

Q4 2015

KVARTALSRAPPORT FOR
DET NORSKE OLJESELSKAP

TRONDHEIM, 17. FEBRUAR 2016



VIKTIGE HENDELSER I Q4 2015

- **14. oktober:** Det norske offentliggjorde oppkjøp av Svenska Petroleums norske datterselskap
- **16. november:** Det norske offentliggjorde oppkjøp av Premier Oils norske datterselskap
- **30. november:** Det norske offentliggjorde en riggkontrakt med Transocean for boring i Alvheim-området
- **15. desember:** Det norske meldte at produksjonskapasiteten på Alvheim FPSO var gjenopprettet
- **23. desember:** Det norske meldte at redetermineringsprosessen for RBL-fasiliteten var gjennomført. Tilgjengelig opptrekksbeløp er fortsatt 2,9 milliarder dollar

VIKTIGE HENDELSER ETTER KVARTALET

- **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 TFO 2015

OPPSUMMERING AV FINANSIELLE RESULTATER

	Enhet	Q4 2015	Q4 2014	2015	2014
Driftsinntekter	USDm	255	346	1 222	464
EBITDA	USDm	208	239	953	208
Nettoreultat	USDm	-156	-287	-313	-279
Resultat per aksje (EPS)	USD	-0,77	-1,42	-1,54	-1,68
Produksjonskostnad per fat	USD/boe	5	9	6	12
Avskrivning per fat	USD/boe	22	21	22	28
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	USDm	122	295	686	263
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	USDm	-439	-1 794	-1 168	-2 266
Sum eiendeler	USDm	5 189	5 384	5 189	5 384
Netto rentebærende gjeld	USDm	2 532	1 994	2 532	1 994
Betalingsmidler	USDm	91	296	91	296

OPPSUMMERING AV PRODUKSJON

	Enhet	Q4 2015	Q4 2014	2015	2014
Produksjon					
Alvheim (65%)	boepd	30 865	36 589	34 133	9 223
Atla (10%)	boepd	282	476	387	532
Bøyla (65%)	boepd	8 838	-	9 006	-
Enoch (2%)	boepd	5	-	1	-
Jette (70%)	boepd	490	637	602	1 230
Jotun (7%)	boepd	119	123	118	143
Varg (5%)	boepd	330	374	341	475
Vilje (46.9%)	boepd	5 741	6 376	6 376	1 607
Volund (65%)	boepd	7 326	9 600	9 040	2 420
SUM	boepd	53 996	54 175	60 004	15 630
Oljepris	USD/bbl	45	74	54	78
Gasspris	USD/scm	0,22	0,34	0,27	0,33



OPPSUMMERING AV KVARTALET

Det norske oljeselskap ASA (“selskapet” eller “Det norske”) hadde driftsinntekter på 255 (346) millioner dollar i fjerde kvartal 2015. Produksjonen i perioden var 54,0 (54,2) tusen fat oljeekvivalenter per dag (“mboepd”). Realisert oljepris var i snitt 45 (74) dollar per fat.

EBITDA i kvartalet utgjorde 208 (239) millioner dollar, og EBIT var -95 (-184) millioner dollar, etter en nedskrivning på 192 (319) millioner dollar. Kvartalsresultatet var -156 (-287) millioner dollar, noe som gir et resultat per aksje (EPS) på -0,77 (-1,42) dollar. Netto rentebærende gjeld beløp seg til 2 532 (1 994) millioner dollar per 31. desember 2015.

Produksjonen på Alvheim-området ble i fjerde kvartal påvirket av at en høyspenningsmotor i en av gasskompressorene måtte skiftes ut. Boringen av den tregrenede BoaKamNord-brønnen begynte i oktober. Det ble inngått en ny riggkontrakt med riggen Transocean Arctic, for boring av fire brønner i Alvheim-området. Dagraten for kontrakten er 179 000 dollar.

Med fire oljeproduserende brønner og en vanninjeksjonsbrønn ferdigstilt ligger boreprogrammet for Ivar Aasen foran planen. Byggingen av plattformdekket

i Singapore er 94 prosent fullført. Prosjektet går fremover i henhold til plan og er i rute til produksjonsstart i fjerde kvartal 2016.

Fremdriften på Johan Sverdrup går etter planen. Operatørens estimat for investeringskostnader (CAPEX) for fase 1 har blitt nedjustert med 12 prosent i forhold til PUD. Tiltak for å fjerne flaskehals og øke produksjonskapasiteten (debottlenecking) i fase 1 har blitt vedtatt i lisensen. Operatøren estimerer at balanseprisen for fase 1 er under 30 dollar per fat

Boringen av letebrønnen Uptonia i PL554 kom i gang i desember. Formålet med brønnen er å undersøke oppsidepotensialet nær Garantiana-funnet.

Selskapet offentliggjorde oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS (“Svenska”) i oktober og av Premier Oil Norge AS (“Premier Norge”) i november. Oppkjøpene bidrar til å styrke selskapets prosjektportefølje uten at det påtar seg ytterligere investeringsforpliktelser.

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 og er for 2014 ikke direkte sammelignbare da de representerer Det norske før oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

FINANSIELL GJENNOMGANG

Resultatregnskap

(Millioner US dollar)	Q4 2015	Q4 2014
Driftsinntekter	255	346
EBITDA	208	239
EBIT	-95	-184
Resultat før skatt	-151	-197
Nettoresultat	-156	-287
Resultat per aksje/EPS (USD)	-0,77	-1,42

Samlede driftsinntekter i fjerde kvartal var på 255 (346) millioner dollar. Petroleumsinntektene i perioden utgjorde 218 (345) millioner dollar. Andre driftsinntekter var på 36 (1) millioner dollar, som hovedsakelig skrev seg fra gevinst på råvaresikring, som i foregående kvartaler i 2015 har blitt bokført under finansposter. Årsaken til denne endringen er at disse derivatene er tett knyttet til driftsinntektene, og derfor vil endringen gi et bedre bilde av hva transaksjonene består i.

Letekostnadene dette kvartalet utgjorde 19 (51) millioner dollar og gjenspeiler seismikk-kostnader, arealavgifter og G&G-virksomhet. Produksjonskostnadene utgjorde 24 (44) millioner dollar, eller 4,8 dollar per fat oljeekvivalenter, og øvrige driftskostnader utgjorde 3 (11) millioner dollar. Avskrivninger utgjorde 112 (104) millioner dollar, tilsvarende 22,5 (21) dollar per fat oljeekvivalenter.

Nedskrivninger uten kontanteffekt utgjorde 192 (319) 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 5.

Selskapet fikk et driftsunderskudd på 95 (184) millioner dollar i fjerde kvartal. Periodens nettoresultat var -156 (-287) millioner dollar etter netto finansposter på -56 (-13) millioner dollar og skatt på 5 (90) millioner dollar.

Resultat per aksje ble -0,77 (-1,42) dollar.

Balanse

(Millioner US dollar)	Q4 2015	Q4 2014
Goodwill	768	1 187
Varige driftsmidler	2 979	2 549
Betalingsmidler	91	296
Totale eiendeler	5 189	5 384
Egenkapital	339	652
Rentebærende gjeld	2 622	2 290

Sum immaterielle eiendeler var 1 706 (2 127) millioner dollar, hvorav goodwill utgjorde 768 (1 187) millioner dollar. Andre immaterielle eiendeler utgjorde 938 (940) millioner dollar; mesteparten var merverdier fra allokering av kjøpesummen etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Varige driftsmidler beløp seg til 2 979 (2 549) millioner dollar og er behandlet i note 6. Skattefordring for innværende periode beløp seg ved kvartalsslutt til 126 (0) millioner dollar og er behandlet i detalj i note 8.

Selskapets beholdninger av betalingsmidler utgjorde 91 (296) millioner dollar per 31. desember. Totale eiendeler utgjorde 5 189 (5 384) millioner dollar ved utgangen av kvartalet.

Egenkapitalen ble redusert til 339 (652) millioner dollar ved kvartalsslutt og gjenspeiler det negative nettoresultatet for perioden.

Utsatte skatteforpliktelser beløp seg til 1 356 (1 286) millioner dollar og er behandlet i note 8. Skatteforpliktelsen kan i hovedsak tilbakeføres til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Rentebærende gjeld økte til 2 622 (2 290) millioner dollar og består av DETNOR02-obligasjonen på 209 millioner dollar, DETNOR03-obligasjonen på 295 millioner dollar og den reservebaserte lånefasiliteten ("RBL") på 2 119 millioner dollar.



Kontantstrømoppstilling

(Millioner US dollar)	Q4 2015	Q4 2014
Kontantstrøm fra operasjonelt	122	295
Kontantstrøm fra investeringer	-439	-1 794
Kontantstrøm fra finansiering	204	1 363
Netto endring i betalingsmidler	-113	-137
Betalingsmidler kvartalsslutt	91	296

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 122 (295) millioner dollar. Det ble i kvartalet betalt 85 (109) millioner dollar i skatt, som ble innbetalt i oktober og desember. I tillegg fikk selskapet 88 (191) millioner dollar i skatterefusjon, hovedsakelig i forbindelse med lettevirkosomhet i Svenska.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -439 (-1 794) millioner dollar. Investeringer i varige driftsmidler utgjorde 229 (255) millioner dollar dette kvartalet, som hovedsakelig relaterer seg til feltinvesteringer (CAPEX) på Ivar Aasen, Alvheim og Johan Sverdrup. 203 millioner dollar relaterer seg til

betaling for oppkjøpet av Svenska og Premier Norge.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde totalt 204 (1 363) millioner dollar og gjenspeiler netto opptrekk på selskapets RBL-fasilitet dette kvartalet og tilbakebetaling av Svenskas letefasilitet.

Sikring

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

I fjerde kvartal har selskapet dratt nytte av råvaresikringsavtaler inngått i første halvår 2015. Selskapet hadde kjøpt salgsoptjener til en innløsningskurs på 55 dollar fatet for et volum tilsvarende 30 prosent av estimert produksjon for siste kvartal 2015. Selskapet har også kjøpt salgsoptjener til en innløsningskurs på 55 dollar fatet for om lag 20 prosent av estimert oljeproduksjon i 2016, eller tilsvarende 67 prosent av verdi etter skatt.

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

HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

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

Det er et høyt aktivitetsnivået i selskapet, og det jobbes målrettet med å opprettholde en høy HMS-standard; forebygging av skader og uønskede hendelser er viet særlig oppmerksomhet på alle nivåer i organisasjonen.

Petroleumstilsynet (Ptil) gjennomførte to tilsyn med Det norske virksomhet i fjerde kvartal. Tilsynsrapportene foreligger, og Ptil avdekket ett avvik og syv forbedringsområder. Dette blir registrert og fulgt opp i henhold til Det norske prosedyrer. Det er ingen bekymringer knyttet til selskapets evne til å lukke disse avvikene.

OPERASJONELL GJENNOMGANG

Det norske produserte 5,0 (5,0) millioner fat oljeekvivalenter ("mboepd") i fjerde kvartal 2015. Dette tilsvarer 54,0 (54,2) mboepd. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 45 (74) dollar per fat, mens gassen ble inntektsført til gjennomsnittlig 0,22 (0,34) dollar per standard kubikkmeter (Sm3).

Alvheim-feltene

PL 203/088BS/036C/036D/150 (operatør)

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

Alvheim FPSO har i fjerde kvartal hatt en produksjonseffektivitet på 86,7 prosent, noe som er lavere enn i foregående kvartal. Produksjonseffektiviteten ble redusert som følge av redusert produksjonskapasitet i tre og en halv uke, da en høyspenningsmotor i en av gasskompressorene måtte skiftes ut. Produksjonseffektiviteten for 2015 sett under ett var 94,2 prosent.

I november signerte Det norske på vegne av partnerskapet i lisensene PL203 (Alvheim) og PL150 (Volund) en kontrakt med Transocean Offshore Ltd NUF om leie av boreriggen Transocean Arctic. Kontrakten gjelder boring av fire brønner: to infill-brønner på Volund, én Attic oljeproducent og en letebrønn på West Volund. Kontrakten har en dagrate på 179 000 dollar, og oppstartsvindu i desember 2016 med opsjoner på forlengelse til 2019.

I oktober begynte boreriggen Transocean Winner arbeidet på den tregrenede brønnen BoaKamNorth. Boreoperasjonene var ferdigstilt i begynnelsen av 2016, foran plan og innenfor budsjettet.

BoaKamNord-prosjektet består av en brønn og en ny havbunnsmanifold knyttet opp til Boa-manifolden. Fremdriften i prosjektet var god i fjerde kvartal. Brønnen skal koples til eksisterende infrastruktur på Alvheim. Produksjonen på BoaKamNord forventes å starte opp i andre kvartal 2016.

Viper-Kobra-utbyggingen, som består av to små, atskilte funn på Alvheim-området, går etter planen. Boringen av den første av de to produksjonsbrønnene har begynt, og produksjonsstart er forventet mot slutten av 2016.

Andre felt i produksjon

Produksjonen fra Jotun-feltet økte dette kvartalet, mens den var stabil på Varg og Atla. Produksjonen på Jette var noe lavere i forhold til forrige kvartal.

Ivar Aasen

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

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 prosessanlegg for førstetrinns separasjon.

Forboring av produksjonsbrønnene startet i midten av juli. Den oppjekkbare riggen Maersk Interceptor går veldig bra, og boreoperasjonene ligger foran planen. Så langt er fire oljeproduerende brønner og en vanninjeksjonsbrønn ferdigstilt. Forboringen vil fortsette gjennom andre kvartal 2016.

Det er god fremdrift i byggingen av plattformdekket i Singapore, som er omlag 94 prosent ferdig bygget. I løpet av kvartalet ble en rekke undersystemer overlevert fra SMOE konstruksjon for ferdigstillelse og testing. Utskiping fra Singapore er planlagt til slutten av mai 2016, og installasjon av plattformdekket i Nordsjøen er planlagt i juli 2016.

Byggingen av boligkvarteret på Stord går også fremover. Den mekaniske ferdigstillelsen og overlevering av undersystemene til Det norske klargjøringsteam går i henhold til planen.

Johan Sverdrup

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

Plan for utbygging og drift (PUD) for fase 1 av Johan Sverdrup-utbyggingen ble godkjent av Olje- og energidepartementet (OED) i august. Prosjektet går etter planen, og produksjonen forventes å starte i fjerde kvartal 2019.

Kontraktstildelingene fortsatte i fjerde kvartal. Jacktel AS fikk en 18 måneders kontrakt for leie av den oppjekkbare boligplattformen "Haven". Saipem Ltd. fikk kontrakten på å legge rørledningene. Produksjonen av rørledningene gikk til Mitsui & Co. Norway A.S., og Wasco Coatings Malaysia Sdn Bhd fikk kontrakten på kledning av rørledningene. Heerema fikk kontrakten for installasjon av to stålunderstell med tungløftefartøyet Thialf.



Etter at PUD for Johan Sverdrup var sendt inn, kunne Det norske ved utløpet av 2015 bokføre 303 millioner fat oljeekvivalenter som netto P50-reserver på Johan Sverdrup. Dermed var Det norskes samlede P50-reserver mer enn doblet.

Lisensen har vedtatt tiltak for å fjerne flaskehalsen i prosessanlegget (debottlenecking) for å øke produksjonskapasiteten i fase 1 ut over opprinnelig kapasitet i PUD på 315–380 tusen fat per dag.

I PUD for fase en var investeringene estimert til 123 milliarder kroner (nominell verdi). Som følge av markedsutviklingen og prosjektforbedringer har operatøren nedjustert estimatet for investeringskostnader 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.

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

LETING

Selskapets utgifter relatert til leting var 21 millioner dollar i fjerde kvartal. Letekostnadene i perioden utgjorde 19 millioner dollar og var knyttet til seismikk, arealavgifter og G&G-kostnader.

Boringen av Uptonia-brønnen i PL 554 i Tampen-området begynte i desember 2015. Resultatene fra brønnen forventes å foreligge i første kvartal 2016.

I juli 2015 påklagde Det norske Olje- og energidepartementets vedtak av 21. juli 2015 om fordelingen av eierandeler. Den 18. desember 2015 opprettholdt Kongen i statsråd departementets vedtak. Det norske vurderer for tiden Kongens avgjørelse. Ut fra denne vurderingen vil selskapet treffe beslutning om Kongens avgjørelse skal prøves i retten.

Gina Krog

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

Gina Krog-feltet skal bygges ut med en bemannet produksjonsplattform 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 startet opp i juli 2015 og pågår fortsatt. Det planlegges at plattformdekket skal installeres i løpet av sommeren 2016, med forventet produksjonsstart i medio 2017.

ANDRE HENDELSER

Oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS

I oktober kunne Det norske melde at selskapet hadde inngått avtale om å overta Svenska Petroleum Exploration AS for 75 millioner dollar. Oppkjøret skjer gjennom et kontantvederlag på gjeldfri basis. Svenska hadde et fremførbart skatteunderskudd på om lag 150 million kroner som delvis ble benyttet mot Det norske betalbare skatt for skatteåret 2015. Transaksjonen ble ferdigstilt i november 2015.

Svenskas portefølje besto av 13 lisenser i Norge, inkludert funnene Krafla/Askja (25 prosent), Garantiana (20 prosent), Frigg Gamma Delta (40 prosent) og Fulla/Lille-Frigg (25 prosent) i Nordsjøen, pluss fire letelisisenser i Norskehavet.

Oppkjøp av Premier Oil Norge AS

I november kunne Det norske melde at selskapet hadde inngått avtale om å overta Premier Oil Norge AS for 120 millioner dollar. Oppkjøret skjer gjennom et kontantvederlag på gjeldfri basis. Ved utgangen av 2015 hadde Premier estimert fremførbart skatteunderskudd,

uavskrevne skattebalanser og leterefusjon tilsvarende om lag 1,0 milliard kroner. Transaksjonen ble ferdigstilt i desember 2015. Premier Oil Norge AS er planlagt avvirket i 2016 etter at eiendeler og ansatte var overført til Det norske.

Premier Norges portefølje inneholdt operatørskapet på Vette-feltet og nabofunnet Mackerel (50 prosent eierandel), en ikke-operert eierinteresse i Frøy-feltet (50 prosent eierandel) og syv letelisisenser i Nordsjøen.

Kjøp og salg av andeler i letelisisenser

I januar 2016 kjøpte Det norske en 10 prosents eierandel i PL722 og en 25 prosents eierandel i PL507 fra Explora Petroleum for et kontantvederlag. Avtalen skal godkjennes av myndighetene.

UTSIKTER

Selskapet har iverksatt tiltak for å gi virksomheten styrke til å tilpasse seg markedsforholdene med en vedvarende lav oljepris og sikre at det kan utnytte dagens makromiljø til å styrke konkurranseevnen på lang sikt. Det er gjennomført forbedringstiltak for å redusere utgiftene i alle ledd i organisasjonen, for å muliggjøre at nye frittstående prosjekter skal kunne bygges ut med en balansepris på under 40 dollar fatet.

Ivar Aasen-prosjektet går fremover og er på plan til produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Utskiping av plattformdekket er planlagt i mai og løfteoperasjonene offshore i juli. Det norske fortsetter å videreutvikle Alvheim-området og skal bore Viper-brønnen i løpet av første kvartal. Johan Sverdrup-prosjektet går fremover på plan, og selskapet ser potensial for ytterligere kostnadsreduksjon.

Det norske leteprogram for 2016 vil være konsentrert om å utforske oppsider nær eksisterende funn. Selskapet vil bore brønner nær Krafla/Askja og Garantiana i lisenser

der oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS har gitt oss økt eksponering.

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. Det er innledet drøftelser med kreditorer med sikte på å oppnå lettelsener i selskapets lånebetingelser.

Forventet produksjon i 2016 er mellom 55 og 60 tusen fat 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			
		Q4		01.01.-31.12.	
		2015	2014	2015	2014
Petroleumsinntekter		218 314	344 744	1 158 683	411 996
Andre driftsinntekter		36 320	926	63 119	52 235
Driftsinntekter	2	254 634	345 670	1 221 802	464 230
Utforskningskostnader	4	18 867	51 491	76 404	164 336
Produksjonskostnader		24 077	44 400	141 000	66 754
Avskrivninger	6	111 590	104 183	480 959	160 254
Nedskrivninger	5	191 939	319 018	430 468	346 420
Andre driftskostnader		3 228	10 679	51 608	25 393
Driftskostnader		349 701	529 772	1 180 438	763 157
Driftsresultat		-95 067	-184 102	41 364	-298 927
Renteinntekter		1 739	1 588	3 098	7 009
Annen finansinntekt		1 815	37 966	65 385	19 435
Rentekostnader		29 793	34 817	109 125	83 845
Annen finanskostnad		29 899	17 525	114 328	19 296
Netto finansposter	7	-56 138	-12 788	-154 971	-76 697
Resultat før skattekostnad		-151 205	-196 889	-113 607	-375 624
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	8	4 980	89 997	199 045	-96 485
Periodens resultat		-156 184	-286 887	-312 652	-279 139
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i perioden		202 618 602	202 618 602	202 618 602	165 811 098
Resultat etter skatt pr. aksje		-0,77	-1,42	-1,54	-1,68

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q4		01.01.-31.12.	
		2015	2014	2015	2014
Periodens resultat		-156 184	-286 887	-312 653	-279 139
Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)					
Omregningsdiff. ved endring av presentasjonsvaluta til USD					-43 069
Aktuariell gevinst/tap pensjon		17	-34	17	-897
Total resultat		-156 168	-286 921	-312 636	-323 105



OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern	
		31.12.2015	31.12.2014
EIENDELER			
Immaterielle eiendeler			
Goodwill	6	767 571	1 186 704
Aktiverte leteutgifter	6	289 980	291 619
Andre immaterielle eiendeler	6	648 030	648 788
Varige driftsmidler			
Varige driftsmidler	6	2 979 434	2 549 271
Finansielle eiendeler			
Langsiktige fordringer	11	3 782	8 799
Andre langsiktige eiendeler	9	12 628	3 598
Sum anleggsmidler		4 701 425	4 688 778
Varer			
Varelager		31 533	25 008
Fordringer			
Kundefordringer	15	85 546	186 461
Andre kortsiktige fordringer	10	105 190	184 592
Andre kortsiktige plasseringer		2 907	3 289
Skatt til utbetaling	8	126 391	
Kortsiktige derivater	14	45 217	
Betalingsmidler			
Betalingsmidler	12	90 599	296 244
Sum omløpsmidler		487 384	695 594
SUM EIENDELER		5 188 809	5 384 372

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern	
		31.12.2015	31.12.2014
EGENKAPITAL OG GJELD			
Egenkapital			
Aksjekapital	13	37 530	37 530
Overkurs		1 029 617	1 029 617
Annen egenkapital		-728 121	-415 485
Total egenkapital		339 026	651 662
Avsetning for forpliktelser			
Pensjonsforpliktelser		1 638	2 021
Utsatt skatt	8	1 356 114	1 286 357
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	412 805	483 323
Andre avsetninger for forpliktelser			12 044
Langsiktig gjeld			
Obligasjonslån	17	503 440	253 141
Annen rentebærende gjeld	18	2 118 935	2 037 299
Langsiktige derivater	14	62 012	5 646
Kortsiktig gjeld			
Leverandørgjeld		51 078	152 258
Offentlige trekk og avgifter		9 060	6 758
Betalbar skatt	8		189 098
Kortsiktige derivater	14	13 506	25 224
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	19	10 520	5 728
Annen kortsiktig gjeld	16	310 675	273 813
Sum gjeld		4 849 783	4 732 710
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		5 188 809	5 384 372



OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

(USD 1 000)	Aksjekapital	Overkurs	Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Innskutt annen EK	Andre inntekter og kostnader (OCI)		Opptjent egenkapital		
				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregningsdifferanser*			
Egenkapital per 31.12.2013	27 656	564 736	573 083	-223	-48 334	-592 818	-68 292	524 100
Emisjon	9 874	469 249			-24 350		-24 350	454 773
Transaksjonskostnad, emisjon		-4 368			261		261	-4 107
Periodens totalresultat 1.1.2014 - 30.09.2014				-897	-19 846	7 748	-12 995	-12 995
Egenkapital per 30.09.2014	37 530	1 029 617	573 083	-1 121	-92 268	-585 070	-105 375	961 772
Periodens totalresultat 1.10.2014 - 31.12.2014					-23 223	-286 887	-310 110	-310 110
Avvikling ytelsespensjon				1 016		-1 016		
Egenkapital per 31.12.2014	37 530	1 029 617	573 083	-105	-115 491	-872 972	-415 485	651 662
Periodens totalresultat 1.1.2015 - 30.09.2015						-156 468	-156 468	-156 468
Egenkapital per 30.09.2015	37 530	1 029 617	573 083	-105	-115 491	-1 029 440	-571 954	495 193
Periodens totalresultat 1.10.2015 - 31.12.2015				17		-156 184	-156 168	-156 168
Egenkapital per 31.12.2015	37 530	1 029 617	573 083	-88	-115 491	-1 185 625	-728 121	339 026

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

KONTANTSTRØMOPPSTILLING (Urevidert)

(USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q4		01.01.-31.12.	
		2015	2014	2015	2014
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter					
Resultat før skattekostnad		-151 205	-196 889	-113 608	-375 624
Betalte skatter i perioden		-85 397	-109 068	-320 618	-109 068
Periodens mottatte skattefordring		87 662	190 532	87 662	190 532
Avskrivninger	6	111 590	104 183	480 959	160 254
Nedskrivninger	5	191 939	319 018	430 468	346 420
Kalkulatorisk rente i nåverdiberegning av fjerningsforpliktelse	19	6 746	6 708	26 351	12 410
Rentekostnader	7	37 109	24 051	127 620	85 107
Rentebetalinger		-44 847	-30 168	-124 276	-83 910
Gevinst/tap ved bytte av lisensandel uten kontanteffekt			60		-49 765
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	2,7	-2 222	11 554	-793	10 616
Amortisering av rente- og etableringskostnader	7	2 262	21 196	17 480	26 711
Amortisering av kontraktsverdi innregnet ved oppkjøpet av Marathon	16			-2 878	
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	4	2 492	33 733	11 682	99 061
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-28 314	-579 302	-470 023	-530 150
Endring i fjerningsforpliktelse mot resultatet		-1 569	-1 952	-1 569	-1 952
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		-4 474	500 974	538 011	482 148
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		121 772	294 631	686 467	262 791
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter					
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	19	-3 741	-1 479	-12 508	-14 087
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	6	-229 028	-254 947	-917 150	-583 200
Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)			-1 513 591		-1 513 591
Oppkjøp av Premier Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)		-125 600		-125 600	
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	6	-80 959	-24 307	-113 051	-164 128
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser			-81		8 862
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-439 328	-1 794 405	-1 168 310	-2 266 144
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter					
Emisjon					474 755
Nedbetaling av kortsiktig gjeld		-70 938	-162 434	-70 938	-162 434
Nedbetaling av obligasjonslån (detnor 01)			-87 536		-87 536
Nedbetaling av langsiktig gjeld	18		-970 000	-330 000	-1 147 934
Etableringskostnader			-67 350	-14 380	-67 350
Opptak av langsiktig gjeld	18,17	275 000	2 650 000	700 000	2 897 354
Opptak av kortsiktig gjeld					116 829
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		204 062	1 362 680	284 683	2 023 684
Netto endring i betalingsmidler		-113 493	-137 095	-197 160	20 331
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		206 941	444 849	296 244	280 942
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-2 849	-11 511	-8 485	-5 029
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		90 599	296 244	90 599	296 244
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt					
Bankinnskudd		88 621	291 346	88 621	291 346
Bundne bankinnskudd		1 978	4 897	1 978	4 897
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	12	90 599	296 244	90 599	296 244



NOTER

(Alle tall i USD 1 000)

Denne delårsrapporten er utarbeidet i henhold til internasjonale standarder for finansiell rapportering (IFRS), utgitt av styret i IASB og i tråd med IAS 34 "Delårsrapportering". Delårsrapporten inneholder derfor ikke all informasjon som er påkrevd etter full IFRS og bør derfor leses i sammenheng med selskapets årsregnskap per 31. desember 2014. Denne delårsrapporten har ikke vært gjenstand for revisjon eller forenklet revisorkontroll.

Note 1 Regnskapsprinsipper

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

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

Selskapet har besluttet å inkludere resultateffekten av råvarederivater under operasjonelt resultat siden slike derivater er tett knyttet til operasjonell inntekt og bedre reflekterer formålet til derivatene. Fra fjerde kvartal 2015 vil derfor realisert- og urealisert resultat fra råvarederivater bli presentert under andre driftsinntekter. Det er ikke nødvendig å endre sammenligningstall fra 2014, siden selskapet ikke hadde slike derivater det året. Tall for tidligere kvartal i 2015 har blitt justert i henhold til dette nye prinsippet.

Selskapet kjøpte 100 prosent av aksjene i Svenska Petroleum Exploration AS og Premier Oil Norge AS i fjerde kvartal 2015. Oppkjøpet av Premier Oil Norge AS er regnskapsført som et virksomhetskjøp og ytterligere informasjon er inkludert i note 3. Oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS er bokført som et eiendelskjøp, i henhold til retningslinjene i IFRS 3. Tidspunktet for fullførelse av aksjekjøpet var 13. november 2015 og all aktivitet i Svenska Petroleum Exploration AS ble overført til Det norske oljeselskap ASA i en etterfølgende transaksjon den 30. november 2015. For regnskapsformål har transaksjonstidspunktet blitt satt til 30. november 2015, siden aktiviteten i tidsrommet mellom 13. november og 30. november ikke har vesentlig betydning for konsernet. Premier Oil Norge AS og Svenska Petroleum Exploration AS har etter transaksjonene endret navn til henholdsvis Det norske oil AS og Det norske Exploration AS.

Note 2 Driftsinntekter

Spesifikasjon av petroleumsinntekter (USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12.	
	2015	2014	2015	2014
Bokførte oljeinntekter	197 491	309 231	1 044 548	368 443
Bokførte gassinntekter	19 938	34 316	110 909	39 665
Tariffinntekter	884	1 197	3 227	3 888
Sum petroleumsinntekter	218 314	344 744	1 158 683	411 996
Spesifikasjon av produserte volumer (fat oljeekvivalenter)				
Olje	4 419 414	4 243 934	19 307 898	4 800 457
Gass	548 240	740 134	2 593 733	904 444
Sum produserte volumer	4 967 654	4 984 068	21 901 630	5 704 901
Andre driftsinntekt (USD 1 000)				
Realisert gevinst på derivater	14 758		14 962	
Urealisert gevinst på derivater	20 664		45 217	
Gevinst på lisenstransaksjon	856	926	856	52 235
Annen inntekt	42		2 084	
Sum andre driftsinntekter	36 320	926	63 119	52 235

Som beskrevet i note 1 blir gevinst på råvarederivater presentert som andre driftsinntekter fra fjerde kvartal 2015.

Note 3 Virksomhetssammenslutning

22. desember 2015 fullførte Det norske oppkjøpet av 100 prosent av aksjene i Premier Oil Norge AS. Transaksjonen ble offentliggjort 16. november 2015 og Det norske betalte et kontantvederlag på USD 120 millioner på gjeldfri basis. Oppkjøpet ble finansiert gjennom eksisterende kontantbeholdning og ubenyttede kredittfasiliteter. Hovedårsaken til oppkjøpet var å få tilgang til lisenser til en attraktiv pris, gitt skatteposisjonene til Premier Oil Norge AS.

For regnskapsformål, samsvarer transaksjonstidspunktet med fullførelsen av oppkjøpet, 22. desember 2015. Skattemessig overtakelsesdato er 1. januar 2015. Oppkjøpet betraktes som en virksomhetssammenslutning og er bokført etter oppkjøpsmetoden i henhold til IFRS 3. Kjøpsprisallokering (PPA) er benyttet til å allokere kontantvederlaget til virkelig verdi av eiendeler og forpliktelser fra Premier Oil Norge AS. Kjøpsprisallokeringen er gjennomført per regnskapsmessig transaksjonstidspunkt 22. desember 2015. Hver identifiserbar eiendel eller forpliktelse måles til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet, i henhold til retningslinjer i IFRS 13.

Siden det ikke var vesentlig endringer i virkelig verdi av eiendeler og forpliktelser i perioden fra 22. desember 2015 til 31. desember 2015, vil oppkjøpet i henhold til retningslinjene i IFRS 3 bli bokført den 31. desember 2015. Av den grunn har ikke oppkjøpet noen innvirkning på resultatregnskapet for 2015.

Innregnede eiendeler og forpliktelser på overtakelsestidspunktet var som følger:

(USD 1 000)	
Utsatt skattefordel	88 934
Immateriell eiendel - lisensverdi	9 047
Varige driftsmidler	309
Leterefusjon - skatt til utbetaling	17 462
Sum eiendeler	115 752
Annen kortsiktig gjeld	1 164
Sum gjeld	1 164
Sum identifiserbare netto eiendeler	114 588
Oppkjøpsvederlag	120 000
Goodwill som følge av oppkjøpet	5 412

Siden oppgjøret skjer gjennom et kontantvederlag på gjeldfri basis, vil det bli gjort en justering av kjøpsprisen for bokførte verdier av kontanter, gjeld og arbeidskapital i Premier Oil Norge AS på oppkjøpstidspunktet. Disse justeringene er derfor ikke inkludert i tallene ovenfor, hvor kjøpsprisen før disse justeringene på USD 120 millioner er sammenholdt med summen av identifiserbare netto eiendeler.

Goodwill på USD 5,4 millioner oppstår hovedsakelig fra kravet om å innregne utsatt skatt og utsatt skattefordel på forskjellen mellom allokert virkelig verdi og skattemessige verdier på eiendeler og forpliktelser overtatt ved virksomhetssammenslutningen (teknisk goodwill).

Verdsettelsen ovenfor baserer seg på nåværende tilgjengelig informasjon om virkelige verdier på overtakelsestidspunktet. Dersom ny informasjon blir tilgjengelig innen 12 måneder fra overtakelsestidspunktet, kan selskapet endre virkelig-verdi vurderingen i kjøpsprisallokeringen, i henhold til retningslinjer i IFRS 3.

Dersom overtakelsestidspunktet hadde vært ved årets begynnelse ville ikke dette hatt innvirkning på inntekten i konsernet, siden Premier Oil Norge AS ikke hadde produserte lisenser i 2015. Konsernets resultat ville vært rundt USD 4 millioner lavere dersom overtakelsestidspunktet hadde vært ved årets begynnelse.



Note 4 Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader (USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12.	
	2015	2014	2015	2014
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre leteknostnader	132	8 531	24 377	24 846
Viderebelastning av riggekostnader		5	407	-11 087
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	10 622	4 939	19 316	28 097
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år		35 077	3 772	40 175
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	2 492	-1 344	7 898	58 886
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	2 335	2 577	12 234	14 104
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet		-108	-235	2 556
Arealavgift	3 286	1 815	8 634	6 758
Sum utforskningskostnader	18 867	51 491	76 404	164 336

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

Note 5 Nedskrivinger

Nedskrivningstester

Nedskrivningstester gjennomføres på individuelle kontantgenererende enheter, når nedskrivningsindikatorer identifiseres. Per 31. desember 2015 har det vært en nedgang i observerbare markedspriser sammenlignet med 30. september 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 fjerde kvartal 2015 er basert på bruksverdier. I vurderingen av bruksverdi benyttes forventede framtidige kontantstrømmer, neddiskontert til netto nåverdi ved bruk av en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer markedsbasert tidsverdi av penger, samt risiko spesifikk for eiendelen.

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

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

Olje- og gasspriser

Framtidig prisnivå er en nøkkelforutsetning i analysen, og har vesentlig effekt på netto nåverdi. Forventet prisnivå er basert på ledelsens estimater og observerbare markedsdata. Informasjon om markedsprisene i nær framtid kan innhentes i markedet for fremtidige 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 perioden fra begynnelsen 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	42,53
2017	49,58
2018	53,90
2019	56,75
2020	58,54
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 en endring fra 9,1 prosent fra tidligere kvartal i 2015.

Valutakurser

Etttersom Det norskes 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 fjerde kvartal 2015:

År	NOK/USD
2016	8,80
2017	8,73
2018	8,65
2019	8,56
2020	8,46
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 årlige 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.

I fjerde kvartal ble fjerningsestimatene for flere felt redusert. Enkelte av disse feltene var tidligere nedskrevet til null, og reduksjonen i fjerningseiendelen fikk dermed en umiddelbar effekt i resultatregnskapet i form av reversert nedskrivning. Effekten av reduserte fjerningsestimater motvirkes delvis av reduserte priser og andre endringer i forutsetninger fra tidligere nedskrivningstester.

Nedenfor følger en oversikt over nedskrivningene og bokført verdi på kontantgenererende enheter som har vært gjenstand for nedskrivning eller reversert nedskrivning i fjerde kvartal 2015:

Kontantgenererende enhet (USD 1 000)	Nedskrivning /reversering		Gjenvinnbart beløp / bokført verdi
	Immateriell	Varige	
Jette	0	-12 350	1 534
Gina Krog	0	11 984	75 216
Andre KGE	2 832	3 457	
Sum	2 832	3 091	76 750

Nedskrivningstest goodwill

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

Goodwill (USD 1 000)	
Gjenværende teknisk goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS per 1 Oktober 2015	617 335
Ordinær goodwill	291 717
Gjenværende teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger	44 535

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)	
Balansført verdi av oljefelt og varige driftsmidler	1 923 766
+ Teknisk goodwill	617 335
- Utsatt skatt knyttet til teknisk goodwill	-1 091 797
Netto bokført verdi av goodwill før nedskrivninger	1 449 304

Nedskrivningen er forskjellen mellom gjenvinnbart beløp og bokført verdi.

(USD 1 000)	
Netto bokført verdi som spesifisert ovenfor	1 449 304
Gjenvinnbart beløp (inkludert "tax amortization benefit")	1 265 425
Nedskrivning fjerde kvartal	183 879
Nedskrivning 01.01. - 30.09.2015	238 529
Nedskrivning 01.01. - 31.12.2015	422 408

Som gjengitt i tabellen overfor, reduserer utsatt skatt (fra overtakelsestidspunktet) netto balansført verdi før nedskrivninger. Når utsatt skatt fra opprinnelig innregning reduseres, blir mer goodwill eksponert for nedskrivninger. Dette kan medføre fremtidige nedskrivninger selv om andre forutsetninger holdes konstant. I fjerde kvartal 2015, er reduksjonen i utsatt skatt og oppdaterte forutsetninger de viktigste faktorene som har bidratt til nedskrivningen på USD 183,9 millioner.

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 etter	
		økning i forutsetning	reduksjon i forutsetning
Olje- og gasspris	+/- 20%	-183,9	248,6
Produksjonsprofil (reserver)	+/- 5%	-58,8	62,6
Diskonteringsrente	+/- 1% poeng	35,5	-34,2
Valutakurs USD/NOK	+/- 1,0 NOK	16,3	-15,3
Inflasjon	+/- 1% poeng	-38,6	39,4

Nedskrivningstest - teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger

I fjerde kvartal er teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger nedskrevet med USD 2 136 tusen. Nedskrivningen knytter seg hovedsakelig til Gina Krog.

(USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12.	
	2015	2014	2015	2014
Nedskrivning/reversering av varige driftsmidler	3 092	-30 714	3 092	-3 313
Nedskrivning av andre immaterielle eiendeler/lisensrettigheter	2 832	7 417	2 832	7 417
Nedskrivning av goodwill	186 016	347 919	424 544	347 919
Utsatt skatt		-5 604		-5 604
Sum nedskrivninger	191 939	319 018	430 468	346 420

Note 6 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler - Konsern (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
Balansført verdi 31.12.2014	1 324 556	1 206 077	18 639	2 549 271
Anskaffelseskost 31.12.2014	1 324 556	1 856 371	35 684	3 216 612
Tilgang	603 623	75 210	7 158	685 992
Reklassifisering	-509 168	514 409		5 241
Anskaffelseskost 30.09.2015	1 419 011	2 445 991	42 843	3 907 843
Akk. av- og nedskrivninger 30.09.2015		958 579	20 137	978 716
Balansført verdi 30.09.2015	1 419 011	1 487 412	22 706	2 929 128
Anskaffelseskost 30.09.2015	1 419 011	2 445 991	42 843	3 907 844
Tilgang*	139 705	2 723	-7 336	135 092
Reklassifisering**	-52 937	65 773		12 836
Anskaffelseskost 31.12.2015	1 505 779	2 514 487	35 506	4 055 772
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2015	11 984	1 043 606	20 748	1 076 338
Balansført verdi 31.12.2015	1 493 795	1 470 881	14 758	2 979 434
Avskrivninger Q4 2015		93 919	611	94 530
Avskrivninger 01.01. - 31.12.2015		402 203	3 666	405 869
Nedskrivninger Q4 2015	11 984	-8 892		3 092
Nedskrivninger 01.01. - 31.12.2015	11 984	-8 892		3 092

* Tilganger i fjerde kvartal 2015 er delvis motvirket av reduksjon i avsetning for fjerningsforpliktelse som er presentert i note 19.

** Kneler K6 brønnen i Alvheimområdet ble satt i produksjon i fjerde kvartal 2015 og kostnader relatert til brønnen har derfor blitt reklassifisert fra anlegg under utbygging til produksjonsanlegg.

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

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 til "aktiverede leteutgifter". Felt under utbygging omklassifiseres til "Produksjonsanlegg" ved produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonsenhetmetoden. 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)	Lisenser ol.	Software	Totalt	Aktiverte letebrønner	Goodwill
Balansført verdi 31.12.2014	646 482	2 306	648 788	291 619	1 186 704
Anskaffelseskost 31.12.2014	712 237	9 064	721 301	291 619	1 556 468
Tilgang	2 467	21	2 487	27 546	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				9 190	
Reklassifisering	3 895		3 895	-9 135	
Anskaffelseskost 30.09.2015	718 598	9 085	727 683	300 841	1 556 468
Akk. av- og nedskrivninger 30.09.2015	123 276	7 266	130 542		608 293
Balansført verdi 30.09.2015	595 322	1 818	597 140	300 841	948 175
Anskaffelseskost 30.09.2015	718 598	9 085	727 683	300 841	1 556 468
Tilgang*	70 718	64	70 782	4 467	5 412
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				2 492	
Reklassifisering				-12 836	
Anskaffelseskost 31.12.2015	789 316	9 149	798 465	289 980	1 561 880
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2015	142 829	7 606	150 435		794 309
Balansført verdi 31.12.2015	646 487	1 543	648 030	289 980	767 571
Avskrivninger Q4 2015	16 721	339	17 061		
Avskrivninger 01.01. - 31.12.2015	74 243	848	75 090		
Nedskrivninger Q4 2015	2 832		2 832		186 016
Nedskrivninger 01.01. - 31.12.2015	2 832		2 832		424 544

* Tilganger i fjerde kvartal 2015 relaterer seg hovedsakelig til oppkjøpet av Premier Oil Norge AS og Svenska Petroleum Exploration AS som begge ble fullført i løpet av kvartalet. Oppkjøpet av Premier Oil Norge AS betraktes som en virksomhets sammenslutning og vi referer til note 3 for ytterligere informasjon. Oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS er bokført som et eiendelskjøp og kjøpsprisen på USD 75 millioner (gjeldfri basis) har blitt allokert til identifiserte eiendeler og forpliktelser basert på deres forholdsmessige andel av virkelig verdi. Allokeringen til immaterielle eiendeler relatert til letelisenser utgjør USD 62.7 millioner.

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

Se note 5 for informasjon om nedskrivninger.

Avskrivninger i resultatregnskapet (USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12.	
	2015	2014	2015	2014
Avskrivning av varige driftsmidler	94 530	86 140	405 869	141 097
Avskrivning av immaterielle eiendeler	17 061	18 043	75 090	19 156
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	111 590	104 183	480 959	160 254

Note 7 Finansposter

(USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12.	
	2015	2014	2015	2014
Renteinntekter	1 739	1 588	3 098	7 009
Realisert gevinst på derivater	1 800		2 679	
Avkastning på finansielle plasseringer	15		39	72
Verdiendringer derivater			18 250	
Valutagevinst		37 966	44 416	19 363
Sum annen finansinntekt	1 815	37 966	65 385	19 435
Rentekostnader	37 109	24 051	127 620	85 107
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-16 325	-14 826	-62 326	-40 383
Amortiserte lånekostnader og fjerningskostnader	9 008	25 592	43 831	39 122
Sum rentekostnader	29 793	34 817	109 125	83 845
Valutatap	3 256			
Realisert tap på derivater	8 138	5 963	51 584	8 671
Verdiendringer derivater	18 505	11 555	62 739	10 616
Verdinedgang på finansielle plasseringer		7	6	9
Sum annen finanskostnad	29 899	17 525	114 328	19 296
Sum netto finansposter	-56 138	-12 788	-154 971	-76 697

Som beskrevet i note 1 ble gevinst på råvarederivater tidligere inkludert i finansposter, men fra fjerde kvartal 2015 er dette presentert som andre driftsinntekter.

Note 8 Skatt

Skattekostnad for perioden framkommer slik (USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12.	
	2015	2014	2015	2014
Årets betalbare skatt/skatt til gode	-17 431	-442 972	49 776	-581 667
Endring utsatt skatt	22 509	531 058	153 927	484 360
Endringer knyttet til tidligere år	-98	1 911	-4 658	822
Sum skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	4 980	89 997	199 045	-96 485

Beregnet skatt til gode (+)/betalbar skatt (-) (USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Skatt til gode/betalbar skatt 1.1.	-189 098	231 972
Årets betalbare skatt (-)/årets skattefordring (+)	-49 776	581 667
Betalbar skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS		-910 332
Skattefordring relatert til oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS/Premier Oil Norge AS	108 047	
Betalt skatt/skatterefundasjon	232 956	-81 464
Endringer knyttet til tidligere år	11 580	-528
Revaluering av betalbar skatt	12 682	19 574
Omregningsdifferanse*		-29 988
Sum skatt til gode (+)/betalbar skatt (-)	126 391	-189 098

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



Utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Utsatt skatt/skattefordel 1.1.	-1 286 357	103 625
Endring utsatt skatt	-153 927	-484 360
Utsatt skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS		-911 363
Utsatt skatt relatert til oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS/Premier Oil Norge AS*	91 151	
Justering for tidligere perioder	-6 921	
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser		14 938
Utsatt skatt knyttet til OCI og egenkapital	-59	4 999
Omregningsdifferanse**		-14 195
Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)	-1 356 114	-1 286 357

* Inkludert i utsatt skatt er fremførbart underskudd på USD 60 millioner i Premier Oil Norge AS. Dette forventes å bli utbetalt ved likvideringen av selskapet i 2016. Det fremførbare underskuddet er presentert som utsatt skatt fremfor betalbar skatt, siden likvideringen av selskapet ikke er formelt besluttet før 31. desember 2015.

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

Avstemming av årets skattekostnad /-inntekt (USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12.	
	2015	2014	2015	2014
27 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	-40 825	-53 160	-30 674	-101 418
51 % særskatt av resultat før skattekostnad	-77 114	-100 414	-57 940	-191 568
Skatteeffekt finansposter og andre 27 % poster	41 028	73 407	185 202	98 055
Skatteeffekt friinntekt	-22 406	-20 189	-93 513	-51 537
Endring i skattesats*	265		265	
Renter på underskudd til fremføring		4 234		
Permanente forskjeller - gevinst på bytte av lisenser		-1		-38 530
Permanente forskjeller - nedskrivning goodwill	146 579	267 006	332 631	267 006
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	-37 092	-36 133	-243 175	-36 133
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	-27 410	-159 660	-59 857	-159 660
Revaluering skatteverdier**	18 390	113 461	164 348	113 461
Utnyttelse av ervervet fremførbart underskudd***	-5 524		-5 524	
Andre elementer (andre permanente forskjeller og endringer knyttet til tidligere år)	9 090	1 447	7 282	3 840
Sum årets skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	4 980	89 997	199 045	-96 485

* Skattesatsen for alminnelig selskapsskatt ble endret fra 27 prosent til 25 prosent fra 1. januar 2016. Satsen for særskatt ble samtidig endret fra 51 prosent til 53 prosent.

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

*** For oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS ble ervervet fremførbart underskudd bokført til dets forholdsmessige andel av virkelig verdi. Beløpet USD 5 524 tusen representerer forskjellen mellom forholdsmessig andel av virkelig verdi og nominell verdi.

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

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

Note 9 Andre langsiktige eiendeler

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Aksjer i Alvheim AS	10	10
Aksjer i Det norske oljeselskap AS	1 021	
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 814
Investeringer i datterselskaper	2 845	1 824
Husleiedeposittum	1 512	1 774
Andre langsiktige eiendeler	8 272	
Sum andre langsiktige eiendeler	12 628	3 598

Det norske oljeselskap AS het tidligere Marathon Oil Norge AS og dette selskapet var en del av det konsoliderte regnskapet i fjerde kvartal 2014. For 2015 anses dette å være uvesentlig, siden all aktivitet i det forhennevende Marathon Oil Norge AS har blitt overført til selskapet i fjerde kvartal 2014. Alvheim AS og Sandvika Fjellstue AS har også blitt vurdert som uvesentlig for konsolideringsformål.

Premier Oil Norge AS og Svenska Petroleum Exploration AS har blitt konsolidert i denne rapporten og er derfor ikke inkludert som investering i datterselskaper.

Note 10 Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla*	5 673	5 866
Forskuddsbetalinger, inkludert riggforskudd	21 634	41 682
Tilgode merverdiavgift	6 121	7 986
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	3 696	22 896
Påløpt inntekt fra salg av petroleum	1 866	
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	66 200	106 162
Sum andre kortsiktige fordringer	105 190	184 592

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

Note 11 Langsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	3 782	8 799
Sum langsiktige fordringer	3 782	8 799

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



Note 12 Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler (USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Bankinnskudd	88 621	291 346
Bundne midler (skattetrekk)	1 978	4 897
Sum betalingsmidler	90 599	296 244
Ubenyttet trekkrettighet rullerende kredittfasilitet (se note 18)	550 000	
Ubenyttet trekkrettighet reservebasert lånefasilitet (se note 18)	731 370	593 000

Note 13 Aksjekapital

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Aksjekapital	37 530	37 530
Antall aksjer (i hele tusen)	202 619	202 619
Pålydende per aksje i NOK	1,00	1,00

Note 14 Derivater

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Urealisert gevinst på råvarederivater *	45 217	
Sum derivater klassifisert som eiendeler	45 217	
Urealisert tap på valutakontrakter	7 840	
Urealisert tap på rentebytteavtaler	54 172	5 646
Langsiktige derivater klassifisert som forpliktelser	62 012	5 646
Urealisert tap på valutakontrakter	13 506	25 224
Kortsiktige derivater klassifisert som forpliktelser	13 506	25 224
Sum derivater klassifisert som forpliktelser	75 518	30 870

* Som beskrevet i note 1 blir gevinst på råvarederivater presentert som andre driftsinntekter fra fjerde kvartal 2015.

Selskapet har benyttet ulike sikringsinstrumenter. Oljederivater 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.

Note 15 Kundefordringer

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	85 546	182 384
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner		285
Fakturering knyttet til utgiftsrefusjoner, inkludert rigg		3 792
Sum kundefordringer	85 546	186 461

Note 16 Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	33 444	195
Andel av annen kortsiktig gjeld fra lisenser	184 010	163 369
Meruttak av petroleum	17 088	7 508
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS*	12 009	22 903
Annen kortsiktig gjeld**	64 125	79 838
Sum annen kortsiktig gjeld	310 675	273 813

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

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

Note 17 Obligasjonslån

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾	208 744	253 141
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	294 696	
Sum obligasjonslån	503 440	253 141

¹⁾ Lånet er tatt opp i NOK og løper fra juli 2013 til juli 2020 og har en rente på 3 md. NIBOR + 5 prosent. Hovedstolen forfaller i juli 2020 og det er kvartalsvis rentebetaling. Lånet er usikret. Obligasjonseierne godtok i april 2015 etter ønske fra selskapet enkelte endringer i obligasjonslånsvilkårene. Endringene medførte fjerning av lånevilkåret knyttet til justert egenkapitalandel og en inkludering av to nye finansielle lånevilkår slik at lånevilkårene på obligasjonslånet bedre samsvarer med lånevilkårene på den reservebaserte lånefasiliteten. Som kompensasjon for aksept vil obligasjonseierne motta økt rente på 1,5 prosent til 3 md. NIBOR + 6,5 prosent, i tillegg til en engangsgodtgjørelse på 2,0 prosent (flatt).

²⁾ Selskapet gjennomførte i mai 2015 en plassering av et nytt syvårig "PIK Toggle" subordinert obligasjonslån på USD 300 millioner med en fastrente på 10,25 prosent. Obligasjonen har en tilbakekjøpsopsjon fra år fire og inkluderer en mulighet til å utsette rentebetalinger.

Note 18 Annen rentebærende gjeld

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Reservebasert lånefasilitet	2 118 935	2 037 299
Sum annen rentebærende gjeld	2 118 935	2 037 299

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 md. LIBOR pluss en margin på 2,75 prosent. Det betales en utnyttelsesprovisjon på 0,5 prosent. I tillegg betales en rammeprovisjon på 1,1 prosent av ubenyttet kreditt. Selskapet ferdigstilte ved slutten av desember 2015 en halvårlig redetermineringsprosess med banksyndikatet. Det tilgjengelige opptrekksbeløpet på USD 2,9 milliarder var uforandret siden den halvårlige redetermineringsprosessen i juni 2015.

En rullerende kredittfasilitet («RCF») på NOK 550 millioner ble ferdigstilt med en gruppe banker den 30. 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. Lånevilkårene (covenants) er de samme som for selskapets reservebasert lånefasilitet. Denne fasiliteten har ikke blitt benyttet per 31. desember 2015.



Note 19 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2015	31.12.2014
Avsetning per 1.1.	489 051	160 413
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS		340 897
Påløpte fjerningskostnader	-12 508	-14 087
Kalkulatorisk rente - nåverdiregning	26 351	12 410
Omregningsdifferanse*		-10 674
Endring i estimat og påløpt forpliktelse på nye felt	-79 569	93
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	423 325	489 051
Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelser:		
Kortsiktige	10 520	5 728
Langsiktige	412 805	483 323
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	423 325	489 051

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

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

Avsetningen er basert på et konsept for gjennomføring av fjerning som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer. Beregningene forutsetter en inflasjon på 2,5 prosent før skatt og en nominell diskonteringsrente før skatt på mellom 3,89 prosent og 5,69 prosent. Hovedårsaken til endring i fjerningsforpliktelsene er en vesentlig reduksjon i riggrater. Gjeldende markedsrate for rigg er brukt som grunnlag, og denne forventes å øke med årlig inflasjonsjustering. Vi forventer ikke at riggrater vil stige i takt med den forventede økningen i olje- og gasspriser, på grunn av økt kapasitet i riggmarkedet.

Note 20 Betingede forpliktelser

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

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 21 Hendelser etter balansedagen

Selskapet har ikke identifisert noen hendelser med betydelig regnskapsmessige konsekvenser som har funnet sted i perioden mellom balansedagen og rapporteringsdato.

Note 22 Investering i felleskontrollerte driftsordninger

Opererte felt:	31.12.2015	30.09.2015	Ikke-opererte felt:	31.12.2015	30.09.2015
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:

Utvinningstillatelser der Det norske er partner:

Lisens:	31.12.2015	30.09.2015	Lisens:	31.12.2015	30.09.2015
PL 001B	35,000 %	35,000 %	PL 019C	30,000 %	30,000 %
PL 026B	62,130 %	62,130 %	PL 019D	30,000 %	30,000 %
PL 027D	100,000 %	100,000 %	PL 029B	20,000 %	20,000 %
PL 027ES *	0,000 %	0,000 %	PL 035*****	50,000 %	25,000 %
PL 028B	35,000 %	35,000 %	PL 035B*****	40,000 %	15,000 %
PL 036C	65,000 %	65,000 %	PL 035C*****	50,000 %	25,000 %
PL 036D	46,904 %	46,904 %	PL 038	5,000 %	5,000 %
PL 088BS	65,000 %	65,000 %	PL 038D	30,000 %	30,000 %
PL 103B	70,000 %	70,000 %	PL 038E	5,000 %	5,000 %
PL 150	65,000 %	65,000 %	PL 048B	10,000 %	10,000 %
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 %	25,000 %
PL 364	50,000 %	50,000 %	PL 362*****	40,000 %	15,000 %
PL 460	100,000 %	100,000 %	PL 438	10,000 %	10,000 %
PL 494	30,000 %	30,000 %	PL 442*****	60,000 %	20,000 %
PL 494B	30,000 %	30,000 %	PL 457	40,000 %	40,000 %
PL 494C	30,000 %	30,000 %	PL 457BS	40,000 %	40,000 %
PL 504	47,593 %	47,593 %	PL 492	40,000 %	40,000 %
PL 504BS *	0,000 %	0,000 %	PL 502	22,222 %	22,222 %
PL 504CS *	0,000 %	0,000 %	PL521*****	25,000 %	0,000 %
PL 553 *	0,000 %	0,000 %	PL 522 *	0,000 %	0,000 %
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	20,000 %	20,000 %
PL 677	60,000 %	60,000 %	PL 554*****	30,000 %	10,000 %
PL 709	40,000 %	40,000 %	PL 554B*****	30,000 %	10,000 %
PL 715	40,000 %	40,000 %	PL 554C*****	30,000 %	10,000 %
PL 724	40,000 %	40,000 %	PL 558 *	0,000 %	0,000 %
PL 724B **	40,000 %	40,000 %	PL 567	40,000 %	40,000 %
PL 736S	65,000 %	65,000 %	PL583*****	45,000 %	0,000 %
PL 748***	30,000 %	40,000 %	PL 574	10,000 %	10,000 %
PL 777 **	40,000 %	40,000 %	PL 613	20,000 %	20,000 %
PL 790 ***	30,000 %	50,000 %	PL 619 *	0,000 %	0,000 %
Antall	34	34	PL 627	20,000 %	20,000 %
			PL 627B **	20,000 %	20,000 %
* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut av lisensen.			PL 653	30,000 %	30,000 %
** Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i 2014. Tilbudene ble kunngjort i 2015.			PL 667 *	0,000 %	0,000 %
*** Andel ervervet/endret gjennom lisenstransaksjon.			PL 672	25,000 %	25,000 %
**** I henhold til avgjørelse fra Olje- og energidepartementet.			PL 676BS *	0,000 %	0,000 %
***** Tilgang gjennom kjøp av Svenska (PL521 er tilbakelevert)			PL 676S *	0,000 %	0,000 %
			PL 678BS***	0,000 %	25,000 %
			PL 678C ***	0,000 %	25,000 %
			PL 678S	25,000 %	25,000 %
			PL 681	16,000 %	16,000 %
			PL689*****	20,000 %	0,000 %
			PL690*****	30,000 %	0,000 %
			PL 694 **	20,000 %	20,000 %
			PL 706 *	0,000 %	0,000 %
			PL722***	10,000 %	0,000 %
			PL 730	30,000 %	30,000 %
			PL 730B	30,000 %	30,000 %
			PL 778 **	20,000 %	20,000 %
			PL797*****	25,000 %	0,000 %
			PL 804 **	30,000 %	30,000 %
			Antall	50	46



Note 23 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder

	2015				2014			
	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1
Driftsinntekter	254 634	316 393	321 850	328 924	345 670	18 334	74 304	25 923
Utforskningskostnader	18 867	18 066	24 949	14 523	51 491	71 778	21 027	20 040
Produksjonskostnader	24 077	26 888	50 686	39 349	44 400	7 906	7 417	7 032
Avskrivninger	111 590	129 790	117 354	122 224	104 183	28 080	13 443	14 548
Nedskrivninger	191 939	185 756		52 773	319 018			27 402
Andre driftskostnader	3 228	11 433	22 550	14 397	10 679	993	12 896	825
Driftskostnader	349 701	371 932	215 539	243 266	529 772	108 757	54 782	69 847
Driftsresultat	-95 067	-55 539	106 311	85 658	-184 102	-90 423	19 522	-43 924
Netto finansposter	-56 138	-51 205	-43 137	-4 492	-12 788	-30 143	-23 865	-9 901
Resultat før skattekostnad	-151 205	-106 744	63 174	81 166	-196 889	-120 567	-4 343	-53 824
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	4 980	59 441	55 897	78 727	89 997	-103 615	-31 627	-51 240
Periodens resultat	-156 184	-166 185	7 277	2 439	-286 887	-16 952	27 284	-2 584

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

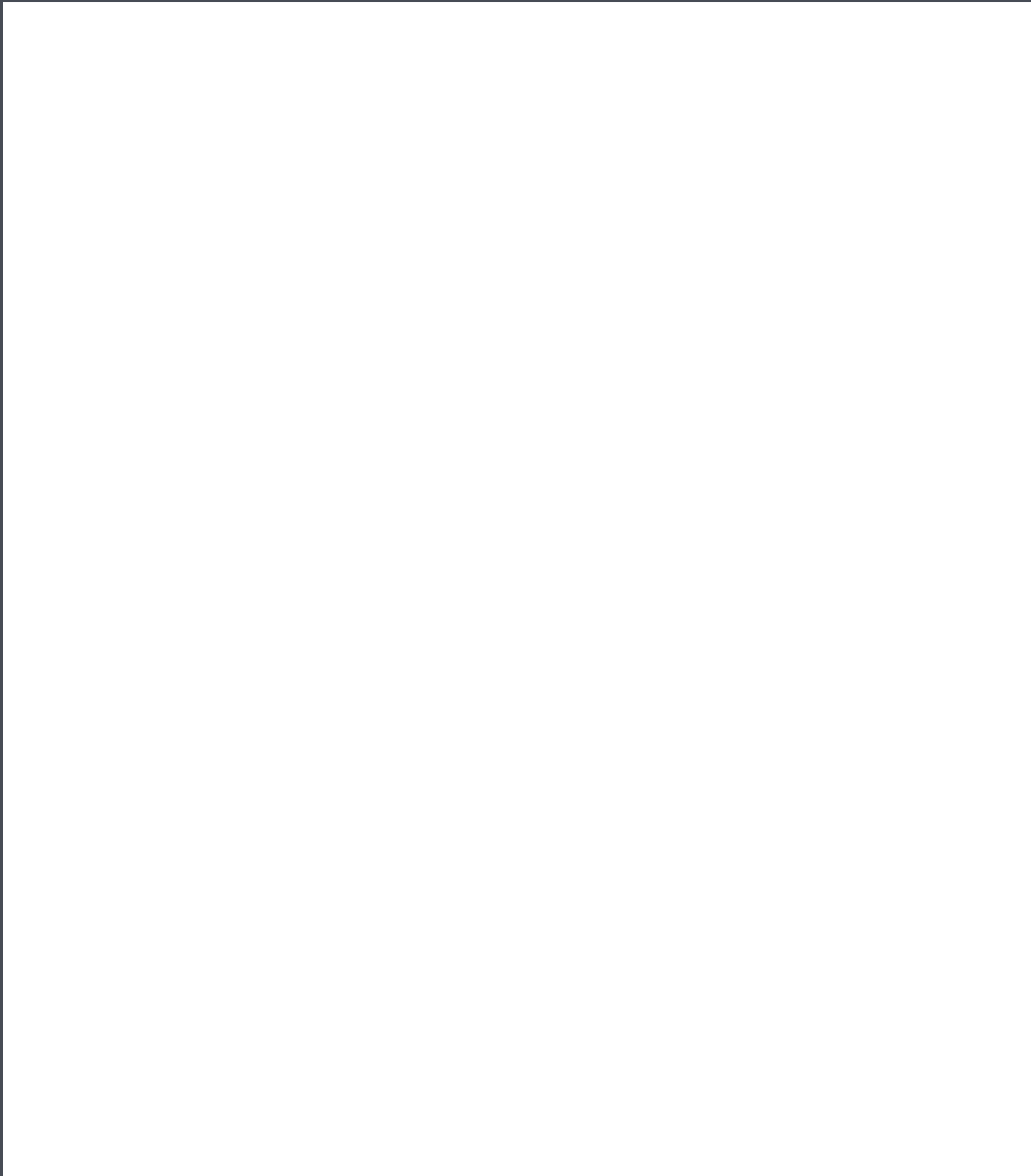


NOTATER





NOTATER







detnor.no