	PL 804	30,000 %	30,000 %
PL 843	40,000 %	40,000 %	PL 813	3,300 %	3,300 %
PL 858**	40,000 %	0,000 %	PL 842	30,000 %	30,000 %
<b>Antall</b>	<b>44</b>	<b>45</b>	PL 844	20,000 %	20,000 %
			PL 852**	40,000 %	0,000 %
			PL 857**	20,000 %	0,000 %
			<b>Antall</b>	<b>47</b>	<b>44</b>

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

\*\* Tildeling i 23 lisensrunde kunngjort i mai 2016.

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

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



## Note 20 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

(USD 1 000)	2016		2015				2014	
	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3
Driftsinntekter	255 665	204 848	254 634	316 393	321 849	328 924	345 670	18 334
Utforskningskostnader	36 214	36 115	18 867	18 066	24 949	14 523	51 491	71 778
Produksjonskostnader	39 116	34 374	24 077	26 888	50 686	39 349	44 400	7 906
Avskrivninger	120 264	114 318	111 590	129 790	117 354	122 224	104 183	28 080
Nedskrivninger	-19 644	37 964	191 939	185 756	-	52 773	319 018	-
Andre driftskostnader	5 410	5 330	3 228	11 433	22 550	14 397	10 679	993
Driftskostnader	181 360	228 101	349 701	371 932	215 539	243 266	529 772	108 757
Driftsresultat	74 305	-23 253	-95 067	-55 539	106 310	85 658	-184 102	-90 423
Netto finansposter	-28 951	7 620	-56 138	-51 205	-43 136	-4 492	-12 788	-30 143
Resultat før skattekostnad	45 353	-15 633	-151 205	-106 744	63 174	81 166	-196 889	-120 567
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	39 046	-47 866	4 980	59 441	55 897	78 727	89 997	-103 615
Periodens resultat	6 308	32 233	-156 184	-166 185	7 277	2 439	-286 887	-16 952

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

## ERKLÆRING FRA STYRET OG ADMINISTRERENDE DIREKTØR

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets delårsregnskap for perioden 1. januar til 30. juni 2016 etter vår beste overbevisning er utarbeidet i samsvar med IFRS som er fastsatt av EU, og i henhold til krav om tilleggsopplysninger som følger av regnskapsloven. Opplysningene i regnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet.

Denne halvårsrapporten sammen med årsrapporten gir etter vår beste overbevisning en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet og stillingen til selskapet, sammen med en beskrivelse av de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer selskapet står ovenfor.

Styret og administrerende direktør i Det norske oljeselskap ASA

Oslo, 13. juli 2016

Øyvind Eriksen, styreleder

Kjell Inge Røkke, styremedlem

Anne Marie Cannon, nestleder

Trond Brandsrud, styremedlem

Gro Kielland, styremedlem

Kjell Pedersen, styremedlem

Bjørn Thore Synsvoll Ribesen, styremedlem

Terje Solheim, styremedlem

Lone Margrethe Olstad, styremedlem

Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør

Katherine Jessie Martin (also known as Kitty Hall), styremedlem



## Alternative prestasjonsindikatorer

Det norske viser alternative prestasjonsindikatorer i sin finansielle rapportering, som et supplement til den finansielle rapporteringen i henhold til IFRS. Det norske mener at alternative prestasjonsindikatorer gir nyttig tilleggsinformasjon for ledelsen, investorer, analytikere og andre interessenter og gir en forbedret innsikt i den finansielle utviklingen i Det norske virksomhet, samt bedre sammenlignbarhet mellom regnskapsperioder.

EBITDAX er forkortelse for resultat før renter og andre finansposter, skatt, avskrivninger og amortiseringer, nedskrivninger og letekostnader.

EBITDA er forkortelse for resultat før renter og andre finansposter, skatt, avskrivninger og amortiseringer og nedskrivninger.

EBIT er forkortelse for resultat før renter og andre finansposter og skatt

Resultat per aksje (EPS) er nettoresultat dividert på antall utestående aksjer

Egenkapitalandel er total egenkapital dividert med totale eiendeler

Brutto rentebærende gjeld er bokført verdi av kortsiktig og langsiktig rentebærende gjeld

Netto rentebærende gjeld er bokført verdi av kortsiktig og langsiktig rentebærende gjeld redusert med kontanter og kontantekvivalenter

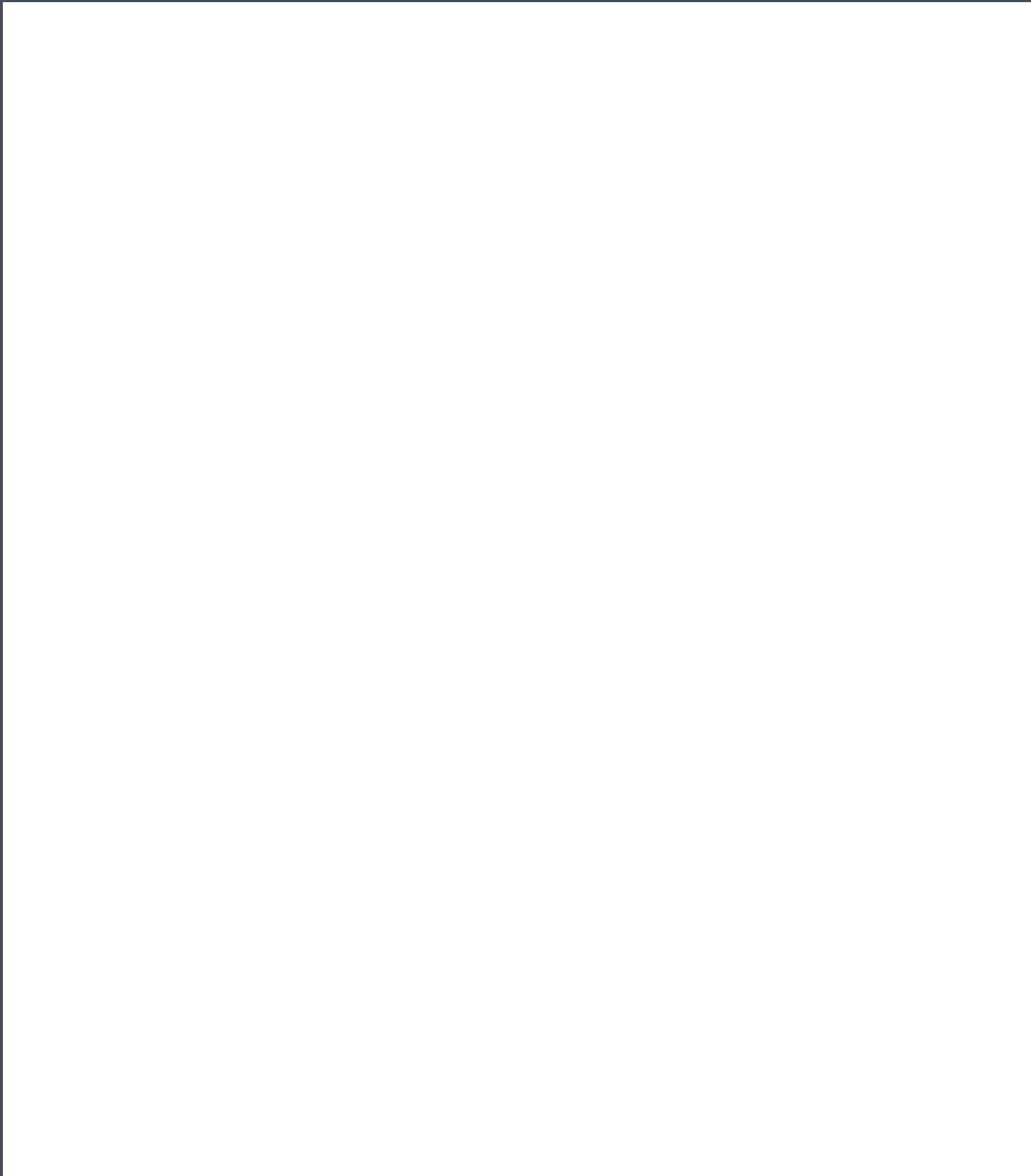
Produksjonskost per fat er produksjonskost dividert med antall fat oljeekvivalenter produsert i tilsvarende periode

Avskrivninger per fat er avskrivninger dividert med antall fat oljeekvivalenter produsert i tilsvarende periode





# NOTATER







**detnor.no**