



DETNORSKE

Rapport for **fjerde kvartal**

Trondheim **25. februar 2015**



Innhold

Oppsummering av fjerde kvartal.....	4
Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater	5
Finansiell gjennomgang	6
Helse, miljø og sikkerhet.....	7
Operasjonell gjennomgang	7
Leting	9
Reserver og ressurser ved årsslutt.....	9
Andre hendelser.....	10
2015 guidance	10
Utsikter	10
Regnskap.....	12

Rapport for fjerde kvartal 2014

“Fallet i oljeprisene og det utfordrende makrobildet påvirker selskapet og måten vi arbeider på. Som et svar på dette, har vi igangsatt et kostnadseffektiviseringsprogram, med en ambisjon om å redusere kostnadene med mer enn 100 millioner dollar i 2015. Vi arbeider samtidig med å bedre vår finansielle fleksibilitet og optimalisere kapitalstrukturen. Vi har konstruktiv dialog med våre banker og ‘stakeholders’ og jeg føler meg sikker på at vi vil være i stand til å finansiere våre planlagte utbyggingsprosjekter” – CEO Karl Johnny Hersvik

Oppsummering av fjerde kvartal

(Alle tall er oppgitt i US dollar med mindre annet er oppgitt, og tall i parentes viser til 4. kvartal 2013)

Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS var slutført 15. oktober 2014 og er tatt med i regnskapene fra samme dato.

Det norske oljeselskap ASA (“selskapet”) hadde, sammen med sine datterselskaper (“Det norske” eller “konsernet”), konserninntekter på 346 (43) millioner dollar i fjerde kvartal. Produksjonen i perioden var 54,2 (4,3) tusen fat oljeekvivalenter per dag (“mboepd”). Realisert oljepris var i snitt 74 (109) dollar per fat.

EBITDA dette kvartalet beløp seg til 239 (-68) millioner dollar, og EBIT var -184 (-201) millioner dollar, etter en netto nedskrivning på 319 (112) millioner dollar. Resultat for fjerde kvartal var -287 (-56) millioner dollar, noe som gir en EPS på -1,42 (-0,40) dollar.

I løpet av kvartalet ble den tekniske prosjektstudien (FEED) for utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet ferdigstilt, slik at PUD ble levert i februar 2015. Dette var en viktig milepæl i prosjektet og bekreftet prosjektets tidslinje og planen om produksjonsstart i 2019. Det norske mer enn doblet sine reserver som følge av innleveringen av PUD. Olje- og energidepartementet vil konkludere på fordelingen av eierandeler i feltet.

Fremdriften i Ivar Aasen-prosjektet går fortsatt som forventet, og konstruksjonen av plattformdekket i Singapore og stålunderstellet på Sardinia går som planlagt. Boringen av geopilotbrønnene begynte i januar 2015.

Produksjons- og prosessanlegget på Alvheim FPSO ble modifisert i fjerde kvartal for å ta imot produksjonen fra Bøyla-feltet. Produksjonsstart var i januar 2015, i henhold til plan.

I desember ble det gjort et funn på Krafla Nord-prospektet i Nordsjøen. Etter boring av avgrensingsbrønnen på Krafla Main i begynnelsen av 2015 og videre evaluering i lisensene ble estimatet for utvinnbare ressurser justert opp til 140-220 millioner fat oljeekvivalenter.

Viktige hendelser i fjerde kvartal 2014

- **Den 15. oktober** varslet Det norske at oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS var gjennomført
- **Den 3. november** ble konsekvensutredningen av Johan Sverdrup fase I offentliggjort. Den gode fremdriften på prosjektet ble bekreftet
- **Den 3. november** kunngjorde Det norske at avgrensningen av Garantiana-funnet var vellykket og oppjusterte ressursanslaget
- **Den 19. desember** kunne Det norske melde om et oljefunn på Krafla Nord-prospektet i Nordsjøen.

Viktige hendelser etter kvartalets slutt

- **Den 7. januar** kunngjorde Det norske at redetermineringsprosessen for RBL-fasiliteten var fullført
- **Den 16. januar** offentliggjorde Det norske sin beslutning om å bygge ut Viper-Kobra-funnene som en oppkobling til Alvheim FPSO
- **Den 19. januar** meldte Det norske om oppstart av produksjonen på Bøyla-feltet, det fjerde feltet som er koblet opp til Alvheim FPSO
- **Den 22. januar** meldte Det norske at boreriggen Maersk Interceptor hadde startet boreprogrammet på Ivar Aasen-feltet
- **Den 6. februar** varslet Det norske at konsernet gikk over til å bruke US dollar som funksjonell valuta, og annonserte nedskrivningene for Q4
- **Den 9. februar** kunngjorde Det norske at avgrensningen av Krafla-feltet var vellykket og kunne oppjustere ressursanslaget for PL035/PL272
- **Den 13. februar** sendte partnerne på Johan Sverdrup planen for utbygging og drift (PUD) inn til Olje- og energidepartementet

Oppsummering av økonomiske resultater og driftsresultater

	Q4 14	Q3 14	Q2 14	Q1 14	Q4 13	2014	2013
Alvheim, inkl. Boa (boepd), 65 %*	36 589	-	-	-	-	9 223	-
Volund (boepd), 65 %*	9 600	-	-	-	-	2 420	-
Vilje (boepd), 46,9 %*	6 376	-	-	-	-	1 607	-
Jette (boepd), 70 %	637	1 080	1 758	1 458	2 710	1 230	2 683
Atla (boepd), 10 %	476	621	282	750	1 031	532	1 177
Varg (boepd), 5 %	374	494	535	500	412	475	403
Glitne (boepd), 10 %	-	-	-	-	-	-	11
Jotun Unit (boepd), 7 %	123	140	122	188	175	143	191
Total produksjon (boepd)*	54 175	2 335	2 698	2 895	4 328	15 630	4 463
Olje- og gassproduksjon (mboe)	4 984	215	245	261	398	5 705	1 629
Realisert oljepris (USD/fat)	74	104	108	107	109	78	107

Driftsinntekter (USDm)	346	18	74	26	43	464	161
EBITDA (USDm)	239	-62	33	-2	-68	208	-185
Kontantstrøm fra produksjon (USDm)	299	10	16	18	46	344	116
Letekostnader (USDm)	50	70	20	18	93	158	279
Totale leteutgifter (kostnadsførte og balanseførte) (USDm)	33	91	50	25	68	199	282
Driftsresultat (USDm)	-184	-90	19	-44	-201	-299	-379
Periodens nettoresultat (USDm)	-287	-17	27	-2	-56	-279	-93
Antall lisenser (operatørskap)	79 (35)	70 (25)	74 (27)	77 (27)	80 (33)	79 (35)	80 (33)

* Alvheim, Volund og Vilje medtatt fom 15. oktober 2014
(Pga. avrundning stemmer ikke tallene overens)

Finansiell gjennomgang

Resultatregnskap for 4. kvartal

Konserninntektene i fjerde kvartal var 346 (43) millioner dollar og gjenspeiler at produksjonen på Alvheim-feltene er tatt med fom. 15. oktober 2014.

Letekostnadene utgjorde 50 (93) millioner dollar da brønnene Freke og Fulla ble utgiftsført i kvartalet etter tidligere å ha vært ført i balansen. Produksjonskostnadene var 44 (17) millioner dollar, mens lønn og lønnsrelaterte kostnader utgjorde -10 (1) millioner dollar ettersom selskapet registrerte gevinst etter oppgjøret av den ytelsesbaserte pensjonsordningen for de ansatte i Marathon Oil Norge AS.

Avskrivningene var 104 (21) millioner dollar, mens netto nedskrivninger var 319 (112) millioner dollar som følge av at selskapet foretok en delvis nedskrivning av verdien av teknisk goodwill i forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Nedskrivningene er nærmere redegjort for i note 6 og 7.

Selskapet fikk et driftsunderskudd på 184 (201) millioner dollar i fjerde kvartal. Periodens nettoresultat var -287 (56) millioner dollar etter en skatt på 90 (-163) millioner dollar, som gir en skatteprosent på minus 46 som følge av nedskrivningene i kvartalet. Resultat per aksje ble da -1,42 (-0,40) dollar.

Oppstilling av finansiell stilling for 4. kvartal

Marathon Oil Norge AS ble overtatt 15. oktober 2014, og kjøpsprisallokering ("PPA") ble foretatt per samme dato. Kontantvederlaget ble allokert til eiendeler og forpliktelser på grunnlag av virkelig verdi.

Immaterielle eiendeler beløp seg til 2 127 (497), millioner dollar, hvorav goodwill utgjorde 1 187 (53) millioner dollar etter kvartalets nedskrivning. Andre immaterielle eiendeler utgjorde 649 (106) millioner dollar; mesteparten var merverdier fra PPA. Balanseførte letekostnader utgjorde 292 (338) millioner dollar.

Eiendom, anlegg og utstyr beløp seg til 2 549 (437) millioner dollar og er behandlet i note 7. Selskapets beholdninger av betalingsmidler utgjorde 296 (281) millioner dollar per 31. desember, inklusive 5 (3) millioner dollar i bundne bankinnskudd.

Totale eiendeler økte til 5 384 (1 733) millioner dollar ved utgangen av kvartalet.

Egenkapitalen var på 652 (524) millioner dollar ved kvartalsslutt, som gjenspeiler det negative nettoresultatet for perioden. Egenkapitalandelen per 31. desember var 12,1 (30,2) prosent.

Utsatte skatteforpliktelser beløp seg til 1 286 (0) millioner dollar og er behandlet i note 10. Den utsatte skatteforpliktelsen er relatert til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS og tilsvarer skattesatsen multiplisert med forskjellen mellom de oppkjøpte eiendelenes virkelige verdi og skattegrunnlag.

Rentebærende gjeld beløp seg til 2 290 (820) millioner dollar og består av DETNOR02-obligasjonen på 253 millioner dollar og benyttet trekk på den reservebaserte lånefasiliteten ("RBL") på 2 037 millioner dollar.

Betalbar skatt var 189 (0) millioner dollar ved kvartalsslutt og gjenspeiler forventet utestående betaling av 2014-skatt.

Kontantstrømoppstilling for 4. kvartal

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 295 (157) millioner dollar, hvorav 191 (224) millioner dollar er en forventet skatterefusjon knyttet til letekostnader. Det ble i kvartalet betalt 109 (5) millioner dollar i skatt.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter kom opp i -1 794 (-108) millioner dollar, som i hovedsak er knyttet til betaling for aksjene i Marathon Oil Norge AS. Investeringer i varige driftsmidler utgjorde 255 (62) millioner dollar dette kvartalet.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde totalt 1 363 (35) millioner dollar ettersom selskapet trakk 2 650 millioner dollar på RBL-fasiliteten den 15. oktober og nedbetalte de gjenstående 420 millioner dollar på RCF-fasiliteten. Før årsslutt nedbetalte selskapet 550 millioner dollar på RBL-fasiliteten. I løpet av kvartalet tilbakebetalte selskapet DETNOR01-obligasjonen og avsluttet letefasiliteten.

Endring i funksjonell valuta

Etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS har Det norske gått over til å bruke US dollar som funksjonell valuta. Endringen i funksjonell valuta fra norske kroner trådte i kraft 15. oktober 2014, som var avslutningsdato for oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Balansen ble omregnet til US dollar til en kurs på 6,62 per 15. oktober 2014, og sammenlignende tall legges frem i US dollar.

Helse, miljø og sikkerhet

Selskapet er opptatt av å sikre at utbyggingen av alle dets operasjoner og prosjekter skjer i henhold til de høyeste HMS-standarder i oljebransjen. HMS er alltid høyeste prioritet for alle aktivitetene til Det norske.

Fjerde kvartal var preget av integrasjonen av Det norske og Marathon Oil Norge AS. Alle nødvendige tillatelser fra myndighetene ble innhentet i god tid før oppkjøpet. Et nytt styringssystem ble innført og et omfattende beredskapsprogram implementert i løpet av kvartalet for å oppnå samordnede beredskapstiltak.

Seks hendelser og fire tilløp til faresituasjon (near miss) ble rapportert til Petroleumstilsynet i løpet av fjerde kvartal, inkludert én personskade. Vedkommende ble ikke alvorlig eller varig skadet. Alle hendelsene blir undersøkt i tråd med prosedyrene og tiltak for forbedring blir implementert. Det blir lagt spesiell vekt på å unngå personskader i alle deler av organisasjonen, gitt selskapets ekstraordinært høye aktivitetsnivå.

HMS-programmet for 2015 ble lagt ut, og det første verneombudseminaret for det sammenslåtte selskapet ble holdt i desember.

Operasjonell gjennomgang

Det norske produserte 5,8 millioner fat oljeekvivalenter ("mmboe") i fjerde kvartal 2014, hvorav 5,0 mmboe var innregnet i resultatregnskapet for kvartal som følge av at Alvheim-feltene ble inkludert fra og med avslutningsdato for oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Dette tilsvarer 54,2 (4,3) boepd. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 74 (109) dollar per fat, mens gassen ble inntektsført til gjennomsnittlig 0,34 (0,38) dollar per standard kubikkmeter (Sm³).

Alvheim-feltene – PL 203/088BS/036C/036D/150 – operatør

Feltene Alvheim (65 prosent), Volund (65 prosent) og Vilje (46,9 prosent) er knyttet opp til produksjonsskipet Alvheim FPSO. Produksjonen har vært stabil og overgått prognosen i hele kvartalet. Alvheim FPSO har hatt en produksjonstilgjengelighet på 99,1 prosent i fjerde kvartal og en produksjonseffektivitet på 98,8 prosent, som er over målet.

Produksjons- og prosessanlegget på Alvheim FPSO ble modifisert i fjerde kvartal for å ta imot brønnstrømmen fra Bøyla for videre prosessering og lagring. Fremdriften i Bøyla-utbyggingen har vært god i hele kvartalet, og produksjonen på feltet begynte 19. januar 2015 med fremragende innledende produksjonsrater. Utvinnbare reserver (P50) på feltet er anslått til ca. 23 mmboe, hvorav Det norske har en andel på 15 mmboe.

I oktober begynte boreriggen Transocean Winner boringen av en ny produksjonsbrønn (Alvheim IOR) i Kameleon Øst-reservoaret på Alvheim-feltet. Dette er en horisontal produksjonsbrønn som skal produsere en del av forekomsten der det ikke tidligere har vært produksjon. Under komplettering av brønnen satte den nederste kompletteringen seg fast i reservoarseksjonen, og det måtte bores et sidesteg med en ny horisontalseksjon. Dette arbeidet ble ferdig i første kvartal 2015.

Den videre utvikling av Boa-reservoaret ble påbegynt i 2014. BoaKamNord-manifolden vil bli koblet til den eksisterende undervannsløsningen for Boa-reservoaret. Boa-prosjektet er en del av Alvheim IOR (Increased Oil Recovery), og manifolden blir nå produsert ved Nymo AS i Grimstad. Prosjektet hadde god fremdrift i fjerde kvartal og er i rute. Etter planen skal undervannsinstallasjonen settes sammen på Alvheim-feltet i begynnelsen av andre kvartal 2015.

I første kvartal 2015 besluttet rettighetshaverne på Alvheim seg for å bygge ut Viper-Kobra, som består av to små, atskilte funn i Alvheim-området. Kobra ble oppdaget i 1997 (PL 203) og Viper (PL 203) i 2009. De to reservoarene inneholder ca. 4 millioner fat utvinnbar olje hver. Totale utvinnbare reserver er anslått til 9 millioner fat oljeekvivalenter, gassen inkludert. Planlagt produksjonsstart forventes i slutten av 2016.

Andre felt i produksjon

Produksjonen var stabil på Jotun, Jette og Varg i løpet av kvartalet, bortsett fra at Jotun ble nedstengt en periode i desember på grunn av vedlikehold og oppgradering. Atla ble midlertidig nedstengt i november og desember på grunn av vedlikehold på Heimdal.

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

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

Byggingen av plattformdekket forløper som planlagt på SMOE-verftet i Singapore. I fjerde kvartal ble mellomdekket sandblåst og malt før det ble montert oppå kjellerdekket i slutten av januar 2015. Værdekket forventes å komme på plass senere i første kvartal 2015. Blant andre aktiviteter i fjerde kvartal kan nevnes produksjon og installasjon av rør, levering av flere utstyrspakker og produksjon av brennerbommen. Det er videre høyeste prioritet å sikre at utstyrsleveransene kommer i takt med byggeplanen.

På Stord fortsetter arbeidet på boligkvarteret, og i fjerde kvartal ble dekkene stablet inn i undermoduler. Arbeidet med å stable modulene forventes ferdigstilt senest sommeren 2015.

I fjerde kvartal fortsatte byggingen av stålunderstellet i Arbatax på Sardinia. De to bunnseksjonene (de siste av totalt seks) kom på plass i fjerde kvartal. Byggingen av understellet ble avsluttet i begynnelsen av februar 2015, uten noen alvorlige hendelser, etter planen og innenfor budsjett. Utskiping er planlagt til senere i vår, og understellet vil bli installert på Ivar Aasen-feltet i løpet av andre kvartal 2015.

I januar 2015 begynte boreriggen Maersk Interceptor boreprogrammet på Ivar Aasen-feltet. Programmet går over tre år og omfatter til sammen 15 brønner i tillegg til tre pilotbrønner. Programmet startet opp med én pilotbrønn, og hensikten var å også teste Løvstakken-prospektet, men fordi brønnen var optimalisert for boring av pilotbrønnen, lot det seg ikke gjøre å teste Løvstakken-målet over olje/vann-kontakten. Selskapet vil sannsynligvis komme tilbake til dette prospektet på et senere stadium. Maersk Interceptor fortsetter å bore pilotbrønnene i første halvår 2015.

Johan Sverdrup – PL 265/501/502 (foreløpig eierandel 11,8933 prosent)

I fjerde kvartal, den 3. november, offentliggjorde Statoil, som er pre-unitoperatør for Johan Sverdrup-feltet, konsekvensutredningen for fase 1 av utbyggingen. I dette kvartalet ble også den tekniske prosjektstudien (FEED) ferdigstilt.

Etter kvartalsslutt, 13. februar 2015, ble planen for utbygging og drift (PUD) for fase 1 og to planer for anlegg og drift (PAD) sendt inn til Olje- og energidepartementet, og prosjektets tidslinje ble dermed bekreftet. Godkjenning fra Stortinget forventes i løpet av første halvår 2015, og produksjonsstart er ventet i slutten av 2019.

Oljefeltet Johan Sverdrup skal bygges ut i flere faser. Investeringene i fase 1 er estimert til 117 milliarder kroner (2015-kr). Utvinnbare ressurser fra investeringene i fase 1 er anslått til mellom 1,4 og 2,4 milliarder fat oljeekvivalenter. Investeringene i feltet, fullt utbygget, vil ligge mellom 170 og 220 milliarder kroner (2015-kr) for utvinnbare ressurser på mellom 1,7 og 3,0 milliarder fat oljeekvivalenter. Ambisjonen er en utvinningsgrad på 70 prosent. Produksjonskapasiteten i fase 1 er på 315 000–380 000 fat oljeekvivalenter per dag. Fullt utbygget kan feltet produsere 550 000–650 000 fat oljeekvivalenter per dag. PUD for fremtidige faser skal sendes inn senest i annet halvår 2017, og produksjonsstart for fase 2 er planlagt til 2022.

Partnerskapet som består av Statoil, Lundin Norway, Petoro, Det norske oljeselskap og Maersk Oil, har anbefalt Statoil som operatør for alle faser av feltutbyggingen og driften. For Det norske har det alltid vært et viktig prinsipp at eierandelene i Johan Sverdrup skal fordeles på grunnlag av en kombinasjon av volum og verdi. Da det ikke ble oppnådd avtale om dette, undertegnet heller ikke Det norske unitiseringsavtalen. Olje- og energidepartementet (OED) vil konkludere på fordelingen av eierandeler i feltet. Etter at OED har konkludert er det en mulig å påklage avgjørelsen til kongen i statsråd og vedtaket kan også prøves av domstolene. Departementet har bestemt at inntil konklusjonen er trukket, skal Statoils forslag brukes som basis: Statoil 40,0267 prosent, Lundin Norway 22,12 prosent, Petoro 17,84 prosent, Det norske oljeselskap 11,8933 prosent og Maersk Oil 8,12 prosent. Etter at PUD for Johan Sverdrup var sendt inn, ble Det norskets netto P50-reserver mer enn doblet.

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

Utbyggingen av Gina Krog-feltet er i rute, og oppstart er planlagt til første kvartal 2017.

Feltutbyggingsplanen omfatter et stålunderstell og et integrert plattformdekk med boligkvarter og prosesseringsanlegg. Oljen fra Gina Krog vil bli eksportert til markedene med skytteltankere, mens gassen vil bli ført ut via Sleipner-plattformen.

Leting

Selskapets utgifter relatert til leting var 33 millioner dollar i fjerde kvartal. Letekostnadene utgjorde 50 millioner dollar i perioden, da brønnene Freke og Fulla ble utgiftsført etter tidligere å ha vært ført i balansen.

Garantiana 2 – PL554 (10 prosent, partner)

Boringen av avgrensingsbrønn 34/6-3S på Garantiana-funnet i PL554 i Nordsjøen ble ferdigstilt i fjerde kvartal. Brønnen påtraff olje i Cook-formasjonen med god reservoarkvalitet. En formasjonstest viste en produksjonsrate på 940 Sm³ olje per dag gjennom en 24/64-tommers dyseåpning.

Deretter ble det boret et separat sidesteg (34/6-3 A) fra letebrønnen og inn i Akkar-prospektet. Brønnen påtraff olje i Cook-formasjonen. Påviste utvinnbare ressurser i brønnen er estimert til 3 mmboe.

Det oppdaterte ressurspotensialet for PL554 er anslått til 40–90 mmboe. Omfattende dataanalyser og studier er igangsatt for å bekrefte ressursgrunlaget og evaluere mulige utbyggingsscenarioer.

Krafla Nord og Main – PL035 (25 prosent, partner)

Boringen av letebrønn 30/11-10 på Krafla Nord-prospektet, som ble ferdig dette kvartalet, påtraff olje i Tarbert- og Etime-formasjonene, men reservoarkvalitetene var dårligere enn forventet.

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

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

TFO 2014

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

Reserver og ressurser ved årsslutt

Ved utgangen av 2014 var påviste og sannsynlige reserver (P50) bekreftet av tredjemann på 206 millioner fat oljeekvivalenter. Påviste reserver var 143 millioner fat oljeekvivalenter. Reserver per felt netto til Det norske er illustrert i tabellen under.

Felt (mmboe)	P90	P50
Alvheim (inkl. Boa og Viper-Kobra)	57	90
Vilje	6	11
Volund	8	12
Bøyla	8	15
Aasen inkl. Hanz	58	71
Gina	6	7
Annet	1	1
SUM (mmboe)	143	206

(Pga. avrunding stemmer ikke tallene overens)

PUD for Johan Sverdrup ble levert inn i februar 2015. Reserver fra Johan Sverdrup var derfor ikke inkludert i reservene per årsslutt 2014. Ved å inkludere Johan Sverdrup vil både P90- og P50-reservene per årsslutt 2014 mer enn doubles.

Andre hendelser

Redeterminering av RBL-fasiliteten

Mot slutten av 2014 fullførte selskapet en halvårlig redetermineringsprosess sammen med sitt bankkonsortium under selskapets 3,0 milliarder dollars RBL-fasilitet. Ved avslutningen av oppkjøpet av Marathon Oil Norway 15. oktober 2014 trakk Det norske 2,65 milliarder dollar på fasiliteten. Etter redetermineringsprosessen ble det nye lånegrunnlaget redusert, men det er fortsatt over 2,65 milliarder dollar. Av likviditetsstyringshensyn reduserte Det norske beløpet trukket under RBL-fasiliteten til 2,1 milliarder dollar ved årsslutt 2014. Neste redeterminering vil finne sted i juni 2015.

2015 guidance

- Det norske forventer at produksjonen vil ligge i området 58–63 mboepd
- Produksjonskostnadene ventes å være 8 – 10 US dollar per fat oljeekvivalenter
- Letekostnadene forventes å utgjøre 115 - 125 millioner US dollar, inklusive boring, seismikk, G&G, arealavgifter og evalueringskostnader.
- Investeringene (CAPEX) forventes å utgjøre 950-1 000 millioner US dollar. Fordelingen på de ulike områdene er oppsummert i tabellen under

Utsikter

Oppkjøpet av Maraton Oil Norge AS var en viktig milepæl for Det norske. Selskapet har blitt et av de største uavhengige, børsnoterte olje- og gasselskaper i Europa, og nyter godt av en base av høykvalitetseiendeler med lav balansepris. Med oppkjøpet økte selskapet sine driftsinntekter kraftig, selv om det også ble mer følsomt for svingninger i oljeprisen.

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

Et kostnadseffektiviseringsprogram er igangsatt i alle bedriftsenheter med mål om å øke produktiviteten og redusere kostnadene. Betydelige kostnadsbesparelser er allerede blitt identifisert, og selskapet har en ambisjon om å redusere kostnadene med mer enn 100 millioner US dollar i 2015. Selskapet har blant annet redusert leteaktiviteten og fokuserer på kjerneområdene.

Selskapet arbeider også for å øke sin finansielle fleksibilitet. Selskapet vurderer å diversifisere sin kapitalstruktur og gjøre tilpasninger i låneavtalene. Støtten selskapet har fra sine banker, betraktes som solid, og selskapet har tillit til at det vil klare å finansiere planlagte fremtidige utbygginger.

Feltinvesteringer fordelt på felter (CAPEX)	Prosent
Alvheim-området	~30%
Ivar Aasen	~45%
Johan Sverdrup (forutsatt foreløpig 11,89 % eierandel)	~15%
Annet	~10%
SUM	100%

*Forutsatt en kurs USD/NOK på 7,5

Disse tallene er prognoser og gjenspeiler dagens oppfatninger om hendelser i fremtiden. De er derfor naturlig nok forbundet med stor risiko og usikkerhet ettersom de gjelder hendelser og avhenger av omstendigheter som vil inntreffe i fremtiden.

RESULTATREGNSKAP (Urevidert)

(Alle tall i USD 1 000)	Note	Konsern			
		Q4		1.1 - 31.12	
		2014	2013	2014	2013
Petroleumsinntekter	3	344 744	42 320	411 996	158 782
Andre driftsinntekter	4	926	959	52 235	1 824
Driftsinntekter		345 670	43 279	464 230	160 606
Utforskningskostnader	5	49 677	92 632	157 578	278 554
Produksjonskostnader		44 400	16 607	66 754	42 474
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	8	-10 010	656	-17 042	6 470
Avskrivninger	7	104 183	21 103	160 254	80 063
Nedskrivninger	6,7	319 018	111 893	346 420	113 346
Andre driftskostnader	8	22 504	1 499	49 193	18 698
Driftskostnader		529 772	244 391	763 157	539 605
Driftsresultat		-184 102	-201 112	-298 927	-378 999
Renteinntekter		1 588	2 223	7 009	6 934
Annen finansinntekt		37 966	2 695	19 435	12 164
Rentekostnader		34 817	17 594	83 845	51 359
Annen finanskostnad		17 525	5 335	19 296	21 841
Netto finansposter	9	-12 788	-18 011	-76 697	-54 101
Resultat før skattekostnad		-196 889	-219 123	-375 624	-433 100
Skattekostnad(+)/skatteinntekt(-)	10	89 997	-163 202	-96 485	-339 753
Periodens resultat		-286 887	-55 921	-279 139	-93 347
Tidsveiet gj.snittlig antall aksjer i perioden		202 618 602	140 707 363	165 811 098	140 707 363
Resultat etter skatt pr. aksje		-1,42	-0,40	-1,68	-0,66

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT (Urevidert)

(Alle tall i USD 1 000)	Konsern			
	Q4		1.1 - 31.12	
	2014	2013	2014	2013
Periodens resultat	-286 887	-55 921	-279 139	-93 347
Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)				
Omregningsdiff. ved endring av presentasjonsvaluta til USD		-7 438	-43 069	-53 906
Aktuariell gevinst/tap pensjon	-34	152	-897	152
Total resultat	-286 921	-63 207	-323 105	-147 101

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING (Urevidert)

Konsern				Konsern			
(Alle tall i USD 1 000)	Note	31.12.2014	31.12.2013	(Alle tall i USD 1 000)	Note	31.12.2014	31.12.2013
EIENDELER				EGENKAPITAL OG GJELD			
Immaterielle eiendeler				Egenkapital			
Goodwill	7	1 186 704	52 784	Aksjekapital	15	37 530	27 656
Aktiverte leteutgifter	7	291 619	337 969	Overkurs		1 029 617	564 736
Andre immaterielle eiendeler	7	648 788	106 235	Annen egenkapital		-415 485	-68 292
Utsatt skattefordel	10		103 625	Total egenkapital		651 662	524 100
Varige driftsmidler				Avsetning for forpliktelser			
Varige driftsmidler	7	2 549 271	436 834	Pensjonsforpliktelser		2 021	10 933
Finansielle eiendeler				Utsatt skatt	10	1 286 357	
Langsiktige fordringer	13	8 799	20 618	Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	21	483 323	136 188
Andre langsiktige eiendeler	11	3 598	46 912	Andre avsetninger for forpliktelser		12 044	128
Sum anleggsmidler		4 688 778	1 104 976	Langsiktig gjeld			
Varer				Obligasjonslån	19	253 141	406 592
Varelager		25 008	6 720	Annen rentebærende gjeld	20	2 037 299	334 814
Fordringer				Langsiktige derivater	16	5 646	8 129
Kundefordringer	17	186 461	22 062	Kortsiktig gjeld			
Andre kortsiktige fordringer	12	184 592	82 091	Kortsiktig lån			78 579
Andre kortsiktige plasseringer		3 289	3 957	Leverandørgjeld		152 258	74 368
Beregnet skatt til utbetaling	10		231 972	Offentlige trekk og avgifter		6 758	3 876
Betalingsmidler				Betalbar skatt	10	189 098	
Betalingsmidler	14	296 244	280 942	Kortsiktige derivater	16	25 224	
Sum omløpsmidler		695 594	627 745	Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	21	5 728	24 225
SUM EIENDELER				Annen kortsiktig gjeld	18	273 813	130 789
		5 384 372	1 732 720	Sum gjeld		4 732 710	1 208 620
SUM EIENDELER				SUM EGENKAPITAL OG GJELD			
		5 384 372	1 732 720			5 384 372	1 732 720

OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL (Urevidert)

	Aksjekapital	Overkurs	Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Innskutt annen EK	Andre inntekter og kostnader (OCI)		Opptjent egenkapital		
				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregningsdifferanser			
(Alle tall i USD 1 000)								
Egenkapital per 31.12.2012	25 278	555 034	646 757	-393		-555 474	90 889	671 201
Omregningsdifferanse knyttet til endring i presentasjonsvaluta til USD	2 378	9 702	-73 674	18	5 573	56 004	-12 079	
Egenkapital per 01.01.2013	27 656	564 736	573 083	-375	5 573	-499 471	78 809	671 201
Periodens totalresultat 1.1.2013 - 31.12.2013				152	-53 906	-93 347	-147 101	-147 101
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
Transaksjonskostnader, emisjon		-4 368			261		261	-4 107
Totalresultat 1.1.2014 - 31.12.2014				-897	-43 069	-279 139	-323 105	-323 105
Avvikling ytelsespensjon				1 016		-1 016		
Egenkapital per 31.12.2014	37 530	1 029 617	573 083	-105	-115 491	-872 972	-415 485	651 662

* 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)

(Alle tall i USD 1 000)	Note	Q4		01.01-31.12	
		2014	2013	2014	2013
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter					
Resultat før skattekostnad		-196 889	-219 123	-375 624	-433 100
Betalte skatter i perioden		-109 068	-4 524	-109 068	-4 524
Periodens mottatte skattefordring		190 532	224 337	190 532	224 337
Avskrivninger	7	104 183	21 103	160 254	80 063
Nedskrivninger	6	319 018	111 893	346 420	113 346
Kalkulatorisk rente i nåverdiregning av fjerningsforpliktelser		6 708	1 886	12 410	7 277
Gevinst/tap ved bytte av lisensandel uten kontanteffekt		60		-49 765	125
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	16	11 554	1 584	10 614	540
Amortisering av rente- og etableringskostnader	9	21 196	1 559	26 711	15 052
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	5	33 733	67 103	99 061	195 770
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-579 302	20 551	-530 150	24 126
Endring i fjerningsforpliktelser		-1 952		-1 952	
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		494 857	-69 829	483 346	-67 200
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter		294 631	156 541	262 791	155 812
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter					
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	21	-1 479	-2 752	-14 087	-6 251
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	7	-254 947	-62 118	-583 200	-254 502
Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)	2	-1 513 591		-1 513 591	
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	7	-24 307	-43 429	-164 128	-231 230
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser		-81	167	8 862	14 714
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter		-1 794 405	-108 132	-2 266 144	-477 270
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter					
Emisjon				474 755	
Nedbetaling av kortsiktig gjeld		-162 434	-204 186	-162 434	-255 232
Nedbetaling av obligasjonslån (detnor 01)		-87 536		-87 536	
Nedbetaling av langsiktig gjeld		-970 000		-1 147 934	-371 806
Etableringskostnader		-67 350		-67 350	
Opptak av langsiktig gjeld		2 650 000	120 328	2 897 354	804 713
Opptak av kortsiktig gjeld			119 108	116 829	238 217
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter		1 362 680	35 250	2 023 684	415 892
Netto endring i betalingsmidler		-137 095	83 659	20 331	94 433
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	14	444 849	202 643	280 942	207 348
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-11 511	-5 361	-5 029	-20 839
Beholdning av betalingsmidler ved periodens slutt		296 244	280 942	296 244	280 942
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt					
Bankinnskudd		291 346	278 337	291 346	278 337
Bundne bankinnskudd		4 897	2 605	4 897	2 605
Sum betalingsmidler ved periodens slutt	14	296 244	280 942	296 244	280 942

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 2013. Kvartalsrapporten er urevidert.

Delårsregnskapet består av morselskapet Det norske oljeselskap ASA og datterselskapet Det norske oljeselskap AS (tidligere Marathon Oil Norge AS), etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS 15. oktober 2014. Aktiviteten i Marathon Oil Norge AS er inkludert i delårsregnskapet fra 15. oktober 2014. For ytterligere informasjon vedrørende oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS, se også Note 2.

Note 1 Regnskapsprinsipper

Regnskapsprinsippene som er benyttet i denne rapporten er i all vesentlighet i samsvar med prinsippene benyttet i årsregnskapet for 2013. Som nevnt i årsrapporten, er det noen nye og endrede standarder med ikrafttredelse fra 1. januar 2014. Standardene er implementert i 2014, men har ikke vesentlig påvirkning på regnskapet.

I forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS har selskapet foretatt en vurdering av kravene i IAS 21 vedrørende funksjonell valuta, og har i den sammenheng endret funksjonell valuta til USD fra 15.10.2014. Framover vil hovedvekten av inntekter og finansiering genereres i USD. Ved overgangen til USD som funksjonell valuta, ble alle ikke-monetære poster omregnet til USD per 15. oktober 2014, med valutakurs 6,6161 (USD/NOK). Dette representerer ny anskaffelseskost for ikke-monetære poster. Monetære poster er revaluert til sluttkursen på hver balansedag.

Konsernet endret også presentasjonsvaluta til USD fra samme dato. Endringen av presentasjonsvaluta er behandlet som en frivillig prinsippendring. I henhold til IAS 8 er dette gjennomført retrospektivt, ved at sammenligningstall er presentert som om USD alltid har vært anvendt som presentasjonsvaluta. Omregningen til presentasjonsvaluta for alle transaksjoner forut for endringen i funksjonell valuta er gjennomført på følgende måte:

1) Eiendeler og gjeld er i hver balanseoppstilling omregnet til sluttkursen på balansedagen.

2) Inntekter og kostnader er for hver resultatoppstilling omregnet til gjennomsnittskurser for perioden. Dersom gjennomsnittskursen ikke gir en rimelig tilnærming til den kumulative effekten av valutakurser på transaksjonsdatoen, er inntekter og kostnader omregnet til valutakurs på den spesifikke transaksjonsdatoen.

Som følge av det ovennevnte, oppstår en omregningsdifferanse i egenkapitalen. Denne representerer forskjellen mellom beregnet endring i egenkapitalen basert på gjennomsnittskurser, og egenkapital målt til sluttkursen.

Note 2 Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS

15. oktober 2014 fullførte Det norske oppkjøpet av 100 % av aksjene i Marathon Oil Norge AS. Transaksjonen ble offentliggjort 2. juni 2014 og Det norske betalte et kontantvederlag på USD 2,1 milliarder. Oppkjøpet ble finansiert gjennom en kombinasjon av egenkapital og gjeld, ved utstedelse av ny egenkapital på NOK 3 milliarder samt etablering av en reservebasert lånefasilitet på USD 3 milliarder. Hovedårsaken til oppkjøpet var å diversifisere eiendelene gjennom å få tilgang til Marathons driftskompetanse og kontantstrømmer, og derigjennom skape en plattform for framtidig organisk vekst. Lisensporteføljen til Marathon Oil Norge AS har begrensede investeringsforpliktelser og høy produksjon på kort sikt, noe som passer godt med finansieringsbehov knyttet til planlagt produksjonsstart på Ivar Aasen og Johan Sverdrup.

For regnskapsformål, samsvarer transaksjonstidspunktet med fullføringen av oppkjøpet, 15. oktober 2014. Skattemessig overtakelsesdato er 1. januar 2014. Oppkjøpet betraktes som en virksomhetssammenslutning og er bokført etter oppkjøpsmetoden i henhold til IFRS 3. Kjøpsprisallokering (PPA) er benyttet for å allokere kontantvederlaget til virkelig verdi av eiendeler og forpliktelser fra Marathon Oil Norge AS. Kjøpsprisallokeringen er gjennomført med regnskapsmessig virkning 15. oktober 2014.

Hver identifiserbar eiendel eller forpliktelse måles til virkelig verdi på oppkjøpstidspunktet, i henhold til retningslinjer i IFRS 13. Standarden definerer virkelig verdi som den pris som ville blitt oppnådd ved salg av en eiendel eller betalt for å overføre en forpliktelse i en velordnet transaksjon mellom markedsdeltagere på måletidspunktet. Denne definisjonen understreker at virkelig verdi representerer en markedsbasert måling, og ikke en foretaksspesifikk måling. I målingen av virkelig verdi, benytter selskapet forutsetninger som markedsaktører ville brukt når de verdsetter eiendeler og forpliktelser under nåværende markedsbetingelser, herunder forutsetninger om risiko. Overtatte varige driftsmidler er verdsatt etter kostprismetoden (gjenanskaffelseskost), mens immaterielle eiendeler er verdsatt etter resultatmetoden.

Innregnede eiendeler og forpliktelser på overtakelsestidspunktet var som følger:

(USD 1 000)	Note	15.10.2014
Aktiverte leteutgifter	7	37 899
Andre immaterielle eiendeler	7	515 966
Varige driftsmidler	7	1 641 117
Varelager		17 714
Kundefordringer		83 206
Andre kortsiktige fordringer		71 436
Betalingsmidler		589 107
Sum eiendeler		2 956 445
Pensjonsforpliktelser		12 071
Utsatt skatt	10	911 363
Fjerningsforpliktelser - langsiktig	21	336 246
Andre avsetninger for forpliktelser		16 825
Leverandørgjeld		2 520
Offentlige trekk og avgifter		2 893
Fjerningsforpliktelser - kortsiktig	21	4 651
Andre omløpsmidler		129 531
Kortsiktige derivater		13 393
Betalbar skatt	10	910 332
Sum gjeld		2 339 825
Sum identifiserbare netto eiendeler til virkelig verdi		616 620
Goodwill ved oppkjøp	7	1 486 086
Sum betalt vederlag ved oppkjøp		2 102 706

Verdsattelsen 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.

Fra overtakelsestidspunktet (15. oktober 2014) til 31. desember 2014, bidro Marathon Oil Norge AS med driftsinntekter på USD 338 millioner til konsernet og USD 79 millioner til konsernresultatet (før nedskrivninger på USD 340 millioner knyttet til oppkjøpet, se note 6). Oppkjøpet har ingen effekter på andre inntekter og kostnader (OCI) i 2014.

Goodwill på USD 1 486 millioner oppstår på grunn av følgende faktorer:

1. Muligheten til å realisere synergier som oppstår gjennom å kunne forvalte en portefølje med både overtatte og eksisterende felt på den norske kontinentalsokkel. Synergiene knyttes hovedsakelig til Det norske framførbare underskudd sammenstilt mot betalbar skatt i Marathon Oil Norge AS, i tillegg til synergier knyttet til arbeidsstyrken i de to organisasjonene (ordinær goodwill).

2. Kravet om å innregne utsatt skatt og utsatt skattefordel på forskjellen mellom allokert virkelig verdi og skattemessige verdier på eiendeler og forpliktelser overtatt ved virksomhetssammenslutning. Målingen av virkelig verdi på lisenser under utbygging og lisenser i produksjon er basert på kontantstrømmer etter skatt, ettersom lisensene bare selges i et etter-skatt marked basert på godkjenning fra Finansdepartementet i henhold til Petroleumsskatteloven paragraf 10. I henhold til IAS 12.15 og 12.19 innregnes utsatt skatt på forskjellene mellom allokerte virkelige verdier og gjenværende skattegrunnlag. Motposten til denne utsatte skatten er goodwill. Dermed oppstår goodwill som en teknisk motpost til den utsatte skatteforpliktelsen (teknisk goodwill).

Avstemming av goodwill (USD 1 000)	15.10.2014
Goodwill relatert til utsatt skatt - teknisk goodwill	1 196 458
Goodwill relatert til synergier - ordinær goodwill	289 628
Sum goodwill	1 486 086
Nedskrivninger, se Note 6	340 594
Netto goodwill 31.12.2014	1 145 492

Ingen del av goodwill vil være skattemessig fradragsberettiget.

Note 3 Petroleumsinntekter

Spesifikasjon av inntekter (USD 1 000)	Konsern			
	2014	Q4 2013	2014	01.01.-31.12 2013
Inntektsførte oljeinntekter	309 231	37 041	368 443	134 619
Inntektsførte gassinntekter	34 316	4 243	39 665	20 036
Tariffinntekter	1 197	1 036	3 888	4 127
Sum petroleumsinntekter	344 744	42 320	411 996	158 782
Spesifikasjon av produserte volumer (fat o.e.)				
Olje	4 243 934	324 143	4 800 457	1 263 889
Gass	740 134	74 037	904 444	365 226
Sum produserte volumer	4 984 068	398 180	5 704 901	1 629 115

Note 4 Andre driftsinntekter

(USD 1 000)	Konsern			
	2014	Q4 2013	2014	01.01.-31.12 2013
Andre driftsinntekter	926	959	52 235	1 824

I juni inngikk Det norske to avtaler om bytte av lisensandeler som øker selskapets andel i Ivar Aasen-feltet. I henhold til selskapets regnskapsprinsipper skal bytte av eiendeler måles til virkelig verdi, med mindre transaksjonen mangler kommersiell substans eller virkelig verdi ikke kan måles pålitelig. I dette byttet er virkelig verdi beregnet på eiendelen som mottas, ved diskontering av estimerte framtidige kontantstrømmer.

Total gevinst relatert til de to byttene som inkluderer 40 prosent av PL 457 er beregnet til ca. USD 49 millioner.

Note 5 Utforsningskostnader

Spesifikasjon av utforsningskostnader (USD 1 000)	Konsern			
	Q4 2014	2013	01.01.-31.12 2014	2013
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	8 531	21 813	24 846	53 207
Viderebelastning av riggekostnader	5	-4 298	-11 087	-20 241
Utforsningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	4 939	5 090	28 097	25 751
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år*	35 077	54 613	40 175	94 145
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	-1 344	12 490	58 886	101 626
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforsningskostnader	2 577	2 212	14 104	20 759
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	-108	711	2 556	3 309
Sum utforsningskostnader	49 677	92 632	157 578	278 554

*Kostnadsføring av letebrønner balanseført i tidligere år er i hovedsak knyttet til PL 362 Fulla og PL 029B Freke.

Note 6 Nedskrivinger

Nedskrivningstester

Nedskrivningstester gjennomføres på individuelle kontantgenererende enheter, når nedskrivningsindikatorer identifiseres. Den betydelige reduksjonen i olje- og gasspriser vurderes til å være en nedskrivningsindikator, og det er dermed gjennomført nedskrivningstester. Det er gjennomført to kategorier av nedskrivningstester:

- Nedskrivningstest på varige driftsmidler og tilhørende immaterielle eiendeler, unntatt goodwill.
- Nedskrivningstest på 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 2014 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 2014.

Olje- og gasspriser

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

Nominell oljepris basert på forwardkurven i nedskrivningstesten er som følger:

År	USD/BOE
2015	61,73
2016	68,85
2017	72,84
2018	75,49
2019	77,51
Fra 2020 (i reelle priser)	85,00

Olje- og gassreserver

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

Diskonteringsrente

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

Basert på det ovennevnte, er nominell diskonteringsrente etter skatt satt til 9,1 prosent. I nedskrivningstesten for 2013, var tilsvarende diskonteringsrente 10,7 prosent. I 2013 var den risikofrie renten basert på NOK, mens den i 2014 er basert på USD, i tråd med endringen i funksjonell valuta.

Valutakurser

Ettersom Det norske funksjonelle valuta ble endret til USD fra 15. oktober 2014, er selskapet regnskapsmessig eksponert for valutakursendringer i kontantstrømmer i andre valutaer enn USD. På samme måte som forventet framtidig oljepris, benyttes forwardkurven for valutakurser fra 2015 til 2019, mens selskapets langsiktige forventninger legges til grunn for perioden fra 2020 og framover. Dette resulterer i at følgende valutakurser benyttes i nedskrivningstestene for 2014:

År	NOK/USD
2015	7,48
2016	7,47
2017	7,38
2018	7,31
2019	7,22
Fra 2020	7,00

Inflasjon

Den langsiktige inflasjonsraten antas å være 2,5 prosent.

Nedskrivningstester for eiendeler unntatt 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 av reduserte priser og andre endringer i forutsetninger fra tidligere nedskrivningstester.

Bokført verdi på enkelte felt inkluderer også en immateriell eiendel (lisensrettighet) fra tidligere virksomhetssammenslutninger. Den utsatte skatteeffekten knyttet til disse eiendelene er nettet mot nedskrivningene, og ikke presentert som skattekostnad i resultatregnskapet. Nedenfor følger en oversikt over nedskrivningene og bokført verdi på kontantgenererende enheter som har vært gjenstand for nedskrivning eller reversert nedskrivning i fjerde kvartal 2014:

Kontantgenererende enhet (USD 1 000)	Nedskrivning /reversering		Gjenvinnbart beløp / balanseført verdi
	Immaterielle	Varige	
Glitne		-15 242	
Jotun Unit		-12 051	
Jette		-6 923	38 210
Varg		-1 741	
Atla	296	5 243	4 048
Fulla (PL 362)	4 476		
Freke/Dagny (PL 029B)	2 645		
Total	7 417	-30 714	42 258

Ingen forventede kontantstrømmer går utover prognoseperioden (2019) benyttet i nedskrivningstestene.

Nedskrivningstest goodwill

For nedskrivningsformål er goodwill ervervet ved virksomhetssammenslutninger før nedskrivninger i 2014, allokert slik:

Goodwill (USD 1 000)

Teknisk goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (se Note 2)	1 196 458
Ordinær goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (se Note 2)	289 628
Teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger	48 537

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

Nedskrivningstest ordinær goodwill

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

Nedskrivningstest på teknisk goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS

Bokført verdi av Alvhheim 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 Alvhheim KGE er kalkulert som følger:

(USD 1 000)	
Balanseført verdi av oljefelt og varige driftsmidler	2 280 508
+ Teknisk goodwill	1 196 458
- Utsatt skatt knyttet til teknisk goodwill	-1 178 484
Netto bokført verdi av goodwill før nedskrivninger	2 298 482

Nedskrivningen er forskjellen mellom gjenvinnbart beløp og bokført verdi.

(USD 1 000)	
Netto bokført verdi som spesifisert ovenfor	2 298 482
Gjenvinnbart beløp	1 957 888
Nedskrivning	340 594

Hovedårsaken til nedskrivningen er de reduserte prisforventningene fra overtakelsesdatoen til 31. desember 2014. Som følge av avskrivninger ble også utsatt skatt knyttet til eiendelene som ble innregnet i forbindelse med oppkjøpet redusert i fjerde kvartal. Som gjengitt i tabellen ovenfor, reduserer utsatt skatt (fra overtakelsestidspunktet) netto balanseført verdi før nedskrivninger. Når utsatt skatt fra opprinnelig innregning reduseres, blir mer goodwill eksponert for nedskrivninger. Framover vil avskrivninger på verdiene fra kjøpsprisallokeringen (se Note 2), resultere i redusert utsatt skatteforpliktelse.

Sensitivitetsanalyse

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

Forutsetning (USD millioner)	Endring	Total goodwillnedskrivning etter	
		økning i forutsetning	reduksjon i forutsetning
Olje- og gasspris	+/- 20%		720,8
Produksjonsprofil (reserver)	+/- 5%	241,3	439,8
Diskonteringsrente	+/- 1% poeng	394,9	283,4
Valutakurs USD/NOK	+/- 1,0 NOK	277,3	422,9
Inflasjon	+/- 1% poeng	273,6	403,2

Nedskrivningstest - teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger

I fjerde kvartal er teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger nedskrevet med USD 7,3 millioner. Nedskrivningen knytter seg til Fulla, Freke/Dagny og Atla.

Oppsummering av nedskrivninger/reverseringer

Følgende nedskrivninger (reverseringer) er bokført:

(USD 1 000)	Konsern			
	Q4 2014	2013	01.01.-31.12 2014	2013
Nedskrivning/reversering av varige driftsmidler	-30 714	96 080	-3 313	96 080
Nedskrivning av andre immaterielle eiendeler/lisensrettigheter	7 417	18 897	7 417	21 217
Nedskrivning av goodwill	347 919	10 734	347 919	11 303
Utsatt skatt	-5 604	-13 818	-5 604	-15 255
Sum nedskrivninger	319 018	111 893	346 420	113 346

Note 7 Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler - konsern (USD 1 000)	Felt under utbygging*	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
Balanseført verdi 31.12.2013	270 752	155 819	10 263	436 834
Anskaffelseskost 31.12.2013	270 752	723 154	25 704	1 019 610
Tilgang	320 359	1 556	6 337	328 253
Avgang			278	278
Reklassifisering	88 742			88 742
Anskaffelseskost 30.09.2014	679 855	724 709	31 763	1 436 327
Akk. av- og nedskrivninger 30.09.2014		647 597	17 538	665 136
Balanseført verdi 30.09.2014	679 855	77 112	14 226	771 192
Anskaffelseskost 30.09.2014	679 855	724 709	31 763	1 436 327
Tilgang ved oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	432 338	1 205 199	3 581	1 641 117
Tilgang	265 233	-14 901	2 859	253 191
Reklassifisering	338	-324		13
Anskaffelseskost 31.12.2014	1 377 763	1 914 682	38 203	3 330 648
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2014		702 112	18 449	720 561
Omregningsdifferanse**	-53 206	-6 495	-1 115	-60 816
Balanseført verdi 31.12.2014	1 324 557	1 206 076	18 639	2 549 271
Avskrivninger Q4 2014		85 229	911	86 140
Avskrivninger 01.01 - 31.12.2014		138 089	3 008	141 097
Nedskrivninger Q4 2014		-30 714		-30 714
Nedskrivninger 01.01 - 31.12.2014		-3 313		-3 313

*Johan Sverdrup-feltet gikk inn i utbyggingsfasen i første kvartal 2014. Alle kostnader knyttet til utbyggingen er derved innregnet som varige driftsmidler. Tidligere aktiverte letekostnader er reklassifisert fra immaterielle eiendeler.

**Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i Note 1.

Negativ tilgang i fjerde kvartal relaterer seg i hovedsak til reduserte estimat på fjerning og nedstengningskostnader.

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

Etter unitiseringen og byttene som inkluderer PL 457 (se Note 4) er selskapets andel i Ivar Aasen-feltet 34,78 prosent. Regnskapsføringen av unitiseringen er basert på historisk kost, ikke virkelig verdi. Endringen som følger av unitiseringen er presentert som tilgang i oversikten over varige driftsmidler ovenfor.

Se Note 6 for informasjon om nedskrivninger.

Immaterielle eiendeler - konsern (USD 1 000)				Aktiverte letebrønner	
	Lisenser etc.	Software	Totalt		Goodwill
Balansført verdi 31.12.2013	105 465	770	106 235	337 969	52 784
Anskaffelseskost 31.12.2013	148 381	7 906	156 287	337 969	76 541
Tilgang	62 476	214	62 690	131 101	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				86 603	
Reklassifisering				-88 742	
Anskaffelseskost 30.09.2014	210 857	8 120	218 977	293 725	76 541
Akk. av- og nedskrivninger 30.09.2014	43 856	7 309	51 166		23 757
Balansført verdi 30.09.2014	167 001	811	167 811	293 725	52 784
Anskaffelseskost 30.09.2014	210 857	8 120	218 977	293 725	76 541
Tilgang ved oppkjøp av Marathon Oil Norge A	515 966		515 966	37 899	1 486 086
Tilgang	2 151	1 762	3 913	17 542	
Avgang/kostnadsførte tørre brønner				33 733	
Reklassifisering				-13	
Anskaffelseskost 31.12.2014	728 974	9 882	738 856	315 419	1 562 627
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2014	69 280	7 346	76 626		371 676
Omregningsdifferanse*	-13 212	-231	-13 443	-23 800	-4 248
Balansført verdi 31.12.2014	646 482	2 306	648 788	291 619	1 186 704
Avskrivninger Q4 2014	18 007	36	18 043		
Avskrivninger 01.01 - 31.12.2014	18 947	210	19 156		
Nedskrivninger Q4 2014	7 417		7 417		347 919
Nedskrivninger 01.01 - 31.12.2014	7 417		7 417		347 919

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i Note 1.
Se Note 6 for informasjon om nedskrivninger.

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet (USD 1 000)	Q4		01.01.-31.12	
	2014	2013	2014	2013
Avskrivning av varige driftsmidler	86 140	20 514	141 097	76 856
Avskrivning av immaterielle eiendeler	18 043	589	19 156	3 207
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	104 183	21 103	160 254	80 063

Note 8 Lønnskostnader og andre driftskostnader

Spesifikasjon av lønnskostnader (USD 1 000)	Konsern			
	Q4 2014	2013	01.01.-31.12 2014	2013
Totale lønnskostnader	36 025	20 989	104 397	75 553
Gevinst knyttet til avvikling av ytelsespensjon	-15 671		-25 751	
Andel av lønnskostnader klassifisert som utforsknings-, utbyggings- eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-30 365	-20 334	-95 688	-69 083
Netto lønnskostnader	-10 010	656	-17 042	6 470

Pensjonsordningen for ansatte i Marathon Oil Norge AS ble avviklet etter oppkjøpet av selskapet. Basert på aktuarberegninger er avviklingen av ytelsesordningen bokført i Q4. De regnskapsmessige konsekvenser av avviklingen er at tidligere brutto pensjonsforpliktelse nullstilles og midler benyttes til utstedelse av fripoliser til den enkelte ansatte. I resultatregnskapet er effekten av avviklingen inntektsført som en del av lønn- og pensjonskostnadene med USD 15,7 millioner.

Spesifikasjon av andre driftskostnader (USD 1 000)	Konsern			
	Q4 2014	2013	01.01.-31.12 2014	2013
Totale andre driftskostnader	32 639	13 227	88 013	52 287
Andel av lønnskostnader klassifisert som utforsknings-, utbyggings- eller produksjonskostnader, og kostnader fakturert til lisenser	-10 135	-11 728	-38 819	-33 589
Netto andre driftskostnader	22 504	1 499	49 193	18 698

Øktningen i andre driftskostnader knytter seg hovedsakelig til kostnader for Det norske i forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Note 9 Finansposter

(USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12	
	2014	2013	2014	2013
Renteinntekter	1 588	2 223	7 009	6 934
Avkastning på finansielle plasseringer			72	168
Valutagevinst	37 966	2 695	19 363	11 996
Sum annen finansinntekt	37 966	2 695	19 435	12 164
Rentekostnader	24 051	19 517	93 122	57 872
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-14 826	-3 482	-40 383	-21 565
Amortiserte lånekostnader	25 592	1 559	31 107	15 052
Sum rentekostnader	34 817	17 594	83 845	51 359
Valutatap		3 135		19 265
Realisert tap på derivater	5 963	608	8 671	2 027
Verdiendring derivater	11 555	1 584	10 616	540
Verdinedgang finansielle plasseringer	7	9	9	9
Sum annen finanskostnad	17 525	5 335	19 296	21 841
Sum netto finansposter	-12 788	-18 011	-76 697	-54 101

Note 10 Skatt

(USD 1 000)	Konsern			
	Q4		01.01.-31.12	
	2014	2013	2014	2013
Skattekostnad for perioden framkommer slik				
Årets betalbare skatt / skatt til gode	-442 972	-60 613	-581 667	-240 456
Endring utsatt skatt	531 058	-99 693	484 360	-96 540
Endringer knyttet til tidligere år	1 911	-2 896	822	-2 757
Sum skattekostnad (+) / skatteinntekt (-)	89 997	-163 202	-96 485	-339 753

Det er utført full skatteberegning i tråd med regnskapsprinsippene beskrevet i årsrapporten for 2013. For skatteformål, er effektiv dato for oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS 01.01.2014. En konsolidert skatteberegning er gjennomført i fjerde kvartal, hvor framførbart underskudd og skatt til gode er nettet mot betalbar skatt i Marathon Oil Norge AS.

Beregnet skatt til gode (+) / betalbar skatt (-) (USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Skatt til gode/betalbar skatt 1.1	231 972	228 826
Årets skatt	581 667	240 456
Betalbar skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	-910 332	
Betalt skatt	-81 464	-219 814
Endringer knyttet til tidligere år	-528	6 956
Revaluering av betalbar skatt	19 574	
Omregningsdifferanse*	-29 988	-24 451
Sum skatt til gode (+) / betalbar skatt (-)	-189 098	231 972

Utsatt skatt (-) / utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Utsatt skatt 1.1.	103 625	-22 744
Endring utsatt skatt	-484 360	96 540
Utsatt skatt knyttet til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	-911 363	
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser	14 938	32 811
Utsatt skatt knyttet til OCI og egenkapital	4 999	-539
Omregningsdifferanse*	-14 195	-2 443
Sum utsatt skatt (-) / utsatt skattefordel (+)	-1 286 357	103 625

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i Note 1.

Skatteeffekt av underskudd til fremføring	Skattesats	31.12.2014	31.12.2013
Underskudd til fremføring	27 %		-72 483
Underskudd til fremføring	51 %		-142 034

Midlertidig forskjell av underskudd til fremføring var inkludert i utsatt skatt per årsslutt 2013.

Avstemming av årets skattekostnad / -inntekt (USD 1 000)	Konsern			
	Q4 2014	2013	01.01.-31.12 2014 2013	
27 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	-53 160	-61 354	-101 418	-121 268
51 % særskatt av resultat før skattekostnad	-100 414	-109 561	-191 568	-216 550
Skatteeffekt finansposter - 27 %	73 407	7 196	98 055	19 935
Skatteeffekt friinntekt	-20 189	-8 009	-51 537	-27 493
Renter på underskudd til fremføring	4 234	-1 299		-3 567
Permanente forskjeller - gevinst på bytte av lisenser (se Note 3)	-1		-38 530	
Permanente forskjeller - nedskrivning goodwill	267 006	-3 252	267 006	-3 252
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	-36 133		-36 133	
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	-159 660		-159 660	
Revaluering skatteverdier**	113 461		113 461	
Andre elementer (andre permanente forskjeller og endringer knyttet til tidligere år)	1 447	13 079	3 840	12 442
Sum skattekostnad (+) / skatteinntekt (-)	89 997	-163 202	-96 485	-339 753

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

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

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

Note 11 Andre langsiktige eiendeler

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Aksjer i Alvheim AS	10	
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 972
Investeringer i datterselskaper	1 824	1 972
Rentereserve kredittfasilitet		42 810
Husleiedeposium	1 774	2 129
Sum andre langsiktige eiendeler	3 598	46 912

Note 12 Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla*	5 866	510
Forskuddsbetalinger, inkludert riggforskudd	41 682	24 159
Tilgode merverdiavgift	7 986	1 881
Mindreuttak av petroleum (opptjent inntekt)	22 896	3 059
Andre fordringer, inkludert fordringer i operatørlisenser	106 162	52 482
Sum andre kortsiktige fordringer	184 592	82 091

*For mer informasjon om fordringer knyttet til utsatt volum på Atla, se Note 13.

Note 13 Langsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	8 799	20 618
Sum langsiktige fordringer	8 799	20 618

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

Note 14 Betalingsmidler

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

	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Spesifikasjon av betalingsmidler (USD 1 000)		
Kontanter		1
Bankinnskudd	291 346	278 336
Bundne midler (skattetrekk)	4 897	2 605
Sum betalingsmidler	296 244	280 942
Ubenyttet trekkrettighet letefasilitetslån		134 127
Ubenyttet trekkrettighet kredittfasilitet (se Note 20)	593 000	648 501

Note 15 Aksjekapital

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Aksjekapital	37 530	27 656
Antall aksjer (i hele tusen)	202 619	140 707
Pålydende per aksje i NOK	1,00	1,00

Note 16 Derivater

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Langsiktige derivater - rentebytteavtaler	5 646	8 129
Kortsiktige derivater	25 224	
Sum derivater	30 870	8 129

Langsiktige derivater er knyttet til tre rentebytteavtaler. Formålet er å bytte flytende mot fast rente. Disse rentebytteavtalene er bokført til markedsverdi, med endring i virkelig verdi over resultatet.

Kortsiktige derivater er knyttet til valutaterminkontrakter. Formålet med valutaterminkontraktene i USD/NOK er å bytte dagskurs mot en fast kurs for å redusere valutarisiko knyttet til skattebetalinger i NOK.

Note 17 Kundefordringer

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	182 384	11 652
Fordringer relatert til lisenstransaksjoner	285	211
Fakturering knyttet til utgiftsrefusjoner, inkludert rigg	3 792	10 200
Sum kundefordringer	186 461	22 062

Note 18 Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	195	33 209
Andel av annen kortsiktig gjeld fra lisenser	163 369	51 066
Meruttak av petroleum	7 508	1 576
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet*	22 903	
Annen kortsiktig gjeld	79 838	44 937
Sum annen kortsiktig gjeld	273 813	130 789

*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 reduseres over levetiden av kontrakten, som avsluttes i 2016.

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

Note 19 Obligasjonslån

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾		97 359
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	253 141	309 233
Sum obligasjonslån	253 141	406 592

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

²⁾ Lånet løper fra juli 2013 til juli 2020 og har en rente på 3 mnd. NIBOR + 5 prosent. Hovedstolen forfaller i juli 2020 og det er kvartalsvise rentebetalinger. Lånet er usikret. Et lånevilkår knyttet til lånet er et justert egenkapitalkrav på 25 prosent. Et brudd på lånevilkår foreligger kun dersom justert egenkapitalandel er under 25 prosent i to påfølgende kvartaler og dersom egenkapitalkravet ikke er innfridd påfølgende kvartal.

Note 20 Annen rentebærende gjeld

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Reservebasert lånefasilitet	2 037 299	
Rullerende kredittfasilitet		334 814
Sum annen rentebærende gjeld	2 037 299	334 814

I september 2013 inngikk selskapet en avtale om en rullerende kredittfasilitet på USD 1 milliard med en gruppe nordiske og internasjonale banker. Den 15. oktober 2014 ble kredittfasiliteten erstattet av en reservebasert lånefasilitet (RBL fasilitet), som ble fulltegnet av BNP Paribas, DNB, Nordea og SEB. RBL-fasiliteten er en syvårig sikret lånefasilitet på USD 3 milliarder og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på USD 1 milliard. Ved årsskiftet fullførte selskapet en halvårlig redetermineringsprosess. Etter redetermineringen ble tilgjengelig beløp redusert til USD 2,69 milliarder. Som et ledd i likviditetsstyringen har selskapet redusert opptrukket beløp til USD 2,1 milliarder ved årsslutt i 2014.

Renten på kredittfasiliteten 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.

Pantesikkerhet for lånet er alle nåværende produksjonslisenser og Johan Sverdrup-feltet, forsikringspoliser, pant i driftsmidler og varelager (såkalt "floating charge") samt i utestående fordringer.

Note 21 Avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser

(USD 1 000)	Konsern	
	31.12.2014	31.12.2013
Avsetning pr. 1.1	160 413	131 180
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS	340 897	
Påløpte fjerningskostnader	-14 087	-6 251
Kalkulatorisk rente - nåverdiberegning	12 410	7 277
Omregningsdifferanse*	-10 674	-1 028
Endring i estimat og påløpt gjeld per nye felt	93	29 236
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	489 051	160 413

Fordelt mellom langsiktig og kortsiktig forpliktelser:

Kortsiktige	5 728	24 225
Langsiktige	483 323	136 188
Sum avsetning for fjernings- og nedstengingsforpliktelser	489 051	160 413

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i Note 1.

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

Avsetningen er basert på et konsept for gjennomføring av fjerning som er i tråd med Petroleumsloven og internasjonale lover og retningslinjer. Beregningene forutsetter en inflasjon på 2,5 prosent før skatt og en nominell diskonteringsrente før skatt på mellom 3,89 prosent og 5,66 prosent.

Note 22 Betingede forpliktelser

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, som for eksempel skattetvister. Betingede skatteforpliktelser knyttet til skattbar inntekt i Marathon Oil Norge AS før 1. januar 2014 skal eventuelt refunderes av Marathon Group. Selskapet gjør avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser knyttet til rettsaker og tvister, basert på ledelsens beste estimat i samsvar med IAS 37. Ledelsen er av den oppfatning at ingen av tvistene vil medføre vesentlige forpliktelser for selskapet.

Note 23 Hendelser etter balansedagen

Selskapet har identifisert følgende hendelser som har funnet sted i perioden mellom balansedagen og rapporteringsdato. Ingen av disse hendelsene anses å ha vesentlig innvirkning på regnskapet per 31. desember 2014

Produksjonsstart på Bøylafeltet

Produksjon på Bøylafeltet, beliggende i Alvheimområdet, startet opp 19. januar 2015. Utbyggingskostnader relatert til dette prosjektet er i kvartalsrapporten klassifisert som under utbygging. Disse kostnadene vil bli overført til anlegg i produksjon på det tidspunktet produksjonen startet.

Vellykket avgrensning på Krafla

Den 9. februar 2015 meldte selskapet at boring av en avgrensningsbrønn hadde resultert i en oppdatering av reserveestimatet for Krafla Main, fra 50 til 82 millioner fat oljeekvivalenter. Siden 2011 har det være gjort fem funn i Kraflaområdet i lisensene PL 035 og PL 272: Krafla Main, Krafla Vest, Askja Vest, Askja Øst og Krafla Nord. Basert på brønnresultater og oppdaterte evalueringer av lisensene er det forventet at utvinnbare ressurser til sammen i de to lisensene ligger i intervallet 140 til 220 millioner fat oljeekvivalenter. Det norske har en eierandel på 25 prosent i hver av de to lisensene.

Oppdatering om Johan Sverdrup

Den 13. februar 2015 ble plan for utbygging og drift (PUD) for Johan Sverdrup for første fase og to planer for anlegg og drift (PAD) overlevert til Olje- og energidepartementet. Planlagt oppstart er sent 2019, og investeringskostnadene for første fase er beregnet til 117 milliarder kroner (2015 kroner).

For Det norske har det hele tiden vært et avgjørende prinsipp at eierandelene i Johan Sverdrup skal fordeles basert på en kombinasjon av volum og verdi. Når det ikke var mulig å komme til enighet med partnerskapet om dette, har selskapet valgt å ikke signere unitiseringsavtalen for Johan Sverdrup. De øvrige partnerne i feltet har derfor bedt Olje- og energidepartementet om å fastsette den endelige fordelingen av eierandelene i Johan Sverdrup. Inntil denne avgjørelsen foreligger, har Olje- og energidepartementet besluttet at Statoils forslag om fordeling av ressursene skal legges til grunn. Dette gir Det norske en 11,8933 prosent andel i Johan Sverdrup.

Note 24 Investeringer i felleskontrollerte eiendeler

Opererte felt:	31.12.2014	31.12.2013
Ivar Aasen Unit	34,8 %	35,0 %
Jette Unit	70,0 %	70,0 %
Alvheim	65,0 %	0,0 %
Bøyla	65,0 %	0,0 %
Vilje	46,9 %	0,0 %
Volund	65,0 %	0,0 %

Lisenser - partneropererte:	31.12.2014	31.12.2013
PL 019C	30,0 %	30,0 %
PL 019D	30,0 %	30,0 %
PL 029B	20,0 %	20,0 %
PL 035	25,0 %	25,0 %
PL 035B	15,0 %	15,0 %
PL 035C	25,0 %	25,0 %
PL 038	5,0 %	5,0 %
PL 038D	30,0 %	30,0 %
PL 038E **	5,0 %	0,0 %
PL 048B	10,0 %	10,0 %
PL 048D	10,0 %	10,0 %
PL 102C	10,0 %	10,0 %
PL 102D	10,0 %	10,0 %
PL 102F	10,0 %	10,0 %
PL 102G	10,0 %	10,0 %
PL 265	20,0 %	20,0 %
PL 272	25,0 %	25,0 %
PL 332 *	0,0 %	40,0 %
PL 362	15,0 %	15,0 %
PL 438	10,0 %	10,0 %
PL 442	20,0 %	20,0 %
PL 453S*	0,0 %	25,0 %
PL 457 ***	40,0 %	0,0 %
PL 492	40,0 %	40,0 %
PL 502	22,2 %	22,2 %
PL 522	10,0 %	10,0 %
PL 531*	0,0 %	10,0 %
PL 533	20,0 %	20,0 %
PL 535*	0,0 %	10,0 %
PL 535B*	0,0 %	10,0 %
PL 550	10,0 %	10,0 %
PL 551	20,0 %	20,0 %
PL 554	10,0 %	20,0 %
PL 554B	10,0 %	20,0 %
PL 554C **	10,0 %	0,0 %
PL 558 ***	10,0 %	20,0 %
PL 563*	0,0 %	30,0 %
PL 567	40,0 %	40,0 %
PL 568	0,0 %	20,0 %
PL 571	0,0 %	40,0 %
PL 574	10,0 %	10,0 %
PL 613	20,0 %	35,0 %
PL 619	30,0 %	30,0 %
PL 627	20,0 %	20,0 %
PL 667	30,0 %	30,0 %
PL 672	25,0 %	25,0 %
PL 676S	10,0 %	20,0 %
PL 678BS **	25,0 %	0,0 %
PL 678S	25,0 %	25,0 %
PL 681	16,0 %	16,0 %
PL 706	20,0 %	20,0 %
PL 730 **	30,0 %	0,0 %
Number	44	47

Lisenser - operatørskap:	31.12.2014	31.12.2013
PL 001B	35,0 %	35,0 %
PL 026B***	62,1 %	62,1 %
PL 027D	100,0 %	100,0 %
PL 027ES	40,0 %	40,0 %
PL 028B	35,0 %	35,0 %
PL 036 C ***	65,0 %	0,0 %
PL 036 D ***	46,9 %	0,0 %
PL 088 BS ***	65,0 %	0,0 %
PL 103B	70,0 %	70,0 %
PL 150 ***	65,0 %	0,0 %
PL 150 B ***	65,0 %	0,0 %
PL 169C	50,0 %	50,0 %
PL 203 ***	65,0 %	0,0 %
PL 203 B ***	65,0 %	0,0 %
PL 242	35,0 %	35,0 %
PL 340 ***	65,0 %	0,0 %
PL 340 BS ***	65,0 %	0,0 %
PL 364	50,0 %	50,0 %
PL 414 *	0,0 %	40,0 %
PL 414B *	0,0 %	40,0 %
PL 450 *	0,0 %	80,0 %
PL 460	100,0 %	100,0 %
PL 494	30,0 %	30,0 %
PL 494B	30,0 %	30,0 %
PL 494C	30,0 %	30,0 %
PL 497 *	0,0 %	35,0 %
PL 497B *	0,0 %	35,0 %
PL 504	47,6 %	47,6 %
PL 504BS	83,6 %	83,6 %
PL 504CS	21,8 %	21,8 %
PL 512 *	0,0 %	30,0 %
PL 542 *	0,0 %	45,0 %
PL 542B *	0,0 %	45,0 %
PL 549S*	0,0 %	35,0 %
PL 553	40,0 %	40,0 %
PL 573S*	0,0 %	35,0 %
PL 626	50,0 %	50,0 %
PL 659 ***	20,0 %	30,0 %
PL 663	30,0 %	30,0 %
PL 677	60,0 %	60,0 %
PL 709	40,0 %	40,0 %
PL 715	40,0 %	40,0 %
PL 724**	40,0 %	0,0 %
PL 736 S ***	65,0 %	0,0 %
PL 748**	40,0 %	0,0 %
Number	35	33

* Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut.

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2013. Tilbudene ble kunngjort i 2014.

*** Overtatt/ endret gjennom lisenstransaksjon eller delt lisens.

Note 25 Resultat og nøkkeltall fra tidligere delårsperioder - Konsern

	2014				2013			
	Q4	Q3	Q2	Q1	Q4	Q3	Q2	Q1
Driftsinntekter	345 670	18 334	74 304	25 923	43 279	55 056	48 601	13 670
Utforskningskostnader	49 677	69 743	20 218	17 941	92 632	100 100	46 050	39 772
Produksjonskostnader	44 400	7 906	7 417	7 032	16 607	9 090	9 713	7 063
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	-10 010	-8 574	795	746	656	703	4 852	260
Avskrivninger	104 183	28 080	13 443	14 548	21 103	27 849	25 156	5 955
Nedskrivninger	319 018			27 402	111 893	1 163	289	
Andre driftskostnader	22 504	11 602	12 909	2 178	1 499	4 296	9 634	3 268
Driftskostnader	529 772	108 757	54 782	69 847	244 391	143 200	95 695	56 318
Driftsresultat	-184 102	-90 423	19 522	-43 924	-201 111	-88 144	-47 094	-42 648
Netto finansposter	-12 788	-30 143	-23 865	-9 901	-18 011	-22 305	-8 323	-5 461
Resultat før skattekostnad	-196 889	-120 567	-4 343	-53 824	-219 123	-110 450	-55 417	-48 110
Skattekostnad (+) / skatteinntekt (-)	89 997	-103 615	-31 627	-51 240	-163 202	-83 542	-48 358	-44 651
Periodens resultat	-286 887	-16 952	27 284	-2 584	-55 921	-26 908	-7 059	-3 458

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

Det norske oljeselskap ASA

www.detnor.no

Post- og besøksadresse:

Føniks, Munkegata 26

7011 Trondheim

Telefon: +47 90 70 60 00

Faks: +47 73 54 05 00



DETNORSKE

www.detnor.no