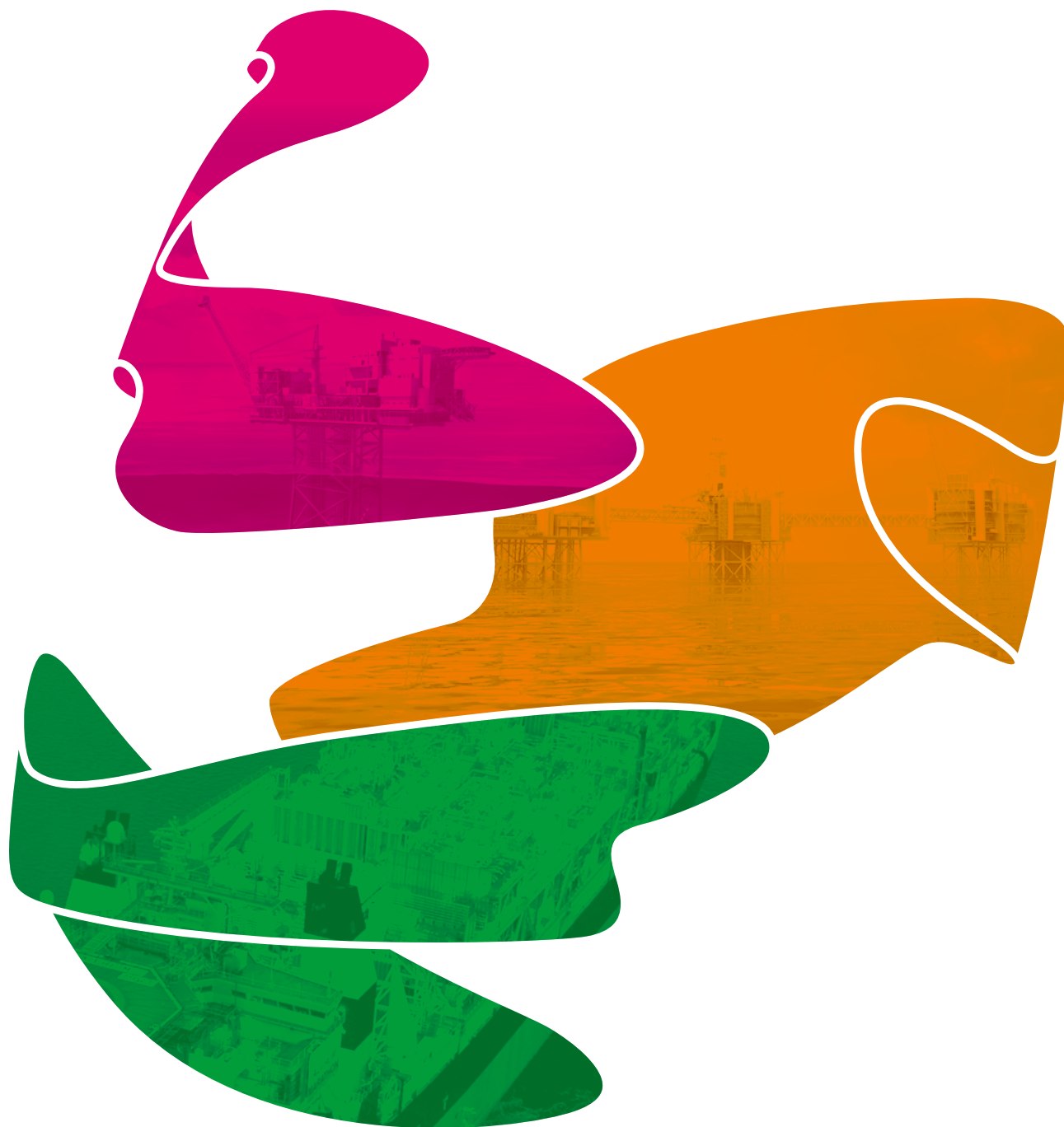


10 ÅR MED DET**NORSKE**



ÅRSRAPPORT 2015



HISTORIEN

Det norske er historien om et lite gründerselskap fra Trondheim som har vokst til å bli en stor aktør på norsk kontinentalsokkel. Gjennom børsnotering, fusjoner, oppkjøp og vekst har Det norske blitt et av Europas største uavhengige børsnoterte oljeselskap.

2005

Dagens selskap ble etablert i Trondheim i 2005 ved gjenopprettelsen av lete- og produksjonsselskapet Petra.

2006

I 2006 ble selskapet børsnotert som Petra ASA. Selskapet hadde 29 ansatte ved utgangen av 2006.

2007

I oktober 2007 besluttet styrene i Petra og DNO å gjennomføre sammenslåing av Petra og den norske virksomheten i DNO, organisert gjennom selskapet NOIL Energy. Som et resultat av fusjonen endret Petra navn til Det norske oljeselskap ASA. NOIL Energys lisensportefølje omfattet blant annet Ivar Aasen- og Johan Sverdrup-lisensene. Selskapet hadde 78 ansatte ved utgangen av 2007.

2009

I 2009 startet forhandlinger om fusjon med Aker Exploration. Aker ASA hadde kommet inn som ny stor eier i Det norske, og fra 23. desember 2009 var fusjonen mellom de to selskapene en realitet. Ved utgangen av 2009 hadde selskapet 176 ansatte.

2013

I mai 2013 startet Det norske produksjonen på selskapets første egenopererte felt. Med produksjonsstarten på Jette ble Det norske et fullverdig oljeselskap med aktivitet i alle faser av verdikjeden: leting, utbygging og produksjon. Selskapet hadde 230 ansatte ved utgangen av 2013.

2014

Sommeren 2014 kunngjorde Det norske oppkjøp av Marathon Oil Norge AS. Fra 15. oktober 2014 var Det norske et nytt og større selskap med en betydelig produksjon fra Alvheimområdet, og med en erfaren driftsorganisasjon i Stavanger. Selskapet telte per 31. desember 2014 507 ansatte.

2015

I løpet av 2015 styrket Det norske sin posisjon på norsk sokkel. I oktober kjøpte Det norske først Svenska Petroleum Norge. Kjøpet gjorde at selskapet fikk 50 prosent i Krafla/Askja, og styrket posisjonen på Garantiana og i Frigg-området. Ikke lenge etter kjøpte Det norske Premier Oil Norge AS. Det styrket selskapet blant annet i Frøy-området. Ved årsskiftet hadde Det norske 534 ansatte.

INNHold

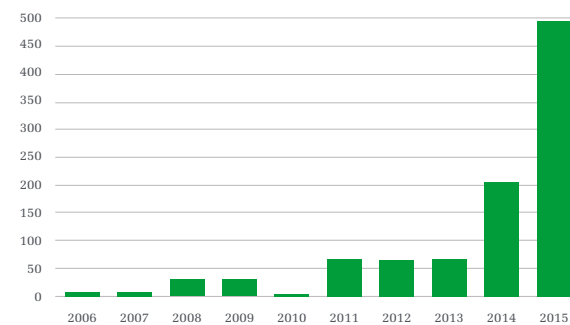
Introduksjon til Det norske

4	Ti år med Det norske
5	Oppsummering av finansielle resultater
5	Oppsummering av produksjon
6	Om Det norske
8	Årets viktigste hendelser
10	Ti år med solid grunnlag for videre vekst
12	Alt i rute til fjerde kvartal
18	Alvheim – det eventyrlige under
24	Kjempen Sverdrup i rute mot 2019
28	Hovedledelsen
30	Styret i Det norske
	Styrets årsberetning
32	Styrets årsberetning
48	Styrets redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse
	Årsregnskap
60	Årsregnskap med noter
111	Erklæring fra styret og administrerende direktør
112	Revisors beretning

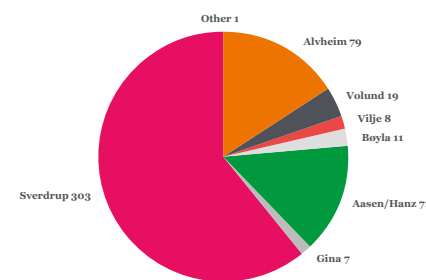


TI ÅR MED DET NORSKE

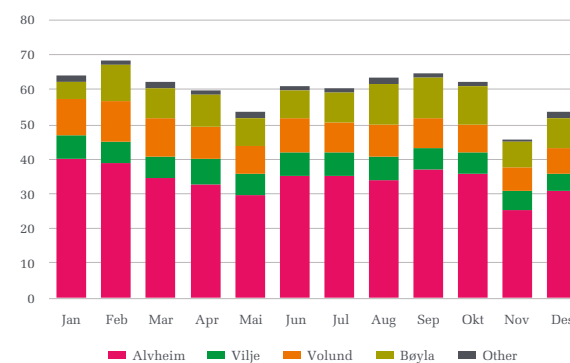
Utvikling i reserver de siste 10 år



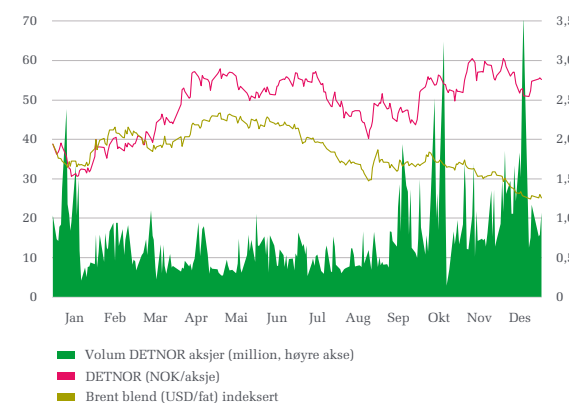
Fordeling av reserver per 2015



Produksjon per måned



Aksjekurs mot oljepris og volum handlet



Oppsummering av finansielle resultater

	4. kvartal-15	3. kvartal-15	2. kvartal-15	1. kvartal-15	2015	2014
Driftsinntekter (millioner USD)	255	316	322	329	1 222	464
EBITDA (millioner USD)	208	260	224	261	953	208
Nettoreultat (millioner USD)	(156)	(166)	7	2	-313	-279
Resultat per aksje (USD)	(0,77)	(0,82)	0,04	0,01	-1,53	-1,68
Produksjonskostnad (USD/boe)	5	5	10	7	6	12
Avskrivning (USD/boe)	22	22	22	21	22	28
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter (millioner USD)	122	242	43	281	686	263
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter (millioner USD)	(439)	(242)	(225)	(261)	-1 168	-2 266
Totale eiendeler (millioner USD)	5 189	5 237	5 301	5 480	5 189	5 384
Netto rentebærende gjeld (millioner USD)	2 532	2 147	2 159	1 965	2 532	1 994
Beholdninger av betalingsmidler (millioner USD)	91	207	188	412	91	296

Oppsummering av produksjon

	4. kvartal-15	3. kvartal-15	2. kvartal-15	1. kvartal-15	2015	2014
Alvheim (65 %) (boepd)	30 865	35 574	32 414	37 736	34 132	9 223
Atla (10 %) (boepd)	282	306	494	467	387	532
Bøyla (65 %) (boepd)	8 838	10 502	8 320	8 341	9 006	-
Enoch (2 %) (boepd)	5				1	-
Jette (70 %) (boepd)	490	623	506	794	602	1 230
Jotun (7 %) (boepd)	119	83	120	149	118	143
Varg (5 %) (boepd)	330	336	377	322	341	475
Vilje (46.9 %) (boepd)	5 741	6 599	6 741	6 429	6 376	1 607
Volund (65 %) (boepd)	7 326	8 783	9 390	10 703	9 040	2 420
SUM (boepd)	53 996	62 806	58 363	64 941	60 004	15 630
Oljepris (USD/boe)	45	52	65	58	54	78
Gasspris (USD/scm)	0,22	0,26	0,27	0,29	0,27	0,33



OM DET NORSKE

Det norske er et fullverdig oljeselskap med aktivitet innen leting, utbygging og drift på den norske kontinental-sokkelen. Vi bygger et av Europas største uavhengige oljeselskap.

Det norske er operatør for de produserende feltene Alvheim, Bøyla, Vilje, Volund og Jette. Vi er også operatør for utbyggingen av Ivar Aasen-feltet. Selskapet er partner i Johan Sverdrup-feltet og har en aktiv letevirksomhet på norsk kontinental-sokkel. Selskapet har en ambisiøs strategi for fortsatt vekst.

Det norske har hovedkontor i Trondheim og kontorer i Stavanger, Oslo og Harstad. Det norske er notert på Oslo Børs med ticker 'DETNOR'.

Visjon

Siden selskapet ble etablert, har Det norske stått for djerve valg på norsk kontinental-sokkel. Vi har sett mulighetene, ikke begrensningene. Vi har gått lenger, der andre har gitt opp. Med vår historie, vår kompetanse og våre ambisjoner vil vi utfordre etablerte sannheter.

Vi skal fortsette å utforske og utnytte mulighetene på norsk kontinental-sokkel for å levere høyest mulig verdi til våre ansatte, investorer og til samfunnet. Vi vil aldri stå stille. Vi vil alltid videre.

**”Alltid videre
for å skape
verdier på norsk
sokkel”**

Verdier

SØKENDE

Vi er alltid nysgjerrige og strekker oss for å skape nye og bedre løsninger.

ANSVARLIG

Vi setter sikkerheten først og arbeider for å skape mest mulig verdier for eiere og samfunnet.

FORUTSIGBAR

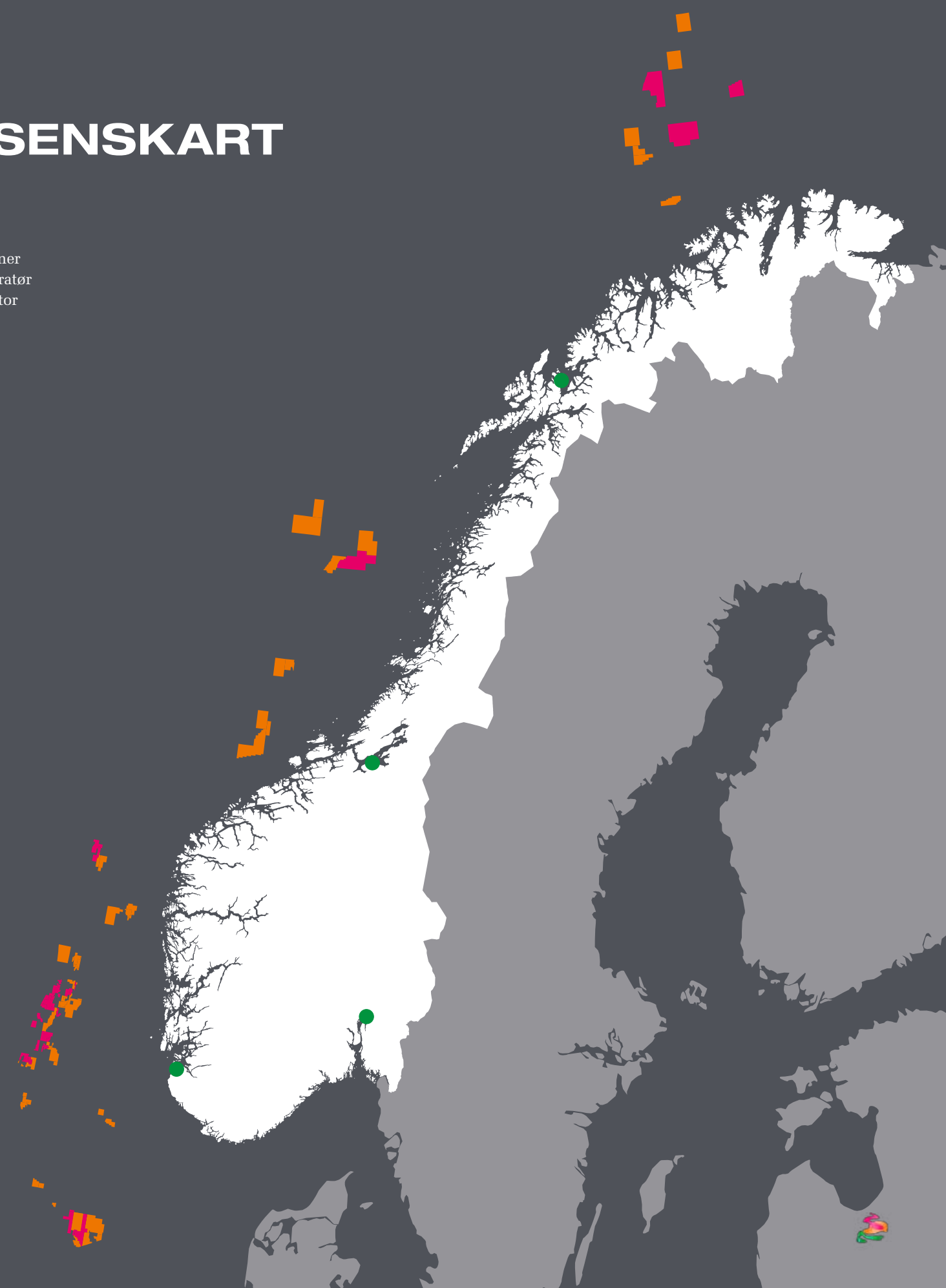
Vi bygger troverdighet og omdømme gjennom forutsigbarhet og trygghet.

ENGASJERT

Vi er engasjerte i hverandre, i selskapet og i samfunnet rundt oss.

LISENSKART

- Partner
- Operatør
- Kontor



ÅRETS VIKTIGSTE HENDELSER

16. januar

Det norske offentliggjorde sin beslutning om å bygge ut Viper-Kobra-funnene som en oppkobling til Alvheim FPSO

22. januar

Boreriggen Maersk Interceptor startet boreprogrammet på Ivar Aasen-feltet

10. juni

Stålunderstellet på Ivar Aasen-plattformen ble løftet på plass på feltet

2. juli

Olje- og energidepartementet offentliggjorde fordelingen av eierandelene i Johan Sverdrup-feltet, som ga Det norske en eierandel på 11,5733 prosent

14. oktober

Det norske annonserte oppkjøpet av Svenska Petroleum norske datterselskap

31. november

Det norske annonserte på vegne av partnerskapene i lisens 203 (Alvheim) og 150 (Volund) at det var signert en kontrakt til Transocean Offshore (North Sea) Ltd NUF for leie av den halvt nedsenkbare boreriggen Transocean Arctic

19. januar

Produksjonen på Bøylafeltet startet opp – det fjerde feltet som er koblet opp til Alvheim FPSO-en

13. februar

Partnerne på Johan Sverdrup sendte planen for utbygging og drift (PUD) til OED

1. juli

Det norske meldte at redetermineringsprosessen for RBL-fasiliteten var gjennomført. Tilgjengelig opptrekksbeløp ble utvidet til 2,9 milliarder dollar. RCF-fasiliteten på 550 millioner dollar ble også ferdigstilt

21. august

Utbyggingsplanene for Johan Sverdrup ble godkjent av Olje- og energidepartementet

16. november

Det norske annonserte et oppkjøp av Premier Oil Norge AS

21. desember

Kongen i statsråd avviste klagen fra Det norske på fordelinger av eierandeler i Johan Sverdrup feltet



TI ÅR MED SOLID GRUNNLAG FOR VIDERE VEKST

I 2005 gikk startskuddet for det som i dag er Det norske oljeselskap, da en håndfull gründere i Trondheim etablerte oljemyggen «Pertra». De hadde lenge gått med en drøm om å bygge et eget oljeselskap. Det skulle være norsk og det skulle være annerledes. Ti år etter har Det norske befestet seg som en av de store, industrielle aktørene på norsk sokkel.

Selskapet har på noen få år opplevd en formidabel vekst. Siden starten har vi hatt en gjennomsnittlig årlig vekst i reservene på 60 prosent, hvor det aller meste har blitt tilført gjennom en solid industriell utvikling av selskapet gjennom de siste årene. Ved utgangen av jubileumsåret kunne vi notere en halv milliard fat olje i reserver. Selv ikke de mest visjonære av gründerne som etablerte selskapet for ti år siden våget å drømme om en så sterk vekst på så kort tid.

Vi markerte også en svært viktig milepæl da vi i 2014 kjøpte Marathon Oil Norge. Det var historisk for Det norske fordi det for alvor etablerte oss som et fullintegret lete-, utbyggings- og produksjonsselskap. Men det var også en milepæl for norsk oljehistorie. Dette var første gang et norsk oljeselskap hadde kjøpt ut et amerikansk selskap fra norsk sokkel. Siden dette har vi i 2015 fortsatt byggingen av Det norske som en av de ledende aktørene på norsk sokkel gjennom å kjøpe de norske eierandelene til både Svenska Petroleum og Premier Oil. Vi har etablert en organisasjon med sterk evne til å gjennomføre effektive oppkjøp og rask integrering, samtidig som vi har en trygg gjennomføring av driften. Forretningsutvikling har blitt en vesentlig del av selskapets styrke og mulighet til å lykkes med en vekststrategi. Rystad Energy belønnet organisasjonen med å tildele oss «Gullkronen 2016» for beste forretningsutvikler på norsk sokkel.

Av de betydelige reservene vi nå har bokført utgjør eierandelene i det gigantiske Johan Sverdrup-feltet selvsagt en stor del. Men også Ivar Aasen og området rundt Alvheim er sterke bidragsyttere. Gjennom hardt og systematisk arbeid har vi klart å øke reservene betydelig i både Ivar Aasen og Stor-Alvheim. På selskapets første kapitalmarkedsdag, som vi gjennomførte i januar i år, meldte vi at reservene i Johan Sverdrup ligger på et høyere nivå enn det som har vært kommunisert fra operatøren så langt. Når feltet kommer i produksjon fra 2019, skal vi ikke se bort fra at feltet vil overraske positivt med ytterligere tilfang av reserver. Kombinert med gode reservoaregenskaper og svært lave produksjonskostnader vil Johan Sverdrup tilføre enorme verdier til både Det norske, de øvrige partnerne og ikke minst det norske samfunnet. Samtidig ser vi at det har lyktes å kutte kostnadene for utbyggingen betydelig. Det er sikkert fortsatt muligheter for ytterligere kostnadsutt. For Det norske vil de betydelige inntektene fra Sverdrup gi oss en solid kontantstrøm. Det gir selskapet et langt større handlingsrom – og nye forretningsmessige muligheter.

I takt med veksten har selskapet også gjennomgått en modning. Vi har beholdt gründerånden i oss gjennom å stå for djerve valg og tørre å være annerledes enn de andre oljeselskapene. Men vi har også utviklet en bredde og kompetanse som ikke står noe tilbake for de selskapene



vi konkurrerer med. Vi har en av de klart mest effektive driftsorganisasjonene på norsk sokkel på Alvheim. Denne kompetansen og effektiviteten skal vi overføre til driftsorganisasjonen på Ivar Aasen, hvor ambisjonen er å utvikle Norges sikreste og mest kostnadseffektive drift.

Fallende oljepriser og høyt kostnadsnivå har ikke gitt noen stor grunn til jubel for olje- og gassindustrien, hverken i jubileumsåret eller tiden etter. Perioder hvor prisen på nordsjøolje har falt under 30 dollar fatet har gitt store ringvirkninger for det norske samfunnet. Tallet på oppsigelser innenfor vår industri har nå passert 30 000 personer. Det er dramatisk for dem som blir rammet. I Det norske har vi også vært nødt til å gjennomføre tilpasninger i organisasjonen, men vi har så langt relativt sett landet noe mykere enn mange andre oljeselskaper. Allerede før nedturen i bransjen kom startet vi arbeidet med et stort program for forbedringer. Vår vurdering er at, uavhengig av oljeprisen, må vi redusere kostnadene. Dette arbeidet gjør vi i tett samspill med leverandørene våre. Vi har gjennom å etablere felles forståelse for utfordringene i bransjen blant annet levert stålunderstellet på Ivar Aasen på tid og kost, boret verdens mest effektive brønner på det samme feltet, og vi ligger på plan i byggingen av plattformdekket. Vi har gjennomført mye så langt – og vi skal gjennomføre mer.

Vi har lagt ti gode år bak oss, og vi er godt rustet for nye år med videre vekst og verdiskaping for både aksjonærer, ansatte og samfunnet rundt oss. Det er avgjørende at vi etablerer en drift som gir verdiskaping selv med en lav oljepris på 40 dollar eller mindre.

Dette er selve kjernen i visjonen vår:

«Alltid videre for å skape verdier på norsk sokkel»

Karl Johnny Hersvik
administrerende direktør



IVAR AASEN

ALT I RUTE TIL FJERDE KVARTAL

Framdriften i Ivar Aasen-prosjektet har vært meget god i 2015. Understellet er på plass, boringen har gått raskere enn planlagt, boligkvarteret er reist i full høyde, rør er lagt – og over 2 000 personer har sørget for at plattformdekket er i rute. Fjerde kvartal 2016 skal den første oljen produseres.

2015 ble som ventet et hektisk år for Ivar Aasen-prosjektet. Det ble også et år som bekreftet at framdriften er slik den skal være for å få den første olje opp fra feltet før årsskiftet. Reserver på over 200 millioner fat ligger klar til å hentes opp, 71 millioner fat tilhører Det norske.

Piloter i undergrunnen

Reservene ble bekreftet gjennom pilotboringen som startet tidlig i januar 2015. Det var jomfruturen for den nye hypermoderne boreriggen Maersk Interceptor, verdens største oppjekkbare rigg. Interceptor skal i løpet av de neste årene bore 15 brønner, åtte av disse er produksjonsbrønner, og syv er injeksjonsbrønner. To av brønnene er på Hanz, som skal kobles til i 2021. Etter planen skulle det bores tre pilotbrønner først, men arbeidet gikk så raskt at det til sammen ble boret fem piloter. Hensikten med pilotbrønner er å få mer informasjon om reservoarformasjonen. Denne informasjonen gjør det lettere å plassere produksjons- og vanninjeksjonsbrønner riktig. Pilotene gir også et sikrere anslag over de produserbare reservene i undergrunnen. Det blir sikrere informasjon både om tykkelsen på reservoaret

og om egenskapene. Pilotene gjør det også mulig å teste områder som ikke er testet tidligere. Det vil også avdekke om det er grunn gass på veien ned i reservoaret. Samlet gir det en oppdatering av geomodeller, samtidig som dreneringsstrategi kan avklares tidligere. En av pilotene fant en oljekolonne på 54 meter, der 25 meter var av god til meget god reservoarkvalitet. En annen pilot traff en oljekolonne på 41 meter og en gasskolonne på fire meter, hvorav i alt 29 meter av meget god reservoarkvalitet. Oppsummeringen ble at resultatene var meget gode.

Den raske framdriften gjorde at Maersk Interceptor kunne begynne tidlig med boring av produksjonsbrønner. Tre produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn ble boret og komplettert før 2015 var omme. En fjerde produksjonsbrønn var ferdig midt i januar. At brønnene er komplettert betyr at de er klare for produksjon. Boringen, gjennomført i et tett samarbeid mellom Det norske og Maersk Drilling, er så raskt gjennomført at det er blant de beste brønnene boret på norsk sokkel de siste årene. Det er imponerende med en helt ny rigg.



Foto: Torgeir Anda

Geostyring

Brønnene på Aasen bores med geostyring. Fra et eget rom i Trondheim følges hver eneste bevegelse som Maersk Interceptor har ute på Ivar Aasen-feltet. To kilometer ned i bakken og to kilometer horisontalt gjennom skifer, konglomerater og aller helst gjennom oljeførende porøse sandstein. Her måles det tetthet og motstand i sandsteinen. Informasjonen sjekkes mot seismikken – og det tolkes fortløpende. Det må ikke være for bråe endringer, her skal det plasseres sand-skjermer som ikke er så fleksible. For å bore rett fram, skal boret opp eller ned. Det er som å kjøre bil med å kikke i bakspeilet.

Stålunderstellet på plass

Stålunderstellet til Ivar Aasen-plattformen ble løftet på plass sommeren 2015, i henhold til plan – og levert til budsjettet kostnad. Nå står det klart til å kompletteres med plattformdekket som er under produksjon ved SMOE i Singapore. Stålunderstellet ble løftet sakte ned til havbunnen på 112 meter av løftefartøyet Thialf.

Totalt er understellet 137 meter høyt og har en nettovekt på 8,900 tonn. Til sommeren blir plattformdekket installert på toppen av understellet.

Understellet forlot kaien ved verftet i Arbatax i april og tok fatt på veien fra Sardinia til Nordsjøen. Det skjedde med hjelp av fire slepebåter. I åpen sjø ble lekteren med understellet koblet til slepebåten før Saipem overtok ansvaret for selve transporten.

Tre uker senere kom understellet til Rotterdam. Så gikk ferden til Utsirahøyden der løftefartøyet Thialf løftet det tunge understellet på plass.

Tusener i arbeid

Alt er nå klart på Ivar Aasen-feltet for å ta mot plattformdekket. 11 millioner arbeidstimer er gått med hos Simbawang Shipyard når dekket før sommeren transporteres fra Singapore til Utsirahøyden. Her skal det heises på plass på understellet på plass.





Arbeidet på plattformdekket på det store verftsområdet til Sembcorp pågår for fullt. De siste månedene har opp til 2 200 personer jobbet på dekket samtidig.

Det er et krevende arbeid. Inn i plattformdekket er det ustyrs pakker fra hele verden som skal på plass. Inne i et slik dekke er det minst 30 kilometer rør og 50 mil med kabler. Rundt 15 000 deler skal på plass med minst mulig bruk av plass.

Ved utgangen av 2015 var det ikke registrert noen alvorlige hendelser under byggingen. Alt har vært på stell når det gjelder helse, miljø og sikkerhet under byggingen av plattformdekket. Det på tross av flere tusen er i arbeid, hos 17 underleverandører. Mer enn 20 nasjonaliteter, kulturer og språk. Verftet i Singapore er en global smeltedigel med et felles mål – levere Ivar Aasen til rett tid.

Det rører seg

I løpet av 2015 ble det lagt tre mil med rør mellom Edvard Grieg og Ivar Aasen. Arbeidet startet ett år før rørene var på plass på bunnen. Gjennom vinteren 2014-2015 hadde Bredero Shaw ansvaret for tre rør tilsvarende avstanden mellom produksjonslokalene på Orkanger og Trondheims bygrense. 1 586 tolv tommer rør, hvert på 12,2 meter, får sitt beskyttende dekke av høyeste kvalitet. Det går to slike rør mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg. De kommer inn i fabrikkens rustbrune, når de kommer ut er de håpefullt grønne. I tillegg til rørene på tolv tommer kommer et åtte tommer rør for gassløft behandlet hos Bredero Shaw i Leith utenfor Edinburgh i Skottland. Før denne viktige behandlingen, coating, kom rørene den lange veien med båt fra Nippon Steel i byen Wakayama. Da alle rørene hadde fått sitt belegg ble de sendt til den helt nye spolebasen til EMAS i Gulen. Der ble rørene sveiset sammen, spolet i kilometerlengde på båt, før de ble lagt ut på bunnen mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg. Etterpå ble de grøftet ned på havbunnen før stein ble dumpet over som beskyttelse.

I år skal strømkabelen mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg legges, og inntrekningspolene på både Grieg og Aasen skal på plass. Strømkabelen er ferdig produsert hos ABB i Karlskrona.

Stort på Stord

Boligkvarteret er snart ferdig på Stord. De ulike modulene har kommet på plass, og er satt sammen til et imponerende bygg i syv etasjer. Det er sveiset, pusset, kablet, skrudd og trekket i alle etasjer i den store hallen hos Apply Leirvik. Yttersiden er kledd ferdig med aluminiumsplater. Boligkvarteret på Ivar Aasen har et samlet areal på 3 300 kvadratmeter. Det har 70 enkle lugarer, rekreasjonsområder, kjøkken og serveringsområdet, samt sosiale samlingsområder, skifterom, kontrollrom, helikopterdekk – alt som skal til for å drive en liten landsby ute på Utsirahøyden. På tross av mye volum veier det «bare» knappe 2 000 tonn, det skyldes at det meste er i aluminium.

Likevel var det spenning på Stord da 1 030 tonn boligkvarter i aluminium ble jekket 14 meter opp for å gi plass til den solide nederste seksjonen i stål, produsert i Polen. Boligkvarteret rager 40 meter, og strekker seg til nærmere 60 meter når antennene tas med. Helikopterdekket, bygd og sammenstilt i Kina, er også løftet på plass på toppen av boligkvarteret. Helikopterdekket kom til Stord flatpakket som en IKEA-pakke.

Attraktiv arbeidsplass

Hele 3 535 personer søkte på de 55 faste jobbene Det norske skal ha på Ivar Aasen-plattformen. Alle de som er ansatt kom fra en fast jobb, og var ikke rammet av nedskjæringene i bransjen. Bare syv av 53 ansatte er kvinner. Aller flest, hele 1 103 personer, søkte på stillingene innen kontrollrom og prosess, 940 søkte på de seks stillingene innen mekaniske fag, mens 35 søkte på stilling som plattformsjef. Dem som er rekruttert vil når de reiser offshore operere i tre skift. Til enhver tid er det 18 ansatte fra Det norske ute på plattformen, i tillegg til fire-fem innen catering. I et prosjekt med stram tidsplan er arbeidspresset stort. Likevel er sykefraværet imponerende lavt i Ivar Aasen-prosjektet – bare 1,93 prosent det siste året. Arbeidet med HMS i prosjektet er nøye planlagt, det er systematisk og alt dokumenteres. Det norske har en sterk kultur der HMS er første punkt på alle arenaer.





Foto: News on Request

Flott flotell

Safe Zephyrus, også bygget i Singapore, skal være bolig under oppkoblingen av plattformdekket ute på feltet. Det er flunkende nytt, flottere flotell er det ikke mulig å finne. Det mangler ingenting om bord. Her er 450 fine lugarer, møterom, 48 kontorplasser, salonger, kino med egen scene, selvfølgelig gymsal, sauna og internetcafe.

Dekket skulle også fylle de fleste behovene, med en størrelse på 2 100 kvadratmeter, nok til å spille en bedriftskamp i fotball. Skulle det skje noe tar de moderne livbåtene flere enn det som er maksimum om bord. Fra flotellet til plattformdekket på Ivar Aasen skal det gå en

teleskopbro som kan strekkes over 40 meter om nødvendig. Flotellet er på plass på feltet til sommeren, og om nødvendig kan det være der til ut på våren 2017. Det er Prosafe som eier og driver flotellet.

Basen

ASCO Norge driver basen for Ivar Aasen i Tananger. Tananger er et viktig sted i utviklingen av norsk oljeindustri. På andre siden av havna ligger Conoco Philips som sto for utbyggingen av det første store prosjektet på norsk sokkel – Ekofisk.

Et globalt prosjekt

Utbyggingen av Ivar Aasen-feltet er et globalt prosjekt, med leveranser fra over 200 steder i verden. I Det norske arbeider fortsatt flere hundre ansatte og konsulenter med Ivar Aasen. Hvis vi inkluderer alle leverandører og underleverandører, er det på det meste flere tusen mennesker i arbeid med utbyggingen.

Mange av leveransene til plattformdekket i Singapore har kommet fra Norge. Det viser at norske leverandører er konkurransedyktige på det mest avanserte utstyret: kraner, pumper, tanker, aggregater, styringssystem og system for måling av olje og gass.

Ivar Aasen er samordnet med nabofeltet Edvard Grieg, som vil ta imot delvis prosessert olje og gass fra Ivar Aasen-feltet for videre prosessering og eksport. Oljen blir eksportert via Grane, og gass via SAGE på britisk sokkel. Edvard Grieg forsyner også Ivar Aasen med kraft og løftegass.

Produksjonsstart for Ivar Aasen er i fjerde kvartal 2016. Ivar Aasen-feltet ligger på Utsirahøyden i Nordsjøen og produksjonen er beregnet å ha en platåproduksjon på 67 000 fat oljeekvivalenter per dag (brutto). Feltet har en planlagt levetid på 20 år, og Det norske har en eierandel på 34,8 prosent i feltet.

De største kontraktene

Aker Solutions ble tildelt kontrakten for forprosjektering (FEED). **SMOE og Mustang Engineering** leverer plattformdekket. Prosjektering i Woking/Kuala Lumpur og bygging i Singapore og Batam. **Apply Leirvik** bygger boligkvarteret på Stord.

Saipem har levert stålunderstellet fra Sardinia. Prosjektering er gjort i Kingston.

Saipem har også kontrakten for løfteoperasjoner og transport av stålunderstellet.

EMAS leverer rørledninger og undervannskabel.

Siemens har kontrakt på elektro, kontroll, instrument og utstyr til telekommunikasjon.

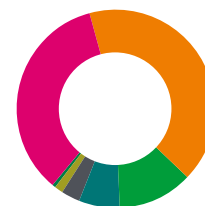
Aibel har kontrakt for oppkobling, driftsstøtte, vedlikehold og modifikasjon.

Prosafe har ansvar for boligkvarteret under arbeidet offshore.

Maersk Drilling borer brønnene med riggen Maersk Interceptor.

Schlumberger har kontrakten for brønnservice og -komplettering.

Disse eier Ivar Aasen



DET NORSKE (operator)	34,7862 %
STATOIL	41,4730 %
BAYERNGAS NORGE	12,3173 %
WINTERSHALL NORGE	6,4615 %
VNG NORGE	3,0230 %
LUNDIN NORWAY	1,3850 %
OMV (NORGE)	0,5540 %



Foto: News on Request





ALVHEIM - DET EVENTYRLIGE UNDER

Alvheim er et praktfullt skip og et effektivt produksjonsanlegg (FPSO) der det ligger ute på feltet. Det mest spennende er likevel det som er under – Alvheim er et eventyr på bunnen, det er der spenningen er. Ut fra båten går det forgreininger på flere kilometer til manifolder som igjen fører til produksjonsbrønner. Foreløpig er det 28 brønner – det blir stadig flere. Stødige Alvheim blir stadig større.

Det var derfor ingen overraskelse at Det norske fikk «Gullkronen» av Rystad Energy i 2015 for utmerket drift av Alvheim-området. Det er en pris som henger høyt. Begrunnelsen var at Det norske har levert på mange plan samtidig. Reservene er økt, oppetiden for produksjonen er svært god, resultatene innen HMS er svært gode – og feltet blir stadig utvidet.

Milepæl

I august 2015 passerte Alvheim FPSO en milepæl da den samlede oljeproduksjonen fra Alvheim-området passert 300 millioner fat. Siden oppstarten i juni 2008 har Alvheim-området levert og levert igjen – og det tar ikke slutt med det første. Det er stadig mer ressurser å finne. Den daglige snittproduksjonen i Alvheim-området er på rundt 100 000 fat oljeekvivalenter per

døgn, av dette er 90 prosent olje. Bak resultatet ligger mange års grundig planlegging, solid gjennomføring, godt samarbeid og bruk av gode standardiserte teknologiske løsninger. Alvheim-området består av Alvheim-feltet, med reservoarene Kneler, Boa og Kameleon, og feltene Vilje, Volund og Bøyla. Alvheim er bygd ut med havbunnsbrønner og installasjoner på havbunnen som er koblet opp mot produksjonsskipet.

Nye verdier

Bøyla ble satt i produksjon i januar og ble det fjerde feltet som er knyttet til Alvheim-skipet. De totale investeringene for utbygging av Bøyla-feltet var rundt fem milliarder kroner. De utvinnbare reservene er beregnet til 23 millioner fat oljeekvivalenter, av dette 15 millioner fat til Det norske. Utbyggingsløsningen er en





Illustrasjon: Det norske

havbunnsinstallasjon som består av to horisontale produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn. Forventet maksimal produksjonsrate per dag vil være i overkant av 20 000 fat oljeekvivalenter når begge brønnene er i produksjon. Dette feltet er knyttet til FPSO-en med en 28 kilometer rørledning. Plan for utbygging og drift for Bøyla ble levert og godkjent i 2012. Anlegget på bunnen er i hovedsak blitt bygd i Norge. I august strømmet det for første gang oljen fra Bøylas andre brønn. Brønnene på Bøyla ble boret av Transocean Winner, og subsea-installasjonen ble gjort av Technip.

Det norske er operatør for Bøylafeltet med en eierandel på 65 prosent. De andre rettighetshaverne er Core Energy AS med 20 prosent eierandel og Lundin Norway AS med 15 prosent.

Alltid videre

Omtrent samtidig med oppstart av Bøyla, vedtok Det norske å bygge ut Viper-Kobra. Det er to små funn i Alvheim-området som kan gi en produksjon på rundt 7 500 fat hver dag fra slutten av desember 2016.

De to funnene kan ha felles reservoar, og inneholder hver rundt fire millioner fat utvinnbar olje. Sammen med noe gass er de samlede utvinnbare reservene anslått til totalt 9 millioner fat oljeekvivalenter. Utbyggingskostnaden for Viper-Kobra er anslått til rundt 1,8 milliarder kroner. Det inkluderer boring av to brønner, havbunnsinstallasjoner, rørledninger og oppkobling. En liten utbygging som likevel kan ha god økonomi. Målet er at den første oljen skal produseres årsskiftet 2016/2017. Eierandelene i Viper-Kobra er den samme som for Alvheim-lisensen; Det norske 65 prosent, ConocoPhillips 20 prosent og Lundin med 15 prosent.

Utvidelse av Boa

For å øke produksjonen (IOR) av Boa er det boret tre nye brønner, East Kameleon, Kneler og Boa Kam North. East Kameleon kom i produksjon i andre kvartal i år, brønnen på Kneler bores nå. Boa Kam North skal bores når Knelerbrønnen er ferdigstilt. Produksjonsstart er ventet andre kvartal 2016. Brønnrammen til Boa Kam North skal kobles til den eksisterende havbunns-løsningen for Boa reservoaret.

Rask skifte av motor

På grunn av en elektrisk feil i høyspentmotoren til en av kompressorene for gasseksport ble produksjonen fra Alvheim redusert i en periode i fjerde kvartal fordi motoren måtte skiftes. Dette påvirket verken reservene i de feltene som er tilknyttet Alvheim eller Det norske produksjon for 2016.

Dette er Alvheim-feltet

Alvheim-feltet ligger i midtre Nordsjøen ved grensen til britisk sektor. Feltet består av funnene Kneler, Boa, Kameleon. Funnene Viper og Kobra er besluttet utbygget, og skal produseres på Alvheim fra 2016. Til sammen er forventede utvinnbare reserver på rundt 90 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske. Alvheim er



Foto: Det norske

bygd ut med et produksjonsskip, Alvheim FPSO, og havbunnsbrønner. Feltene Vilje og Volund er knyttet opp til produksjonsskipet.

Alvheim-feltet ble bygget ut i to faser. I fase én ble feltet bygget ut med ti produksjonsbrønner og to avlastingsbrønner for produsert vann. Tre nye produksjonsbrønner ble ferdigstilt i fase to av boreprogrammet i 2010 og

2011. Viper og Kobra skal bygges ut med to brønner som skal bores i 2016. Brønnene skal knyttes inn med en ny brønnramme via infrastrukturen på Volund tilbake til Alvheim FPSO.

Olje blir transportert fra feltet med bøyelaster og assosiert gass blir eksportert gjennom Scottish Area Gas Evacuation (SAGE) rørsystemet til St Fergus i Skottland.



Fakta Alvheimområdet

Alvheim er navnet på Det norske kjerneområde for produksjon og navnet på det flytende produksjonsskipet. Alvheimområdet består av de produserende feltene Alvheim, Bøyla, Volund og Vilje.

Alvheim

Alvheimfeltet består av fem funn, hvor tre av disse er satt i produksjon: Kneler, Boa og Kameleon. Funnene Viper og Kobra er besluttet utbygd og er ventet satt i produksjon i 2016. Til sammen er forventede utvinnbare reserver fra feltet (netto til Det norske) cirka 79 millioner fat oljeekvivalenter.

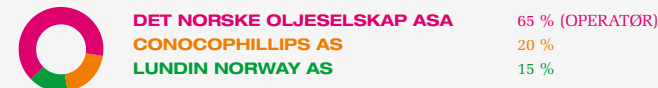
Utbyggingen av Alvheimfeltet har skjedd i flere faser. I første fase ble feltet bygget ut med ti produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner. I dag består Alvheimfeltet av 16 produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner.

Lisenser: 088 BS, 203 og 036 C

Funnår: 1997 (Kobra), 1998 (Kameleon), 2003 (Boa og Kneler), 2009 (Kobra)

Produksjonsstart: 2008

Partnere



Bøyla

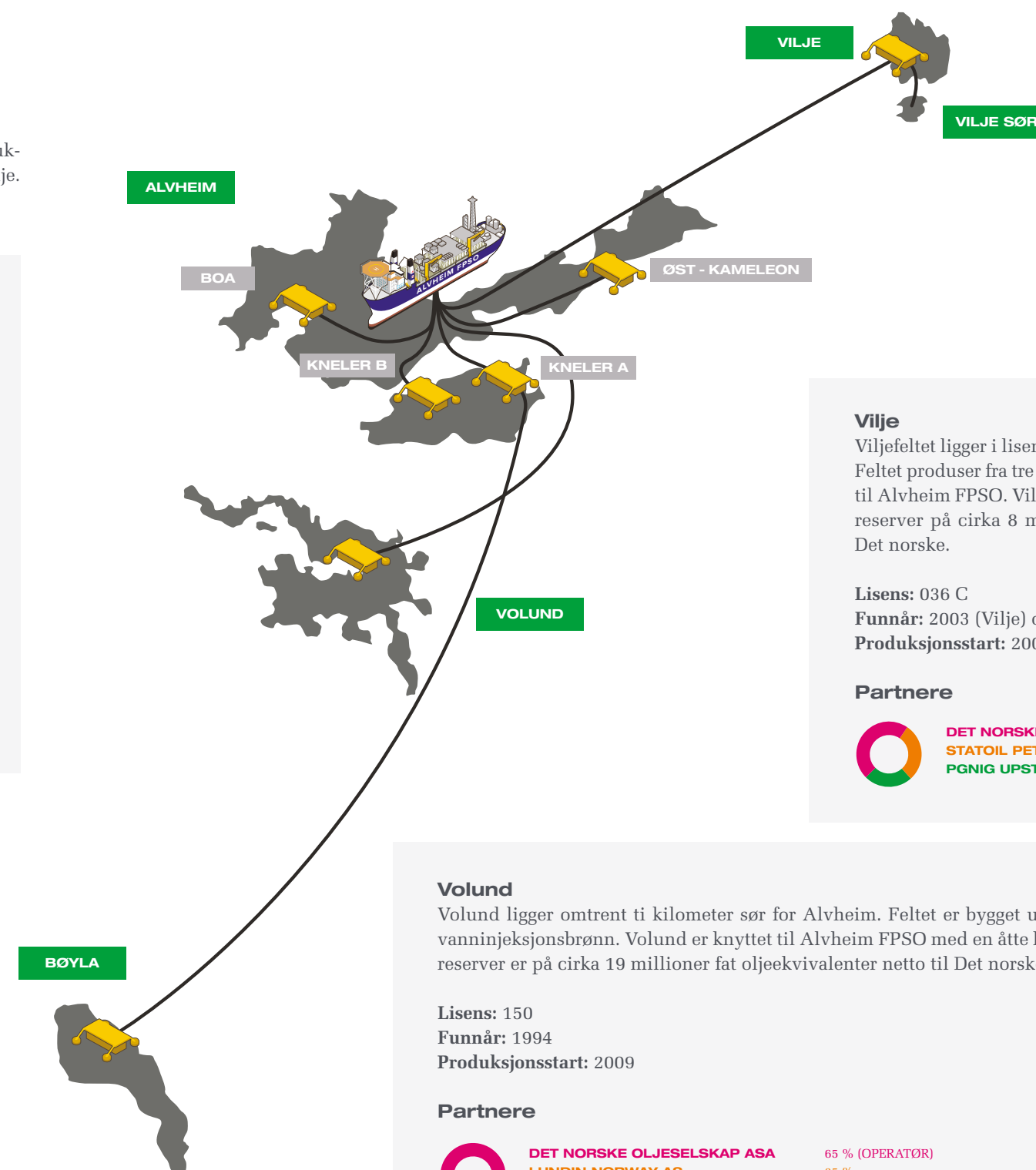
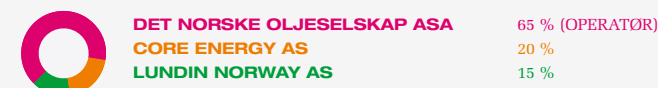
Bøyla er det fjerde feltet Det norske setter i produksjon i Alvheimområdet. Feltet er bygget ut med to produksjonsbrønner og én vanninjeksjonsbrønn, og er tilknyttet eksisterende infrastruktur på Alvheim FPSO med en 26 kilometer lang rørledning. Forventede reserver er på cirka 11 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

Lisens: 340

Funnår: 2009

Produksjonsstart: 2015

Partnere



Vilje

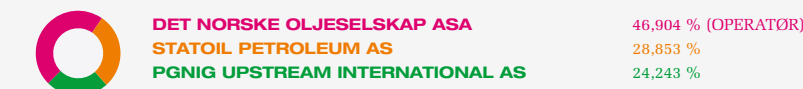
Viljefeltet ligger i lisens 036 C, 20 kilometer øst for Alvheim. Feltet produser fra tre undervannsbrønner som er koblet opp til Alvheim FPSO. Vilje er anslått til å inneholde utvinnbare reserver på cirka 8 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

Lisens: 036 C

Funnår: 2003 (Vilje) og 2013 (Vilje Sør)

Produksjonsstart: 2008

Partnere



Volund

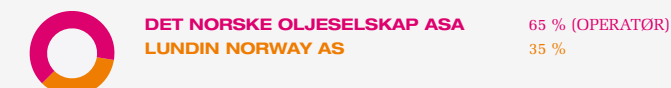
Volund ligger omtrent ti kilometer sør for Alvheim. Feltet er bygget ut med fire produksjonsbrønner og én vanninjeksjonsbrønn. Volund er knyttet til Alvheim FPSO med en åtte kilometer lang rørledning. Forventede reserver er på cirka 19 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

Lisens: 150

Funnår: 1994

Produksjonsstart: 2009

Partnere



KJEMPEN SVERDRUP I RUTE MOT 2019

**1. mars 2016, omtrent ett år etter at Plan for Utbygging og Drift (PUD) ble overlevert til Olje- og energi-
minister Tord Lien, startet boringen av den første produksjonsbrønnen i gigantfeltet Johan Sverdrup.
Feltet inneholder mellom 1,7 og 3,0 milliarder utvinnbare fat oljeekvivalenter, hvor Det norske har
bokført 303 millioner fat oljeekvivalenter i reserver på feltet.**

Feltet er planlagt for en levetid på 50 år og vil gi store positive ringvirkninger for samfunnet. Reservoaregenskapene i feltet er eksepsjonelt gode, og når produksjonen er på topp vil Johan Sverdrup utgjøre omtrent 40 prosent av all norsk oljeproduksjon.

I rute

Utbyggingen av feltet er planlagt i flere faser. Omtrent 80 prosent av de totale reservene i feltet kan tas ut med de installasjonene som kommer i første fase. De fleste av kontraktene for bygging av fase en er nå tildelt, og arbeidet er i full gang. Byggingen av plattformer er i gang ved flere verft langs kysten, og natt til 1. mars startet boreriggen «Deepsea Atlantic» boringen av den første av i alt 35 produksjonsbrønner som skal bores i første fase.

Inntektene for Johan Sverdrup er beregnet til omkring 1 350 milliarder kroner. Av dette går omkring halvparten



Foto: Øyvind Torjusen - Statoil



Illustrasjon: Statoil

til Staten som skatt, i tillegg til at prosjektet vil sikre mange norske arbeidsplasser. Foreløpige beregninger viser at nærmere 51 000 årsværk vil bli sysselsatt bare i første fase av utbyggingen i perioden 2014 – 2019. Prosjektet er i rute frem mot planlagt oppstart i fjerde kvartal 2019.

Det norske stor eier

Statoil er som største eier operatør for alle faser av feltet. Det norske eierandel ble fastsatt av Olje- og

energidepartementet til 11,5733 % etter at partnerne ikke greide å bli enige i forbindelse med innlevering av PUD. Vedtaket ble påklaget til Kongen i Statsråd, som i desember 2015 vedtok å opprettholde OED sitt vedtak. Styret i Det norske vurderer nå hvordan selskapet skal forholde seg til vedtaket. Uavhengig av hvilket utfall dette får, er Det norske en betydelig eier i en av de største oljeforekomstene på norsk sokkel noensinne. Dette vil generere enorme verdier inn til selskapet den dagen feltet kommer i produksjon.

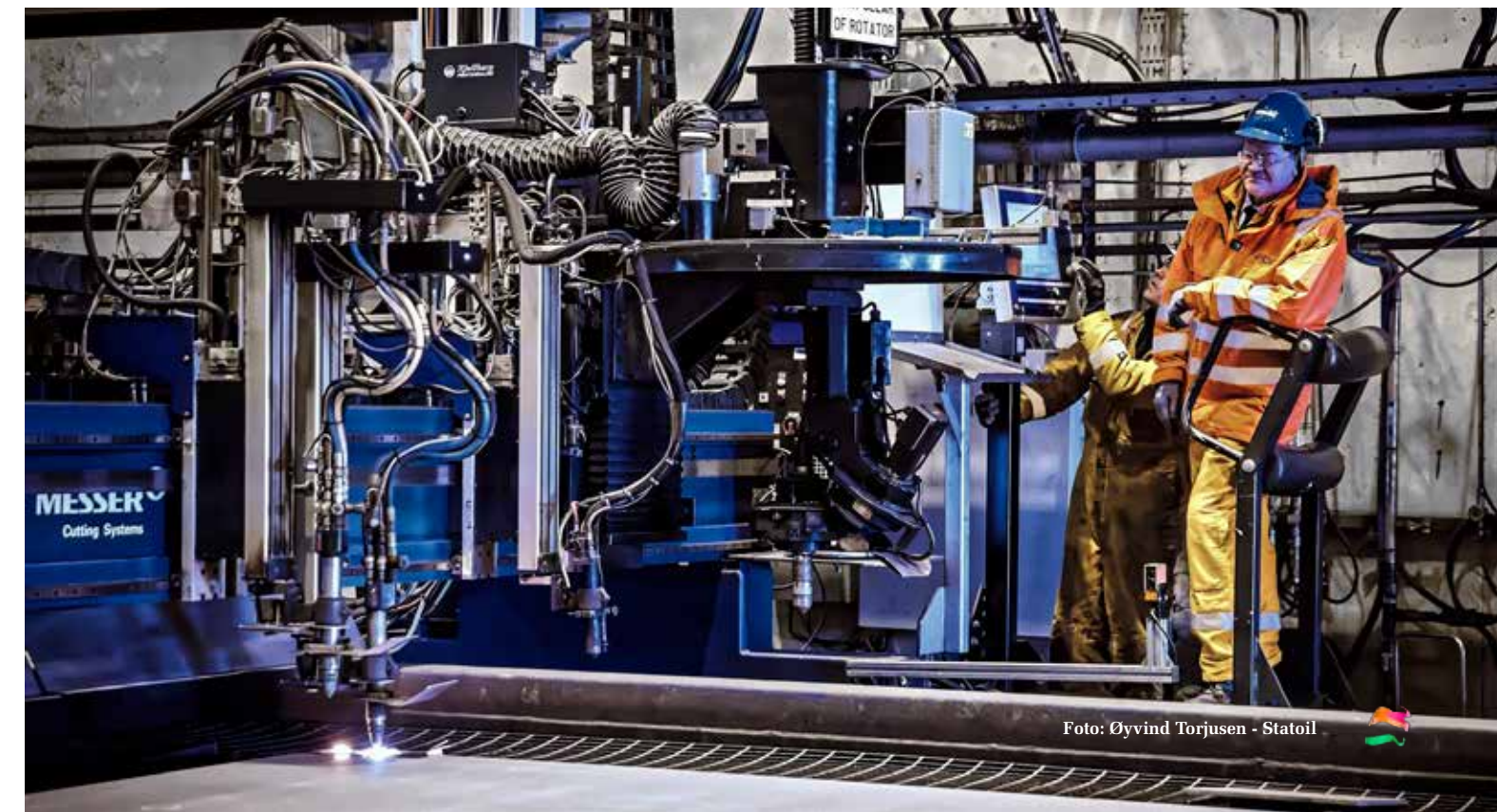
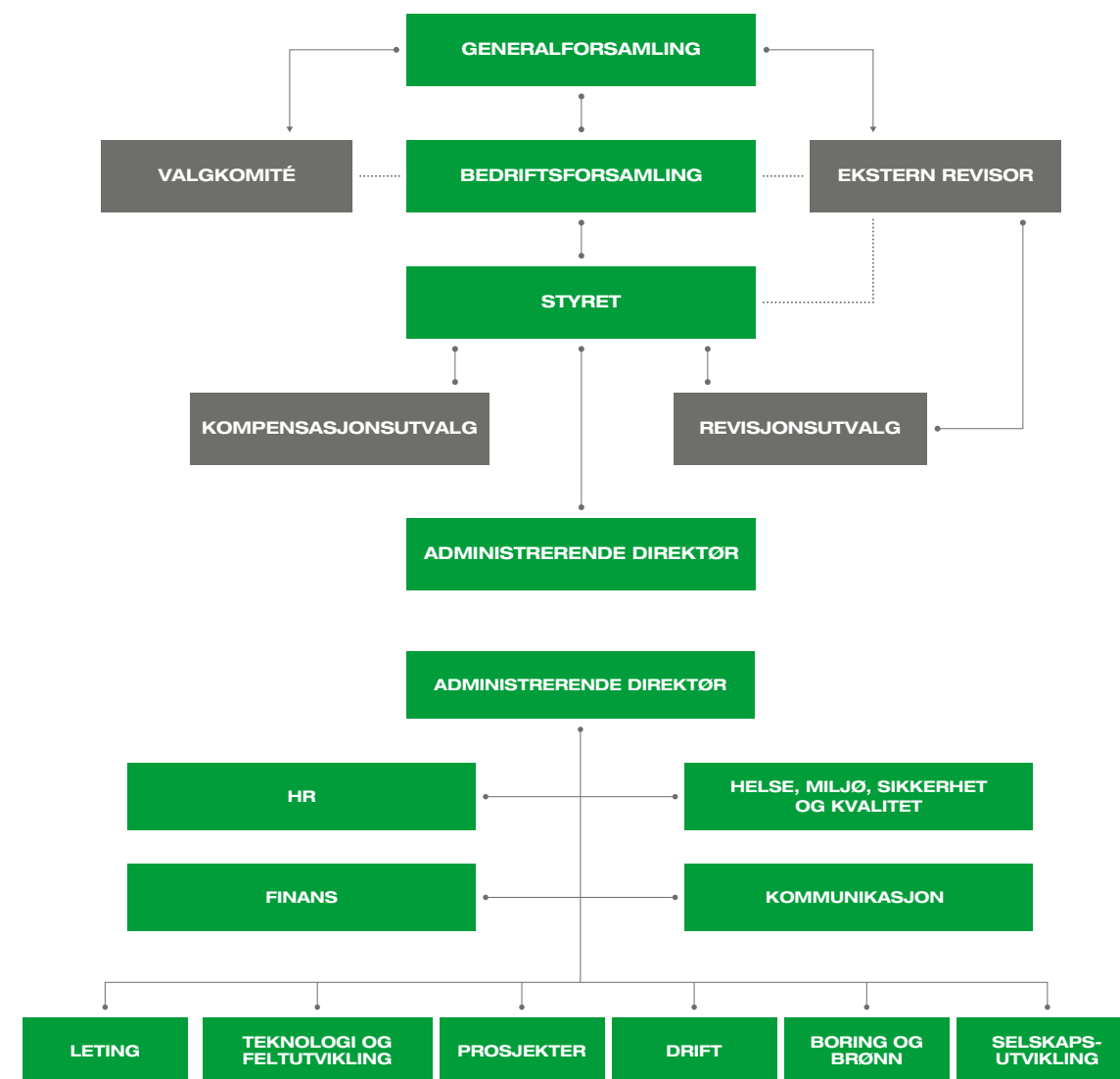


Foto: Øyvind Torjusen - Statoil



Foto: Det norske

ORGANISASJON OG STYRINGSMODELL



HOVEDLEDELSEN per 31.12.2015



Karl Johnny Hersvik (1) administrerende direktør

Karl Johnny Hersvik (født 1972) tiltrådte stillingen som administrerende direktør i Det norske i mai 2014. Han kom fra stillingen som forsknings-sjef i Statoil. Han har innehatt en rekke fag- og lederstillinger i Norsk Hydro og StatoilHydro. Hersvik innehar en rekke styreverv, inkludert styreleder for OG21. Han sitter også i flere styrer som har som mål å fremme samarbeidet mellom næringsliv og akademia. Hersvik har en cand. scient.-grad i industriell matematikk fra UiB.

Øyvind Bratsberg (2) direktør boring og brønn (konstituert)

Øyvind Bratsberg (født 1959) har 25 års erfaring fra flere selskaper innen markedsføring, forretningsutvikling og drift. Før han begynte i Det norske, hadde han ansvar for tidligfase feltutvikling norsk sokkel i StatoilHydro. Han var viseadministrerende direktør i Det norske fra 2008 til 2014. Bratsberg er utdannet sivilingeniør maskin fra NTH/NTNU. *Øyvind Bratsberg overtok for Kjetil Ween med virkning fom 12. juni.*

Alexander Krane (6) direktør finans

Alexander Krane (født 1976) har vært finansdirektør i Det norske siden 2012. Han har tidligere jobbet som økonomidirektør i Aker ASA. Han har også en fortid som revisor i KPMG i Norge og i USA. Krane er sivil-økonom fra Handelshøgskolen i Bodø og har en MBA-grad fra Norges Handelshøyskole. Han er også statsautorisert revisor.

Gro Gunleiksrud Haatvedt (7) direktør leting

Gro Gunleiksrud Haatvedt (født 1957) begynte som letedirktør i Det norske i 2014. Hun kom da fra stillingen som letesjef norsk sokkel i Statoil ASA, hvor hun også har vært landansvarlig Libya. Hun har hatt flere lederstillinger i Norsk Hydro (leder for geologi, teknologi og kompetanse). Hun har vært ansvarlig for forretningsutvikling i Iran, leder Oseberg og letesjef norsk sokkel. Haatvedt har en mastergrad i anvendt geofysikk fra UiO.

Rolf Jarle Brøske (3) direktør kommunikasjon

Rolf Jarle Brøske (født 1980) kommer fra stillingen som direktør for næringspolitikk i Det norske. Han har tidligere jobbet i ledelsen i Fokus Bank og han har blant annet vært rådgiver for tidligere næringsminister Børge Brende og for ordføreren i Trondheim. Han har selv innehatt en rekke politiske verv. Brøske har studier i statsvitenskap og historie fra Høgskolen i Molde og NTNU.

Kjetil Kristiansen (4) direktør HR

Kjetil Kristiansen (født 1969) startet som HR-direktør i Det norske i 2014. Han kom fra stillingen som leder for Human Resources i Aker ASA, hvor han jobbet med utvikling av styreverv og ledergrupper i de ulike Akerselskapene. Siden 1998 har han innehatt flere HR-stillinger i Aker Solutions, inkludert fire år som HR-leder for forretningsområdet Subsea. Kristiansen er utdannet klinisk psykolog fra UiO, og har i tillegg en BSc i filosofi og idéhistorie.

Elke Rosenau Njaa (5) direktør selskapsutvikling

Elke Rosenau Njaa (født 1954) kommer fra stillingen som kommersiell direktør i Marathon Oil Norge AS. Hun har tidligere hatt ulike lederstillinger i Statoil og jobbet som geolog i Oljedirektoratet. Njaa har en mastergrad i geologi, med spesialisering i biostratigrafi, fra Universitet i Tübingen, Tyskland. Hun har i tillegg en MBA i strategi og ledelse fra BI, Oslo. Njaa var i tillegg direktør spesialprosjekter i Det norske fra 15. oktober 2014 til 4. februar 2015, da dette forretningsområdet ble avviklet.

Gudmund Evju (8) direktør teknologi og feltutvikling (konstituert)

Gudmund Evju (født 1972) er avdelingsleder konseptutvikling i Det norske. Han har vært i Det norske siden 2004, og har hatt flere funksjoner innenfor avdelingen. Han har vært prosjektleder for Jette-utbyggingen fra 2011 til 2013. Evju er sivilingeniør maskin/NTNU (1996). Han var i PGS Production fra 1998 til 2004, hvor han primært jobbet med oppfølging av prosessanlegget på Petrojarl Varg. I perioden 1996-1998 var han ansatt ved NTNU og jobbet som prosjektleder/medarbeider i ulike prosjekter for SINTEF. Evju er norsk statsborger. *Øyvind Bratsberg satt som direktør for teknologi og feltutvikling frem til 12. juni.*

Leif Gunnar Hestholm (9) direktør HMSK

Leif Gunnar Hestholm (født 1968) kommer fra stillingen som HMS- og kvalitetsdirektør i Marathon Oil Norge AS. Han har erfaring fra Kværner Engineering, Safetec (risikoanalyser og risikostyring), IRIS (styringssystem og kvalitetssikring) og BP. Hestholm er sivilingeniør i industriell matematikk fra NTH/NTNU.

Geir Solli (10) direktør drift

Geir Solli (født 1960) kommer fra stillingen som viseadministrerende direktør i Marathon Oil Norge AS. Solli har tidligere vært driftssjef for Alvheim og Asset Manager for Mexicogulften i samme selskap. Han har også jobbet som prosjektleder og plattformssjef i BP. Solli er utdannet sivilingeniør elektro fra NTH/NTNU.

Olav Henriksen (11) direktør prosjekter

Olav Henriksen (født 1956) startet i Det norske som direktør prosjekter i januar 2015. Han kom til Det norske fra ConocoPhillips hvor han siden 1990 har jobbet med store utbyggingsprosjekter. Henriksen er utdannet ingeniør fra Møre og Romsdal Ingeniørhøgskole. Han har jobbet med store prosjekter som Ekofisk, Statfjord, Gullfaks, Oseberg og Eldfisk i sin lange arbeidserfaring hos både Kværner Installasjon og ConocoPhillips.

Bedriftsforsamling

Bedriftsforsamlingen besto i 2015 av følgende medlemmer: Øyvind Eriksen (leder), Anne Grete Eidsvig, Odd Reitan, Finn Berg Jacobsen, Leif O. Høegh, Olav Revhaug, Jens Johan Hjort, Nils Bastiansen, Hugo Breivik, Hanne Gilje, Ifor Roberts og Kjell Martin Edin.



STYRET I DET NORSKE per 31.12.2015

Sverre Skogen (3)

styrets leder

Sverre Skogen (født 1956) har en MSc og en MBA fra University of Colorado. Skogen har innehatt en rekke lederstillinger i olje- og gassindustrien, blant annet som konsernsjef for Aker Maritime ASA (1997-2001), det sammenslåtte Aker Kværner O&G (2001-2002), PGS Production (2003-2005) og AGR ASA (2005-2013). Han har i tillegg vært styreformann for Intsok (1999-2001) og Rosenberg Verft (2003-2005). Sverre Skogen er norsk statsborger.

Anne Marie Cannon (7)

nestleder

Anne Marie Cannon (født 1957) har mer enn 30 års erfaring innen olje- og gassindustrien, både industrielt og fra investeringsbanksiden. Fra 2000 til 2014 var hun seniorrådgiver i Natural Resources Group i Morgan Stanley med ansvar for oppstrøms M&A. Hun har erfaring fra finans og handel i Shell UK Exploration and Production, Thomson North Sea og J. Henry Schroder Wagg. Hun har sittet i ledelsen i Hardy Oil and Gas og British Borneo. Anne Marie Cannon var styremedlem i Aker ASA 2011 - 2013 og er nå styremedlem i Premier Oil og STV Group plc. Hun har en BSc fra Glasgow University. Cannon er britisk statsborger.

Kitty Hall (1)

styremedlem

Kitty Hall (født 1956) har vært leder for ulike teknologiskaper innenfor geofysikksegmentet i 25 år. Hun er styremedlem i Seabird Exploration og nestformann i faggruppen the Petroleum Group i The Geological Society. Hun har tidligere vært styremedlem i ARKeX Ltd., Sevan Drilling, Polarcus, Petroleum Exploration Society of Great Britain, Eastern Echo, ARK Geophysics Ltd og The International Association of Geophysical Contractors. Hall har en BSc i geologi fra University of Leeds og en MSc i stratigrafi fra Birkbeck College, University of London. Hun er britisk statsborger.



Kjell Inge Røkke (8)

styremedlem

Kjell Inge Røkke (født 1958) er næringslivsleder og industrieier, og har vært drivkraften i utviklingen av Aker siden 1990-tallet. Røkke eier 67,8 prosent av Aker ASA gjennom selskapet The Resource Group TRG AS og datterselskaper, som han eier sammen med sin kone. Han er styreleder i Aker ASA og styremedlem i Aker Solutions ASA, Kværner ASA, Akastor ASA, Det norske oljeselskap ASA og Ocean Yield ASA. Han eier ingen aksjer i Det norske oljeselskap ASA, og har ingen aksjeopsjoner. Kjell Inge Røkke er norsk statsborger.

Jørgen C. Arentz Rostrup (6)

styremedlem

Jørgen C. Arentz Rostrup (født 1966) er administrerende direktør i Yara Ghana Ltd. i Yara International. Han har over 20 års fartstid fra Hydro, hvor han i perioden 1991 til 2013 blant annet ledet energivirk-somheten, den norske produksjonen og salg av kraft. Rostrup var finansdirektør og medlem av konsernledelsen i Hydro fra 2009 frem til mars 2013. Han var sentral i fusjonen mellom Saga Petroleum og Hydro. Rostrup er styremedlem i ABG Sundal Collier og har i tillegg hatt flere ledende posisjoner både i Norge, Singapore og New York. Han er norsk statsborger.

Kjell Pedersen (5)

styremedlem

Kjell Pedersen (født 1952) er utdannet petroleumsingeniør ved NTH i 1976 og har en lang nasjonal og internasjonal karriere i oljeindustrien. Han var 23 år i Exxon med ledende stillinger innen tekniske, operasjonelle og kommersielle områder, før han ble den første administrerende direktør for Petoro i 2001. Han pensjonerte seg fra stillingen i 2013. Før han ble valgt inn i styret i Det norske var Pedersen styreleder i oljeserviceselskapet Aibel AS. Han er også nestleder i styret i Anticosti Hydrocarbons i Kanada. Pedersen er norsk statsborger.

Gro Kielland (10)

styremedlem

Gro Kielland (født 1959) er utdannet maskinsivilingeniør fra NTNU. Kielland har innehatt en rekke lederstillinger i olje- og gassindustrien både i Norge og i utlandet, blant annet som administrerende direktør i BP Norway. Hun har arbeidet både med drift og utbygging av felt, i tillegg til å ha vært fagansvarlig for helse, miljø og sikkerhet i operatørselskap. Kielland arbeider i dag som Operational Partner for HitecVision, og har i tillegg til arbeidet hun gjør for dem på styrenivå også andre styreverv. Kielland er norsk statsborger.

Terje Solheim (2)

styremedlem

Terje Solheim (født 1962) er kontorleder for Det norske harstadkontor. Han har vært i Det norske siden 2013 og har hatt flere funksjoner i selskapet. Solheim har mangeårig bakgrunn fra forsvaret, var en av gründerne i Norwegian Petroservices (NPS) og kommer til Det norske fra Det Norske Veritas (DNV). Solheim er norsk statsborger.

Gudmund Evju (4)

styremedlem

Gudmund Evju (født 1972) er konstituert direktør teknologi og feltutvikling i Det norske. Han har vært i Det norske siden 2004, og har hatt flere funksjoner innenfor avdelingen. Han har vært prosjektleder for Jette-utbyggingen fra 2011 til 2013. Evju er sivilingeniør maskin/NTNU (1996). Han var i PGS Production fra 1998 til 2004, hvor han primært jobbet med oppfølging av prosessanlegget på Petrojarl Varg. I perioden 1996-1998 var han ansatt ved NTNU og jobbet som prosjektleder/medarbeider i ulike prosjekter for SINTEF. Evju er norsk statsborger.

Kristin Gjertsen (9)

styremedlem

Kristin Gjertsen (født 1969) er leder for ikke-opererte felt i Det norske. Hun har vært i Det norske siden 2010. Gjertsen har mer enn 15 års erfaring fra ulike lederstillinger i bransjen. Hun har hatt ulike stillinger i Statoil ASA (inkludert Hydro ASA og Saga Petroleum ASA) fra 1998 til 2008. Fra 2008 til 2010 jobbet Gjertsen som Director Business Development & Online Business Group for Microsoft Norge. Gjertsen har en MSc fra NTNU (1992) og en MBA fra NHH (2004). Hun er også styremedlem i Western Bulk ASA. Gjertsen er norsk statsborger.

Valgkomiteen i 2015 besto av Arild Støren Frick (leder), Finn Haugan og Hilde Myrberg.



STYRETS ÅRSBERETNING

Kjære aksjonærer

STYRETS ÅRSBERETNING

2015 var et utfordrende år for bransjen preget av svingende oljepriser og usikre makroforhold. Det norske oljeselskap ASA («Det norske») har en produksjonsbase med høye marginer. Selskapet er deleier i to store utbyggingsprosjekter, som operatør i Ivar Aasen og partner i Johan Sverdrup, som vil sikre produksjonsvekst i årene som kommer. Selskapet har implementert et forbedringsprogram for å styrke sin konkurransevne på lang sikt. Nedgangen skaper en ny virkelighet, men byr også på muligheter for Det norske.

Selskapet er godt posisjonert for at oljeprisen kan bli liggende på et lavt nivå over lengre tid. Vår produksjonsbase på rundt 60 tusen fat oljeekvivalenter (mboepd) hadde en produksjonskostnad på under 7 dollar per fat oljeekvivalenter (dollar/boe). Ivar Aasen-prosjektet er godt i rute med forventet produksjonsstart mot slutten av året, og Johan Sverdrup-prosjektet går etter planen med reduserte kostnadsestimater. Selskapet har en solid, diversifisert kapitalstruktur med en ubenyttet kreditt på 1,3 milliarder dollar, noe som er tilstrekkelig til å finansiere arbeidsprogrammet frem til produksjonsstart på Johan Sverdrup.

Netto P50-reserver ved årsslutt 2015 var 498 mmmboe, eller 2,4 ganger mer enn året før. Den fremste årsaken til denne økningen er bokføringen av reservene for fullfelts utbygging av Johan Sverdrup-feltet, som ved utgangen av 2015 sto for om lag 60 prosent av P50-reservene.

Selskapet har en klar organisk vekstbane frem til en produksjon på 100 mbopd fra godkjente prosjekter etter 2020, som vil frigjøre betydelig kontantstrøm så snart Johan Sverdrup er i produksjon. I annet halvår av 2015 fullførte Det norske oppkjøpene av Svenska Petroleum Exploration AS ("Svenska") og Premier Oil Norge AS ("Premier Norge"). Oppkjøpene vil gjøre selskapets prosjektportefølje mer fleksibel, uten at det påtar seg flere investeringsforpliktelser. Ytterligere potensial som er

identifisert i eksisterende funn, vil kunne løfte olje- og gassproduksjonen til 160 mboepd gitt et gunstigere marked.

Selskapet treffer tiltak for å tilpasse seg markedsforholdene og sikre at det kan utnytte dagens makromiljø til å styrke konkurransevnen på lang sikt. Det er implementert et forbedringsprogram for å redusere utgiftene i alle ledd i organisasjonen, slik at vi kan godkjenne nye frittstående prosjekter til en balansepris på under 40 dollar/boe. Forbedringsprogrammet undersøker og definerer hvordan kontraktsmodeller, operatørkrav og arbeidsprosesser kan forbedres med sikte på å halvere antallet ingeniørtimer og redusere gjennomføringstiden med 25 prosent.

Det norske har betydelige offshoreaktiviteter på norsk sokkel. Selskapets utbyggingsprosjekter innebærer at selskapet har arbeidstakere i forskjellige land på flere kontinenter. HMS og samfunnsansvar er svært viktig for styret i Det norske. Styret vedkjenner seg sitt ansvar for å sørge for sikkerhet for mennesker og miljø og å bruke tid og ressurser på å etterleve alle regelverk og de høyeste HMS-standarder i oljebransjen.

Det norske er godt posisjonert for å ta del i fremtidig vekst på norsk sokkel. Styret er bevisst på risikoene forbundet med prosjektgjennomføring og de skiftende forholdene i markedene vi opererer i. Styret prioriterer å sikre kapitaldisiplin og risiko-reduksjon der dette er mulig i hele organisasjonen.

Kursutvikling for aksjen og eierstruktur

I 2015 endte kursen på Det norske-aksjen på 55,25 kr aksjen, mot 39,87 kr aksjen ved årsslutt 2014. Ved utgangen av året var 202,6 millioner aksjer utestående. Aker Capital AS er fremdeles største eier med 49,99 prosent av aksjene.

Vår virksomhet

Beskrivelse av selskapet

Det norske er et fullverdig E&P-selskap med leting, utbygging og produksjon på norsk sokkel. Det norske har ikke eierinteresser i olje- eller gassfelt utenfor norsk territorium. Alle aktiviteter er følgelig underlagt det norske skatteregimet, og i den grad

selskapet har virksomhet i andre land, er denne relatert til bygging og prosjektering i forbindelse med feltutbygging.

Det norske er aktiv i alle de tre viktigste petroleumsprovinserne på norsk sokkel. Vi er fremdeles overbevist om at norsk sokkel byr på attraktive muligheter for leting etter olje og gass, noe som også understøttes av Oljedirektoratets nyeste anslag over uoppdagede ressurser. Vi tar derfor sikte på å være en aktiv bransjeaktør i årene som kommer.

Selskapets forretningskontor er i Trondheim. Selskapet har kontorer i Oslo, Stavanger og Harstad. Karl Johnny Hersvik er administrerende direktør.

Selskapet hadde totalt 534 (507) ansatte ved utgangen av 2015. Som operatør for 34 (35) lisenser og partner i ytterligere 50 (44) lisenser er selskapet en betydelig lisenshaver på norsk sokkel.

Leting

Det norske har som mål å bli en ledende leteaktør på norsk sokkel innen 2020. Dette følger av ambisjonen om langsiktig reserveerstatning og verdiskaping ved å etablere nye kjerneområder med egenoperert produksjon. Dagens prospektportefølje vil kunne tilføre Det norske 150 mmmboe i nye ressurser i perioden 2016–2020. Det norske kan overskride dette målet ved kontinuerlig å posisjonere selskapet for ytterligere prospektmuligheter og ved å bruke forbedret datadekning og teknologi som konkurransefortrinn.

Det norske deltok i fire letebrønner i 2015, som resulterte i tre funn og én tørr brønn. Det lave aktivitetsnivået sammenlignet med 2014 (ti brønner) gjenspeilte en tidlig justering til lave oljepriser.

Askja/Krafla-området i PL 272 leverte solide resultater med avgrensingsbrønnen på Krafla Main-strukturen, som bekrefter at påviste volumer totalt ligger i området 140–220 mmmboe. Det norske økte eierandelen til 50 % etter oppkjøpet av Svenska i 2015 og styrket med dette troen på en fremtidig feltutbygging i området. I løpet av 2016 skal det bores fire letebrønner på komplekset med mål om å påvise ytterligere volumer i størrelsesorden 31–150 mmmboe (brutto, risikede reserver).

Det ble gjort et funn i en ny delstruktur i Gina Krog Unit, East 3-brønnen. Det ble også gjort et funn i PL 627 Skirne Øst, men det

var mindre enn forventet og oppfylte ikke forventningene til en stor oppside for prospektet. Snømus-brønnen i PL 672 var tørr.

Det norske ble tildelt tre operatørlisenser og seks nye partnerlisenser i konsesjonsrunden for forhåndsdefinerte områder (TFO) 2014 i januar 2015, noe som styrket vår stilling på Utsirahøyden-området og Tampen-området, der nye interessante borbare prospekter opparbeides. Ytterligere eierandeler i lovende lete-arealer ble ervervet gjennom oppkjøpet av Svenska og Premier Norge.

I 2015 utgjorde total investering i leting om lag 97 (199) millioner dollar.

Utbygging

I 2015 deltok Det norske i fem feltutbyggingsprosjekter: Bøyla (65 prosent, operatør), Ivar Aasen (34,7862 prosent, operatør), Gina Krog (3,3 prosent, partner) Johan Sverdrup (11,5733 prosent, partner) og Viper-Kobra (65 prosent, operatør).

Bøyla

Bøyla-feltet (65 prosent, operatør) ligger på 120 meters vanddyp, sør for Volund-feltet, ca. 28 km fra Alvheim. Feltet ble oppdaget i 2009, og plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 2012. Feltet er bygget ut med to horisontale produksjonsbrønner (en i hver av de strukturelle lukningene i øst og vest) og en vanninjeksjonsbrønn i den østligste kanten av den vestlige lukningen. Det ble boret pilotbrønner for å optimalisere plasseringen av horisontalseksjonen i produksjonsbrønnen i den vestlige strukturen. Feltet produserer via en produksjonsmanifold på havbunnen med fire slisser og er knyttet opp til Alvheim FPSO via produksjonsmanifolden på Kneler A.

På grunnlag av evalueringen og kartleggingen av undergrunnen som ble gjennomført etter lete- og avgrensingsboring, er brutto gjennomsnittlig utvinnbart volum anslått til 23 mmmboe, med en potensiell oppside på ytterligere 10 mmmboe.

Produksjonsstart på Bøyla var 19. januar 2015 (den første brønnen) og 7. august (den andre brønnen). Feltet produserte i snitt ca. 18 mboepd den første produksjonsmåneden. Produksjonen på Bøyla-feltet forventes å avsluttes i 2033 i forbindelse med stengingen av de andre feltene i Alvheim-området.



Ivar Aasen

Ivar Aasen-feltet (34,7862 prosent, operatør) er Det norske første store utbyggingsprosjekt som operatør. PUD ble godkjent av Stortinget i mai 2013. Planlagt produksjonsstart er i fjerde kvartal 2016. Ivar Aasen-feltet befinner seg vest for Johan Sverdrup på Utsirahøyden. Det er anslått å inneholde brutto reserver (P50/2P) på 204 mmbøe. Ivar Aasen-utbyggingen omfatter utvinning av ressursene fra tre funn: Ivar Aasen (PL 001B), Hanz (PL 028B) og West Cable (PL 001B og PL 242).

I juni 2014 undertegnet Det norske en unitiseringsavtale med lisenshaverne i PL 001B, PL 242, PL 457 og PL 338. Det norske er operatør og har en eierandel på 34,7862 prosent. Unitiseringen omfatter Ivar Aasen og West Cable-forekomstene. Hanz-forekomsten forblir i PL028B, hvor Det norske er operatør og har en eierandel på 35 prosent.

De samlede feltutbyggingskostnadene (inkludert Hanz) er beregnet til 27,4 milliarder kroner (nominell verdi). Det norske eierandel representerer dermed en investering på ca. 9,6 milliarder kroner.

Utbyggingen av Ivar Aasen foregår i to trinn, der Ivar Aasen og West Cable bygges ut i fase 1. Produksjonsstart er planlagt til fjerde kvartal 2016. Hanz, som ligger lenger nord, vil bli bygget ut i fase 2, og produksjonen skal etter planen starte i 2021. Platåproduksjonen er estimert til ca. 67 mboepd (brutto). Utbyggingen av Ivar Aasen er samordnet med nabofeltet Edvard Grieg, som vil ta imot delvis prosessert olje og gass fra Ivar Aasen-feltet for videre prosessering og eksport.

I løpet av 2015 har de sentrale aktivitetene på Ivar Aasen-prosjektet forløpt etter planen, med planlagt produksjonsstart i fjerde kvartal 2016. Ivar Aasen bygges ut med en bemannet produksjonsplattform. Plattformdekket vil ha boligkvarter og et prosessanlegg med førstetrinns separasjon.

Boringen av fem geopilotbrønner tok til i januar, og forboringen av produksjonsbrønnene tok til i midten av juli, med batchvis nedsetting av fem lederør. Den oppjekkbare riggen Maersk Interceptor har fungert veldig bra, og boreoperasjonene ligger foran planen.

Stålunderstellet ble bygget på Sardinia og sto ferdig i februar i henhold til planen. Det ble installert på Ivar Aasen-feltet i midten av juli.

Installasjonen av tre rørledninger mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg begynte i juli. Alle havbunns- og rørledningsoperasjonene som var planlagt for 2015, var ferdige i begynnelsen av november.

Det er god fremdrift i byggingen av plattformdekket i Singapore, og løfteoperasjonene offshore er planlagt å finne sted i juli 2016. Overleveringen av undersystemer til Det norske klargjøringsteam begynte i september. Byggingen av boligkvarteret på Stord går etter planen. I oktober ble helikopterdekket levert til verftet, montert og løftet på plass. Overleveringen av undersystemer til Det norske klargjøringsteam begynte i oktober.

Prosjektet har hatt god fremdrift i 2015. Utbyggingen går etter planen og er innenfor budsjett, med forventet produksjonsoppstart i fjerde kvartal 2016.

Gina Krog

PUD for Gina Krog-feltet (3,3 prosent, partner) ble godkjent av Stortinget i mai 2013. Gina Krog er et olje- og gassfelt med Statoil som operatør. Det er lokalisert i blokk 15/5 og 15/6 i PL 303, PL 048, PL 029B og PL 029C i Nordsjøen. Det norske har en eierandel på 20 prosent i PL 029B. Basert på andelen i PL 029B har selskapet fremforhandlet en unitiseringsavtale med de andre partnerne som gir Det norske en eierandel på 3,3 prosent.

Gina Krog skal bygges ut med en bemannet produksjonsplattform som knyttes opp til Sleipnerfeltet for gasseksport. Oljen skal transporteres med skytteltankere. I PUD var brutto investeringer anslått til 31 milliarder kroner (nominell verdi), og feltet inneholder påviste og sannsynlige brutto reserver (P50/2P) på ca. 216 mmbøe.

I løpet av 2015 ble stålunderstellet installert i Nordsjøen og forboring av produksjonsbrønner med boreriggen Maersk Integrator startet opp. Feltet er forventet å komme i produksjon i andre kvartal 2017.

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup (11,5733 prosent, partner) er det største funnet på norsk sokkel siden 1980-årene. Feltet ligger på Utsirahøyden, 155 km vest for Stavanger. Det inneholder utvinnbare volumer på mellom 1,7 og 3,0 milliarder fat oljeekvivalenter, og feltutbyggingen vil bli et av de største industriprosjektene i moderne norsk historie. Operatøren, Statoil, anslår en balansepris for fase 1 på under 30 dollar/bøe.

PUD for fase 1 ble godkjent av olje- og energidepartementet 20. august 2015. Godkjenningen inkluderte også planene for utbygging og drift av eksportørledninger for olje og gass og for landkraft. Produksjonen skal etter planen starte opp i slutten av 2019. Feltet skal kunne produsere i 50 år, og prosjektet vil være av stor samfunnsøkonomisk betydning.

Oljefeltet Johan Sverdrup skal bygges ut i flere faser. I fase 1 skal et feltsenter etableres bestående av fire plattformer forbundet med broer (prosessplattform, boreplattform, stigerørplattform og boligplattform), i tillegg til tre havbunnsrammer for vanninjeksjon. Beregnede investeringer inkluderer også boring, landkraft, eksport av olje og gass, i tillegg til avsetninger for uforutsette endringer og eventuell prisutvikling i markedet. Oljen vil bli ført i en egen rørledning til Mongstad-terminalen, mens gassen vil bli ilandført via Statpipe til Kårstø for prosessering og eksport.

Investeringene for fase 1 var i PUD estimert til 123 milliarder kroner (nominell verdi). Som følge av den makroøkonomiske situasjonen og prosjektforbedringer har operatøren nedjustert estimatet for investeringskostnader med 12 prosent til 108,5 milliarder kroner (nominell verdi), basert på en valutakurs USD/NOK på 6,0. Operatøren anslår nå at investeringene i feltet, fullt utbygget, vil ligge mellom 160 og 190 milliarder kroner (2015-kr, ned fra 170–220 milliarder kroner i PUD og basert på en kurs USD/NOK på 6,0).

Brutto utvinnbare reserver fra investeringene i fase 1 er av operatøren anslått til mellom 1,4 og 2,4 milliarder fat oljeekvivalenter – som utgjør 80 prosent av det samlede reservegrunnlaget. Ambisjonen er en utvinningsgrad på 70 prosent, basert på dokumentert teknologi for økt oljeutvinning (IOR/EOR) i fremtidige faser. I PUD hadde fase 1 en planlagt produksjonskapasitet på 315–380 mboepd. Det er imidlertid vedtatt å gjennomføre ”debottlenecking” for å øke produksjonskapasiteten ut over dette anslaget. Fullt utbygget forventes produksjonen å ligge på mellom 550 og 650 mboepd.

PUD for alle fremtidige faser skal sendes inn i slutten av 2017, og produksjonsstart for fase 2 forventes i 2022.

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

Partnerskapet består av Statoil (operatør), Lundin Norway, Petoro, Det norske oljeselskap og Maersk Oil. Det norske godtok ikke fordelingen av eierandeler i Johan Sverdrup som ble støttet av de andre rettighetshaverne i sluttfasen av unitiseringsforhandlingene. Ettersom det ikke ble oppnådd noen avtale mellom partnerne, traff Olje- og energidepartementet (OED) beslutning om fordelingen av eierandeler i feltet 1. juli 2015. Det norske klaget på OEDs vedtak den 21. juli 2015. Den 18. desember 2015 besluttet Kongen i statsråd å opprettholde departementets vedtak. Det norske vurderer for tiden Kongens avgjørelse. Ut fra denne vurderingen vil selskapet treffe beslutning om Kongens avgjørelse bør prøves i retten.

Unitiseringsavtalen for Johan Sverdrup-feltet som ble undertegnet i august 2015, gjenspeiler OEDs beslutning om fordeling av deltakerandeler.

Viper-Kobra

Viper-Kobra (65 prosent, operatør) ligger på 120–130 meters havdyp på Alvheim-feltet, ca. tre km sør for Kneler-strukturen. Utbyggingen består av Viper-funnet og Kobra-funnet, som antas å ha trykkommunikasjon. Viper-Kobra bygges ut med to brønner, en i Viper og en i Kobra. En ny havbunnsmanifold med fire slisser skal installeres og knyttes opp til Volund-feltet. De to reservoarene inneholder ca. 4 mmbøe hver. Planlagt oppstart for oljeproduksjonen er i slutten av 2016.

Andre prosjekter

I tillegg til de nevnte feltene er Det norske involvert i tidligfaseprosjekter nord for Alvheim (Storklakken, Frøy, Frigg Gamma Delta, Trell), samt Askja/Krafla, Garantiana og Vette.

Produksjon

Per 31. desember 2015 hadde Det norske produksjon på ni felt: Alvheim (65 prosent, operatør), Volund (65 prosent, operatør), Vilje (46,9 prosent, operatør), Bøyla (65 prosent, operatør), Jette (70 prosent, operatør), Atla (10 prosent, partner), Jotun (7 prosent, partner), Varg (5 prosent, partner) og Enoch (2 prosent, partner). Bøyla-feltet kom i produksjon i januar 2015.

Produksjonen i 2015 var på gjennomsnittlig 60,0 mboepd, med 88 prosent olje og 12 prosent gass. Dette er en nedgang sammenlignet med 66,6 mboepd i 2014 på grunn av naturlig produksjonsfall, som ble delvis oppveid av produksjonsstart på Bøyla og oppstart av infill-brønner på Alvheim.



Alvheim (65 prosent, operatør) er et olje- og gassfelt der Det norske er operatør. Det ligger på mellom 120 og 130 meters havdyp i norsk sektor i den nordlige delen av Nordsjøen. Feltet ligger i blokk 24/6, 24/9, 25/4 og 25/7 og består av det produserende Alvheim-feltet (Boa, Kneler og Kameleon/Kameleon Øst), Viper-Kobra-utbyggingen og Gekko-funnene. Alvheim-feltet produserer fra Heimdalformasjonen på ca. 2 100 meters dyp, en formasjon som består av sandstein fra midtre til sen paleocen. Alvheim er bygget ut med en flytende produksjonsenhet (FPSO). Oljen transporteres med skytteltankere, og gassen transporteres til SAGE-rørsystemet.

Den første produksjonen på Alvheim var i juni 2008. Feltene i Alvheim-området har hatt en betydelig økning år for år i estimerte utvinnbare volumer av olje og gass siden utbyggingen av Alvheim startet. Utvinnbare volumer har steget da det viste seg at formasjonen inneholdt mer olje enn tidligere antatt, og takket være utbyggingen av satellittfelt, ytterligere horisontale og flergrenede brønner og høyere strømningsrater enn forventet. Dessuten har økt pålitelighet kombinert med optimaliseringsarbeid økt produksjonskapasiteten på Alvheim FPSO til ca. 150 mboepd, opp fra opprinnelig dimensjonerende kapasitet på 120 mboepd.

Boa-reservoaret ligger på midtlinjen mellom norsk og britisk sektor. Det er unitisert med Maersk Oil & Gas og Verus Petroleum Limited, som er eierne på britisk side.

Nettoproduksjon fra Alvheim, Boa inklusive, var i snitt 34,1 mboepd i 2015. Produksjonen fra Alvheim-feltet er beregnet til å vare til 2033, med påfølgende nedstengning mellom 2033 og 2034. Ved årsslutt 2015 var P50-reservene for Alvheim, Boa og Viper-Kobra beregnet til 78,6 mmmboe netto til Det norske.

Volund-feltet (65 prosent, operatør), omkring åtte km sør for Alvheim, var det andre feltet som ble bygget ut med et havbunnsanlegg og er knyttet til produksjonsskipet Alvheim. Feltet, som består av fire produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn, startet produksjonen i 2009 og ble brukt som svingprodusent når Alvheim FPSO hadde ledig kapasitet. Feltet ble åpnet for regulær produksjon i 2010. Volund-reservoaret er i injeksjons-sand av paleocen alder (Hermodformasjonen).

Nettoproduksjon på Volund var i gjennomsnitt 9,0 mboepd i 2015. Produksjonen fra Volund-feltet er beregnet til å vare til

2033, med påfølgende nedstengning mellom 2033 og 2034. Ved årsslutt 2015 var P50-reservene beregnet til 18,9 mmmboe netto til Det norske. Disse reservene inkluderer ytterligere to infill-brønner som ble godkjent av partnerskapet i desember 2015.

Vilje-feltet (46,9 prosent, operatør) ligger på 120 meters havdyp nordøst for Alvheim. Vilje-feltet produserer fra Heimdalformasjonen på ca. 2 100 meters dyp, en formasjon som består av sandstein fra midtre til sen paleocen. Feltet er knyttet opp til Alvheim FPSO. Produksjonen begynte i 2008. En tredje produksjonsbrønn, Vilje Sør, ble bygget ut med et havbunnsanlegg knyttet til Vilje, og produksjonen begynte i april 2014.

Nettoproduksjon på Vilje var i gjennomsnitt 6,4 mboepd i 2015. Produksjonen på Vilje-feltet forventes å ta slutt i 2031, og nedstengning er planlagt i perioden 2031–2034, som sammenfaller med forventet produksjonsslutt i Alvheim-området. Ved årsslutt 2015 var P50-reservene beregnet til 8,2 mmmboe netto til Det norske.

Bøyla-feltet (65 prosent, operatør) ligger på 120 meters havdyp, ca. 28 km sør for Alvheim. Bøyla-feltet produserer fra Hermodformasjonen, som er et kanalisert submarint viftesystem i sandstein på ca. 2 100 meters dyp. Feltet er knyttet opp til Alvheim FPSO. Produksjonen begynte i januar 2015. Feltet er utbygget med to horisontale produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn.

Nettoproduksjon på Bøyla var i gjennomsnitt 9,0 mboepd i 2015. Produksjonen på Bøyla-feltet forventes å ta slutt i 2033, og nedstengning er planlagt i perioden 2033–2034, som sammenfaller med forventet produksjonsslutt i Alvheim-området. Ved årsslutt 2015 var P50-reservene beregnet til 11,1 mmmboe netto til Det norske.

Jette-feltet (70 prosent, operatør) ligger på 127 meters havdyp i den sentrale delen av Nordsjøen. Reservoaret består av et submarint viftesystem i Heimdalformasjonen fra sen paleocen og ligger på ca. 2 200 meters dyp. Feltet ble bygget ut med en undervannsinstallasjon knyttet opp til Jotun B-plattformen. Produksjonen startet i mai 2013. Jette fortsatte nedgangen i 2015, og nettoproduksjonen var i gjennomsnitt 0,6 mboepd. Feltet skal fortsatt være i produksjon i 2016 inntil produksjonen opphører på vertsfeltet Jotun, med etterfølgende nedstenging sannsynligvis sommeren 2018.

Atla (10 prosent, partner) er et gass- og kondensatfelt som ligger på 119 meters havdyp i den sentrale delen av Nordsjøen. Reservoaret inneholder gass/kondensat i sandstein i Brentgruppen fra midtre jura på ca. 2 700 meters dyp. Feltet opereres av Total og produserer med en undervannsinstallasjon knyttet opp til den eksisterende rørledningen mellom Heimdal og Skirne. Produksjonen startet i oktober 2012, to år etter at funnet ble gjort.

Nettoproduksjon på Atla var i gjennomsnitt 0,4 mboepd i 2015. Feltet forventes å ha en viss produksjon i 2016, med etterfølgende nedstengning i perioden 2018–2020.

Jotun (7 prosent, partner) er et oljefelt som opereres av Exxon-Mobil og ligger på ca. 126 meters havdyp i den sentrale delen av Nordsjøen. Jotun Unit består av tre strukturer, der den østligste har en tynn gasskappe. Reservoarene ligger på ca. 2 000 meters dyp i Heimdalformasjonen, som består av sandstein fra paleocen. Jotun-installasjonene består av en FPSO, Jotun A, og en brønnhodeplattform, Jotun B. Produksjonen begynte i 1999 og er nå inne i halefasen.

Nettoproduksjon på Jotun var i gjennomsnitt 0,1 mboepd i 2015. Feltet forventes å være i produksjon frem til slutten av 2016.

Varg-feltet (5 prosent, partner) er et oljefelt som opereres av Repsol og ligger på ca. 84 meters havdyp i den sentrale delen av Nordsjøen. Reservoaret består av sandstein fra øvre jura og ligger på ca. 2 700 meters dyp. Varg ble bygget ut med en brønnhodeplattform, Varg A, og en FPSO, Petrojarl Varg. Etter 15 års oljeproduksjon begynte produksjonen av gass i 2013, noe som har bidratt til å forlenge levetiden for installasjonene på Varg.

Nettoproduksjon på Varg var i gjennomsnitt 0,3 mboepd i 2015. Produksjonen på feltet forventes å ta slutt i 2. kvartal 2016, med etterfølgende nedstengning i perioden 2019–2020.

Ved årsslutt 2015 var P50-reserver netto til Det norske fra Jette, Atla, Jotun, Varg og Enoch beregnet til 0,5 mmmboe.

Forskning og utvikling

Det norske samarbeider aktivt med ledende forskningsinstitusjoner og bedrifter for å støtte opp under utvikling av teknologi. Det var i alt 53 prosjekter som leverte resultater i 2015. Brutto

forsknings- og utviklingsutgifter, før viderefakturering til lisenspartnere, var 11 (10) millioner dollar.

Årsregnskapet

(Alle tall i parentes viser til 2014 og er ikke direkte sammenlignbare da de representerer Det norske før oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS)

Selskapet utarbeider sine regnskaper i samsvar med internasjonale standarder for finansiell rapportering (IFRS) som er vedtatt av EU og fastsatt i regnskapsloven.

Endringer i regnskapsstandarder

Anvendte regnskapsprinsipper er i all hovedsak de samme som i foregående regnskapsår. Ingen av de nye og endrede standardene og fortolkningene som trådte i kraft 1. januar 2015, hadde vesentlig betydning for konsernet. Et par regnskapsstandarder var utgitt men ikke trådt i kraft per 31. desember 2015 (IFRS 9 og IFRS 15). Eventuelle regnskapsmessige konsekvenser er beskrevet i note 1.

Det er noen endringer i presentasjonen av resultatregnskapet for 2015 sammenlignet med 2014. Det viktigste er at lønn ikke lenger presenteres for seg, men allokeres til underliggende aktivitet som f.eks. utbygging (Capex), leting og produksjon.

Resultatregnskap

Selskapets samlede driftsinntekter utgjorde 1 222 (464) millioner dollar. Petroleum fra produserende felt tilsvarte 21,9 (5,7) mmmboe. Produksjonen i 2015 kom fra feltene Alvheim (inkl. Boa), Volund, Vilje, Bøyla, Jette, Atla, Jotun og Varg, mens produksjonen i 2014 kom fra Alvheim (inkl. Boa), Volund, Vilje, Jette, Atla, Jotun og Varg. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 54 dollar per fat, som er ned 44 prosent sammenlignet med en gjennomsnittlig pris på 78 dollar per fat i 2014.

Letekostnader utgjorde 76 (164) millioner dollar og relaterer seg i hovedsak til tørre og ikke-kommersielle brønner, seismikk og generell letevirsomhet.

Avskrivninger utgjorde 481 (160) millioner dollar, noe som tilsvarer en avskrivning per fat på 22 dollar.



Netto nedskrivning på 430 (346) millioner dollar knytter seg i all hovedsak til nedskrivning av goodwill. En av hovedårsakene til de høye nedskrivningene i 2015 er en fallende forwardkurve for oljeprisen. Den tekniske goodwillen i Marathon-transaksjonen har begrenset levetid og vurderes for nedskrivning på feltnivå (Alvheim), ikke konsernnivå (herunder aktiva som Johan Sverdrup-feltet). I praksis betyr dette at den tekniske goodwillen fra Marathon-transaksjonen vil skrives ned i løpet av Alvheim-feltens levetid. Nedskrivningene er nærmere beskrevet i note 15.

Andre driftskostnader utgjorde 52 (25) millioner dollar for selskapet. Mesteparten av de resterende driftskostnader relaterer seg til driftsforberedelser, kostnader som ikke er knyttet til lisenser, IT-kostnader og konsulenttjenester.

Selskapet rapporterte et driftsoverskudd på 41 (-299) millioner dollar.

Resultatet før skatt var negativt med 114 (376) millioner dollar, og skattekostnad på ordinært resultat utgjorde 199 (-96) millioner dollar. Beskrivelse av skatteregler og beregning av skatt fremgår av note 1 og 12 i årsregnskapet. Det vil få stor innvirkning på skattesatsen at den funksjonelle valutaen er amerikanske dollar mens skatten i henhold til loven må beregnes i norske kroner.

Resultatet etter skatt var negativt med 313 (279) millioner dollar.

Balanse

Totale eiendeler ved årsslutt utgjorde 5 189 (5 384) millioner dollar.

Egenkapitalen ble redusert med 313 millioner dollar til 339 millioner dollar etter et negativt nettoresultat for perioden. Ved årsslutt hadde selskapet en egenkapitalandel på ca. 6,5 (12) prosent.

Per 31. desember beløp rentebærende gjeld seg til 2 622 (2 290) millioner dollar, bestående av DETNOR02-obligasjonen på 209 millioner dollar, DETNOR03-obligasjonen på 295 dollar og benyttet opptrekk på den reservebaserte lånefasiliteten (RBL) på 2 119 millioner dollar (fratrasket amortisering). Tilgjengelig opptreksbeløp på RBL-fasiliteten står fortsatt uendret på 2,9 milliarder dollar etter siste redetermineringsprosess i desember 2015. I tillegg har selskapet en ubenyttet kredittfasilitet på 550

millioner dollar. For informasjon om løpetid for kredittfasilitetene, se note 20.

Beholdningen av betalingsmidler var ved årsskiftet 91 (296) millioner dollar.

Kontantstrøm og likviditet

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 686 (263) millioner dollar. Av dette utgjorde mottatt skatterefusjon eksklusiv renter 88 (191) millioner dollar.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -1 168 (-2 266) millioner dollar. Dette er i hovedsak relatert til investeringer i varige driftsmidler på -917 (-583) millioner dollar og oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS og Premier Oil Norge AS på -203 millioner dollar (netto etter kontanter). Det høye investeringsnivået i 2014 skyldtes oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS på 1,514 millioner dollar (netto etter kontanter).

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde 285 (2 024) millioner dollar. Beløpet kan i hovedsak relateres til nettoinntekter på selskapets RBL-fasilitet.

Konsernet hadde betalingsmidler på i alt 91 (296) millioner dollar ved årsslutt.

Ved utgangen av 2015 var vilkårene for selskapets låneavtaler godt innenfor gjeldende terskler. Fremmedkapitalgraden var 2,2 x, under terskelen på 3,5 x, og rentedekningsgraden var 8,7 x, over terskelen på 3,5 x. Det er imidlertid fare for at disse forholdstallene kan bli utsatt for press i tiden fremover dersom oljeprisen holder seg lav. Selskapet har derfor innledet drøftelser med sine kreditorer med sikte på å oppnå endringer i vilkårene i låneavtalene.

Fortsatt drift

I henhold til regnskapsloven § 3-3a bekrefter styret at selskapet oppfyller forutsetningen om fortsatt drift, og at dette er lagt til grunn ved utarbeidelse av årsregnskapet. Selskapets finansielle stilling og likviditet vurderes som god. Selskapet vurderer løpende alternative finansieringskilder for å legge til rette for videre vekst. På kort sikt forventes det at likvide midler, inntekter fra selskapets produksjon og ubenyttede deler av etablerte kredittfasiliteter vil være tilstrekkelig til å finansiere selskapets forpliktelser i 2016.

Styret er av den oppfatning at årsregnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets eiendeler og gjeld, finansielle stilling og resultat. Styret har ikke kjennskap til noen vesentlige forhold som påvirker vurderingen av selskapets stilling per 31. desember 2015 eller resultatet for 2015, utover det som fremgår av årsberetningen og regnskapet for øvrig.

Ressursregnskap

Det norske følger retningslinjene fra Oslo Børs og Society of Petroleum Engineers' (SPE) klassifikasjonssystem for kvantifisering av petroleumsreserver og betingede ressurser. Netto P90/1P-reserver er ved årsskiftet estimert til i alt 373,9 (143,0) millioner fat oljeekvivalenter, mens netto P50/2P-reserver ved årsskiftet utgjør 498,2 (205,6) millioner fat oljeekvivalenter. Se note 32 for en mer detaljert gjennomgang av ressursregnskapet. Reserver og betingede ressurser er verifisert av en uavhengig tredjepart.

Dekning av underskuddet for året

Styret foreslår at årsunderskuddet dekkes ved overføring av 313 millioner dollar fra annen egenkapital.

Risikofaktorer

Risiko i tilknytning til olje- og gassindustrien

Vår virksomhet, driftsresultater, kontantstrøm og finansielle stilling avhenger i høy grad av olje- og gassprisene og markedets forventninger til dem, og kan påvirkes negativt av svingende olje- og gasspriser og av den globale økonomiske situasjonen generelt og av situasjonen på finansmarkedene.

Lønnsomheten for oss bestemmes i stor grad av differansen mellom inntektene fra olje og gass som vi produserer, og driftskostnader, skattekostnader relatert til utvinning (som er skattepliktige uten hensyn til salg), og kostnadene som påløper for transport og salg av olje og gass. Lavere priser på olje og gass kan dermed føre til at det blir mindre olje og gass vi kan produsere lønnsomt. Dette kan også gjøre det økonomisk vanskelig å forsvare enkelte brønner eller prosjekter som er under planlegging eller i utbyggingsfasen, dersom produksjonskostnadene blir høyere enn inntektene produksjonen forventes å gi. Selskapet inngikk i 2015 råvaresikringsavtaler for deler av oljeproduksjonen. For de

siste tre kvartalene i 2015 hadde selskapet kjøpt salgsoptaksjoner til en innløningskurs på 55 dollar/boe for et volum tilsvarende 30 prosent av oljeproduksjonen i perioden. For 2016 har selskapet kjøpt salgsoptaksjoner for om lag 20 prosent av sin forventede oljeproduksjon i 2016 med en innløningskurs på 55 dollar/boe.

Kostnadene ved å produsere fra enkelte brønner og eiendeler kan også medføre at vi må nedjustere reserveanslagene. Vi kan eventuelt velge å ikke produsere fra enkelte brønner når prisene er lave. Alle disse faktorene kan føre til en vesentlig nedgang i netto produksjonsinntekter og gjøre oss mindre aktive når det gjelder å anskaffe oss nye olje- og gasseiendeler og utvikle dem vi har. Dessuten kan visse utbyggingsprosjekter fort bli ulønnsomme hvis prisene faller. Resultatet kan bli at vi må utsette eller avlyse planlagte prosjekter, eller hvis det ikke er mulig å avlyse prosjektet, gjennomføre det med økonomisk tap.

I tillegg kan et kraftig prisfall i forhold til historiske gjennomsnittspriser svekke evnen vår til å refinansiere utestående kredittfasiliteter og føre til et redusert lånegrunnlag under de kredittfasiliteter vi har tilgjengelig, herunder RBL-fasiliteten, og eventuelt innebære at en del av banklånet vårt må tilbakebetales. Endringene i olje- og gassprisene kan dermed ramme vår virksomhet, driftsresultater, kontantstrøm, finansielle stilling og utsikter.

Operasjonelle risikoer og farer ved leting, utbygging og produksjon som medfører risiko for materielt tap eller ytterligere utgifter

Å utvikle olje- og gassressurser og -reserver til kommersiell produksjon er risikofylt. Våre leteoperasjoner er gjenstand for alle bransjens vanlige risikoer. Disse risikoene er for eksempel uvanlige eller uventede bergarter eller trykkforhold, geologiske usikkerheter, seismiske skift, utblåsninger, oljeutslipp, ukontrollert utstrømning av olje, naturgass eller brønnvæske, eksplosjon, brann, feilinstallasjon eller feil bruk av utstyr, skade på utstyr eller utstyrssvikt, men er ikke begrenset til dette. Det ligger i sakens natur, i og med at virksomheten foregår til havs, at lete- og boreinnretningene våre også er utsatt for sjølivets farer og kan kante, synke, grunnstøte og skades i storm og uvær.



Skarp konkurranse i markedet

Olje- og gassindustrien er en svært konkurranseutsatt bransje. Konkurransen er spesielt hard om (mulige) olje- og gasslisenser. Hvordan vi stiller i konkurransen, kommer an på vår geologiske, geofysiske og tekniske kompetanse, økonomiske ressurser, evne til å utvikle eiendelene våre og evne til å velge, erverve og utvikle påviste reserver.

Risiko ved selskapets virksomhet

Dagens produksjon og forventet fremtidig produksjon er konsentrert om få felt

Olje- og gassproduksjonen vår er konsentrert om et begrenset antall felt offshore. Mekaniske eller tekniske problemer, uvær eller andre hendelser eller problemer som går ut over produksjonen på et av feltene offshore, kan få direkte, alvorlige følger for en stor del av produksjonen vår. Dersom det viser seg at reservene på et av feltene våre er mindre enn anslått, kan også dette gå kraftig ut over driftsresultatet og finansiell stilling.

I dag kommer en vesentlig del av produksjonen fra Alvheim-området. Produksjonen på Alvheim-feltene utgjorde 58,6 mboepd, eller 98 prosent av vår totale produksjon i året som ble avsluttet 31. desember 2015. Vi er spesielt utsatt i tilfelle produksjonsstans eller andre tekniske problemer på Alvheim FPSO ettersom alle feltene i Alvheim-området produseres via Alvheim FPSO. Dette er bakgrunnen for at vi har tegnet forsikring mot "tapt produksjon", slik at vi reduserer konsekvensene av eventuell produksjonsstans på Alvheim FPSO.

Videre forventer vi at en betydelig del av vår fremtidige produksjon vil komme fra feltene Ivar Aasen og Johan Sverdrup, og ettersom det hefter usikkerhet ved bokførte reserver og ressurser, vil ikke den fremtidige produksjonen nødvendigvis være helt i samsvar med prognosene.

Risiko forbundet med redeterminering av unitiserte petroleumsforekomster

Unitiseringsavtalene i forbindelse med produksjonslisensene våre kan ha en redetermineringsklausul som fastsetter at forekomstens fordeling på lisensene kan justeres mellom visse avtalte

mellomrom. Enhver redeterminering av vår eierandel i en lisens kan medføre en reduksjon i vår eierandel i den unitiserte forekomsten, inklusive vår eierandel og kontantstrøm fra produksjon. Det kan ikke gis noen forsikring om at redetermineringen vil gi et tilfredsstillende resultat eller vil bli avgjort innen rimelig tid og uten å medføre store kostnader. Enhver redeterminering som påvirker vår eierandel i en unit negativt, kan få alvorlige konsekvenser for vår virksomhet, driftsresultater, kontantstrøm, finansielle stilling og utsikter.

Risikoene ved utbyggingsprosjektene er relatert til forsinkelser og kostnader

Våre pågående utbyggingsprosjekter er basert på avansert teknologi, omfattende anskaffelsesvirksomhet og komplekse byggearbeider som skal utføres i forskjellige kontraktspakker på forskjellige lokasjoner på land. Videre må vi (sammen med våre lisenspartnere) gjennomføre boreoperasjoner, installere, teste og sette i drift offshoreinstallasjoner og innhente godkjenning fra myndighetene før produksjonen kan starte. Fordi utbyggingsprosjektene våre er så komplekse, er de utsatt dersom det inntreffer omstendigheter som påvirker den planlagte fremdriften eller rekkefølgen i aktivitetene, da dette kan medføre forsinkelser eller kostnadsøkninger. Dette er spesielt tilfelle på tidlige stadier i utbyggingen av Johan Sverdrup og Ivar Aasen. Johan Sverdrup er et komplekst utbyggingsprosjekt med mange installasjoner som er i en tidlig fase, mens Ivar Aasen-utbyggingen er teknisk utfordrende og den første utbyggingen vil vi stå for som operatører for et felt. For eksempel er Johan Sverdrup-utbyggingen nå inne i sin første fase, som omfatter forboring, installasjon av fire faste plattformer og undervannsinfrastruktur. Brutto investeringer i første utbyggingsfase er beregnet til 108,5 milliarder kroner (nominell verdi), og fasen forventes å være ferdig i 2019.

Selv om vi tror at utbyggingsprosjektene vil bli ferdigstilt etter planen, i samsvar med alle lisenskrav og innenfor budsjett, kan gjeldende eller fremtidige måldatoer for produksjonen bli utsatt, og kostnadsoverskridelser kan forekomme.

Beregnete letetekstnader er basert på et antall forutsetninger som kan vise seg å ikke være korrekt. Ethvert problem i forbindelse med leting, avgrensning eller utbygging av petroleumsoperasjoner eller ved at forutsetningene med hensyn til letetekstnader ikke er korrekt, kan gå kraftig ut over våre vekstambisjoner, fremtidige

virksomhet og inntekter, driftsresultater, finansielle stilling og kontantstrøm.

Som operatører og partnere er vi utsatt for tredjepartsrisiko

På lisenser der vi ikke er operatør, kan vi ha rett til å bli hørt eller rett til å tilbakeholde samtykke i viktige operasjonelle saker, avhengig av vår eierandel i lisensen (ettersom de fleste beslutninger i styringskomiteen bare krever simpelt flertall). Da har vi altså begrenset kontroll over hvordan eiendelene forvaltes, og dersom operatøren skjønner forvaltningen dårlig eller det kommer til uenighet med operatøren med hensyn til hva som bør gjøres, kan vi bli påført store forsinkelser, tap eller økte kostnader.

Vi er utsatt for tredjepartsrisiko fra leverandører

Markedsforholdene kan svekke leverandørenes likviditetssituasjon og følgelig deres evne til å oppfylle sine forpliktelser overfor Det norske. Dette kan igjen gå ut over både tidsplaner og budsjett.

Olje- og gassproduksjonen vår kan avvike vesentlig fra rapporterte reserver og ressurser

Våre reserver er vurdert i henhold til eksisterende retningslinjer. Vi får vurderingen av reserver og ressurser utført årlig av en uavhengig tredjemann. Vurderingene omfatter et antall forutsetninger i tilknytning til faktorer som innledende produksjonsrater, utvinningsgrad, produksjonsfall, totale utvinnbare reserver, investeringstidspunkt og -beløp, produksjonens salgbarhet, fremtidige olje- og gasspriser, driftskostnader, lisensavgifter og andre offentlige avgifter som kan påløpe i løpet av reservenes og ressursenes økonomiske levetid. Faktisk produksjon og kontantstrømmer fra disse vil avvike fra vurderingene, og avvikene kan være store. Selv om vi har en oppfatning om forventet levetid for hvert felt, kan feltet altså ha kortere levetid enn antatt. Vurderingene baseres blant annet på antakelsene om funnsuksess for den letevirksomheten som er planlagt i årene fremover. Reserver, ressurser og kontantstrømmer disse vil skape, inngår i vurderingene, men de vil måtte nedjusteres dersom leteaktivitetene ikke oppnår den suksess som er lagt til grunn i vurderingene. Derfor kan dette få store negative følger for vår virksomhet, driftsresultater, kontantstrøm og finansielle stilling.

Finansiell risiko

Selskapet kan i fremtiden trenge ytterligere kapital, som ikke nødvendigvis tilbys på gode vilkår, om i det hele tatt

Selskapets fremtidige kapitalbehov avhenger av mange faktorer, herunder om selskapets kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter er tilstrekkelig til å finansiere selskapets forretningsplaner. På lengre sikt kan selskapet komme til å trenge mer kapital om det skal kunne utvikle lete- og utbyggingsprogrammene ytterligere eller erverve eiendeler eller aksjer i andre selskaper. Særlig vil Ivar Aasen-utbyggingen og Johan Sverdrup kreve store investeringer i årene som kommer. Selv om selskapet har truffet tiltak for å sikre en solid finansiell basis for utbyggingsprosjektene, kan det ikke garantere at det vil bli i stand til å generere eller skaffe tilstrekkelig kapital til å finansiere prosjektene. Gitt prosjektene størrelse kan enhver uforutsett omstendighet eller tiltak som må iverksettes, skape store sprik mellom beregnede og faktiske kostnader. Dermed kan prisen for å gjennomføre prosjektene ende opp ganske langt fra estimatene. Disse investeringene, sammen med selskapets løpende drift, kan helt eller delvis lånefinansieres, men det vil kunne medføre at selskapet får en gjeldsgrad over det som er standard i bransjen.

Selskapet kan også måtte styre virksomheten på en viss måte for å kunne betjene sin gjeld og oppfylle andre finansielle forpliktelser. Dersom selskapet ikke har en finansiering som dekker dets behov, kan det for eksempel bli tvunget til å redusere eller utsette investeringene eller forsknings- og utviklingsutgifter eller selge eiendeler eller virksomhet på et ugunstig tidspunkt og/eller til ugunstig pris eller andre ufordelaktige vilkår, eller søke å utvide egenkapitalen eller konvertere eller refinansiere gjelden. Det kan ikke gis noen forsikring om at slike tiltak vil lykkes eller være tilstrekkelige til å dekke gjeldsforpliktelsene og andre forpliktelser ved forfall, heller ikke om at selskapet vil opprettholde sin konkurransedyktighet.

De generelle forholdene på finansmarkedet, børs klimaet, rentenivå, investorenes interesse for selskapet, aksjekurs i tillegg til en rekke andre faktorer som ligger utenfor selskapets kontroll, kan begrense selskapets evne til å reise de nødvendige midler for fremtidig vekst og/eller investeringer. Dermed er det ikke sikkert selskapet vil ha tilgang til ytterligere finansiering, og om finansiering likevel skulle finnes, er det ikke sikkert selskapet



kan godta vilkårene. Dersom selskapet er ute av stand til å hente inn ytterligere kapital, kan det måtte nedskalere driften, noe som kan føre til at selskapet ikke nødvendigvis vil kunne gjennomføre sitt langsiktige utbyggingsprogram eller oppfylle sine kontraktsforpliktelser, med den følge at kontraktene kan bli trukket eller hevet for mislighold. Selskapet kan også måtte gi avkall på eller avstå fra ulike muligheter som måtte by seg, begrense veksten og/eller avhende eiendeler. Dette kan bli svært negativt for selskapet og dets virksomhet, utsikter, finansielle stilling, driftsresultat og kontantstrømmer og for selskapets evne til å finansiere virksomheten.

Selskapet er eksponert for rente- og likviditetsrisiko gjennom sin gjeldsportefølje og svingninger i underliggende renter

Selskapets langsiktige gjeld er hovedsakelig basert på flytende renter. En økning i renten kan derfor få store følger for selskapets kontantstrømmer, driftsresultat og finansielle stilling og gjøre det vanskelig å oppfylle sine finansielle forpliktelser. Selskapet har allerede betingelser knyttet til sine finansielle forpliktelser og vil ha dette også i fremtiden. Dersom selskapet ikke oppfyller sine finansielle forpliktelser, kan disse betingelsene og andre vilkår få betydelige negative konsekvenser for selskapet, som eventuelt kan bli nødt til å refinansiere, omstrukturere eller avhende deler av selskapets virksomhet for å oppfylle sine finansielle forpliktelser, og det kan heller ikke gis noen garanti for at selskapet da vil kunne oppfylle sine finansielle forpliktelser.

Endringer i valutakurser kan påvirke selskapets driftsresultat og finansielle stilling

Ettersom selskapet legger frem resultatregnskap og balanse i amerikanske dollar, er det eksponert for svingningene i valutamarkedet. Oljen selges i dollar og gassen i britiske pund, mens driftskostnader og investeringer er i mange andre valutaer enn amerikanske dollar. Selskapet forvalter sin valutakurseksponering gjennom en blanding av terminkontrakter og opsjoner, men store svingninger i vekslingskursen mellom amerikanske dollar og norske kroner kan gå ut over selskapets likviditet. Selskapet forventer å opprettholde bruken av valutaskriking i 2016.

Selskapet er eksponert for risiko for at motparter ikke har økonomisk evne til å oppfylle sine forpliktelser

Selskapet har en diversifisert base av partnere og motparter der ingen enkelt kilde representerer noen større kredittrisiko. Imidlertid vil en generell nedgang på finansmarkedene og i den økonomiske aktivitet føre til større volumer av forsinkede betalinger og utestående fordringer, som i sin tur kan få negative konsekvenser for selskapets virksomhet, driftsresultat, kontantstrømmer og finansielle stilling.

HMS og organisasjon

Helse, miljø og sikkerhet (HMS) er svært viktig for Det norske. Vårt HMS-mål er å drive vår virksomhet på en forsvarlig måte som sikrer at vi forebygger skader på personell, miljøet og våre aktiva. Selskapet skal drive sin virksomhet slik at vi unngår skader, sikrer anleggenes tekniske integritet og oppfyller alle relevante lover og forskrifter.

Det norske skal oppnå disse mål ved å integrere HMS i alle operasjoner som ledes og utføres av selskapet. HMS-tiltak og reduksjon av risiko for storulykke skal ha prioritet på alle nivåer i selskapet.

Å bygge en sterk, robust og felles HMS-kultur har vært prioritert, og alle ansatte har deltatt på HMS-samlinger (heldagsseminarer) i 2015. Nye initiativer skal gjennomføres i 2016 for å sikre en vedvarende sterk og enda mer robust HMS-kultur i selskapet.

Helse, miljø og sikkerhet i våre operasjoner

2015 var et år preget av høy aktivitet for Det norske. HMSK har vært integrert i alle aktivitetene våre, og selskapet oppnådde solide HMS-resultater i 2015. Det ble ikke rapportert om noen alvorlige hendelser og bare én hendelse med høyt potensial. Det norske hadde ingen prosessikkerhetshendelser (herunder ingen hydrokarbonlekkasjer), og nivåene for gassfakling og -avlufing lå godt under de tillatte grensene.

I 2015 hadde Det norske tre hendelser som medførte personskader, men ingen med alvorlige følger. To av hendelsene som medførte personskader (medisinsk behandling) var relatert til petroleumsvirksomhet, noe som ga en samlet registrerbar personskadefrekvens (TRIF) på 0,72 – betraktelig lavere enn industrigjennomsnittet på norsk sokkel.

Totalt ble 15 hendelser rapportert til Petroleurstilsynet, og senere ble det fastslått av to av disse ikke var relatert til arbeidet. De mest relevante var en melding om et utilsiktet utslipp til miljøet fra et forsyningsfartøy innenfor 500-meterssonen (20 liter av et kjemikalie i rød kategori), fire hendelser som involverte fallende gjenstander, og én hendelse som ble vurdert som en hendelse med høyt potensial, hvor varmt arbeid ble stanset i et område med begrenset adgang på et dykkerfartøy.

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

Forbedringsaktivitetene i selskapets HMSK-program for 2015 er gjennomført, og det er etablert et nytt HMSK-program for 2016.

Ptil gjennomførte ti tilsyn med Det norskens operasjoner/aktiviteter i 2015. Ni av tilsynssakene er lukket av Ptil, og det arbeides fortsatt med funnene fra det siste tilsynet i desember. Andre myndigheter som Miljødirektoratet, Sjøfartsdirektoratet og Statens strålevern gjennomførte til sammen fem tilsyn av Det norskens virksomhet.

Det norske fikk ingen pålegg eller varsler om pålegg fra Ptil knyttet til våre operasjoner i 2015. Imidlertid ble industrien gitt to generelle pålegg og et varsel om tvangsmulkt fra Miljødirektoratet. Vi har fulgt opp dette i henhold til forventningene.

Det norske arbeider aktivt for å redusere virksomhetens økologiske fotavtrykk, blant annet gjennom energioptimalisering og utskifting av kjemikalier. Det norske arbeider også for å redusere avfallsmengden.

Andrelinjeberedskapen for Alvheim ble overført til Operatørens Forening For Beredskap (OFFB) i mars 2015. Det har vært gjennomført et høyt antall beredskapsøvelser i 2015 som følge av denne endringen og også grunnet et høyt aktivitetsnivå offshore.

Det norske har i 2015 prioritert å videreutvikle en beredskapsorganisasjon med henblikk på hendelser som strekker seg over tid, og har utarbeidet prosedyrer som omfatter langvarige hendelser. Denne beredskapsorganisasjonen, som kalles "Aksjonsledelse",

har fått grunnleggende opplæring. Det norske gjennomførte to øvelser i samarbeid med Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO) og Kystverket som gikk ut på å håndtere en langvarig hendelse.

Ansatte og arbeidsforhold

Rekruttering

Det norske rekrutterte 41 nye ansatte i 2015, hovedsakelig til Ivar Aasen-prosjektet. I tillegg fikk selskapet 33 ansatte gjennom oppkjøpene av Svenska og Premier Norge.

Det norske har lenge samarbeidet med skoler, høyskoler og universitetet om å rekruttere talenter og studenter til praksisopphold.

Status ansatte

Selskapet hadde totalt 534 (507) ansatte ved utgangen av året.

Likestilling

Selskapet jobber for et likestilt arbeidsmiljø som gir alle like muligheter ut fra kvalifikasjoner og uavhengig av kjønn, etnisk opphav, seksuell legning eller funksjonshemming.

Kvinner utgjorde 25 (27) prosent av de ansatte per desember 2015. Andelen kvinner i styret er 40 (40) prosent. Andelen kvinner i hovedledelsen er 18 (18) prosent, og i mellomlederstillinger med personalansvar var andelen 22 (18) prosent.

Menn og kvinner i samme stilling, med samme erfaring og like prestasjoner skal i Det norske ha samme lønnsnivå. Stillings-type, fagområde og antall års yrkeserfaring påvirker den enkeltes lønnsnivå.

Ved årsslutt var 11 (10) prosent av de ansatte av utenlandsk opprinnelse.

Arbeidsmiljø

Det norske har et arbeidsmiljøutvalg (AMU) som beskrevet i arbeidsmiljøloven. Arbeidsmiljøutvalget spiller en viktig rolle når det gjelder å overvåke og forbedre arbeidsmiljøet og sikre at selskapet overholder lover og forskrifter på området. Det norske gjennomførte en arbeidsmiljøundersøkelse i selskapet i 2015. Personalavdelingen har gjennom 2015 fulgt opp tiltakene som ble truffet etter denne undersøkelsen, og dette arbeidet vil fortsette i 2016.



Selskapet er opptatt av å opprettholde en åpen, konstruktiv dialog med tillitsvalgte og har avholdt jevnlig møter gjennom året. Tre lokale fagforeninger er registrert med medlemmer i selskapet: Tekna, Lederne og IndustriEnergi.

Det er styrets vurdering at arbeidsmiljøet i Det norske ved utgangen av 2015 var godt.

Sykefravær

Sykefraværet i Det norske var på 3,4 (1,6) prosent i 2015. Det omfatter også fravær grunnet egne barns sykdom.

Etikk

Det norske etiske retningslinjer stiller krav til god forretningsskikk og personlig atferd for alle ansatte i Det norske og medlemmer av selskapets styrende organer. Retningslinjene gjelder også innleid personell, konsulenter og andre som opptrer på vegne av Det norske.

Godtgjørelse

Styret anerkjenner at det er en krevende markedsituasjon for industrien generelt og for serviceindustrien spesielt. På tross av dette har selskapet levert godt i forhold til de fleste KPI-ene for 2015 og styret har besluttet å anerkjenne det etablerte bonussystemet og utbetale bonus for 2015. Styret vil arbeide med å videreutvikle selskapets KPI-er og bonusprogram for å bedre reflektere markedsituasjoner som de vi opplever nå.

Samfunnsansvar (CSR), etikk og antikorrupsjon

Samfunnsansvar er viktig for styret i Det norske, og etter styrets oppfatning har Det norske implementert samfunnsansvaret i våre verdier og i den måten selskapet driver sin virksomhet på, herunder i lederskap, styrende dokumenter og tilknyttede arbeidsprosesser. Selskapets medarbeidere skal være fortrolig med selskapets verdier, selskapets samfunnsansvar og forretningsetikk.

Aktivitetene i forbindelse med utbyggingen av Ivar Aasen som utføres i utlandet (hovedsakelig i Singapore) vies særlig oppmerksomhet, spesielt med hensyn til samfunnsansvar, etikk og antikorrupsjon. Selskapet skal bruke leverandører som konsekvent driver sin virksomhet i tråd med selskapets verdier og gjeldende norsk lovgivning, og som oppfyller Det

norskes krav til HMS, samfunnsansvar, etikk, antikorrupsjon og kvalitetsstyringssystem, herunder menneskerettigheter og arbeidslivsstandarder. Grunnlaget for innkjøp i Det norske er konkurrerende budgivning og prinsippet om ikke-diskriminering, likebehandling og transparente anbudsprosesser.

I 2015 fortsatte Det norske å legge vekt på etikk og anti-korrupsjon ved å utføre risikovurderinger og introdusere et anti-korrupsjonsprogram for de ansatte. I tillegg vurderte Det norske i hvilken grad prinsippene i FNs Global Compact er relevante for selskapets aktiviteter.

Som et ledd i dette har Det norske i samarbeid med Aker ASA i 2015 gjennomført et program om samfunnsansvar, etikk og antikorrupsjon. Alle ansatte har gjennomført obligatorisk e-læring i etikk og antikorrupsjon.

Selskapet har etablert et godt samarbeid med skoler og utdannings- og forskningsinstitusjoner både direkte og via Norsk olje og gass. I 2015 har Det norske blant annet bidratt aktivt til undervisning i matematikk og naturvitenskap fra fjerde klasse og opp til og med videregående skole. Selskapet har også deltatt aktivt i og bidratt til Research Centre for Arctic Petroleum Exploration (ARCEX), SAMCOT og NORUT sustainable cold climate technology (ColdTech). I tillegg har Det norske hatt et godt samarbeid med spesielt universitetene i Stavanger, Trondheim og Tromsø.

Det norske er en aktiv bidragsyter til samfunnet og sponser mange forskjellige norske kulturtiltak i tillegg til lokale arrangementer, enten fordi de ligger i nærheten av selskapets kontorer, eller fordi de berører vår interessesfære. Vi kan nevne Det Norske Teatret, idrettslag, festivaler og ulike foreninger og organisasjoner.

I 2015 har selskapet arbeidet med å forbedre og systematisere vår tilnærming til samfunnsansvar. Dette arbeidet omfatter utvikling av en helhetlig tilnærming med hensyn til etablering av mål og rapportering på områder som utslipp til miljøet, menneskerettigheter, beredskapstiltak og etikk. Dette vil bli implementert og rapportert om i 2016.

Det norske er meget miljøbevisst i alle sine aktiviteter. I forbindelse med operasjonene på sokkelen gjennomfører vi detaljerte miljørisikoanalyser og beredskapsanalyser og gjennomfører alle

kjente beredskapstiltak. Vi gjennomfører trening og øvelser i forbindelse med disse tiltakene før vi implementerer dem i driften.

Eierstyring og selskapsledelse

Det norske mener at god eierstyring og selskapsledelse med en klar fordeling av roller og ansvar mellom eierne, styret og ledergruppen er avgjørende for å skape verdier for aksjonærene.

Styret i Det norske har ansvar for å opprettholde en god standard for eierstyring og selskapsledelse. Styret foretar hvert år en gjennomgang av selskapets prinsipper. Selskapet etterlever relevante regelverk for eierstyring og selskapsledelse, herunder den seneste utgaven av Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse, som ble publisert 30. oktober 2014, med mindre noe annet er spesifisert.

En redegjørelse for selskapets prinsipper for eierstyring og selskapsledelse er beskrevet i et eget punkt i årsrapporten og på selskapets nettsted www.detnor.no.

Rapportering om betalinger til myndigheter m.v.

Det norske har utarbeidet en rapport om sine betalinger til myndigheter m.v. i samsvar med regnskapsloven § 3-3 d) og verdipapirloven § 5-5a. I henhold til disse paragrafene skal selskaper som driver virksomhet innen utvinningsindustrien, utarbeide og offentliggjøre en årlig rapport med opplysninger om sine betalinger til myndigheter på land- og prosjektnivå.

Rapporten finnes på side 58 i denne årsrapporten og på selskapets nettsted www.detnor.no.

Hendelser etter årsavslutning

Den 18. januar 2016 kunngjorde Det norske at estimatet for investeringskostnadene (CAPEX) for Johan Sverdrup fase 1 var nedjustert med 14,5 milliarder kroner i forhold til PUD.

Den 18. januar 2016 kunngjorde Det norske P50-reserver ved årsslutt 2015 på 498 mmboe.

Den 19. januar 2016 ble Det norske tilbudt ti nye lisenser, hvorav seks var operatørskap, i tildelingen av nye lisensandeler i

konsesjonsrunden for forhåndsdefinerte områder 2015 (TFO). Det norske ble tildelt seks lisenser i Nordsjøen og fire i Norskehavet.

Den 2. mars kunngjorde Det norske at selskapet overtar Noreco's portefølje i Norge, inkludert syv lisenser og en kontantbeholdning på NOK 45 millioner.

Utsikter

Styret mener Det norske er godt posisjonert til å møte utfordringene i bransjen. Selskapet har en sterk produksjonsbase med høye marginer og lave produksjonskostnader fra Alvheim-området og er deleier i attraktive utbyggingsprosjekter som vil sikre produksjonsvekst i mange år fremover.

Selskapet treffer imidlertid tiltak for å styrke sin evne til å tilpasse seg markedsforholdene og sikre at det kan utnytte dagens makroøkonomiske situasjon til å styrke konkurranseevnen på lang sikt. Det er gjennomført forbedringstiltak for å redusere utgiftene i alle ledd i organisasjonen. Målet er at nye frittstående prosjekter skal ha en lønnsomhetspris på under 40 dollar fatet.

Selskapets strategiske fokus er sentrert rundt tre hovedområder, og styret følger nøye med på dette arbeidet. Det første er å sikre trygg gjennomføring av operasjonene i Alvheim-området og Ivar Aasen-utbyggingen. Det andre er å gjennomføre fastsatte forbedringstiltak for å øke effektiviteten og redusere kostnadene. Det tredje er verdiskapende vekst.

Alvheim-området skal utbygges videre i 2016 ved å tilføre produksjon fra BoaKamNorth- og Viper/Kobra-brønnene. Plattformdekket til Ivar Aasen-plattformen skal etter planen utskipes fra Singapore i mai og installeres i løpet av sommeren før produksjonsstart i fjerde kvartal.

OED godkjente PUD for Johan Sverdrup fase 1 i august, og prosjektet har en god fremdrift med planlagt produksjonsstart i slutten av 2019. De fleste kontraktene for fase 1 er tildelt, og vi begynner å se effekten av nedjusteringen av investeringskostnadene. Med en balansepris på under 30 dollar fatet vil dette feltet skape store verdier og sikre solide kontantstrømmer for Det norske i mange tiår fremover. Det norske evaluerer Kongens beslutning om eierskap i feltet og vil vurdere hvorvidt beslutningen skal prøves for retten.



Det norske leteboringsprogram for 2016 vil fokusere på å finne oppsider nær eksisterende funn. Selskapet skal bore brønner nær funnene Krafla/Askja i lisenser der fjorårets oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS har gitt oss økt eksponering.

Selskapet har en solid, diversifisert kapitalstruktur med en ubenyttet kreditt på 1,3 milliarder dollar som er tilstrekkelig til å finansiere arbeidsprogrammet frem til produksjonsstart på Johan Sverdrup. Vi har innledet drøftelser med kreditorer med sikte på å oppnå endringer i vilkårene i låneavtalene vi har.

Styret i Det norske oljeselskap ASA

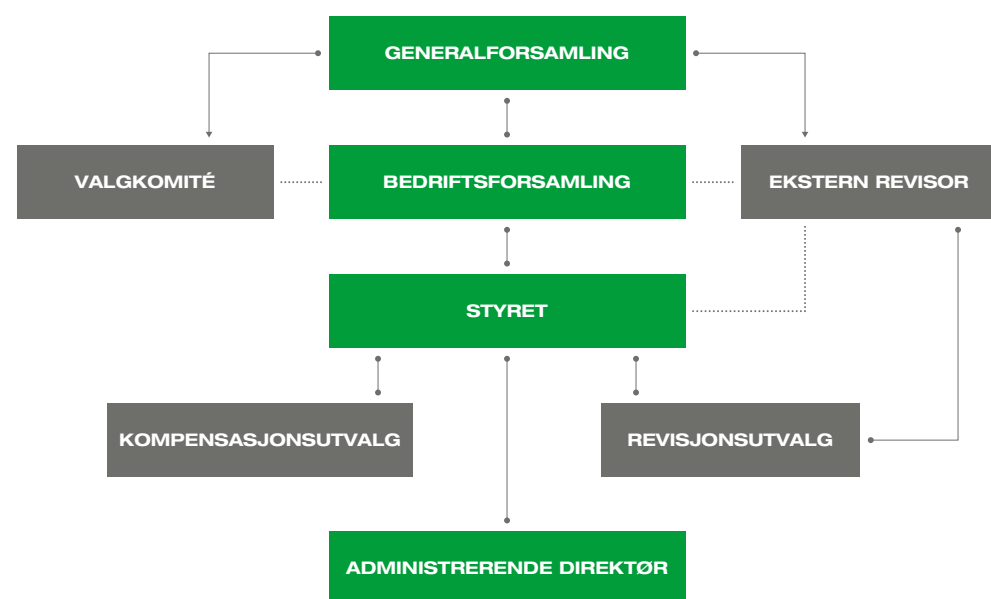
Trondheim, 9. mars 2016

 Sverre Skogen, styreleder	 Anne Marie Cannon, nestleder
 Kitty Hall, styremedlem	 Kjell Inge Røkke, styremedlem
 Jørgen C. Arentz Rostrup, styremedlem	 Kjell Pedersen, styremedlem
 Terje Solheim, styremedlem	 Gudmund Evju, styremedlem
 Kristin Gjertsen, styremedlem	 Gro Kielland, styremedlem
 Karl Johnny Hersvik, konsernsjef	



STYRETS REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSL EDELSE

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske") har som mål å sikre størst mulig verdiskapning for aksjonærene og samfunnet over tid. Dette skal skje på en sikker og forsvarlig måte. En god styringsmodell med klar fordeling av ansvar og roller mellom eierne, representert ved aksjonærene på generalforsamlingen, og styret og ledelsen er avgjørende for at selskapet skal nå dette målet.



1. REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSL EDELSE

Styret i Det norske har ansvar for aktivt å etterleve standardene for god eierstyring og selskapsledelse.

Det norske er et norsk allmennaksjeselskap (ASA) notert på Oslo Børs og etablert i samsvar med norsk lovgivning. I henhold til

regnskapsloven § 3-3b skal Det norske ta med en beskrivelse av sine prinsipper for eierstyring og selskapsledelse som en del av styrets årsberetning i årsrapporten eller alternativt vise til hvor disse opplysningene kan finnes.

Norsk utvalg for eierstyring og selskapsledelse (NUES) har utgitt Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse ("anbefalingen"). Anbefalingen finnes på www.nues.no. Etter-

levelse av anbefalingen er basert på et "følg eller forklar"-prinsipp, som innebærer at selskapene må etterleve anbefalingens enkelte punkter eller forklare hvorfor selskapet har innrettet seg på en annen måte.

Oslo Børs krever at noterte selskaper årlig redegjør for selskapets politikk for eierstyring og selskapsledelse i samsvar med gjeldende anbefaling. Løpende forpliktelser for selskaper som er notert på Oslo Børs, finnes på www.oslobors.no.

Det norske overholder gjeldende lover og forskrifter. Med mindre annet er uttrykkelig angitt, etterlever Det norske gjeldende anbefaling av 30. oktober 2014. Følgende redegjørelse for eierstyring og selskapsledelse har samme struktur som anbefalingen og følger anbefalingens oppsett med 15 hovedtemaer.

Det norske visjon er "Alltid videre for å skape verdier på norsk sokkel". Selskapet har vedtatt følgende verdier:

- SØKENDE – Vi er nysgjerrig og strekker oss for nye og bedre løsninger.
- ANSVARLIG – Vi setter sikkerhet først, og vil skape verdier for eiere og samfunnet.
- FORUTSIGBAR – Vi bygger troverdighet og omdømme gjennom forutsigbarhet og trygghet.
- ENGASJERT – Vi er engasjert i hverandre, selskapet og samfunnet rundt oss.

Selskapet har vedtatt etiske retningslinjer for å sikre at ansatte, innleid personell, konsulenter og andre som opptre på vegne av Det norske, gjør dette på en konsistent måte med respekt for etikk og god forretningsskikk. De etiske retningslinjene klargjør selskapets grunnleggende etiske verdier, herunder eierstyring og selskapsledelse, og gir føringer for de som skal treffe beslutninger på selskapets vegne.

Selskapet skal vise ansvar gjennom handlinger, kvaliteten på arbeid, prosjekter og produkter og i alle sine aktiviteter. Selskapets ambisjon er at forretningsvirksomheten skal integrere sosiale, etiske og miljømessige mål og tiltak. Det norske skal som et minimum etterleve lover og forskrifter og konvensjoner på de områder der selskapet driver virksomhet, men selskapets etiske retningslinjer strekker seg lenger enn bare til etterlevelse. Etablerte anskaffelsesprosedyrer sikrer likebehandling og åpen-

het i anskaffelsesprosessen. De etiske retningslinjene gjør det også klart at Det norske ikke tolererer noen form for korrupsjon.

I tillegg har selskapet et sponsorprogram som skal promotere selskapet og dets virksomhet. De etiske retningslinjene inneholder også retningslinjer for sponsorvirksomhet. Det norske støtter tiltak som er direkte knyttet til selskapets virksomhet som oljeselskap, tiltak som gir en betydelig eksponering, og tiltak som kan være til fordel for de ansatte. Opplysninger om pågående sponsorer finnes på <http://www.detnor.no/samfunnsansvar/sponsorater>.

Generelt skal selskapet nå sine mål i samsvar med de vedtatte etiske retningslinjene, som finnes på <http://www.detnor.no/om-oss/etiske-retningslinjer>.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

2. VIRKSOMHET

I henhold til Det norske vedtekter punkt 3 er selskapets formål å "drive petroleumsleting og -utvinning og hva som dermed står i forbindelse, samt ved aksjetegning eller på annen måte å delta i slik eller annen virksomhet alene eller i samarbeid med andre foretagender og interesser". Ytterligere opplysninger om våre vedtekter er tilgjengelig på <http://www.detnor.no/investor/eierstyring-og-selskapsledelse/vedtekter/>

Gjennom en årlig strategiprosess definerer og evaluerer styret selskapets mål. Disse målene og selskapets finansielle stilling kommuniseres til markedet.

Det norske har som mål å bygge opp en betydelig og lønnsom olje- og gassproduksjon over tid. For å nå dette målet vil selskapet delta i både lete-, utbyggings- og produksjonsaktiviteter og være opportunistisk i forhold til kjøp og salg av andeler i felt og funn.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

3. SELSKAPSKAPITAL OG UTBYTTE

Styret skal optimalisere selskapets kapitalstruktur ved å balansere risiko og avkastning på egenkapital mot sikkerhet for långivere og



krav til likviditet. Selskapet har som mål å ha et godt omdømme i alle gjelds- og aksjemarkeder. Styret evaluerer kontinuerlig selskapets kapitalstruktur og anser en diversifisert, optimal kapitalstruktur som avgjørende. Dette innebærer overvåking av tilgjengelige finansieringskilder og tilknyttede kapitalkostnader.

Fremtidige utbygginger vil kreve betydelige investeringer. Utbetaling av utbytte til aksjonærene vil derfor ikke bli prioritert på kort sikt. Styret ønsker i denne perioden å skape verdier for sine aksjonærer gjennom å få frem de underliggende verdiene i lisensporteføljen og modne eksisterende funn og utbyggingsprosjekter frem mot produksjon, foruten å sikre vedvarende høy produksjon og kontantstrøm.

Selskapets bokførte egenkapital var ved utgangen av 2015 på 0,3 milliarder dollar, som utgjorde 6,5 prosent av totalbalansen på 5,2 milliarder dollar. Markedsverdien av selskapets egenkapital per 31. desember 2015 var 1,3 milliarder dollar (11,2 milliarder kroner).

Den finansielle likviditeten anses å være god. Per 31. desember 2015 var selskapets beholdninger av betalingsmidler 91 millioner dollar. I tillegg utgjorde ubenyttet trekk på kredittfasiliteter 1,3 milliarder dollar. I april 2015 ga generalforsamlingen styret fullmakt til å øke aksjekapitalen med inntil 20 261 860 kroner, eller ti prosent av utestående aksjekapital på tidspunktet for generalforsamlingen. Målet var å styrke selskapets egenkapital. Per 31. desember 2015 var fullmakten ikke benyttet.

Generalforsamlingen i april 2015 ga styret fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer tilsvarende ti prosent av den totale aksjekapitalen. Fullmakten gjelder frem til generalforsamlingen i 2016. Per 31. desember 2015 var fullmakten ikke benyttet.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

4. LIKEBEHANDLING AV AKSJEEIERE OG TRANS-AKSJONER MED NÆRSTÅENDE

Selskapet har én aksjeklasse med like rettigheter for alle aksjonærer.

Når selskapet anser at det er i aksjonærenes interesse å utstede ny egenkapital, er det et klart mål å begrense utvanningsgraden.

Det norske vurderer nøye andre finansieringsalternativer, den overordnede kapitalstrukturen, formålet og behovet for ny egenkapital, tidspunktet for et slikt tilbud, aksjeprisen som tilbys, forholdene i finansmarkedet og behovet for å tilby kompensasjon til eksisterende aksjonærer som frasier seg forkjøpsretten. Argumentene for frasingelse av forkjøpsretten vil klart fremgå.

I tilfelle styret beslutter å benytte sin fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer, vil transaksjonene bli gjennomført på børs eller til gjeldende børskurser dersom det skjer på annen måte.

Per 31. desember 2015 eide Aker Capital AS 49,99 prosent av Det norske. Aker Capital AS er et heleid datterselskap av Aker ASA. Fra regnskapsåret 2011 inngår Det norske oljeselskap ASAs regnskaper i Aker ASAs konsernregnskaper.

Det norske er opptatt av å likebehandle alle aksjonærer. Styret ser det som positivt for Det norske at Aker ASA engasjerer seg aktivt i saker av stor betydning for selskapet og aksjeeierfelleskapet. Samarbeidet med Aker ASA gir Det norske tilgang til spesialkompetanse og ressurser innen strategi, transaksjoner og finansiering. Videre har Aker ASA et nettverk og forhandlingsressurser som Det norske kan nyttiggjøre seg i ulike sammenhenger. Dette styrker og supplerer Det norskens egne ressurser uten å begrense selskapets selvstendighet. I forbindelse med dette samarbeidet kan det bli nødvendig å tilby Aker ASA særlig tilgang til kommersiell informasjon. Alle opplysninger som utleveres til Aker ASAs representanter i denne sammenheng, vil bli lagt frem i samsvar med de lover og forskrifter som regulerer børsen og verdipapirmarkedet.

Gjeldende regnskapsstandarder og regelverk krever at Aker ASA utarbeider konsernregnskap som omfatter regnskapsinformasjon fra Det norske oljeselskap. Det norske betraktes som et datterselskap av Aker ASA i henhold til gjeldende regnskapsstandard. For å etterleve disse regnskapsstandardene har Aker ASA tidligere mottatt og vil fortsette å motta regnskapsinformasjon fra Det norske som ennå ikke er offentliggjort. Slik videreformidling av ikke-offentliggjort regnskapsinformasjon fra Det norske til Aker ASA skjer i streng fortrolighet og i henhold til gjeldende regelverk for håndtering av innsideinformasjon.

Styret anerkjenner Aker Capital AS' bidrag som en aktiv aksjonær. Kommunikasjonen til investorer skal søke å sikre at

alle aksjonærer får anledning til å bidra, og ledelsen vil aktivt etterspørre aksjonærenes synspunkter. I tillegg styres investorvirksomheten mot å fremme høyere aksjelicviditet for å veie opp for en aksjonærstruktur med mange langsiktige investorer.

Det norske har ingen nærstående, som definert i allmennaksjeloven, og har derfor ikke utarbeidet særlige prosedyrer for transaksjoner med slike parter. Styret og ledelsen er likevel svært opptatt av at alle relasjoner med Aker ASA, dets datterselskaper og andre selskaper der Aker ASA har eierinteresser, skal være tuftet på kommersielle vilkår og prinsippet om armlengdes avstand. Transaksjoner med Aker-kontrollerte selskaper er beskrevet i redegjørelsen om transaksjoner med nærstående.

Selskapets ansatte har forbud mot å drive økonomisk virksomhet som kan konkurrere med Det norskens. Selskapets etiske retningslinjer gir klare føringer for hvordan ansatte og representanter i selskapets styrende organer skal opptre i situasjoner der det er fare for interessekonflikter og inhabilitet.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

5. FRI OMSETTELIGHET

Aksjene i Det norske er fritt omsettelige verdipapirer, og det er ikke vedtektsfestet noen form for omsetningsbegrensninger.

Selskapets aksjer er notert på Oslo Børs, og selskapet arbeider aktivt for å tiltrekke seg nye aksjonærer, både norske og utenlandske investorer. Sterk likviditet i selskapets aksjer er vesentlig om selskapet skal betraktes som en attraktiv investering og slik oppnå lav kapitalkostnad.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

6. GENERALFORSAMLING

Generalforsamlingen er selskapets øverste myndighet. Styret tilstreber å sikre at generalforsamlingen er et effektivt forum for kommunikasjon mellom aksjonærene og styret og oppfordrer aksjonærene til å delta.

Styret kan til enhver tid innkalle til ekstraordinær generalforsamling. En aksjonær eller en gruppe aksjonærer med minst fem prosent av selskapets aksjekapital kan be om ekstraordinær generalforsamling. Styret er deretter forpliktet til å avholde generalforsamling senest en måned etter å ha mottatt anmodningen.

Forberedelser til generalforsamlingen

Generalforsamlingen avholdes normalt før slutten av april hvert år, senest før utgangen av juni, som er den seneste datoen som er tillatt i henhold til allmennaksjeloven. Datoen for neste generalforsamling er vanligvis fastsatt i selskapets finansielle kalender.

Innkalling til generalforsamlingen sendes til aksjonærene og offentliggjøres på selskapets nettsted og børsen senest 21 dager før møtet finner sted.

I henhold til selskapets vedtekter punkt 7, om generalforsamlingen, skal dokumenter som gjelder saker som skal behandles av generalforsamlingen, gjøres tilgjengelig for aksjonærene på selskapets nettsted. Dette gjelder også dokumenter som etter lov skal inntas i eller vedlegges møteinnkallingen.

Underlagsdokumentasjonen inneholder den informasjonen aksjonærene trenger for å gjøre seg opp en mening om de sakene som skal behandles.

Deltakelse på generalforsamlingen

I henhold til selskapets vedtekter punkt 7 kan retten til å delta og stemme på generalforsamlingen bare utøves når aksjetransaksjonen er innført i aksjonærregisteret senest fem virkedager før generalforsamlingen (registreringsdato).

Aksjonærer som ikke kan delta på generalforsamlingen, oppfordres til å stemme ved bruk av fullmakt. Et fullmaktsskjema som er utformet slik at fullmektigen kan instrueres til å stemme på en viss måte i hver sak som står på dagsordenen, er lagt ved innkallingen. Frist for påmelding settes så nær møtetidspunktet som mulig, og normalt til dagen før.

Gjennomføring av og dagsorden for generalforsamlingen

Styret foreslår dagsorden for generalforsamlingen. Hovedpunktene på dagsorden fastsettes av kravene i allmennaksjeloven og selskapets vedtekter punkt 7.



På generalforsamlingen i april 2016 vil styret utpeke en uavhengig person som kan stemme på vegne av aksjonærene som deres godkjente representant. Aksjonærene vil kunne avgi sine stemmer skriftlig, herunder via elektronisk kommunikasjon, i en gitt periode før generalforsamlingen. Det vil bli truffet egnede tiltak for at aksjonærene kan stemme på hver enkelt av kandidatene til verv i selskapets organer.

Det norske generalforsamlingen ledes vanligvis av lederen for bedriftsforsamlingen, eller den denne utpeker. Dersom det er grunn til å oppfatte lederen for bedriftsforsamlingen som inhabil, vil en annen person velges til å lede møtet.

Anbefalingen fastsetter at hele styret bør være til stede på generalforsamlingen. Representanter fra styret, valgkomiteen, revisor og hovedledelsen vil delta på generalforsamlingen. Ettersom disse personene befinner seg på ulike steder geografisk, er det imidlertid vanlig at bare noen få representanter fra hvert av disse organene deltar på generalforsamlingen.

Protokoll fra generalforsamlingen offentliggjøres på selskapets nettsted og som en børsmelding.

Avvik fra anbefalingen: Etter anbefalingen bør et samlet styre og en samlet valgkomité delta på generalforsamlingen. På grunn av typen saker som behandles på generalforsamlingen, anser Det norske ikke det som nødvendig å kreve at hele styret og alle valgkomiteens medlemmer skal være til stede.

7. VALGKOMITÉ

I henhold til selskapets vedtekter punkt 8 skal valgkomiteen bestå av tre medlemmer valgt av generalforsamlingen. Vedtektene fastsetter også at flertallet av medlemmene skal være uavhengige av styret og ledelsen, og at de skal velges for to år av gangen. Valgkomiteens godtgjørelse fastsettes av generalforsamlingen.

På generalforsamlingen i april 2015 ble Arild Støren Frick valgt som leder av valgkomiteen. Finn Haugan og Hilde Myrberg ble valgt som medlemmer av valgkomiteen på generalforsamlingen i 2012 og gjenvalgt på generalforsamlingen i 2014. Ingen av komiteens medlemmer tilhører Det norske ledelse eller styre.

Valgkomiteen søkes sammensatt slik at den representerer flest mulig aksjonærinteresser. Begge kjønn bør også være representert i valgkomiteen. Valgkomiteens oppgaver er fastsatt i selskapets vedtekter punkt 8. Komiteen skal foreslå kandidater for – og honorar til – styret og valgkomiteen. Innstillingen skal begrunnes.

Aksjonærene har anledning til å foreslå kandidater overfor komiteen. Den elektroniske postkassen for å sende inn forslag til komiteen, og eventuelle frister for innsending, finnes på nettstedet vårt: www.detnor.no/proposecandidate.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

8. BEDRIFTSFORSAMLING OG STYRE: SAMMENSETNING OG UAVHENGIGHET

Bedriftsforsamlingen har 12 medlemmer, hvorav åtte velges av generalforsamlingen og fire av og blant de ansatte. Sammensetningen av generalforsamlingen sikrer bred deltakelse fra selskapets aksjonærer. Det er opp til bedriftsforsamlingen å velge styremedlemmer og styreleder. Bedriftsforsamlingen skal dessuten overvåke styrets og administrerende direktørs forvaltning av selskapet.

Styret i Det norske hadde per 31. desember 2015 ti medlemmer. I henhold til selskapets vedtekter punkt 5 skal styret ha mellom fem og ti medlemmer, som skal velges for en periode på inntil to år.

Av de aksjonærvalgte styremedlemmene har én (Kjell Inge Røkke) tilknytning til selskapets største aksjonær, Aker Capital AS. Nestleder Anne Marie Cannon ble valgt inn i Aker ASAs styre i april 2015. Alle de øvrige styremedlemmene anses som uavhengige av selskapets hovedaksjonær og av selskapets vesentlige forretningsforbindelser. Alle styremedlemmer anses å være uavhengige av selskapets ledende ansatte.

I 2015 avholdt styret til sammen ni ordinære styremøter (et av dem som telefonkonferanse), herunder et strategimøte. I tillegg ble det avholdt tre ad-hoc-møter (to som telefonkonferanse).

Medlemmenes deltakelse på styremøter i 2015 er sammenfattet her:

Navn	Antall deltakelser
Sverre Skogen	9 / 9
Anne Marie Cannon	9 / 9
Kitty Hall	9 / 9
Kjell Inge Røkke	7 / 9
Jørgen C. Arentz Rostrup	8 / 9
Kjell Pedersen (fra 18. mars 2015)	6 / 6
Terje Solheim (fra 18. mars 2015)	5 / 6
Gudmund Evju	5 / 9
Gro Kielland	9 / 9
Kristin Gjertsen	8 / 9
Tom Røtjer (frem til 18. mars 2015)	3 / 3
Inge Sundet (frem til 18. mars 2015)	3 / 3

Fra juni til desember 2015 var styremedlem Gudmund Evju fungerende konserndirektør for teknologi og feltutvikling. I denne perioden deltok han generelt ikke på styremøter.

Styret har en sammensetning som sikrer ivaretagelse av aksjonærfellesskapets interesser, og oppfordres til å kjøpe aksjer i selskapet. Styret mener at det har en sammensetning som ivaretar selskapets behov for kompetanse, kapasitet og mangfold. Styremedlemmene har solid erfaring fra bank og finans, olje og offshore generelt, og reservoarteknikk, leting og feltutbygging spesielt.

En oversikt over styremedlemmenes bakgrunn finnes på nettstedet vårt: <http://www.detnor.no/om-oss/styret/?lang=en>.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

9. STYRETS ARBEID

Styret har vedtatt en årsplan for sin virksomhet. Styret har myndighet og ansvar for å overvåke selskapets forretningsdrift og ledelse. Styret behandler særlig viktige og ekstraordinære saker og kan i tillegg be om å få henvist saker fra ledelsen. Styret har som mål å skape verdier for aksjonærene både på kort og lang sikt, og sikre at Det norske overholder sine løpende forpliktelser. En av styrets viktigste oppgaver er å ansette administrerende direktør.

Mens administrerende direktør er ansvarlig for virksomhetens daglige ledelse, erkjenner styret sitt ansvar som forvalter av selskapet. Styret har ansvar for følgende:

- utarbeidelse av strategiske planer og oppfølging av disse ved hjelp av regelmessig rapportering og ettersyn,
- kartlegging av vesentlig risiko for Det norske virksomhet og etablering av systemer for å overvåke og håndtere risiko,
- å sikre aksjonærenes tilgang til korrekt informasjon om finansielle forhold og vesentlige forretningsmessige hendelser til rett tid, og i henhold til relevant lovgivning, og
- å sikre etablering av, og integriteten til, selskapets internkontroll og styringssystemer.

Styret er bevisst på de betydelige risikoer som er knyttet til selskapets operasjoner. Styret har derfor satt av betydelige ressurser og tid til å forstå og diskutere ikke bare den generelle risiko et lete- og produksjonsselskap står overfor, men også iboende risiko forbundet med organisasjon, kultur og lederskap. Styret anser at de største risikoene for et selskap som Det norske er risikoen ved å være operatør for utbyggingsprosjekter som Ivar Aasen og å oppnå nødvendig finansiering for den samlede porteføljen, i tillegg til operatøransvaret for Alvheim. Derfor er det her de fleste risikoreducerende tiltakene er satt inn.

Styrets arbeid er basert på styreinstruksen som beskriver styrets ansvar, herunder rollefordelingen mellom styret og administrerende direktør. Det er utarbeidet egen instruks for administrerende direktør. Administrerende direktør, finansdirektør og selskapets sekretær deltar på alle styremøter. Andre medlemmer av selskapets ledelse deltar etter invitasjon og ved behov i forbindelse med konkrete saker. Dersom styreleder har vært personlig involvert i en sak av vesentlig betydning, skal nestleder ta over oppgaven med å lede styrets arbeid i den konkrete saken.

Størrelsen på selskapet og dets virksomhet tatt i betraktning, anser styret det som hensiktsmessig at styremedlemmene holdes orientert om alle relevante styresaker, med unntak av tilfeller der styremedlemmer og selskapet kan ha motstridende interesser. Styret gjennomførte en formell evaluering av sitt eget arbeid i 2015, slik det bør i henhold til anbefalingen, og tok funnene til etterretning.



Revisjonsutvalget

Styret har nedsatt et revisjonsutvalg som består av følgende styremedlemmer:

- Jørgen C. Arentz Rostrup, leder
- Anne Marie Cannon
- Gro Kielland

Alle medlemmene er uavhengige av selskapets hovedledelse. Anne Marie Cannon sitter imidlertid i styret for Aker ASA, Det norskes største aksjonær.

Revisjonsutvalgets leder anses å ha erfaring og formell bakgrunn som gjør at kravet til kvalifikasjoner innen regnskap eller revisjon i henhold til allmennaksjeloven er oppfylt. Jørgen C. Arentz Rostrup har vært finansdirektør i Norsk Hydro ASA og var medlem av konsernledelsen i samme selskap frem til mars 2013. Revisjonsutvalget har regelmessige møter og gjennomgår kvaliteten på alle kvartals- og årsrapportene før de gjennomgås av styret og offentliggjøres. Utvalget avholdt åtte møter i 2015. Selskapets revisor samarbeider tett og regelmessig med revisjonsutvalget. Utvalget er også involvert i selskapets finansielle risikostyring. Ledelsen og revisjonsutvalget evaluerer risikostyringen i forhold til finansiell rapportering og hvor effektiv den etablerte internkontrollen er. Identifiserte risikoer og effekter av finansiell rapportering diskuteres hvert kvartal.

Selskapets revisor har deltatt på alle møter i forbindelse med avlegging av kvartalsrapporter og regnskap. Revisjonsutvalget mener at samarbeidet med revisor og ledelsen fungerer bra. Revisjonsutvalget har de siste årene samarbeidet med ledelsen og revisor for å bedre internkontrollmiljøet i henhold til COSO-rammeverket (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission).

Kompensasjonsutvalg

Styret har også et kompensasjonsutvalg bestående av følgende tre styremedlemmer:

- Sverre Skogen
- Kjell Pedersen
- Kristin Gjertsen

Kompensasjonsutvalget skal sikre at kompensasjonsordninger understøtter selskapets strategi og setter det i stand til å rekrut-

tere, motivere og beholde ledere på høyt nivå samtidig som det etterlever krav fra kontrollmyndigheter og styrende organer, oppfyller aksjonærenes forventninger og opptrer i tråd med forventningene blant de ansatte for øvrig.

I tillegg til revisjonsutvalget og kompensasjonsutvalget skal styret ved behov nedsette ulike underutvalg med begrenset varighet og mandat. Et ad hoc strategi- og mandatutvalg ble etablert i 2015. Underutvalgenes mandat er begrenset til å forberede saker og gi anbefalinger til styret.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

10. RISIKOSTYRING OG INTERN KONTROLL

Risikostyring

Hensiktsmessig internkontroll og risikostyring bidrar til oversiktlig og kvalitetssikret rapportering til fordel for selskapet og aksjonærenes langsiktige interesser og de driftsmessige utfordringene det innebærer å være operatør på norsk sokkel. Selskapet arbeider løpende og systematisk med risikohåndtering, både i selskapet generelt og på operasjonelt nivå. Det norskes operasjonelle virksomhet er begrenset til Norge og er underlagt norsk regelverk. Alle aktiviteter som finner sted i forbindelse med en utvinningstillatelse, er underlagt tilsyn og revisjon fra myndigheter som Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet, samt fra lisenspartnerne.

Som en ytterligere sikkerhet for at Det norskes styringssystem er i henhold til lover, forskrifter, standarder og beste praksis i industrien, har Det norske identifisert konkrete forbedringsområder for 2016. Disse prosessene er fastsatt i selskapets KHMS-plan og internrevisjon- og verifikasjonsplanen for 2016.

Styret ser risiko i sammenheng med bygging av en bærekraftig organisasjon samtidig som man skal oppfylle krav til selskapsledelse, sikkerhet og ansvarlighet som de mange interessentene stiller. De viktigste risikoene presenteres for og diskuteres av styret hvert kvartal.

Det norskes styringssystem danner et godt grunnlag for å overvåke og styre selskapets virksomhet.

Styringssystemet har fire nivåer, som dekker alle viktige virksomhetsområder. På øverste nivå gis en beskrivelse av selskapets visjon, styringssystemet og ledelsens ansvar og retningslinjer. Funksjonelle krav til forretningsområder og prosesser befinner seg på nivå 2, prosedyrer på nivå 3, mens prosjektspesifikke prosedyrer og krav er på nivå 4.

Sentrale policy-dokumenter og krav til risikostyring, intern kontroll og finansiell rapportering er på nivå 2 og 3. Selskapets risikostyringsprosess dekker et bredt spekter av risikoer, muligheter og trusler og skisserer hvordan de skal overvåkes og følges opp.

En del av selskapets risikostyring består i å overvåke risiko under utvikling gjennom kontinuerlig analyse og samråd med den operasjonelle ledelsen. Den omfatter også samråd med eksterne rådgivere, når dette er relevant, for å redusere risikoen så mye som mulig.

I 2015 har Det norske forbedret risikostyringsprosessen på forretningsområdenivå som et ledd i integrasjonen mellom Marathon Oil Norway og Det norske. Risikostyring har også vært en viktig og integrert del av den daglige ledelsen av Ivar Aasen-prosjektet. Det har gjort det lettere for prosjektledelsen å løse tidsskjemaproblemer og kvalitetskritiske spørsmål enn med den tradisjonelle prosjektstyringsmodellen for norsk sokkel.

Intern kontroll med finansiell rapportering

Det norske har etablert et rammeverk for intern kontroll med finansiell rapportering basert på COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), som inneholder følgende punkter:

- Internt kontrollmiljø
- Etablering av målsettinger
- Identifisering av hendelser og risikovurdering
- Risikohåndtering og kontrollaktiviteter
- Informasjon og kommunikasjon
- Overvåking

Dette rammeverket er en integrert del av selskapets styringssystem. Selskapets internkontrollmiljø kjennetegnes av klart definerte ansvarsområder og roller mellom styret, revisjonsutvalget og ledelsen. Prosedyren som er implementert for finansiell rapportering, er integrert i selskapets styringssystem og

inneholder også etiske retningslinjer som beskriver hvordan selskapets representanter skal opptre.

Selskapet har etablert prosesser, prosedyrer og kontroller for finansiell rapportering som er hensiktsmessige for et lete- og produksjonsselskap. Selskapets dokumenterte prosedyrer sikrer:

- at risiko identifiseres på en effektiv og hensiktsmessig måte
- måling av etterlevelse av prosedyrer
- tilstrekkelig arbeidsdeling
- relevant, pålitelig finansiell rapportering til rett tid som gir et rettviseende bilde av Det norskes virksomhet
- forebygging av manipulasjon/bedrageri i forbindelse med rapporterte tall
- etterlevelse av alle relevante IFRS-krav

Ledelsen gjennomfører og dokumenterer en risikovurdering knyttet til finansiell rapportering. Risikovurderinger overvåkes av revisjonsutvalget kvartalsvis som en del av kvartalsrapporteringsprosessen. Styret godkjenner årlig den overordnede risikovurderingen knyttet til finansiell rapportering. I 2015 ble følgende hovedrisikoområder knyttet til finansiell rapportering identifisert:

- **Oppkjøp av Premier Oil Norge AS og Svenska Petroleum Exploration AS** – Komplisert disposisjon av kjøpesummen etter oppkjøpene.
- **Nedskrivning av goodwill, varige driftsmidler og immaterielle eiendeler** – Risiko for at fall i virkelig verdi ikke identifiseres og registreres på riktig måte
- **Skatt** – Komplekse skatteregler og beregninger fører til risiko for feil i finansiell rapportering
- **Utbyggingsprosjekter** – Store investeringer og risiko relatert til kostnadsoverskridelser, bedrageri og måling av fremdrift
- **Omdannelse til et fullverdig lete- og produksjonsselskap** – Risiko for at selskapet ikke har hensiktsmessige prosedyrer og systemer for finansiell rapportering
- **Avslutningsforpliktelser** – Risiko for feil i estimer og beregninger under avslutningsprosessen

Selskapet ønsker å kommunisere åpent om sin virksomhet, og den finansielle rapporteringen foregår etter omfattende samråd med ledelsen som har ansvar for lete-, utbyggings- og produksjonsaktiviteter i selskapet. Revisjonsutvalget møtes hvert kvartal



for å gjennomgå regnskapet med revisor til stede før regnskapet legges frem for styret for godkjenning.

Viktige hendelser som kan påvirke den finansielle rapporteringen, identifiseres og overvåkes løpende. En "saksliste" utarbeides for å ta tak i eventuelle regnskapsmessige og skattemessige effekter av hendelser og aktiviteter. Både revisor og revisjonsutvalget gjennomgår "sakslisten" minst én gang i kvartalet.

Økonomiavdelingen fører kontroll med at etablerte prosedyrer blir overholdt og rapporterer eventuelle vesentlige avvik til revisjonsutvalget. Den identifiserer også tiltak for å forbedre prosedyrer og foretar en vurdering av egne resultater sammenholdt med målsettingene, som så presenteres for og diskuteres med revisjonsutvalget. Egenvurderingen av intern kontroll med finansiell rapportering som ble gjennomført i 2015, identifiserte styrker, svakheter, muligheter og trusler. Året 2015 var et overgangså på grunn av oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Det omfattet også innføringen av et felles regnskapssystem, samt felles prosesser og prosedyrer.

Ytterligere forbedringer relatert til intern kontroll vil bli gjennomført i 2016.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

11. GODTGJØRELSE TIL STYRET

Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatbasert, men basert på et fast årlig beløp. Ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet. Informasjon om alle godtgjørelser utbetalt til de enkelte styremedlemmene er presentert i note 9 til årsregnskapet.

Bedriftsforsamlingen fastsetter styrets og underutvalgenes godtgjørelse. Valgkomiteen foreslår styrets kompensasjon for bedriftsforsamlingen og passer på at den står i forhold til det enkelte styremedlemmets ansvar og tidsbruk. Styret må godkjenne ethvert styremedlems konsulentoppdrag for selskapet og godtgjørelse for slike oppdrag. Det ble ikke utført noe slikt arbeid i 2015.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

12. GODTGJØRELSE TIL LEDENDE ANSATTE

Styret fastsetter administrerende direktørs godtgjørelse og andre ansettelsesbetingelser. Godtgjørelse til styret og hovedledelsen, herunder lønn, bonus og pensjonskostnader, er redegjort for i note 9 til årsregnskapet.

Bonusen for alle ansatte med unntak av hovedledelsen er oppad begrenset til to måneders lønn. Samlet bonusnivå beregnes ved en kombinasjon av resultatindikatorer for hele selskapet og resultatindikatorer for den enheten den enkelte er ansatt i.

For medlemmene av hovedledelsen brukes individuelle resultatindikatorer for å fastsette maksimalt bonuspotensial, som kan variere fra 40 prosent til 100 prosent av grunnlønnen. Finansdirektøren og medlemmer av ledelsen som har ansvar for drift, deltar i et treårig insentivprogram (med start i 2015) knyttet til Det norske-aksjens relative kursutvikling i forhold til en referanseindeks basert på snittet av Oslo Børs' energiindeks og Stoxx 600 Europe Oil & Gas-indeksen. Samlede utbetalinger i 2018 er oppad begrenset til 60 prosent av øverste leders årlige grunnlønn.

Selskapet har fortsatt en innskuddsbasert ordning begrenset oppad til 12G for alle ansatte, inkludert hovedledelsen.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

13. INFORMASJON OG KOMMUNIKASJON

Det norske har en proaktiv dialog med analytikere, investorer og andre som har interesser i selskapet. Selskapet bestreber seg på å gi markedet løpende relevant informasjon til rett tid på en effektiv måte som sikrer likebehandling, og har et klart mål om å tiltrekke seg både norske og utenlandske investorer og fremme økt aksjelikviditet.

Alle børsmeldinger gjøres tilgjengelig samtidig via nettstedet til Oslo Børs, www.newsweb.no, og på selskapets nettsted (www.detnor.no). Meldingene sendes også ut til nyhetsbyråer og andre nettbaserte tjenester.

Det norske offentliggjør sitt foreløpige årsregnskap innen utgangen av februar, i forbindelse med rapporten for fjerde kvartal. Hele årsrapporten, med det godkjente, reviderte årsregnskapet og årsberetningen, foreligger senest tre uker før generalforsamlingen. Informasjon som sendes til aksjonærene, legges samtidig ut på nettstedet.

Selskapets finansielle kalender for det kommende år offentliggjøres som en børsmelding og er tilgjengelig på selskapets nettsted senest 31. desember hvert år, i samsvar med de løpende forpliktelser for selskaper som er notert på Oslo Børs.

Det norske holder åpne presentasjoner i forbindelse med offentliggjøringen av selskapets kvartalsregnskap. Presentasjonene overføres via webcast for investorer som ikke har anledning til eller ønske om å være til stede på presentasjonene. På presentasjonene gjennomgår hovedledelsen resultatene, markedsforholdene og selskapets fremtidige aktiviteter og kommenterer disse.

Kommunikasjon mot investormarkedet er høyt prioritert hos ledelsen i selskapet. Individuelle møter organiseres for et bredt spekter av eksisterende og potensielle nye investorer og analytikere. Selskapet deltar også på relevante bransje- og investorkonferanser.

De siste to ukene før selskapets resultater offentliggjøres, vil Det norske redusere kontakten med analytikere, investorer og journalister. I denne tiden vil selskapet begrense sine møter med investorer og analytikere og ikke gi noen kommentarer til mediene eller andre parter om selskapets resultater og utsikter. Dette gjøres for å sikre at alle berørte parter i markedet blir behandlet likt.

Avvik fra anbefalingen: Ingen

14. OVERTAKELSER

Selskapets mål er å skape verdier for aksjonærene. Eventuelle invitasjoner eller initiativer til å delta i strukturendringer vil bli vurdert ut fra dette målet. Styret har ikke vedtatt egne retningslinjer for hvordan det skal opptre dersom et overtakelsestilbud blir fremsatt, noe man bør ha i henhold til anbefalingen. Styret vil som hovedregel følge anbefalingen med hensyn til overtakelser.

Styret er opptatt av å likebehandle alle aksjonærer og vil sikre åpenhet i forbindelse med en eventuell overtakelse av selskapet. Styret vil gjøre sitt ytterste for å sikre at aksjonærene gis tilstrekkelig tid og informasjon til å danne seg et bilde av tilbudet.

Styret vil ikke, uten særlige grunner, søke å forhindre eller vanskeliggjøre at noen fremsetter tilbud på selskapets virksomhet eller aksjer. Om et overtakelsestilbud skulle foreligge, vil styret avgi en uttalelse med vurdering av tilbudet og en anbefaling om aksjonærene bør akseptere tilbudet eller ikke. Styret vil i sin uttalelse opplyse om innstillingen er enstemmig eller ikke.

Avvik fra anbefalingen: Selskapet har ikke egne retningslinjer for hvordan styret skal opptre dersom et overtakelsestilbud blir fremsatt.

15. REVISOR

Generalforsamlingen velger revisor og godkjenner revisors godtgjørelse. Styret avholder jevnlig møte med revisor uten at representanter fra selskapets ledelse er til stede, for å gjennomgå prosedyrer for intern kontroll og drøfte eventuelle svakheter og forslag til forbedring. Revisor deltar på styremøter for å diskutere årsregnskapet.

Revisor deltar på alle møter i revisjonsutvalget og møter utvalget uten at selskapets ledelse er til stede. En gang i året fremlegger revisor hovedtrekkene i den årlige revisjonsplanen for selskapet for revisjonsutvalget. Revisors uavhengighet til selskapet vurderes årlig. Revisjonsutvalget gjennomførte en fullstendig evaluering av revisor i 2015. Revisor yter selskapet visse konsulenttjenester, men disse anses ikke å være i strid med dens plikter som revisor. Selskapet har utarbeidet retningslinjer for både revisjonsoppdrag og andre tjenester.

I årsregnskapet skilles det mellom godtgjørelse til revisor og honorar for andre tjenester. I presentasjonen til generalforsamlingen viser styreleder fordelingen mellom godtgjørelse til revisor og honorar for andre tjenester.

Avvik fra anbefalingen: Ingen



Rapportering om betalinger til myndigheter m.v.

Denne rapporten er utarbeidet i henhold til regnskapsloven § 3-3 d) og verdipapirhandelloven § 5-5 a). I henhold til disse paragrafene skal selskaper som driver virksomhet innen utvinningsindustrien, utarbeide og offentliggjøre en årlig rapport med opplysninger om sine betalinger til myndigheter på land- og prosjektnivå. Finansdepartementet har utstedt en forskrift (forskrift av 20. desember 2013 nr. 1682 – «forskriften»), som fastsetter at rapporteringsplikten bare skal gjelde for regnskapspliktige over en gitt størrelse og betalinger over gitte terskelverdier. I tillegg fastsetter forskriften at rapporten skal inneholde andre opplysninger enn betalinger til myndigheter og gir nærmere regler om definisjoner, offentliggjøring og konsernrapportering.

Denne rapporten inneholder informasjon om virksomheten i hele regnskapsåret 2015 for Det norske oljeselskap ASA. Datterselskapet Det norske oil AS, tidligere kalt Premier Oil Norge AS, er ikke inkludert, da selskapet ble kjøpt opp ved utgangen av 2015. Datterselskapet Det norske Exploration AS, tidligere kalt Svenska Petroleum Exploration AS, anses å ligge utenfor denne rapportens rammer, da selskapet ikke var operatør i 2015 og ikke har betalt inntektsskatt.

Ledelsen i Det norske har utvist skjønn i tolkningen av ordlyden i forskriften hva angår den spesifikke type betaling som skal inkluderes i denne rapporten, og på hvilket nivå dette bør rapporteres. Når det kreves at betalinger skal rapporteres per prosjekt, blir dette rapportert per felt. Kun bruttobeløp for opererte lisenser blir rapportert, da alle betalinger innad i lisensen utført av ikke-operatører normalt vil være betalinger som overføres til operatøren (såkalte "cash calls"), og vil som sådan ikke utgjøre betalinger til myndigheter. I og med at Det norske ikke driver noen virksomhet innen utvinningsindustrien utenfor norsk sokkel, anses kun betalinger til norske myndigheter å omfattes av denne rapporteringen.

Rapportering av betalinger

Forskriftens § 2 nr. 5 definerer de ulike typer betalinger som omfattes av rapporteringsplikten. I de følgende avsnittene vil kun betalinger som er aktuelle for Det norske, bli beskrevet.

Inntektsskatt

Inntektsskatten blir beregnet og betalt på selskapsnivå og blir dermed rapportert for hele selskapet og ikke per lisens. Skatteinnbetalingene i 2015 relaterer seg delvis til inntektsskatt for

2014 (de tre siste avdragene) og til inntektsskatt for 2015 (de tre første avdragene). Skatteinnbetalinger beløp seg til totalt 2 384 262 634, inkludert renter. Tallet omfatter ikke skatte-refusjon relatert til Det norske Exploration AS (tidligere Svenska Petroleum Exploration AS).

CO₂-avgift

CO₂-avgift er delvis inkludert i prisen på drivstoff/riggleie som betales til eksterne riggselskaper. For selskapets opererte lisenser har Det norske kun betalt CO₂-avgift for Alvheim-feltet. Denne inkluderer feltene som er koblet opp til produksjonsskipet Alvheim FPSO (Vilje, Volund og Bøyla), i og med at Alvheim utfører betalingen og belaster de andre feltene via deling av driftskostnadene (såkalt "opex share"). CO₂-avgift betalt på vegne av Alvheim-lisensen i 2015 beløp seg til 74 409 262 kroner.

NOx

Selskapet er medlem av NOx-fondet, og alle betalinger gjøres til dette fondet og ikke direkte til myndighetene.

Arealavgift

Tabellen under spesifiserer arealavgift betalt av Det norske på vegne av de ulike lisensene i 2015. Tallene omfatter ikke lisenser der selskapet har mottatt netto refusjon av arealavgiften.

Navn på felt/lisens	Arealavgift betalt i 2015 (NOK)
Alvheim	10 960 000
Volund	1 331 820
Bøyla	4 110 000
Vilje	760 000
PL 026B	680 000
PL 027D	360 000
PL 103B	1 370 000
PL 242	2 192 000
PL 364	4 384 000
PL 460	6 439 000
PL 504	929 967
Sum	33 516 787

Annen rapporteringspliktig informasjon

Når et foretak er pliktig til å rapportere betalinger som nevnt over, er det også påbudt å rapportere investeringer, salgsinntekt, produksjonsvolum og kjøp av varer og tjenester fordelt på de enkelte land hvor foretaket driver virksomhet innen utvinningsindustrien. Som nevnt over opererer Det norske utelukkende på

norsk sokkel. Dette rapporteringskravet anses dermed å være oppfylt av regnskapet som spesifisert i det nedenstående:

- Totale nettoinvesteringer utgjorde 1 168 310 tusen dollar, som spesifisert i kontantstrømanalysen i regnskapet. Dette inkluderer kontantbetalinger relatert til oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS og Premier Oil Norge AS.
- Salgsinntekter i 2015 utgjorde 1 158 683 tusen dollar, som spesifisert i note 8 til regnskapet.
- Total produksjon i 2015 var 21 901 630 fat oljeekvivalenter; se note 8 til regnskapet.
- For informasjon om kjøp av varer og tjenester, se resultatregnskapet og tilhørende noter.



ÅRSREGNSKAP MED NOTER

OVERSIKT OVER ÅRSREGNSKAP MED NOTER	SIDE
Resultatregnskap	61
Oppstilling av totalresultat	61
Oppstilling av finansiell stilling	62
Oppstilling av endring i egenkapital	64
Oppstilling over kontantstrømmer	65
Noter til regnskapet	66
Note 1: Sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper	66
Note 2: Betydelige transaksjoner og hendelser	78
Note 3: Virksomhetssammenslutning	79
Note 4: Datterselskaper	80
Note 5: Segmentinformasjon	80
Note 6: Utforskningskostnader	81
Note 7: Varelager	81
Note 8: Driftsinntekter	81
Note 9: Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt totale lønnskostnader	82
Note 10: Revisors godtgjørelse	85
Note 11: Finansposter	85
Note 12: Skatt	86
Note 13: Resultat per aksje	88
Note 14: Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	88
Note 15: Nedskrivninger	91
Note 16: Kundefordringer	94
Note 17: Andre kortsiktige fordringer	94
Note 18: Langsiktige fordringer	94
Note 19: Andre langsiktige eiendeler	95
Note 20: Betalingsmidler	95
Note 21: Aksjekapital og aksjonærinformasjon	96
Note 22: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser	97
Note 23: Obligasjonslån	98
Note 24: Avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser	99
Note 25: Derivater	99
Note 26: Annen rentebærende gjeld	100
Note 27: Annen kortsiktig gjeld	100
Note 28: Leieavtaler, finansieringsforpliktelser, garantier og betingede forpliktelser	101
Note 29: Transaksjoner med nærstående parter	102
Note 30: Finansielle instrumenter	103
Note 31: Investering i felleskontrollerte driftsordninger	107
Note 32: Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)	108
Note 33: Hendelser etter balansedagen	110
Erklæring fra styret og administrerende direktør	111

RESULTATREGNSKAP

1. januar - 31. desember (USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2015	2014	2015	2014
Petroleumsinntekter		1 158 683	411 996	1 158 683	325 034
Andre driftsinntekter		63 119	52 235	63 119	52 206
Driftsinntekter	8	1 221 802	464 230	1 221 802	377 241
Utforskningskostnader	6	76 404	164 336	76 404	164 255
Produksjonskostnader	8	141 000	66 754	141 000	59 173
Avskrivninger	14	480 959	160 254	480 959	142 562
Nedskrivninger	15	430 468	346 420	430 468	346 420
Andre driftskostnader	10	51 608	25 393	51 608	41 082
Driftskostnader		1 180 438	763 157	1 180 438	753 491
Driftsresultat		41 364	-298 927	41 364	-376 251
Renteinntekter		3 098	7 009	3 098	7 003
Annen finansinntekt		65 385	19 435	65 385	22 899
Rentekostnader		109 125	83 845	109 125	82 898
Annen finanskostnad		114 328	19 296	114 328	10 428
Netto finansposter	11	-154 971	-76 697	-154 971	-63 423
Resultat før skattekostnad		-113 607	-375 624	-113 607	-439 674
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	12	199 045	-96 485	199 045	-160 535
Årets resultat		-312 652	-279 139	-312 652	-279 139
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		202 618 602	165 811 098	202 618 602	165 811 098
Tap etter skatt per aksje (i USD)	13	-1,54	-1,68	-1,54	-1,68

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT

1. januar - 31. desember (USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2015	2014	2015	2014
Årets resultat		-312 652	-279 139	-312 652	-279 139
Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)					
Omregningsdifferanse ved endring av presentasjonsvaluta til USD		-	-43 069	-	-43 069
Aktuariell gevinst/tap pensjon	22	17	-897	17	-897
Totalresultat		-312 636	-323 105	-312 636	-323 105




OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
EIENDELER					
Immaterielle eiendeler					
Goodwill	14,15	767 571	1 186 704	762 159	1 186 704
Aktiverte leteutgifter	14,15	289 980	291 619	289 980	291 619
Andre immaterielle eiendeler	14,15	648 030	648 788	638 983	648 788
Varige driftsmidler					
Varige driftsmidler	14,15	2 979 434	2 549 271	2 979 126	2 549 271
Finansielle eiendeler					
Langsiktige fordringer	18	3 782	8 799	3 782	8 799
Andre langsiktige eiendeler	19	12 628	3 598	230 317	4 619
Sum anleggsmidler		4 701 425	4 688 778	4 904 347	4 689 799
Varer					
Varelager	7	31 533	25 008	31 533	25 008
Fordringer					
Kundefordringer	16	85 546	186 461	85 546	186 461
Andre kortsiktige fordringer	17	105 190	184 592	99 221	184 592
Andre kortsiktige plasseringer	30	2 907	3 289	2 907	3 289
Skattefordring	12	126 391	-	108 393	-
Kortsiktige derivater	25	45 217	-	45 217	-
Betalingsmidler					
Betalingsmidler	20	90 599	296 244	79 299	295 222
Sum omløpsmidler		487 384	695 594	452 117	694 573
SUM EIENDELER		5 188 809	5 384 372	5 356 464	5 384 372

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

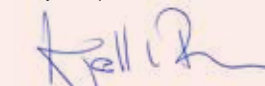
(USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
EGENKAPITAL OG GJELD					
Egenkapital					
Aksjekapital	21	37 530	37 530	37 530	37 530
Overkurs	21	1 029 617	1 029 617	1 029 617	1 029 617
Annen egenkapital		-728 121	-415 485	-728 121	-415 485
Sum egenkapital		339 026	651 662	339 026	651 662
Avsetning for forpliktelser					
Pensjonsforpliktelser	22	1 638	2 021	1 638	2 021
Utsatt skatt	12	1 356 114	1 286 357	1 444 386	1 286 357
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	24	412 805	483 323	412 805	483 323
Andre avsetninger for forpliktelser		-	12 044	-	12 044
Obligasjonslån	23	503 440	253 141	503 440	253 141
Annen rentebærende gjeld	26	2 118 935	2 037 299	2 118 935	2 037 299
Langsiktige derivater	25	62 012	5 646	62 012	5 646
Kortsiktig gjeld					
Leverandørgjeld		51 078	152 258	48 681	152 258
Offentlige trekk og avgifter		9 060	6 758	8 639	6 758
Betalbar skatt	12	-	189 098	-	189 098
Kortsiktige derivater	25	13 506	25 224	13 506	25 224
Kortsiktig gjeld mot datterselskap	19	-	-	93 804	-
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	24	10 520	5 728	10 520	5 728
Annen kortsiktig gjeld	27	310 675	273 813	299 072	273 813
Sum gjeld		4 849 783	4 732 710	5 017 438	4 732 710
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		5 188 809	5 384 372	5 356 464	5 384 372

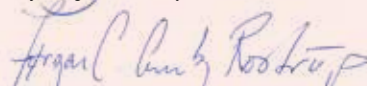
Styret og administrerende direktør i Det norske oljeselskap ASA
Trondheim, 9. mars 2016

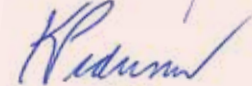

Sverre Skogen, styreleder



Anne Marie Cannon, nestleder



Kitty Hall (Katherine Jessie Martin), styremedlem

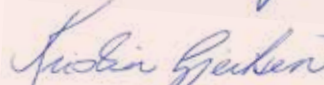

Kjell Inge Røkke, styremedlem


Jørgen C. Arentz Rostrup, styremedlem

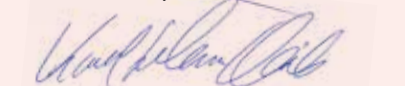

Kjell Pedersen, styremedlem


Terje Solheim, styremedlem


Gudmund Evju, styremedlem


Kristin Gjertsen, styremedlem


Gro Kielland, styremedlem


Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør



OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL - KONSERN OG MORSELSKAP

(USD 1 000)	Note	Aksjekapital	Overkurs	Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
				Andre inntekter og kostnader (OCI)			Opptjent egenkapital		
				Annen innskutt EK	Aktuariell gevinst/(tap)	Omregnings-differanser*			
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
Totalresultat - 1.1.2015 - 31.12.2015		-	-	-	17	-	-312 652	-312 636	-312 636
Egenkapital per 31.12.2015	21	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 for endring av funksjonell valuta, benyttes sluttkurs ved omregning av utgående balanse av sum egenkapital.

OPPSTILLING OVER KONTANTSTRØMMER

1. januar - 31. desember (USD 1 000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2015	2014	2015	2014
KONTANTSTRØMMER FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER					
Resultat før skattekostnad		-113 607	-375 624	-113 607	-439 674
Betalte skatter i perioden		-320 618	-109 068	-320 618	-109 068
Periodens mottatte skattefordring		87 662	190 532	87 662	190 532
Avskrivninger	14	480 959	160 254	480 959	142 562
Nedskrivninger	15	430 468	346 420	430 468	346 420
Kalkulatorisk rente i nåverdberegning av fjerningsforpliktelse	24	26 351	12 410	26 351	11 462
Rentekostnader	11	127 620	85 107	127 620	85 108
Rentebetalinger		-124 276	-83 910	-124 276	-83 910
Gevinst/tap ved bytte av lisensandel uten kontanteffekt		-	-49 765	-	-49 765
Verdiendring av derivater til virkelig verdi over resultatet	8,11	-793	10 616	-793	993
Amortisering av rente- og etableringskostnader	11	17 480	26 711	17 480	26 711
Amortisering av kontraktsverdi innregnet ved oppkjøpet av Marathon		-2 878	-	-2 878	-
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	6	11 682	99 061	11 682	99 069
Endring i lager, kundeordringer og leverandørgjeld		-13 060	-530 150	-13 060	-485 603
Endring i fjerningsforpliktelse mot resultatet		-1 569	-1 952	-1 569	-
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensingsposter		81 048	482 148	91 579	486 364
NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER		686 467	262 791	696 999	221 201
KONTANTSTRØMMER FRA INVESTERINGSAKTIVITETER					
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	24	-12 508	-14 087	-12 508	-13 968
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	14	-917 150	-583 200	-917 150	-559 443
Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)		-	-1 513 591	-	-1 496 890
Oppkjøp av Premier Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)	3	-125 600	-	-136 900	-
Oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS		-	-	-88 000	-
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler*	14	-113 051	-164 128	-35 582	-164 136
Innbetalinger ved salg av varige driftsmidler/lisenser	14	-	8 862	-	8 862
NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER		-1 168 310	-2 266 144	-1 190 141	-2 225 575
KONTANTSTRØMMER FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER					
Innbetaling ved emisjon		-	474 755	-	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		-330 000	-1 147 934	-330 000	-1 147 934
Etableringskostnader		-14 380	-67 350	-14 380	-67 350
Opptak av langsiktig gjeld		700 000	2 897 354	700 000	2 897 354
Opptak av kortsiktig gjeld		-	116 829	-	116 829
NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER		284 683	2 023 684	284 683	2 023 684
Netto endring i betalingsmidler		-197 160	20 331	-208 460	19 310
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	20	296 244	280 942	296 244	280 942
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-8 485	-5 029	-8 485	-5 029
BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT		90 599	296 244	79 299	295 222
SPESIFIKASJON AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT					
Bankinnskudd	20	86 201	291 346	75 156	290 325
Bundne bankinnskudd	20	4 398	4 897	4 143	4 897
SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT	20	90 599	296 244	79 299	295 222

* Konsernbeløpet inkluderer ervervede immaterielle eiendeler fra oppkjøpet av Svenska (netto kontantvederlag av kjøpet).



Noter

GENERELL INFORMASJON

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske") er et oljeselskap involvert i leting, utbygging og produksjon av olje og gass på den norske kontinentalsokkelen.

Selskapet er et allmennaksjeselskap som er registrert og hjemmehørende i Norge. Aksjene er notert på Oslo Børs. Selskapets registrerte forretningsadresse er Fønix, Munkegata 26, 7011 Trondheim.

Aker Capital AS er selskapets største aksjonær med en eierandel på 49,99 prosent per 31. desember 2015. Aker Capital AS er et heleid datterselskap av Aker ASA. Det norske oljeselskap inngår i de konsoliderte tallene til Aker ASA fra 2011. Aker ASA har registrert forretningsadresse i Fjordalleen 16 (Aker Brygge) i Oslo. Konsernregnskapet finnes på www.akerasa.com.

Konsernregnskapet til Det norske består av morselskapet Det norske oljeselskap ASA og datterselskapet Det norske oil AS (tidligere Premier Oil Norge AS) og Det norske Exploration AS (tidligere Svenska Petroleum Exploration AS). Det norske fullførte oppkjøpet av disse to datterselskapene henholdsvis 22. desember og 13. november 2015. Oppkjøpet av Premier Oil Norge AS har blitt regnskapsført som en virksomhetsoverdragelse i henhold til retningslinjene i IFRS 3, mens oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS har blitt regnskapsført som et kjøp av eiendeler. Etter kjøpet av aksjene ble alle eiendeler og forpliktelser i tidligere Svenska Petroleum Exploration AS overført til Det norske 30. november 2015. For ytterligere informasjon om datterselskap, se note 4. Årsregnskapet ble godkjent av styret 9. mars 2016 og vil bli presentert for godkjenning på generalforsamlingen den 11. april 2016

NOTE 1 – SAMMENDRAG AV IFRS REGNSKAPSPRINSIPPER

1.1 BASIS FOR UTARBEIDELSE AV ÅRSREGNSKAPET

Selskapets årsregnskap er utarbeidet i overensstemmelse med regnskapsloven og de internasjonale regnskapsstandardene (IFRS) som er vedtatt av EU.

Regnskapet er utarbeidet basert på historisk kost, med unntak av følgende regnskapsposter:

- finansielle instrumenter til virkelig verdi over resultatet
- lån, fordringer og andre finansielle forpliktelser som er regnskapsført til amortisert kost.

Regnskapet er utarbeidet etter ensartede regnskapsprinsipper for like transaksjoner og hendelser under ellers like forhold.

I 2015 har selskapet tatt grep for å minske risikoen for reduserte oljepriser ved bruk av råvarederivater. Siden disse derivatene har en nær tilknytning til driftsinntekt, har selskapet konkludert med at dette presentasjon innenfor driftsresultatet gir det beste bildet av substansen i transaksjonen. Realiserte og urealiserte gevinster og tap på råvarederivater har derfor blitt presentert som annen driftsinntekt og ikke som finansinntekter. Det er ikke behov for justering av sammenligningstall for 2014, da råvarederivater ikke ble benyttet i det året.

Det er foretatt en mindre endring i presentasjon av poster i resultatregnskapet siden 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.

Alle beløp har blitt avrundet til nærmeste hele tusen dersom ikke annet er angitt. Som et resultat av avrundinger vil ikke nødvendigvis tallene i en eller flere rader eller kolonner i regnskapet og notene summere seg opp til totalsummen i den raden eller kolonnen.

1.2 FUNKSJONELL VALUTA OG PRESENTASJONSVALUTA

Som beskrevet i årsregnskapet for 2014 endret Det norske sin funksjonelle valuta fra NOK til USD med effekt fra 15. oktober 2014. Konsernet endret også presentasjonsvaluta til USD fra samme dato. Endringen i presentasjonsvaluta ble behandlet som en endring i regnskapsprinsipp som i henhold til IAS 8 ble gjort retrospektivt ved å konvertere sammenligningstall til USD som om det alltid hadde vært presentasjonsvalutaen.

1.3 VIKTIGE REGNSKAPSVURDERINGER, ESTIMATER OG FORUTSETNINGER

Utarbeidelse av finansregnskap i overensstemmelse med IFRS krever at ledelsen foretar vurderinger, beregner estimater og legger til grunn forutsetninger som påvirker anvendelsen av regnskapsprinsipper og regnskapsførte beløp for eiendeler og gjeld. Videre krever IFRS at ledelsen gir opplysninger om betingede eiendeler og gjeld på balansedagen, samt rapporterte inntekter og kostnader i løpet av regnskapsperiodene.

De viktigste vurderingene ledelsen har foretatt når det gjelder anvendelse av regnskapsprinsipper gjelder følgende:

Funksjonell valuta: Anvendelsen av IAS 21 krever at ledelsen gjør vurderinger for å bestemme selskapets funksjonelle valuta slik at den best gjenspeiler den økonomiske virkningen av de underliggende transaksjoner, hendelser og forhold som er relevant for selskapet. Ledelsen har fastslått at oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS er en utløsende hendelse for en revurdering og endring av funksjonell valuta for Det norske oljeselskap ASA fra NOK til USD, i hovedsak fordi inntektene fra petroleumsprodukter vil økes vesentlig, og disse inntektene genereres i USD. Fremover vil både det vesentligste av inntekts- og finansieringsaktiviteter genereres i USD.

Goodwillallokering og metode for nedskrivningstest: I nedskrivningstester allokteres goodwill til de kontantgenererende enheter, eller grupper av kontantgenererende enheter, som forventes å oppnå synergier fra virksomhetssammenslutningen som genererte denne. En riktig allokering av goodwill krever at ledelsen gjør vurderinger, og dette kan påvirke etterfølgende nedskrivning i vesentlig grad. Teknisk goodwill er en kategori av goodwill som oppstår som følge av en motpost til utsatt skatt i virksomhetssammenslutninger som beskrevet i punkt 1.8 nedenfor. Det foreligger ingen spesifikk IFRS-veiledning med hensyn til teknisk goodwill, og ledelsen har derfor benyttet den generelle veiledningen vedrørende allokering av goodwill i nedskrivningstestene. Som utgangspunkt vil teknisk goodwill bli allokert til de enkelte kontantgenererende enheter ("KGE") ved nedskrivningstester, mens residualgoodwill vil bli allokert på selskapsnivå på tvers av all KGE-er basert på de spesifikke fakta og omstendigheter rundt virksomhetsoverdragelsen.

Ved nedskrivningstesten for teknisk goodwill har utsatt skatt som er innregnet i tilknytning til kjøpte lisenser redusert netto regnskapsført verdi før nedskrivning. Dette er gjort for å unngå en umiddelbar nedskrivning av all teknisk goodwill. Når initiell innregnet utsatt skatt reduseres, vil mer goodwill være utsatt for nedskrivning. Fremover vil avskrivning av merverdier fra oppkjøpsanalysen medføre redusert utsatt skatteforpliktelse.

Ved salg av lisenser hvor selskapet historisk har innregnet utsatt skatt og goodwill i en virksomhetssammenslutning, har både goodwill og utsatt skatt fra oppkjøpet blitt inkludert i gevinst/tapsberegningen. Ved regnskapsføring av nedskrivning som et resultat av nedskrivningstest på slike lisenser er de samme forutsetninger anvendt for å måle nedskrivningen. Slik unngår man at nedskrivningsbeløpet som innregnes blir oppgrosset med skattebeløpet og med det blir større enn det opprinnelige beløpet etter skatt som ble betalt i virksomhetssammenslutningen.

Regnskapsestimater brukes for å fastsette rapporterte beløp, inkludert muligheten for realisasjon av visse eiendeler, estimere forventet levetid for materielle og immaterielle eiendeler, skattekostnad og annet. Selv om disse estimatene er basert på ledelsens beste skjønn og vurderinger av tidligere og nåværende hendelser og handlinger, kan de faktiske resultater avvike fra estimatene. Estimaterne og de underliggende forutsetningene blir jevnlig evaluert. Endringer i estimater blir innregnet når de nye estimatene kan fastsettes med tilstrekkelig grad av sikkerhet. Endringer i regnskapsmessige estimater innregnes i den perioden estimatendringene oppstår. Hovedkildene for usikkerhet ved bruk av estimater for selskapet er relatert til følgende:

Påviste og sannsynlige olje- og gassreserver: Estimater på olje- og gassreserver er utarbeidet av interne eksperter i overensstemmelse med industristandarder. Estimaterne er basert på Det norskes egne vurderinger av intern informasjon, samt informasjon fra operatørene. I tillegg er reserver sertifisert av en uavhengig tredjepart. Påviste og sannsynlige olje- og gassreserver omfatter de estimerte mengder råolje, naturgass og kondensater som geologiske og tekniske data med rimelighet anslår å være gjenvinnbare fra kjente reservoarer under eksisterende økonomiske og operasjonelle forhold, per den dato estimatene utarbeides. I estimatene er det lagt til grunn priser ut fra dagens marked, med unntak av allerede kontraktstestede prisendringer.

Påviste og sannsynlige reserver og produksjonsvolumer benyttes til beregning av avskrivninger av olje- og gassfelt ved bruk av produksjonshetsmetoden. Reserveestimater benyttes også under nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler. Endringer i oljepriser og kostnadsestimater kan endre reserveestimater, og dermed tidspunktet for når felt blir ulønnsomme, noe som påvirker tidspunkt for nedstengings- og fjerningsaktivitetene. Endringer i reserveestimater kan også forårsakes av endringer i produksjonsprofil, eller oppstå som følge av ny informasjon om reservoaret. Fremtidige endringer i påviste og sannsynlige olje- og gassreserver kan ha vesentlig innvirkning på avskrivninger, feltets levetid, nedskrivningstesting av lisensrelaterte eiendeler, samt driftsresultat.

Leting – "Successful efforts"-metoden: Regnskapspraksis i Det norske er å foreta en midlertidig balanseføring av utgifter relatert til boring av letebrønner, i påvente av en evaluering av potensielle funn av olje- og gassreserver. Disse utgiftene bokføres som aktiverte letekostnader i finansregnskapet. Dersom det ikke blir funnet ressurser, eller hvis ressursene blir vurdert ikke å være teknisk eller kommersielt utvinnbare, blir utgiftene knyttet til letebrønner kostnadsført. Vurderinger av hvorvidt disse utgiftene fortsatt skal balanseføres eller kostnadsføres i perioden kan ha vesentlig betydning for driftsresultatet i perioden.

Anskaffelseskostnader: Utgifter ved erverv av letelisenser blir balanseført og vurdert for nedskrivning hvis det foreligger indikasjoner. Se punkt 1.11 og 1.12 for ytterligere detaljer.

Måling av virkelig verdi: Med jevne mellomrom må virkelig verdi av ikke-finansielle eiendeler og forpliktelser fastsettes, for eksempel når selskapet kjøper en virksomhet, skal foreta forholdsmessig allokering av kjøpesum i en eiendelstransaksjon eller når selskapet måler gjenvinnbart beløp for en eiendel eller kontantgenererende enhet til virkelig verdi fratrukket salgskostnader. Virkelig verdi er prisen som vil mottas ved salg av en eiendel eller betaling for å overføre en forpliktelse i en velordnet transaksjon mellom markedsdeltakere på måletidspunktet. Virkelig verdi på en eiendel eller forpliktelse måles ved bruk av de forutsetningene som markedsdeltakere vil legge til grunn ved prissetting av eiendelen eller forpliktelsen under forutsetning av at markedsdeltakerne opptrer i sine økonomiske beste interesser.



En måling av virkelig verdi av en ikke-finansiell eiendel tar hensyn til markedsdeltakernes evne til å generere økonomiske fordeler ved å bruke eiendelen på best mulig måte, eller ved å selge den til en annen markedsdeltaker som vil bruke eiendelen på best mulig måte. Konsernet benytter verdsettingsmetoder som er tilpasset forholdene og hvor det foreligger tilstrekkelig informasjon for å måle virkelig verdi ved mest mulig bruk av relevante observerbare inndata og minst mulig bruk av ikke-observerbare inndata. Virkelig verdi av oljefelt i produksjon og utvikling baseres normalt på en metode for diskonterte kontantstrømmer, hvor fastsettelse av inndata i modellen krever vurderinger fra ledelsen, som beskrevet i avsnittet under vedrørende nedskrivninger.

Nedskrivning/reversering av nedskrivning: Det norske har betydelige investeringer i eiendeler med lang levetid. Endringer i forventet fremtidig verdi/kontantstrøm knyttet til individuelle eiendeler kan medføre at bokført verdi på enkelte eiendeler nedskrives til estimert gjenvinnbar verdi. Nedskrivninger skal reverseres dersom betingelsene for nedskrivning ikke lenger foreligger. Vurdering av hvorvidt en eiendel har verdifall, eller om en nedskrivning skal reverseres, kan være komplisert og bygger på skjønn og forutsetninger. Kompleksiteten er eksempelvis knyttet til estimering av relevante fremtidige kontantstrømmer ved beregning av bruksverdi, fastsettelse av vurderingsenheter og eventuelt fastsettelse av eiendelenes netto salgsverdi..

Nedskrivningsvurderinger krever langsiktige antakelser vedrørende en rekke ofte flyktige økonomiske faktorer. For å fastsette fremtidige kontantstrømmer kan blant annet fremtidig markedspris på olje, selskapets langsiktige oljeprisforutsetninger, kostnadsnivå (opex og capex), oljeproduksjon, valutakurser og diskonteringsrenter være faktorer som må fastsettes. For å kunne fastsette disse må også terminpriskurver (olje), produksjonsestimater og endelig restverdi på eiendeler estimeres. På samme måte kreves det nøye vurderinger når en eiendels netto salgsverdi skal fastsettes, dersom det ikke finnes et observerbart marked som kan gi informasjon om en eiendels netto salgsverdi. Se note 14 «Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler» og note 15 «Nedskrivning av goodwill og andre eiendeler» for detaljer vedrørende nedskrivning.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelse: Selskapet har betydelige forpliktelser forbundet med nedstengning og fjerning av offshoreinstallasjoner ved produksjonsperiodens utløp. Forpliktelser relatert til nedstengning og fjerning knyttet til langsiktige eiendeler blir regnskapsført til virkelig verdi på det tidspunkt forpliktelsene pådras. Ved første gangs regnskapsføring av en forpliktelse blir forventet utgift balanseført som produksjonsanlegg og avskrevet over eiendelens økonomiske levetid, fra produksjonsstart. Gjeldende lover og regler, samt teknologisk utvikling, gjør det vanskelig å estimere utgifter knyttet til nedstengnings- og fjerningsaktiviteter, spesielt når disse ligger langt frem i tid. Estimaten inkluderer blant annet kostnader basert på et antatt fjerningskonsept basert på kjent teknologi, anslag på utgiftene til marine operasjoner, leie av tungløftkere og borerigg. Som et resultat av dette innebærer førstegangs innregning av forpliktelsen og tilhørende balanseført kostnad relatert til nedstengnings- og fjerningsforpliktelser ført i oppstilling av finansiell stilling, inkludert påfølgende justering av disse postene, nøye overveielse. Grunnet usikkerheten beskrevet over, kan det forekomme betydelige justeringer i estimatene for forpliktelsene som kan påvirke fremtidige finansielle resultater. Se note 24 for detaljer vedrørende nedstengnings- og fjerningsforpliktelser.

Inntektsskatt: Selskapet pådrar seg betydelige beløp i betalbar skatt og regnskapsfører også vesentlige endringer i utsatt skatt eller utsatt skattefordel. Disse størrelsene bygger alle på ledelsens tolkning av gjeldende lover, forskrifter og aktuell rettspraksis. Kvaliteten på disse estimatene er i stor grad avhengig av ledelsens evne til å anvende komplekse regelverk og registrere endringer av det gjeldende lovverk. Se note 12 for detaljer vedrørende utsatt skatt og betalbar skatt.

1.4 TRANSASJONER I UTENLANDSK VALUTA

Transaksjoner og balanseposter

Transaksjoner i utenlandsk valuta omregnes til valutakurs på transaksjonstidspunktet. Pengeposter i utenlandsk valuta i oppstilling av finansiell stilling blir omregnet til valutakurs på balansedagen ved periodens slutt. Ikke-monetære poster som måles til historisk kost omregnes til kurs på transaksjonstidspunktet. Ikke-monetære poster i utenlandsk valuta som måles til virkelig verdi omregnes til valutakursene som gjaldt på tidspunktet for beregning av virkelig verdi. Valutagevinster eller –tap resultatføres løpende i regnskapsperioden.

Konsernselskaper

Resultater og oppstilling av finansiell stilling for selskaper som har en annen funksjonell valuta enn presentasjonsvaluta omregnes til presentasjonsvaluta som følger:

- (i) Eiendeler og forpliktelser for hver oppstilling av finansiell stilling presentert omregnes til kurs på balansedato.
- (ii) Inntekter og kostnader for hver resultatoppstilling presentert omregnes ved bruk av gjennomsnittskurs for perioden. Dersom gjennomsnittskurs ikke er en rimelig tilnærming til den akkumulerte effekten av å benytte faktiske transaksjonskurs, er inntekter og kostnader omregnet ved å benytte kursen på transaksjonsdato.
- (iii) Egenkapitaltransaksjoner er omregnet ved kurs på transaksjonsdato.

Omregningsdifferanser som følge av dette er ført mot andre inntekter og kostnader. Den samme metoden er benyttet for omregning av morselskapets regnskap til USD som presentasjonsvaluta for perioder forut for endring i funksjonell valuta til USD.

1.5 INNETKTSFØRING

Salg av petroleumsprodukter inntektsføres på basis av selskapets ideelle andel av produksjonen i perioden, uavhengig av faktisk salg (rettighetsmetoden).

Dette gjennomføres ved at overløft av petroleum, representert ved en positiv forskjell mellom faktisk salg og ideell andel av produksjon blir regnskapsført som en forpliktelse (utsatt inntekt) og ikke inntektsført. Ved underløft av petroleum oppstår en eiendel og tilhørende inntekt.

Forskjellen mellom oljen produsert og solgt (overløft) presenteres som kortsiktig gjeld, mens underløft presenteres som kortsiktig fordring. Verdi av over-/underløft settes til estimert salgsverdi fratrukket estimerte salgskostnader. Andre inntekter resultatføres når levering av varer og tjenester har funnet sted og det vesentligste av risiko og kontroll er overført. Gevinster ved salg av eiendeler som beskrevet i punkt 1.9 er inkludert i andre inntekter.

Tariffinntekter fra prosessering av olje og gass er inntektsført i henhold til underliggende avtaler.

Inntekter presenteres eksklusiv skatter og avgifter knyttet til petroleumsprodukter.

Utbytte inntektsføres når aksjonærens rettighet til å motta utbytte er fastsatt av generalforsamlingen.

Renter inntektsføres i henhold til effektiv rentemetode når den er opptjent.

1.6 ANDEL I FELLESKONTROLLERTE ORDNINGER

IFRS definerer felleskontrollert ordning som en ordning hvor to eller flere parter har felles kontroll. Felles kontroll er en kontraktsregulert deling av kontroll i en ordning, som bare eksisterer når beslutninger om de relevante aktiviteter (de som i vesentlig grad påvirker avkastningen fra ordningen) krever enstemmighet fra partene som deler kontroll.

Selskapet har eiendeler i lisenser på norsk kontinentalsokkel. I henhold til IFRS 11 Felleskontrollerte ordninger er en felleskontrollert driftsordning en ordning hvor partene som har felles kontroll har rettigheter til eiendelene og svarer for forpliktelsene knyttet til ordningen. Selskapet regnskapsfører investeringer i felleskontrollerte driftsordninger (olje- og gasslisenser), ved å regnskapsføre sin andel av eiendelenes inntekter, kostnader, eiendeler, gjeld og kontantstrøm under de respektive postene i selskapets finansregnskap.

For de lisensene som ikke vurderes å være en felleskontrollert driftsordning i henhold til definisjonen i IFRS 11 fordi det ikke er felles kontroll, regnskapsfører selskapet sin andel av inntekter, kostnader, eiendeler, gjeld og kontantstrøm linje for linje i finansregnskapet i henhold til de relevante IFRS-er.

1.7 KLASSIFISERING I OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

Omløpsmidler og kortsiktig gjeld inkluderer poster som forfaller til betaling mindre enn ett år etter utgangen av rapporteringsperioden, samt poster som er knyttet til ordinær virksomhet. Neste års avdrag på langsiktig gjeld blir klassifisert som kortsiktig gjeld. Finansielle investeringer i aksjer klassifiseres som omløpsmidler, mens strategiske investeringer og andre eiendeler klassifiseres som anleggsmidler.

1.8 VIRKSOMHETSSAMMENSLUTNING OG GOODWILL

En virksomhetssammenslutning foreligger når en ervervet enkelteienel eller gruppe av eiendeler utgjør en virksomhet (en samling av aktiviteter eller eiendeler som styres og forvaltes med det formål å gi avkastning til investorene). Virksomheten består av innsatsfaktorer og prosesser som utøves på disse innsatsfaktorene og som har en evne til å skape produkter.

Kjøpt virksomhet innregnes i regnskapet fra overtakelsestidspunktet. Overtakelsestidspunktet defineres som det tidspunkt selskapet oppnår kontroll over de finansielle og driftsmessige forhold. Dette tidspunkt kan avvike fra det tidspunkt eierandeler faktisk overføres. Solgt virksomhet innregnes i regnskapet frem til salgstidspunktet.

Sammenligningstall korrigeres ikke for kjøpt, solgt eller avviklet virksomhet.

Oppkjøpsmetoden benyttes som regnskapsmetode ved kjøp av virksomhet. Anskaffelseskost måles til virkelig verdi av eiendeler benyttet til vederlag, inkludert betingede vederlag, egenkapitalinstrumenter som utstedes og forpliktelser pådratt i forbindelse med overføring av kontroll. Anskaffelseskost måles mot virkelig verdi av de kjøpte eiendeler og forpliktelser. Identifiserbare immaterielle eiendeler innregnes ved oppkjøp dersom de kan utskilles eller oppfyller det kontraktsrettslige kriteriet. Ved vurdering av virkelig verdi tas det hensyn til skatteeffekter av de revurderinger som gjøres. Dersom anskaffelseskost ved oppkjøpet overstiger virkelig verdi av netto eiendeler på oppkjøpstidspunktet (når overtaker får kontroll med overdrager), oppstår det goodwill. Dersom virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler overstiger anskaffelseskost på oppkjøpstidspunktet, vil overskytende beløp inntektsføres på overtakelsestidspunktet.

Dersom virkelig verdi av netto identifiserbare eiendeler overstiger kjøpsprisen på transaksjonsdatoen, vil overskytende beløp bli inntektsført umiddelbart på tidspunktet for overtagelsen.

Goodwill allokeres til kontantstrømgenererende enheter eller grupper av kontantstrømgenererende enheter som forventes å ha fordel av synergieffekter av virksomhetssammenslutningen. Allokering av goodwill kan variere avhengig av basis for initiell innregning.



Hoveddelen av selskapets goodwill er relatert til kravet om å regnskapsføre utsatt skatt på forskjellen mellom virkelig verdi og de relaterte skattemessige verdier («teknisk goodwill»). Fastsettelsen av virkelig verdi på lisenser er basert på kontantstrømmer etter skatt. Dette skyldes at slike lisenser kun omsettes i markedet etter skatt basert på vedtak fra Finansdepartementet i tråd med § 10 i petroleumsloven. Kjøper er derfor ikke berettiget til å kreve skattefradrag for den delen av vederlaget som overstiger overtatt skatteposisjon fra selger. Det foretas avsetning for utsatt skatt av differansen mellom anskaffelseskost og overtatt skattemessig avskrivningsbase i henhold til IAS 12 punkt 15 og 24. Motpost til denne utsatte skatten blir goodwill. Den goodwill som oppstår er dermed en teknisk effekt av utsatt skatt. Teknisk goodwill testes for nedskrivning separat for hver kontantgenererende enhet som har gitt opphav til den tekniske goodwill. En kontantgenererende enhet kan være individuelle oljefelt, eller en gruppe av oljefelt som er knyttet til den samme infrastruktur/produksjonsutstyr.

Estimering av virkelig verdi og goodwill kan justeres i inntil 12 måneder etter overtakelsen dersom nye opplysninger har kommet til om fakta og omstendigheter som forelå på overtakelsestidspunktet og som, dersom disse hadde vært kjent, ville ha påvirket målingen av de beløpene som er innregnet fra og med dette tidspunktet.

Oppkjøpsrelaterte utgifter ut over emisjons- og låneopptaksutgifter kostnadsføres etter hvert som de pådras.

1.9 KJØP, SALG OG BYTTE AV LISENSER

Ved oppkjøp av lisenser som gir rettigheter til leting etter og utvinning av petroleum, vurderes det for hvert oppkjøp om kjøpet skal klassifiseres som virksomhetssammenslutning (se punkt 1.8) eller kjøp av eiendel. Som hovedregel vil kjøp av lisenser som er under utbygging eller er i produksjon bli behandlet som virksomhetssammenslutning. Andre kjøp av lisenser blir som regel behandlet som kjøp av eiendel og beskrevet nedenfor.

Olje- og gassproduserende lisenser

For lisenser i utbyggingsfasen blir anskaffelseskostnaden allokert mellom balanseførte leteutgifter, lisensrettigheter og produksjonsanlegg.

I forbindelse med avtale om kjøp/bytte av andeler blir det mellom partene fastsatt et tidspunkt for overtakelse av netto kontantstrøm fra effektiv dato (ofte satt til 01.01. i kalenderåret, som også normalt vil være transaksjonsdato for skatteformål). I perioden mellom effektiv dato og gjennomføringsdato vil selger inkludere den kjøpte andelen i selgers regnskap. I henhold til kjøpsavtalen skjer det et oppgjør mot selger av netto kontantstrøm fra eiendelen i perioden fra effektiv dato til gjennomføringsdato (Pro & Contra-oppgjør). Pro & Contra-oppgjøret vil bli justert mot gevinst/tap hos selger og mot eiendelen hos kjøper, idet oppgjøret (etter reduksjon for skatt) anses som en del av vederlaget i transaksjonen. Fra og med gjennomføringsdato inkluderes inntekter og kostnader fra den relevante lisensen i resultatet hos kjøper, som definert i 1.8 over.

Skattemessig vil kjøper medta til beskatning netto kontantstrøm (Pro & Contra) og eventuelle øvrige inntekter og kostnader fra og med effektiv dato.

Det gjøres ikke avsetning for utsatt skatt knyttet til erverv av lisenser som er definert som kjøp av eiendeler.

Farm-in avtaler

Farm-in-avtaler blir vanligvis inngått i letefasen og kjennetegnes ved at selger avstår fra fremtidige økonomiske fordeler, i form av reserver, i bytte mot reduserte fremtidige finansieringsforpliktelse. Et eksempel kan være at en lisensandel overtas mot dekning av selgers andel av utgiftene relatert til boring av en brønn. I letefasen bokfører selskapet normalt farm-in-avtaler basert på historisk kost, da virkelig verdi oftest er vanskelig å måle.

Bytte (Swaps)

Bytte av eiendeler måles til virkelig verdi av den eiendelen som avstås, med mindre transaksjonen mangler kommersiell substans eller virkelig verdi av verken ervervet eller avhendet eiendel er reelt målbar. I letefasen bokfører selskapet normalt bytter basert på historisk kost, da virkelig verdi oftest er vanskelig å måle.

1.10 UNITISERING

I henhold til norsk lov er en unitisering påkrevd dersom en petroleumsforekomst dekker mer enn én utvinningstillatelse og disse utvinningstillatelsene har ulike rettighetshavergrupper. Det må oppnås enighet om en mest mulig rasjonell samordning av felles utbygging og eierskapsfordeling av petroleumsforekomsten. En unitiseringsavtale må godkjennes av Olje- og energidepartementet.

Selskapet bokfører unitiseringer i letefasen basert på historisk kost, da det ofte er vanskelig å måle virkelig verdi. For unitiseringer som involverer lisenser som ikke er i letefasen, blir det vurdert hvorvidt dette skal anses som en transaksjon med forretningsmessig innhold. I så tilfelle blir unitiseringen bokført til virkelig verdi.

1.11 VARIGE DRIFTSMIDLER OG IMMATERIELLE EIENDELER

Generelt

Varige driftsmidler bokføres til historisk kost. Avskrivning av andre eiendeler enn olje- og gassfelt blir fordelt lineært over estimert levetid og justert for nedskrivning og endring i utrangeringsverdi dersom det er aktuelt.

Bokført verdi på varige driftsmidler består av anskaffelseskost fratrukket akkumulerte avskrivninger og nedskrivninger. Påkostninger på leide lokaler aktiveres og avskrives over gjenværende leieperiode hvis innregningskriteriene for en eiendel er oppfylt.

Forventet økonomisk levetid for varige driftsmidler blir vurdert årlig, og i tilfeller hvor disse varierer betydelig fra tidligere estimer, blir avskrivningsperioden endret tilsvarende. Estimaterendringen innregnes fremadrettet ved at den resultatføres i perioden da endringen finner sted og i fremtidige perioder dersom endringen påvirker begge.

Utrangeringsverdien av en eiendel er det estimerte beløpet selskapet vil innbringe ved salg av eiendelen etter fradrag for estimerte salgskostnader, hvis eiendelen allerede var av den alder og standard som er forventet på slutten av dens levetid.

Ordinære reparasjons- og vedlikeholdskostnader som påløper knyttet til den daglige driften, blir belastet resultatregnskapet i den perioden de oppstår. Kostnader til vesentlige reparasjoner og vedlikehold er inkludert i eiendelens bokførte verdi.

Gevinst og tap ved salg fastsettes ved å sammenholde salgssum med bokført verdi, og inkluderes henholdsvis i andre driftsinntekter og andre driftskostnader. Eiendeler holdt for salg blir rapportert til det laveste av bokført verdi og virkelig verdi fratrukket salgskostnader.

Driftsmidler knyttet til oljevirkomheten

Lete- og utviklingskostnader knyttet til olje- og gassfelt

Balanseførte letekostnader blir klassifisert som immaterielle eiendeler, og blir omklassifisert til materielle eiendeler ved start av utbygging. For regnskapsformål regnes feltet å gå inn i utbyggingsfasen når det kan påvises tekniske forutsetninger for og kommersiell levedyktighet av å utvinne feltet, normalt når konseptvalg foretas. Alle kostnader forbundet med utbygging av kommersielle olje- og/eller gassfelt blir balanseført som materielle eiendeler. Utgifter relatert til driftsforberedelser blir kostnadsført løpende.

Selskapet benytter "successful efforts"-metoden ved regnskapsføring av lete- og utviklingskostnader. Alle letekostnader, inkludert seismiske anskaffelser, seismiske studier, bruk av egen tid, med unntak av kostnader knyttet til erverv av lisenser og boring av letebrønner, blir kostnadsført løpende. Den aktiverte letekostnaden per rapporteringsdato blir kostnadsført i de tilfeller hvor: evalueringen av letebrønnen er avsluttet før årsregnskapet er godkjent, leteboring fortsatt pågår i påfølgende periode etter rapporteringsdatoen, og resultatet av boreoperasjonen er negativt.

Kostnader knyttet til boring av letebrønner blir midlertidig balanseført i påvente av en evaluering av potensielle funn av olje- og gassressurser. Slike utgifter kan stå oppført i balansen i mer enn ett år. Hovedkriteriene er at det enten foreligger fastlagte planer for fremtidig boring i lisensen, eller at en utbyggingsbeslutning forventes å foreligge i nær fremtid. Dersom ingen ressurser blir funnet, eller dersom ressursene anses å ikke være teknisk eller kommersielt utvinnbare, vil kostnader relatert til boringen av letebrønnene bli utgiftsført.

Ervervede lisensrettigheter blir innregnet som immaterielle eiendeler på ervervstidspunktet. Ervervede lisensrettighetene som relaterer seg til felt i letefasen, blir stående som immaterielle eiendeler også når feltene går over i utbyggings- og produksjonsfasen.

Avskrivning av olje- og gassfelt

Balanseførte letekostnader, utgifter knyttet til å bygge, installere eller komplettere infrastruktur i form av plattformer, rørledninger og produksjonsbrønner, samt feltspesifikke transportsystemer for olje og gass, balanseføres som produksjonsanlegg inkludert brønner og avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på påviste og sannsynlige utbygde reserver som ventes utvunnet i konsesjons- eller avtaleperioden. Ervervede eiendeler som benyttes til utvinning og produksjon av petroleumsforekomster, herunder lisensrettigheter, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden basert på påviste og sannsynlige reserver. Reservegrunnlaget som benyttes for avskrivningsformål oppdateres minst én gang i året. Alle endringer i reservene som påvirker avskrivningsberegningen blir reflektert prospektivt.

1.12 NEDSKRIVNING

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler (inkludert lisensrettigheter, eksklusiv goodwill) med begrenset levetid blir vurdert for potensielt verdifall når hendelser eller endringer i omgivelsene indikerer at bokført verdi på eiendeler er høyere enn gjenvinnbart beløp.

Vurderingsenheter ved vurdering av verdifall bestemmes av det laveste nivået hvor det er mulig å identifisere kontantstrømmer som er uavhengige av kontantstrømmene fra andre grupperinger av anleggsmidler. For olje- og gasseiendeler blir dette gjort på felt- eller lisensnivå. For balanseførte leteutgifter testes verdifall for hver brønn. Nedskrivning resultatføres når balanseført verdi av en eiendel eller en kontantgenererende enhet overstiger gjenvinnbart beløp. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens netto salgsverdi og bruksverdi. I vurdering av bruksverdi er forventet fremtidig kontantstrøm diskontert til nåverdi ved å benytte en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer dagens markedsvurderinger på tidsverdien og den spesifikke risikoen på eiendelen. Diskonteringsrenten er avledet fra beregnet gjennomsnittlig kapitalavkastningskrav (vektet gjennomsnittlig kapitalavkastningskrav - WACC).



For produserende lisenser og lisenser i en utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Kilde for data-input til de ulike feltene er vanligvis operatørens rapportering til Revidert Nasjonalbudsjett (RNB), da dette er vurdert til å være beste tilgjengelige estimat. Fremtidige kontantstrømmer blir fastsatt i de ulike lisensene på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Levetiden for feltene for nedskrivningsformål fastsettes til det tidspunkt kontantstrøm fra drift er negativ.

For ervervede leteliser vil en vurdering bli foretatt i henhold til avsnitt 1.11 over – en vurdering av hvorvidt planer for fremtidige aktiviteter foreligger eller, dersom aktuelt, en evaluering av hvorvidt utbygging vil bli besluttet i nær fremtid.

En tidligere bokført nedskrivning reverseres kun hvis det har oppstått endringer i estimatene brukt ved beregningen av gjenvinnbart beløp, men ikke til et høyere beløp enn om nedskrivningen tidligere ikke hadde blitt bokført. Slike reverseringer blir ført i resultatet. Etter en reversering blir avskrivningsbeløpet justert i fremtidige perioder for å fordele eiendelens reviderte bokførte verdi, fratrukket eventuell restverdi, på et systematisk grunnlag over eiendelens fremtidige økonomiske levetid.

Goodwill

Goodwill testes årlig for verdifall eller oftere hvis hendelser eller endringer i andre forhold indikerer at det har vært et vesentlig verdifall.

Nedskrivning av goodwill gjøres ved å vurdere gjennvinnbar verdi av den kontantstrømgenererende enheten som goodwill er relatert til. Nedskrivning foretas dersom gjennvinnbart beløp er lavere enn balanseført verdi av feltet/lisensen inklusive tilhørende goodwill og utsatt skatt som beskrevet i pkt. 1.8. Nedskrivning av verdifall på goodwill kan ikke reverseres i senere perioder. Selskapet utfører nedskrivningstest i løpet av fjerde kvartal hvert år.

Ved salg av en lisens hvor selskapet historisk har innregnet utsatt skatt og goodwill i en virksomhetsoverdragelse, vil både goodwill og utsatt skatt fra virksomhetsoverdragelsen inngå i gevinst-/tapsberegningen. Ved nedskrivning av slike lisenser som følge av nedskrivningstester, anvendes tilsvarende forutsetning ved måling av nedskrivningsbeløpet, slik at en unngår skattemessig oppgrossing av nedskrivningsbeløpet. Regnskapsført nedskrivning blir da ikke høyere enn det opprinnelige beløp som ble betalt i virksomhetssammenslutningen.

1.13 FINANSIELLE INSTRUMENTER

Selskapet har klassifisert finansielle instrumenter i følgende kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser:

- Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet (hovedsakelig derivater)
- Utlån og fordringer
- Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet (derivater)
- Andre finansielle forpliktelser

Finansielle eiendeler med faste eller bestembare kontantstrømmer som ikke er notert i et aktivt marked er klassifisert som utlån og fordringer.

Andre finansielle forpliktelser omfatter forpliktelser som ikke er holdt for omsetning eller klassifisert som "til virkelig verdi over resultatet".

For finansielle instrumenter som ikke omsettes i et aktivt marked, blir virkelig verdi fastsatt ved verdsettelsesmetoder. Slike metoder kan omfatte bruk av priser i nylig gjennomførte transaksjoner i markedet, referanse til nåværende virkelig verdi på sammenlignbare instrumenter, diskonterte kontantstrømmer eller andre verdsettelsesmetoder.

En analyse av virkelig verdi på finansielle instrumenter og nærmere detaljer vedrørende hvordan de er målt er gitt i note 30.

1.14 NEDSKRIVNING AV FINANSIELLE EIENDELER

Finansielle eiendeler vurdert til amortisert kost nedskrives når det ut fra objektive bevis er sannsynlig at instrumentets kontantstrømmer har blitt påvirket i negativ retning av en eller flere begivenheter som har inntrådt etter førstegangs regnskapsføring av instrumentet. I tillegg må begivenheten som medfører tap ha en innvirkning på estimerte fremtidige kontantstrømmer som kan beregnes pålitelig. Nedskrivningsbeløpet resultatføres. Dersom årsaken til nedskrivningen i en senere periode bortfaller, og bortfallet kan knyttes objektivt til en hendelse som skjer etter at verdifallet er innregnet, reverseres den tidligere nedskrivningen. Reverseringen skal ikke resultere i at den bokførte verdien av den finansielle eiendelen overstiger beløpet for det som amortisert kost ville ha vært, dersom verdifallet ikke var blitt innregnet på tidspunktet da nedskrivningen blir reversert. Reversering av tidligere nedskrivning presenteres på samme linje som den opprinnelige nedskrivningen.

1.15 FORSKNING OG UTVIKLING

Forskning er originale og planlagte undersøkelser som foretas med sikte på å oppnå ny vitenskapelig eller teknisk kunnskap eller forståelse. Utvikling er anvendelse av forskningsfunn eller annen kunnskap på en plan eller et design for produksjon av nye eller vesentlig forbedrede materialer, innretninger, produkter, prosesser, systemer eller tjenester før kommersiell produksjon eller bruk kommer i gang.

Konsesjonsverket for lisenser på norsk sokkel stimulerer til gjennomføring av forsknings- og utviklingsaktivitet. Selskapet driver kun forskning og utvikling gjennom prosjekter finansiert av deltakerne i lisensene. Det er selskapets egen andel av lisensfinansiert forskning og utvikling som vurderes med hensyn til balanseføring. Utgifter til utvikling som forventes å generere fremtidige økonomiske fordeler blir balanseført når følgende kriterier er oppfylt:

- Selskapet kan demonstrere at de tekniske forutsetningene er til stede for å fullføre den immaterielle eiendelen med sikte på gjøre den tilgjengelig for bruk eller salg; demoversjon;
- Selskapet har til hensikt å ferdigstille den immaterielle eiendelen og ta den i bruk eller selge den;
- Selskapet evner å ta eiendelen i bruk eller selge den;
- Den immaterielle eiendelen vil generere fremtidige økonomiske fordeler;
- Selskapet har tilgjengelig tilstrekkelige tekniske, finansielle og andre ressurser til å fullføre utviklingen, ta i bruk eller selge den immaterielle eiendelen, og;
- Selskapet evner på en pålitelig måte å måle de utgiftene som er henførbare til den immaterielle eiendelen mens den er under utvikling.

Alle andre forsknings- og utviklingsutgifter kostnadsføres når de påløper.

Utgifter som balanseføres inkluderer materialkostnader, direkte lønnskostnader og en andel av direkte henførbare fellesutgifter. Utviklingskostnader balanseføres til anskaffelseskost fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger.

Balanseførte utviklingskostnader avskrives over eiendelens estimerte levetid.

1.16 PRESENTASJON AV LØNNS- OG ADMINISTRASJONSKOSTNADER

Selskapet presenterer lønns- og driftskostnader basert på funksjonene utbyggings-, drifts- og utforskingsaktiviteter basert på registrerte timer arbeidet. Som grunnlag benyttes brutto lønns- og driftskostnader redusert med allerede fakturerte beløp til opererte lisenser.

1.17 LEIEAVTALER

Selskapet som leietaker:

Finansielle leieavtaler

Leieavtaler hvor selskapet overtar en vesentlig del av risiko og avkastning som er forbundet med eierskap av eiendelen, er finansielle leieavtaler. Ved leieperiodens begynnelse innregnes finansielle leieavtaler til et beløp tilsvarende det laveste av virkelig verdi og minsteleiens nåverdi, fratrukket akkumulerte av- og nedskrivninger. Ved beregning av leieavtalens nåverdi benyttes den implisitte rentekostnaden i leiekontrakten dersom det er mulig å beregne denne. I motsatt fall benyttes selskapets marginale lånerente. Direkte utgifter knyttet til etablering av leiekontrakten er inkludert i eiendelens kostpris.

Finansielle leieavtaler innregnes som varige driftsmidler i balansen, og har samme avskrivningstid som selskapets øvrige avskrivbare eiendeler. Dersom det ikke foreligger en rimelig sikkerhet for at selskapet vil overta eierskapet ved utløpet av leieperioden, avskrives eiendelen over den korteste av periodene for leieavtalens løpetid og for eiendelens økonomiske levetid.

Operasjonelle leieavtaler

Leieavtaler hvor det vesentligste av risiko og avkastning som er forbundet med eierskap av eiendelen ikke er overført, klassifiseres som operasjonelle leieavtaler. Leiebetalingen klassifiseres som driftskostnad og resultatføres lineært over kontraktsperioden.

1.18 KUNDEFORDRINGER

Kundefordringer er oppført i balansen til pålydende etter fradrag for avsetning til forventet tap. Avsetning til tap gjøres på grunnlag av individuelle vurderinger av de enkelte fordringene. Kjente tap på krav kostnadsføres løpende.



1.19 LÅNEUTGIFTER

Låneutgifter som er direkte henførbare til anskaffelse, tilvirkning eller produksjon av en kvalifiserende eiendel skal balanseføres som en del av eiendelens anskaffelseskost. Balanseføring av kapitaliserte lånekostnader skjer kun i utbyggingsfasen. Andre låneutgifter kostnadsføres i den perioden de påløper.

En kvalifiserende eiendel er en eiendel som krever en lang periode for å bli klar for påtenkt bruk eller salg. Kvalifiserende eiendeler er vanligvis knyttet til store utviklings- eller utbyggingsprosjekter.

1.20 VARELAGER

Reservedeler

Spare Reservedeler er vurdert til lavest av kostpris og netto salgsverdi etter "FIFO"-prinsippet (First-in, First-out). Kostnader inkluderer råmaterialer, frakt og direkte produksjonskostnader i tillegg til deler av indirekte kostnader.

1.21 KONTANTER OG KONTANTEKVIVALENTER

Cash Kontanter og kontantekvivalenter består av kasse, bankinnskudd, samt andre kortsiktige meget likvide investeringer med opprinnelig forfall på tre måneder eller mindre. Kassekreditt er inkludert i kortsiktige lån i balansen.

1.22 RENTEBÆRENDE GJELD

Alle lån blir opprinnelig bokført til anskaffelseskost, som er virkelig verdi på mottatt beløp fratrukket utstedelseskostnader tilknyttet lånet.

Etter første gangs regnskapsføring blir rentebærende lån senere målt til amortisert kost med bruk av effektiv rentemethode; alle differanser mellom anskaffelsesbeløp (etter transaksjonskostnader) og innløsningsverdi blir løpende ført i resultatregnskapet frem til forfallstidspunkt. Amortisert kost blir beregnet ved å ta hensyn til alle utstedelseskostnader samt rabatt eller premie på oppgjørsdato.

1.23 SKATT

Generelt

Betalbar skatt/skatt til gode for inneværende og tidligere perioder måles til beløpet som forventes å mottas fra eller betales til skattemyndighetene.

Skattekostnad består av betalbar skatt og endring i utsatt skatt. Utsatt skatt/skattefordel er beregnet på alle forskjeller mellom regnskapsmessig og skattemessig verdi på eiendeler og gjeld, med unntak av midlertidig forskjell knyttet til erverv av lisenser som er definert som eiendelskjøp.

Balanseført verdi av utsatt skattefordel blir vurdert og redusert i den utstrekning det ikke lenger er sannsynlig at fremtidig inntjening vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelene. Ikke balanseført utsatt skattefordel blir revurdert ved hver balansedag, og balanseføres i den utstrekning det er sannsynlig at fremtidig inntjening eller gjeldende skatteregler vil kunne gjøre det mulig å utnytte fordelene.

Utsatt skatt og skattefordel måles til skattesatsene som er forventet å gjelde på det tidspunkt der skattefordelen blir realisert eller skatteforpliktelsen innfridd, basert på skatterater og skatteregler som er vedtatt eller i det vesentlige er vedtatt på balansedagen.

Betalbar skatt og utsatt skatt er regnskapsført direkte mot egenkapitalen eller i oppstilling av totalresultat i den grad skattepostene relaterer seg direkte til egenkapitaltransaksjoner eller andre deler av totalresultatet.

Utsatt skatt og utsatt skattefordel er vist netto dersom: det eksisterer en lovlig rett til nettoføring; den utsatte skattefordelen og forpliktelsen relaterer seg til samme skattesubjekt; skatten skal betales til skattemyndighetene.

Petroleumsbeskatning

Det norske er som et utvinningsselskap underlagt spesialbestemmelsene i petroleumsloven. Inntekter fra salg av petroleumsprodukter på norsk kontinentalsokkel gir grunnlag for ordinær skattesats og særskattesats under petroleumsloven. Skatteraten for ordinær selskapskatt var 28 prosent fram til 1. januar 2014 da den ble endret til 27%. Skatteraten for særskatt var 50 prosent fram til samme dato, da den ble endret til 51 prosent. Fra 1. januar 2016 er satsene endret ytterligere til henholdsvis 25 og 53 prosent, som vil påvirke beregningen av utsatt skatt i 2015.

Skattemessige avskrivninger

Rørledninger og produksjonsinnretninger kan avskrives med inntil 16 2/3 prosent årlig, dvs. lineært over seks år. Avskrivningen kan påbegynnes etter hvert som utgiftene blir pådratt. Ved avslutning av produksjonen på et felt kan gjenværende kostpris føres til fradrag i avslutningsåret.

Friinntekt

Friinntekt er et særlig inntektsfradrag i grunnlaget for beregning av særskatt. Friinntekten beregnes på grunnlag av investeringer i rørledninger og produksjonsinnretninger, og kan ses på som et ekstra avskrivningsfradrag i særskattegrunnlaget. Friinntekten utgjorde frem til 5. mai 2013 7,5 prosent pr. år i fire år, til sammen 30 prosent av investeringen. Fra 5. mai er satsen 5,5 prosent pr. år i fire år, til sammen 22 prosent av investeringen. Friinntekten innregnes i det år som den kommer til fradrag i selskapenes selvangivelse og påvirker således periodeskatt på tilsvarende måte som en permanent forskjell.

Finansposter

Gjeldsrenter med tilhørende valutatap/gevinst (netto finanskostnader på rentebærende gjeld) fordeles mellom sokkel- og landjurisdiksjon. Fradraget på sokkelen beregnes som netto finanskostnader på rentebærende gjeld, multiplisert med 50 prosent av forholdet mellom skattemessig nedskrevet verdi pr. 31. desember i inntektsåret av formuesobjektene tilordnet sokkelen, og gjennomsnittlig rentebærende gjeld gjennom inntektsåret.

Resterende finanskostnader, valutagevinst og tap og alle renteinntektene fordeles til land.

Udekket tap i landjurisdiksjon som er et resultat av fordelingen av netto finanskostnader kan allokere til sokkel og til fradrag i alminnelig inntekt.

Kun 50 prosent av øvrige tap i landjurisdiksjon tillates ført mot sokkel og til fradrag i alminnelig inntekt.

Leteutgifter

Selskapene kan kreve utbetalt fra staten skatteverdien av pådratte leteutgifter for så vidt disse ikke overstiger årets skattemessige underskudd allokert til sokkelvirksomhet. Fordringen er inkludert i linjen "beregnet skatt til utbetaling" i balansen.

Skattemessig underskudd

Særskattepliktige virksomheter kan uten tidsbegrensning kreve fremført underskudd med tillegg av en rente. Tilsvarende fremføringsadgang gjelder også for ubenyttet friinntekt. Skatteposisjonen kan overdras ved realisasjon av samlet virksomhet eller ved fusjon. Alternativt kan skatteverdien kreves utbetalt fra staten dersom selskapet likvideres

1.24 ANSATTEYTELSER

Ytelsesbaserte pensjonsordninger

Alle ansatte hadde frem til 30. september 2014 en ytelsesbasert pensjonsordning som ble administrert og forvaltet gjennom et norsk livsforsikringsselskap. Beregningen av estimert pensjonsforpliktelse for ytelsesbasert pensjon ble basert på eksterne aktuarmetoder, og sammenlignet med verdien av pensjonsmidlene.

Pensjonskostnader og pensjonsforpliktelser er regnskapsført basert på en beregning foretatt av uavhengig aktuar ved bruk av en lineær opptjeningsmodell. Denne er basert på forutsetninger relatert til diskonteringsrente, fremtidig lønn, ytelser fra Folketrygden, fremtidig avkastning på pensjonsmidler, samt aktuarmessige forutsetninger relatert til dødelighet og frivillig avgang, mv. Pensjonsmidler er vurdert til virkelig verdi. Pensjonsforpliktelser og pensjonsmidler er presentert netto i balansen, og klassifiseres i resultatregnskapet i hovedsak som lønn og lønnsrelaterte kostnader, samt en mindre andel som annen finanskostnad. Planendringer resultatføres på beslutningstidspunktet. Alle estimatavvik føres mot oppstilling over andre inntekter og kostnader (OCI) og presenteres som andre poster innenfor totalresultatet. Netto rentekostnad består av rente på forpliktelsen og avkastning på midlene, begge beregnet med diskonteringsrenten. Forskjellen mellom faktisk avkastning på pensjonsmidlene og den resultatførte avkastningen regnskapsføres mot OCI.

Gevinst og tap på avkortning eller oppgjør av en ytelsesbasert pensjonsordning innregnes i resultatet når avkortningen eller oppgjøret inntreffer. Gevinst eller tap knyttet til innskrenkninger eller avslutning av pensjonsplaner resultatføres når dette skjer. Avviklingen av ytelsesordningen 30. september 2014 og 15. oktober 2014 ble inntektsført i tråd med dette. En innskuddsplan erstattet ytelsesordningen, og selskapet betaler innskudd for fulltidsansatte tilsvarende 7 prosent av lønn opp til 7,1G og 25,1 prosent mellom 7,1 og 12G. Pensjonspremiene kostnadsføres etter hvert som de påløper.

Det er innført en avtalefestet pensjonsordning (AFP) for alle ansatte. Denne ordningen er behandlet som en innskuddsbasert pensjon, og kostnadsføres løpende.



1.25 AVSETNINGER

En avsetning blir regnskapsført når selskapet har en faktisk forpliktelse (juridisk eller selvpålagt) som følge av en tidligere hendelse dersom: det er sannsynlig at økonomiske ytelser vil bli påkrevd for å gjøre opp forpliktelsen; beløpets størrelse kan estimeres pålitelig. Avsetninger vurderes ved slutten av hver periode og justeres for å reflektere beste estimat.

Hvis tidseffekten er vesentlig, diskonteres avsetninger med en diskonteringsrente før skatt som reflekterer markedets prissetning av tidsverdien av penger og risiko spesifikt knyttet til forpliktelsen. Ved diskontering blir bokført verdi av avsetningene økt i hver periode for å reflektere endring i tidspunkt for forfall av forpliktelsen. Denne økningen kostnadsføres som en rentekostnad.

Nedstengnings- og fjerningskostnader:

I henhold til konsesjonsvilkårene for de lisenser som selskapet deltar i, kan den norske stat ved produksjonsopphør eller når lisensperioden utløper, pålegge rettighetshaverne å fjerne installasjonene helt eller delvis.

Ved første gangs innregning av en nedstengnings- og fjerningsforpliktelse regnskapsfører selskapet nåverdien av fremtidige utgifter til nedstengning og fjerning. En tilsvarende eiendel regnskapsføres som varig driftsmiddel, og avskrives ved bruk av produksjonsenhetsmetoden. Endring i tidsverdi (nåverdi) av forpliktelsen knyttet til nedstengning og fjerning, kostnadsføres som en finanskostnad, og øker balanseført forpliktelse for fremtidige utgifter til nedstengning og fjerning. Endring i beste estimat for utgifter knyttet til nedstengning og fjerning regnskapsføres mot balansen. Diskonteringsrenten som benyttes ved beregning av virkelig verdi av nedstengnings- og fjerningsforpliktelsen er risikofri rente tillagt et kredittisikoelement.

1.26 SEGMENT

Selskapets virksomhet har siden etableringen i sin helhet foregått innenfor ett og samme segment, definert som undersøkelse og produksjon av petroleum i Norge. Selskapets virksomhet foregår kun på norsk sokkel, og ledelsen følger opp selskapet på dette nivået. Finansiell informasjon vedrørende geografisk fordeling og store kunder er presentert i note 5.

1.27 RESULTAT PER AKSJE

Resultat per aksje er beregnet ved å dividere ordinært resultat på veid gjennomsnitt av totalt utestående aksjer. Aksjer utstedt i løpet av året blir veid i forhold til perioden de har vært utestående. Utvannet resultat per aksje beregnes som årsresultat dividert på et veid gjennomsnitt av utestående aksjer i løpet av perioden justert for effekten av eventuelle opsjoner.

1.28 BETINGEDE FORPLIKTELSER OG EIENDELER

Verken betingede forpliktelser eller betingede eiendeler er innregnet i regnskapet.

En betinget forpliktelse er en mulig forpliktelse som oppstår som følge av en tidligere hendelse og hvis eksistens bare vil bli bekreftet ved at det i fremtiden inntreffer eller ikke inntreffer én eller flere usikre hendelser som ikke i sin helhet er innenfor foretakets kontroll; eller en eksisterende forpliktelse som oppstår av tidligere hendelser men som ikke er innregnet fordi det ikke er sannsynlig at en strøm av ressurser som omfatter økonomiske fordeler ut fra foretaket vil kreves for å gjøre opp forpliktelsen eller forpliktelsen kan ikke måles på en pålitelig måte.

Det opplyses i note om betingede forpliktelser, med unntak av betingede forpliktelser hvor sannsynligheten for forpliktelsen er meget lav.

En betinget eiendel er en mulig eiendel som oppstår av tidligere hendelser og hvis eksistens bare vil bli bekreftet ved at det i framtiden inntreffer eller ikke inntreffer en eller flere usikre hendelser som ikke i sin helhet er innenfor foretakets kontroll. Det blir gitt noteinformasjon om slike eiendeler dersom det er sannsynlig at en fordel vil tilfalle selskapet.

1.29 ENDRINGER I REGNSKAPSSTANDARDE OG FORTOLKNINGER SOM:

HAR TRÅDT I KRAFT:

Anvendte regnskapsprinsipper er konsistente med prinsippene anvendt i foregående regnskapsperiode, med unntak av følgende endringer i IFRS som har blitt implementert med virkning fra 1. januar 2015 relevant for konsernet.

UTSTEDT, MEN HAR IKKE TRÅDT I KRAFT:

Standardene og fortolkningene som er vedtatt frem til tidspunkt for avleggelse av finansregnskapet, men hvor ikrafttredelsestidspunkt er frem i tid, er oppgitt under. De endringer som er forventet å påvirke konsernet er opplyst om under. Selskapets intensjon er å implementere de relevante endringene på ikrafttredelsestidspunktet, under forutsetning av at EU godkjenner endringene før avleggelse av finansregnskapet.

IFRS 9 FINANSIELLE INSTRUMENTER

I juli 2014 publiserte IASB den endelige versjonen av IFRS 9, Finansielle instrumenter, som reflekterer alle faser av IASB sitt prosjekt vedrørende finansielle instrumenter. Standarden erstatter IAS 39 Finansielle – innregning og måling, samt alle tidligere versjoner av IFRS 9. Standarden innebærer endringer knyttet til klassifisering og måling, sikringsbokføring og nedskrivning. IFRS 9 vil gjelde med virkning for regnskapsår som starter 1. januar 2018 eller senere, med tidligere anvendelse tillatt, men er foreløpig ikke godkjent av EU. Retrospektiv anvendelse er påkrevd, men sammenligningstall er ikke obligatorisk. Tidliganvendelse av forrige versjon av IFRS 9 (2009, 2010 og 2013) er tillatt hvis standarden er implementert før 1. februar 2015. Implementering av IFRS 9 forventes ikke å ha vesentlig effekt på konsernet.

IFRS 15 INNTEKTER FRA KUNDEKONTRAKTER

IFRS 15 ble utstedt i mai 2014 og etablerer en femstegsmodell som gjelder for inntekter fra kundekontrakter. Etter IFRS 15 skal inntekter innregnes til et beløp som gjenspeiler vederlaget selskapet forventer å ha rett til i bytte for varene eller tjenestene overført til en kunde.

Prinsippene i IFRS 15 innebærer en mer strukturert tilnærming til måling og innregning av inntekter. Standarden gjelder for alle selskaper og erstatter alle nåværende inntektsføringskrav i henhold til IFRS. En full eller modifisert retrospektiv anvendelse for regnskapsår som starter 1. januar 2018 eller senere er påkrevd, med tidliganvendelse tillatt. Standarden er foreløpig ikke godkjent av EU. Det foreligger indikasjoner på at rettighetsmetoden selskapet nå anvender, ikke vil være tillatt under IFRS 15, men dette er foreløpig ikke konkludert. Selskapet vurderer effekten av IFRS 15 og planlegger å implementere standarden på tidspunktet den blir effektiv (1. januar 2018).

IFRS 16 Leieavtaler

IFRS 16 ble utstedt i januar 2016 og erstatter den gjeldende standarden om leieavtaler IAS 17. Den nye standarden endrer regnskapsføringen av leieavtaler som er behandlet som operasjonelle leieavtaler under gjeldende standard. Den krever at alle leieavtaler, uavhengig av type og med noen få unntak, skal innregnes i leietakers balanse som en eiendel med en tilhørende forpliktelse. Standarden er effektiv fra 1. januar 2019. Selskapet vil vurdere effekten a IFRS 16 i 2016. Effekten kan bli vesentlig og vil avhenge av antallet og størrelsen på leiekontrakter som nå er regnskapsført som operasjonelle leieavtaler.

Endringer i IFRS 11 Investering i interesser i felleskontrollert virksomhet som utgjør virksomhet

Endringen i IFRS klargjør at ved kjøp av en interesse i en felleskontrollert driftsordning som utgjør en virksomhet, skal man anvende tilsvarende prinsipper som gjelder for virksomhetssammenslutninger. Endringen klargjør også at en tidligere holdt eierandel i en felleskontrollert driftsordning skal ikke måles på nytt ved kjøp av en tilleggsinteresse i den samme driftsordningen med samme kontroll. Det er også presisert at endringene ikke kommer til anvendelse når partene som deler kontroll er under felles kontroll av en kontrollerende part. Endringene gjelder både ved kjøp av en initiell interesse i en felleskontrollert driftsordning og ved kjøp av tilleggsinteresser i den samme felleskontrollerte driftsordningen og trår i kraft prospektivt fra regnskapsår som begynner etter 1. januar 2016 med tidliganvendelse tillatt. Disse endringene forventes ikke å ha effekt for konsernet, da slike kjøp har blitt behandlet som virksomhetssammenslutninger under nåværende regnskapsprinsipper for konsernet.



Note 2 Betydelige transaksjoner og hendelser

Viktige hendelser i 2015

2015 var et aktivt år for Det norske. Bøyla feltet hadde produksjonsstart og plan for utbygning og drift for første fase på Johan Sverdrup feltet ble levert og godkjent av Olje- og Energi departementet. Produksjonsboring startet på Ivar Aasen feltet, og byggingen av stålunderstellet til plattformen ble fullført i Italia og installert i Nordsjøen. Konstruksjonen av plattformdekket hadde god fremdrift i Singapore i forhold til planlagt produksjonsstart sent i 2016.

Selskapet styrket sin tilgang på kapital ved å sikre en ny rullerende kredittfasilitet på USD 550 millioner i tillegg til et subordinert obligasjonslån på USD 300 millioner. Oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS og Premier Oil Norge AS ble fullført, og bidro til økt fleksibilitet i selskapets prosjektportefølje.

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. IAS 12 er benyttet til innregning og måling av skatteposisjoner. 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 vesentlige 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, med unntak av uvesentlige oppkjøpskostnader som er kostnadsført i 2015.

Innregnede eiendeler og forpliktelser på overtakelsestidspunktet var som følger:

(USD 1 000)	
Utsatt skattefordel	88 934
Immateriell eiendeler - lisensverdier	9 047
Varige driftsmidler	309
Leterefusjon - skattefordring	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 produserende lisenser i 2015. Konsernets resultat ville vært rundt USD 11 millioner lavere dersom overtakelsestidspunktet hadde vært ved årets begynnelse.

Morselskap

I morselskapsregnskapet er oppkjøpet av Premier Oil Norge AS bokført som en investering i datterselskap, som beskrevet i note 19. Oppkjøpsprisen for aksjene er estimert til rundt USD 124 millioner, justert for kontanter, gjeld og arbeidskapital i Premier Oil Norge AS på oppkjøpstidspunktet. Den estimerte kjøpsprisen vil bli gjenstand for justeringer i første kvartal 2016, i henhold til aksjekjøpsavtalen.

Hele aktiviteten i Det norske oil AS (tidligere Premier Oil Norge AS) ble i februar 2016 overført til Det norske ojeselskap ASA.



Note 4: Datterselskaper

Selskapet har tre datterselskaper som ikke er konsolidert i konsernregnskapet i 2015 på grunn av vesentlighetshensyn:

Det norske oljeselskap AS (100 prosent)

Det norske oljeselskap AS, tidligere Marathon Oil Norge AS, ble kjøpt opp av Det norske i oktober 2014. All aktivitet i selskapet ble overført til Det norske som tingsutbytte 31. oktober 2014. Ved årsslutt 2015 er selskapets eneste gjenværende eiendel betalingsmidler som tilsvarer selskapets aksjekapital på USD 1,0 millioner.

Aktiviteten i Det norske oljeselskap AS er inkludert i konsernregnskapet fra oppkjøpsdatoen 15. oktober 2014. I selskapsregnskapet er aktiviteten i selskapet inkludert fra 31. oktober 2014, samsvarende med datoen hvor alle vesentlige eiendeler og forpliktelser i tidligere Marathon Oil Norge AS ble overført til Det norske oljeselskap gjennom tingsutbytte. Således er den eneste forskjellen mellom selskapsregnskapet og konsernregnskapet relatert til disse 16 dagene i 2014.

Alvheim AS (65 prosent)

Selskapets forretningsvirksomhet er å være juridisk eier av MST Alvheim, et flytende produksjonsskip som brukes til å produsere olje og gass fra Alvheimfeltet. Kostnader og inntekter knyttet til betjeningen av MST Alvheim, tilfaller partnerne på Alvheimfeltet. På den måten har Alvheim AS kun det formelle eierskapet til produksjonsfasiilitetene og den faktiske verdien av produksjonsfasiilitetene tilfaller partnerne av Alvheimfeltet. Det norske eier 65 prosent av Alvheim AS, noe som samsvarer med eierandelen i Alvheimfeltet.

Sandvika Fjellstue AS (100 prosent)

Sandvika Fjellstue AS eier et konferansesenter i Sandvika i Verdal, som brukes av Det norske.

I tillegg har selskapet kjøpt opp to selskaper i 2015 som har blitt konsolidert inn i konsernregnskapet:

Det norske oil AS (100 prosent)

Det norske oil AS, tidligere Premier Oil Norge AS, ble kjøpt opp av Det norske den 22. desember 2015. Oppkjøpet av Premier Oil Norge AS er regnskapsført som et virksomhetskjøp og ytterligere informasjon er inkludert i note 3. All aktivitet i Det norske oil AS ble i februar 2016 overført til Det norske oljeselskap ASA.

Det norske Exploration AS (100 prosent)

Det norske Exploration AS, tidligere Svenska Petroleum Exploration AS, ble kjøpt opp av Det norske den 13. november 2015. Aktiviteten i Det norske Exploration AS ble overført til Det norske oljeselskap ASA den 30. november 2015. For regnskapsformål er transaksjonstidspunktet satt til 30. november 2015, siden aktiviteten i tidsrommet mellom 13. november og 30. november ikke er av vesentlig betydning for konsernet.

Se note 19 for ytterligere informasjon vedrørende datterselskaper.

Note 5: Segmentinformasjon

Selskapets virksomhet er i sin helhet knyttet til utforskning og produksjon av petroleum i Norge. Selskapets virksomhet vurderes å ha en homogen risiko- og avkastningsprofil før skatt, og hele virksomheten er lokalisert i det geografiske området Norge. Selskapet opererer således innenfor ett og samme driftssegment. Oppdelingen i segment samsvarer med den interne rapporteringen til selskapets hovedledelse. Inntektene i 2015 knytter seg i all vesentlighet til tre hovedkunder hvor salget utgjorde henholdsvis USD 785 millioner, USD 279 millioner og USD 107 millioner (konsern og morselskap). I 2014 knyttet inntektene seg i all hovedsak til to kunder, med salg på henholdsvis USD 289 millioner, og USD 36 millioner (konsern) og USD 228 millioner og USD 28 millioner (morselskap).

Note 6: Utforskningskostnader

Spesifikasjon av utforskningskostnader (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	24 377	24 846	24 377	24 833
Viderebelastning av riggekostnader	407	-11 087	407	-11 087
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkludert seismikk	19 316	28 097	19 316	28 061
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år	3 772	40 175	3 772	40 183
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	7 898	58 886	7 898	58 886
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnader	12 234	14 104	12 234	14 064
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	-235	2 556	-235	2 556
Arealavgift	8 634	6 758	8 634	6 758
Sum utforskningskostnader	76 404	164 336	76 404	164 255

Arealavgift som før 2015 var inkludert i andre driftskostnader er nå reklassifisert til utforskningskostnader, som nevnt i note 1 avsnitt 1.1.

Note 7: Varelager

Varelager består av utstyr til boring av letebrønner og reservedeler til produksjons- og utbyggingslisenser.

Note 8: Driftsinntekter

Spesifikasjon av petroleumsinntekter (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Bokførte oljeinntekter	1 044 548	368 443	1 044 548	289 030
Bokførte gassinntekter	110 909	39 665	110 909	32 139
Tariffinntekter	3 227	3 888	3 227	3 865
Sum petroleumsinntekter	1 158 683	411 996	1 158 683	325 034

Spesifikasjon av produserte volumer (fat oljeekvivalenter)

	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Olje	19 307 898	4 800 457	19 307 898	3 883 864
Gass	2 593 733	904 444	2 593 733	751 574
Sum produserte volumer	21 901 630	5 704 901	21 901 630	4 635 438
Petroleumsinntekter	1 158 683	411 996	1 158 683	325 034
Produksjonskostnader	141 000	66 754	141 000	59 173
Netto inntekter fra produksjonen	1 017 683	345 241	1 017 683	265 861

Andre driftsinntekter (USD 1 000)

	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Realisert gevinst på derivater	14 962	-	14 962	-
Urealisert gevinst på derivater	45 217	-	45 217	-
Gevinst på lisenstransaksjon	856	52 235	856	52 206
Annen inntekt	2 084	-	2 084	-
Sum andre driftsinntekter	63 119	52 235	63 119	52 206

Se note 25 for informasjon om råvarederivater.



Note 9: Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt totale lønnskostnader

Spesifikasjon av lønn og lønnsrelaterte ytelser (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Lønnskostnader	116 519	78 739	116 519	78 784
Pensjonskostnader	7 904	-15 529	7 904	184
Arbeidsgiveravgift	16 708	12 682	16 708	12 138
Andre personalkostnader	1 928	2 753	1 928	2 274
Sum lønnskostnader	143 059	78 646	143 059	93 379

Antall sysselsatte årsverk i regnskapsåret	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Europa	479	333	479	333
Sørøst-Asia	29	4	29	4
Sum	508	337	508	337

Antall ansatte ved årets begynnelse var 507. Per 31. desember 2015 var antall ansatte i konsernet 534, hvorav 523 var ansatt i morselskapet og 11 i datterselskapet Det norske oil AS.

Ytelser til ledende ansatte i 2015* (USD 1 000)	Lønn	Bonus ⁴⁾	Natural ytelser	Annet	Samlet godtgjørelse	Periodisert pensj.-kostn.	Antall aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel
Karl Johnny Hersvik (administrerende direktør)	537	436	2	0	975	20	-	-
Øyvind Bratsberg (konstituert direktør boring og brønn)	447	138	2	4	591	20	49	0,0 %
Alexander Krane (finansdirektør)	366	248	8	1	623	20	12	0,0 %
Gro G. Haatvedt (direktør leting)	390	317	2	8	717	143	8	0,0 %
Gudmund Evju (konstituert direktør teknologi og feltutvikling) ¹⁾	209	27	2	48	287	20	89	0,0 %
Olav Henriksen (direktør prosjekter) ²⁾	349	322	2	683	1 355	111	-	-
Kjetil Kristiansen (direktør HR)	295	93	5	3	396	20	-	-
Rolf J. Brøske (direktør kommunikasjon)	195	62	2	4	263	20	3	0,0 %
Geir Solli (direktør drift)	427	173	5	56	661	21	25	0,0 %
Kjetil Ween (direktør boring og brønn) ³⁾	178	-	2	604	784	15	-	-
Elke R. Njaa (direktør utviklingsprosjekter)	316	83	2	27	428	19	-	-
Leif G. Hestholm (direktør HMS)	315	82	2	18	417	20	-	-
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2015	4 024	1 982	37	1 455	7 498	449	186	0,0 %

¹⁾ Tiltrådte hovedledelsen 12. juni 2015.

²⁾ Tiltrådte 19. januar 2015. Beløp inkludert under "annet" relaterer seg til signeringsbonus.

³⁾ Fratrådte hovedledelsen 12. juni 2015. Beløp inkludert under "annet" relaterer seg til sluttvederlag.

⁴⁾ Opptjent i 2015, utbetales i 2016.

* Alle ytelser til ledende ansatte er utbetalt i NOK og omregnet ved en årlig USD/NOK gjennomsnittskurs på 8,074.

Ytelser til ledende ansatte i 2014* (USD 1 000)	Lønn	Aksjesparing og bonus ⁶⁾	Natural ytelser	Annet	Samlet godtgjørelse	Periodisert pensj.-kostn.	Antall aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel
Karl Johnny Hersvik (administrerende direktør) ¹⁾	539	503	9	56	1 106	19	-	-
Øyvind Bratsberg (direktør teknologi og feltutvikling)	680	505	12	63	1 261	31	49	0,0 %
Alexander Krane (finansdirektør)	474	268	10	-	752	31	12	0,0 %
Gro G. Haatvedt (direktør leting) ²⁾	260	201	3	476	939	19	-	-
Odd R. Heum (direktør asset Johan Sverdrup) ⁵⁾	349	177	4	-	529	29	90	0,0 %
Bård Atle Hovd (direktør Ivar Aasen Prosjekt) ⁵⁾	686	235	3	-	924	34	16	0,0 %
Anita Utseth (direktør forretningsstøtte / fungerende leledirektør) ³⁾	315	116	5	-	436	40	72	0,0 %
Kjetil Kristiansen (direktør HR) ²⁾	135	76	2	-	213	8	-	-
Rolf J. Brøske (direktør kommunikasjon) ⁷⁾	177	63	5	-	244	24	3	0,0 %
Geir Solli (direktør drift) ⁴⁾	77	232	14	-	322	7	-	-
Kjetil Ween (direktør boring og brønn) ⁴⁾	51	111	8	-	171	6	-	-
Elke R. Njaa (direktør utviklingsprosjekter) ⁴⁾	52	124	9	-	185	7	-	-
Leif G. Hestholm (direktør HMS) ⁴⁾	50	122	6	-	179	6	-	-
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2014	3 843	2 733	90	595	7 261	262	243	0,0 %

¹⁾ Tiltrådte 1. april 2014.

²⁾ Tiltrådte 1. august 2014.

³⁾ Fratrådte fra ledelsen 1. august 2014.

⁴⁾ Tiltrådte 15. oktober 2014.

⁵⁾ Fratrådte fra ledelsen 15. oktober 2014.

⁶⁾ Aksjesparing opptjent i 2014, utbetalt i 2015.

⁷⁾ Tiltrådte i ledelsen 15. oktober 2014.

* Alle ytelser til ledende ansatte er utbetalt i NOK.

Honoraroversikten nedenfor inkluderer ordinært styrehonorar og honorar for deltakelse i styrets underutvalg. Også honorar til valgkomité er inkludert. Enkelte av styremedlemmene har eierandeler i selskapet. Oversikten nedenfor viser antall aksjer og eierandel i selskapet som er eid både direkte og indirekte via nærstående. Indirekte eie gjennom andre selskaper er inkludert i sin helhet dersom eierandelen er 50 prosent eller mer.

Navn	Kommentarer	Honorar (USD 1 000)	Antall aksjer totalt (i 1000)	Eierandel
Sverre Skogen	Styreleder fra 17. april 2013. Leder av kompensasjonsutvalget.	117	-	-
Anne Marie Cannon	Nestleder styret fra 17. april 2013. Medlem av revisjonsutvalget.	82	4	0,0 %
Jørgen C. Arentz Rostrup	Styremedlem fra 17. april 2013. Leder av revisjonsutvalget.	83	4	0,0 %
Kitty Hall (Kat J. Martin)	Styremedlem fra 17. april 2013.	61	-	-
Kjell Inge Røkke ¹⁾	Styremedlem fra 17. april 2013.	19	-	-
Gro Kielland	Styremedlem fra 20. mars 2014. Medlem av revisjonsutvalget fra 18. april 2015.	74	-	-
Kjell Pedersen	Styremedlem fra 18. april 2015. Medlem av kompensasjonsutvalget.	31	-	-
Gudmund Evju	Ansattevalgt styremedlem fra 20. mars 2014.	26	89	0,0 %
Kristin Gjertsen	Ansattevalgt styremedlem fra 20. mars 2014. Medlem av kompensasjonsutvalget.	31	6	0,0 %
Terje Solheim	Ansattevalgt styremedlem fra 20. mars 2014.	20	1	0,0 %
Kristin Alne (1. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 18. april 2015.	2	-	-
Tormod Førland (2. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 20. mars 2014.	5	36	0,0 %
Camilla Oftebro (3. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 20. mars 2014.	3	-	-
Arild Støren Frick	Leder valgkomité fra 13. april 2015.	2	-	-
Finn Haugan	Medlem valgkomité.	4	-	-
Hilde Myrberg	Medlem valgkomité.	4	-	-
Medlemmer før generalforsamlingen i april 2015:				
Tom Røtjer	Styremedlem fra 19. April 2012. Medlem av komp.utv. Fratrådt 18. april 2015.	25	7	0,0 %
Inge Sundet	Ansattevalgt styremedlem fra 8. august 2012 til 18. april 2015.	12	15	0,0 %
Kjetil Kristiansen	Leder valgkomité til 13. april 2015.	3	-	-
Sum honorar		602	163	0,0 %

¹⁾ Kjell Inge Røkke og hans familie eier og kontrollerer TRG, som eier 67,8 prosent av Aker ASA, som via et datterselskap eier 49,9 prosent av Det norske.



Erklæring vedrørende lønn og annen godtgjørelse til ledende ansatte

Styret vil legge frem en erklæring vedrørende lønn og annen godtgjørelse til ledende ansatte på ordinær generalforsamling.

Retningslinjer og oppfyllelse av disse for 2015

Lederlønnspolitikken for 2015 fulgte de retningslinjer som var inntatt i årsberetningen for 2014, og som ble fremlagt for rådgivende avstemning på den ordinære generalforsamlingen i april 2015.

Retningslinjer for 2016 og frem til ordinær generalforsamling i 2017

Styret har etablert retningslinjer for 2016 og frem til ordinær generalforsamling i 2017 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2016.

Ledende ansatte mottar en grunnlønn og kan delta i de samme generelle ordningene som gjelder for alle ansatte i selskapet vedrørende bonusprogram, pensjonsordninger og andre naturaltelser. Selskapet har en bonusordning for både ledende og andre ansatte. I spesielle tilfeller kan selskapet tilby særlige bonusordninger for å rekruttere personell, inkludert kompensasjon for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver. Ingen aksjebasert avlønning har blitt utbetalt i 2015, foruten oppgjøret for aksjespareprogram opptjent i 2014.

Justeringer av grunnlønn til administrerende direktør fastsettes av styret. Justeringer i grunnlønn for øvrige ledende ansatte fastsettes av administrerende direktør innenfor ramme for lønnsoppgjør fastsatt av styret. Det er opp til styret å avgjøre om det skal utbetales prestasjonsbonus, basert på resultatene foregående år. Bonusene for 2015 ble utbetalt i februar 2016.

Det er etablert en låneordning for selskapets ansatte som innebærer at alle faste ansatte kan låne opptil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Långiver er én utvalgt bank, og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansattelån var i 2015 USD 1,6 millioner. Tilsvarende tall for 2014 var USD 4,2 millioner. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Selskapet tar sikkerhet for kausjonen i form av tilleggsavtale med den ansatte som gir selskapet motregningsrett i feriepenger og lønn i oppsigelsesperiode. Banken administrerer ordningen og krever inn rentebetalinger/avdrag og foretar misligholdsoppfølging. Selskapet betaler en lav årlig administrasjonsavgift for dette arbeidet.

Note 10: Revisors godtgjørelse

Revisors godtgjørelse (alle tall eks. mva.)	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester - KPMG	568	113	568	113
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester - EY	-	109	-	109
Andre attestasjonstjenester - EY	-	3	-	3
Skatterådgivning - KPMG	-	1	-	1
Skatterådgivning - EY	-	19	-	19
Revisjonsrelaterte tjenester - KPMG	294	-	294	-
Revisjonsrelaterte tjenester - EY	-	13	-	13
Revisjonsrelaterte tjenester - PWC	-	177	-	148
Andre tjenester utover revisjon - EY	-	12	-	12
Andre tjenester utover revisjon - PWC	-	19	-	17
Sum godtgjørelse til revisor	862	466	862	434

EY var Det norske sin revisor til april 2014, og ble da erstattet av KPMG. PWC var revisor for datterselskapet Det norske oljeselskap AS i 2014.

Note 11: Finansposter

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Renteinntekter	3 098	7 009	3 098	7 003
Sum renteinntekter	3 098	7 009	3 098	7 003
Realisert gevinst på derivater	2 679	-	2 679	-
Avkastning på finansielle plasseringer	39	72	39	72
Verdiendringer derivater	18 250	-	18 250	-
Valutagevinst	44 416	19 363	44 416	-
Utbytte fra datterselskaper	-	-	-	22 827
Sum annen finansinntekt	65 385	19 435	65 385	22 899
Rentekostnader	127 620	85 107	127 620	85 108
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-62 326	-40 383	-62 326	-40 383
Amortiserte lånekostnader og fjerningskostnader	43 831	39 122	43 831	38 173
Sum rentekostnader	109 125	83 845	109 125	82 898
Valutatap	-	-	-	754
Realisert tap på derivater	51 584	8 671	51 584	8 671
Verdiendringer derivater	62 739	10 616	62 739	993
Verdinedgang på finansielle plasseringer	6	9	6	9
Sum annen finanskostnad	114 328	19 296	114 328	10 428
Sum netto finansposter	-154 971	-76 697	-154 971	-63 423

Valutagevinst og valutatap har hovedsakelig oppstått som følge av realiserte og urealiserte kursendringer relatert til selskapets kredittfasiliteter, bankkonti, betalbar skatt, kundefordringer og leverandørgjeld i andre valuta enn USD.

Raten (vektet gjennomsnittrente) som er benyttet for å fastsette andelen av lånekostnaden til kapitalisering for 2015 er 6,0 prosent. Tilsvarende tall for 2014 var 8,2 prosent.



Note 12: Skatt

Spesifikasjon av årets skatteinntekt (-)/skattekostnad (+) (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Årets betalbare skatt/skatt til gode	49 776	-581 667	49 776	-633 204
Endringer i betalbarskatt knyttet til tidligere år	-11 580	-916	-11 580	-916
Årets skatteinntekt (-)/kostnad (+)	38 196	-582 583	38 196	-634 119
Endring utsatt skatt knyttet til tidligere år	6 921	1 738	6 921	1 738
Endring utsatt skatt	153 927	484 360	153 927	471 847
Utsatt skatteinntekt (-)/kostnad (+)	160 849	486 098	160 849	473 585
Netto skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	199 045	-96 485	199 045	-160 535
Effektiv skattesats i %	-175 %	26 %	-175 %	37 %

Spesifikasjon av årets skatteinntekt (-)/skattekostnad (+) (USD 1 000)	Skattesats	Konsern		Morselskap	
		2015	2014	2015	2014
27 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	27%	-30 674	-101 418	-30 674	-124 875
51 % særskatt av resultat før skattekostnad	51%	-57 940	-191 568	-57 940	-235 875
Skatteeffekt av friinntekt	51%	-93 513	-51 537	-93 513	-49 790
Skatteeffekt av finansposter og andre 27 % poster	51%	185 202	98 055	185 202	103 673
Endring i skattesats*		265	-	265	-
Permanente forskjeller - gevinst på bytte av lisenser (se note 8)	78%	-	-38 530	-	-38 530
Permanente forskjeller - nedskrivning av goodwill	78%	332 631	267 006	332 631	267 006
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	78%	-59 857	-36 133	-59 857	-21 128
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	78%	-243 175	-159 660	-243 175	-174 796
Revaluering av skatteverdier**	78%	164 348	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)	78%	7 282	3 840	7 282	320
Sum årets skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)		199 045	-96 485	199 045	-160 535

* 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.

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

*** 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 valutatap 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.

Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd (USD 1 000)	Anvendt skattesats	Konsern		Morselskap	
		2015	2014	2015	2014
Balanseførte letetkostnader	78%	-236 191	-227 463	-236 191	-227 463
Andre immaterielle eiendeler	78%	-368 822	-459 953	-396 716	-459 953
Andre immaterielle eiendeler	25%/27%	-88	-96	-88	-96
Varige driftsmidler	78%	-1 138 666	-975 581	-1 138 666	-975 581
Over-/underløft av olje	78%	85	-20 683	85	-20 683
Pensjonsforpliktelse	78%	1 273	-1 741	1 273	-1 741
Andre avsetninger etter god regnskapsskikk	78%	331 766	395 006	331 766	395 006
Andre avsetninger etter god regnskapsskikk	27%	-	18	-	18
Etableringskostnad lån	78%	-18 622	-21 513	-18 622	-21 513
Etableringskostnad lån	25%/27%	-11 927	-10 149	-11 927	-10 149
Finansielle instrumenter	25%/27%	7 637	8 249	7 637	8 249
Kontraksrettigheter	78%	9 367	27 550	9 367	27 550
Underskudd til fremføring	25%/27%	23 786	-	7 696	-
Underskudd til fremføring	53%/51%	44 289	-	-	-
Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)		-1 356 114	-1 286 357	-1 444 386	-1 286 357

Avstemming av endring i utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Utsatt skatt/ utsatt skattefordel 1.1.	-1 286 357	103 625	-1 286 357	103 625
Endring utsatt skatt	-153 927	-484 360	-153 927	-471 847
Utsatt skatt relatert til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS	-	-911 363	-	-923 876
Utsatt skatt relatert til oppkjøp av Svenska Petroleum Exploration AS/Premier Oil Norge AS*	91 151	-	2 879	-
Endringer for tidligere perioder	-6 921	-	-6 921	-
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser	-	14 938	-	14 938
Utsatt skatt relatert til OCI og egenkapital	-59	4 999	-59	4 999
Omregningsdifferanse**	-	-14 195	-	-14 195
Sum utsatt skatt (-)/utsatt skattefordel (+)	-1 356 114	-1 286 357	-1 444 386	-1 286 357

Beregnet skatt til gode (+)/betalbar skatt (-) (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2015	2014	2015	2014
Skatt til gode/betalbar skatt 1.1.	-189 098	231 972	-189 098	231 972
Årets betalbare skatt (-)/årets skattefordring (+)	-49 776	581 667	-49 776	633 204
Betalbar skatt relatert til oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	-	-910 332	-	-937 304
Skattefordring relatert til oppkjøpet av Svenska Petroleum Exploration AS/Premier Oil Norge AS	108 047	-	90 049	-
Betalt skatt/skattefusjon	232 956	-81 464	232 956	-81 464
Endringer relatert til tidligere år	11 580	-528	11 580	-528
Revaluering av betalbar skatt	12 682	19 574	12 682	-4 991
Omregningsdifferanse*	-	-29 988	-	-29 988
Sum skatt til gode (+)/betalbar skatt (-)	126 391	-189 098	108 393	-189 098

* 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 i stedet for betalbar skatt, siden likvideringen av selskapet ikke er formelt besluttet per 31. desember 2015.

** Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.3.



Note 13: Resultat per aksje

Resultat per aksje er beregnet som forholdet mellom årets resultat som tilfaller aksjeeierne i morselskapet som var på USD -312,7 millioner (USD -279,1 millioner i 2014) og vektet gjennomsnittlig utestående ordinære aksjer gjennom regnskapsåret, som var på 202,6 millioner (165,8 millioner i 2014). Det er ingen opsjoner eller konvertible obligasjoner i selskapet. Dette betyr at det ikke er noen forskjell mellom resultat per aksje og utvannet resultat per aksje.

(USD 1 000)	Konsern	
	2015	2014
Årets resultat som tilfaller innehavere av ordinære aksjer i morselskapet	-312 652	-279 139
Gjennomsnittlig antall ordinære aksjer gjennom året (i tusen)	202 619	165 811
Resultat per aksje i USD	-1,54	-1,68

Note 14: Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

VARIGE DRIFTSMIDLER:

2015 - KONSERN (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Sum
Anskaffelseskost 31.12.2014	1 324 556	1 856 371	35 684	3 216 612
Tilgang*	743 328	77 933	-178	821 084
Reklassifisering**	-562 106	580 182	-	18 077
Anskaffelseskost 31.12.2015	1 505 779	2 514 487	35 506	4 055 772
Akkumulert 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
Årets avskrivninger	-	402 203	3 666	405 869
Årets nedskrivninger	11 984	-8 892	-	3 092

2015 - MORSELSKAP (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Sum
Anskaffelseskost 31.12.2014	1 324 556	1 856 371	35 684	3 216 612
Tilgang*	743 328	77 933	-486	820 775
Reklassifisering**	-562 106	580 182	-	18 077
Anskaffelseskost 31.12.2015	1 505 779	2 514 487	35 197	4 055 464
Akkumulert 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	14 449	2 979 126
Årets avskrivninger	-	402 203	3 666	405 869
Årets nedskrivninger	11 984	-8 892	-	3 092

* Tilganger i produksjonsanlegg i 2015 er delvis motvirket av reduksjon i avsetning for fjerningsforpliktelse som er presentert i note 24.

** Reklassifisering fra anlegg under utbygging til produksjonsanlegg er hovedsakelig relatert til Bøylafeltet som startet produksjon i januar 2015.

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.

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 "aktiverte leteutgifter". Felt under utbygging reklassifiseres til "Produksjonsanlegg" ved produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonshetsmetoden. Inventar, kontormaskiner o.l. avskrives lineært over levetiden, 3-5 år. Fjernings- og nedstengningskostnad inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegg og felt under utbygging.

2014 - KONSERN (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Sum
Anskaffelseskost 31.12.2013	270 752	723 154	25 704	1 019 610
Tilgang ved oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	432 338	1 205 199	3 581	1 641 117
Tilgang	585 592	-13 345	9 196	581 443
Avgang	-	-	278	278
Reklassifisering	89 080	-324	-	88 756
Anskaffelseskost 31.12.2014	1 377 762	1 914 683	38 203	3 330 648
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12.2014	-	702 112	18 449	720 561
Omregningsdifferanse*	-53 206	-6 495	-1 115	-60 816
Balansført verdi 31.12.2014	1 324 556	1 206 077	18 639	2 549 271
Årets avskrivninger	-	138 089	3 008	141 097
Årets nedskrivninger	-	-3 313	-	-3 313

2014 - MORSELSKAP (USD 1 000)	Anlegg under utbygging	Produksjonsanlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Sum
Anskaffelseskost 31.12.2013	270 752	723 154	25 704	1 019 610
Tilgang ved oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	455 390	1 191 229	3 509	1 650 128
Tilgang	562 867	-13 744	9 196	558 320
Avgang	-	-	278	278
Reklassifisering	88 752	-5	-	88 747
Anskaffelseskost 31.12.2014	1 377 762	1 900 634	38 131	3 316 527
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12.2014	-	688 063	18 377	706 440
Omregningsdifferanse*	-53 206	-6 495	-1 115	-60 816
Balansført verdi 31.12.2014	1 324 556	1 206 077	18 639	2 549 271
Årets avskrivninger	-	124 041	2 936	126 977
Årets nedskrivninger	-	-3 313	-	-3 313

* Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.3.

Negativ tilgang i 2014 relaterer seg i hovedsak til reduserte estimat på fjernings- og nedstengningskostnader.

IMMATERIELLE EIENDELER:

2015 - KONSERN (USD 1 000)	Andre immaterielle eiendeler			Goodwill	Aktiverede letebrønner
	Lisenser o.l.	Software	Sum		
Anskaffelseskost 31.12.2014	712 237	9 064	721 301	1 556 468	291 619
Tilgang*	73 185	85	73 269	5 412	32 014
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	-	-	-	11 682
Reklassifisering	3 895	-	3 895	-	-21 971
Anskaffelseskost 31.12.2015	789 316	9 149	798 465	1 561 880	289 980
Akkumulert 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	767 571	289 980
Årets avskrivninger	74 243	848	75 090	-	-
Årets nedskrivninger	2 832	-	2 832	424 544	-

* Tilganger i 2015 relaterer seg hovedsakelig til oppkjøpet av Premier Oil Norge AS og Svenska Petroleum Exploration AS som begge ble fullført i løpet av fjerde kvartal 2015. Oppkjøpet av Premier Oil Norge AS betraktes som en virksomhetssammenslutning 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.

Långiverne har pantesikkerhet for lånet i alle nåværende lisenser (lete-, utvikling-, og produksjonslisenser), forsikringspoliser, driftsmidler og varelager (såkalt "floating charge"), samt i utestående fordringer.



2015 - MORSELSKAP (USD 1 000)	Andre immaterielle eiendeler			Goodwill	Aktiverte letebrønner
	Lisenser o.l.	Software	Sum		
Anskaffelseskost 31.12.2014	712 237	9 064	721 301	1 556 468	291 619
Tilgang	64 138	85	64 222	-	32 014
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	-	-	-	11 682
Reklassifisering	3 895	-	3 895	-	-21 971
Anskaffelseskost 31.12.2015	780 269	9 149	789 418	1 556 468	289 980
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12.2015	142 829	7 606	150 435	794 309	-
Balanseført verdi 31.12.2015	637 440	1 543	638 983	762 159	289 980
Årets avskrivninger	74 243	848	75 090	-	-
Årets nedskrivninger	2 832	-	2 832	424 544	-

2014 - KONSERN (USD 1 000)	Andre immaterielle eiendeler			Goodwill	Aktiverte letebrønner
	Lisenser o.l.	Software	Sum		
Anskaffelseskost 31.12.2013	148 381	7 906	156 287	76 541	337 969
Tilgang ved oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	515 966	-	515 966	1 486 086	37 899
Tilgang	64 627	1 976	66 603	-	148 643
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	-	-	-	120 336
Reklassifisering	-	-	-	-	-88 756
Anskaffelseskost 31.12.2014	728 974	9 882	738 856	1 562 627	315 419
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12.2014	69 280	7 346	76 626	371 676	-
Omregningsdifferanse*	-13 212	-231	-13 443	-4 248	-23 800
Balanseført verdi 31.12.2014	646 482	2 306	648 788	1 186 704	291 619
Årets avskrivninger	18 947	210	19 156	-	-
Årets nedskrivninger	7 417	-	7 417	347 919	-

2014 - MORSELSKAP (USD 1 000)	Andre immaterielle eiendeler			Goodwill	Aktiverte letebrønner
	Lisenser o.l.	Software	Sum		
Anskaffelseskost 31.12.2013	148 381	7 906	156 287	76 541	337 969
Tilgang ved oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	512 395	-	512 395	1 486 086	37 899
Tilgang	64 627	1 976	66 603	-	148 643
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	-	-	-	-	120 345
Reklassifisering	-	-	-	-	-88 747
Anskaffelseskost 31.12.2014	725 403	9 882	735 285	1 562 627	315 419
Akkumulert av- og nedskrivninger 31.12.2014	65 709	7 346	73 054	371 676	-
Omregningsdifferanse*	-13 212	-231	-13 443	-4 248	-23 800
Balanseført verdi 31.12.2014	646 482	2 306	648 788	1 186 704	291 619
Årets avskrivninger	15 375	210	15 585	-	-
Årets nedskrivninger	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 sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.3.

Software avskrives lineært over levetiden (tre år). Lisenser relatert til felt i produksjon avskrives etter produksjonshetsmetoden.

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet - KONSERN (USD 1 000)	2015	2014
Avskrivning av varige driftsmidler	405 869	141 097
Avskrivning av immaterielle eiendeler	75 090	19 156
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	480 959	160 254

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet - MORSELSKAP (USD 1 000)	2015	2014
Avskrivning av varige driftsmidler	405 869	126 977
Avskrivning av immaterielle eiendeler	75 090	15 585
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	480 959	142 562

Note 15: Nedskrivninger

Nedskrivningstester

Nedskrivningstester gjennomføres på individuelle kontantgenererende enheter, når nedskrivningsindikatorer identifiseres. Per 31. desember 2015 har det vært en nedgang i observerbare markedspriser sammenlignet med 31. desember 2014, 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 gjennvinnbart beløp, gjennomføres nedskrivning. Gjennvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket kostnad ved å selge, og eiendelens bruksverdi. Nedskrivningstestene ved årsslutt 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 og disse kan overstige fem år.

For produserende lisenser og lisenser i utbyggingsfase er gjennvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere framtidige 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 framtidige kontrakter. På lang sikt er informasjon om framtidige priser mindre pålitelige, ettersom det er færre observerbare markedstransaksjoner. I nedskrivningstesten er derfor oljeprisen basert på forwardkurven for 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	(i reelle priser)					
	2016	2017	2018	2019	2020	Fra 2021
USD/BOE	42,53	49,58	53,90	56,75	58,54	85,00

Olje og gass reserver

Framtidige kontantstrømmer blir fastsatt på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Gjennvinnbart beløp er sensitivt for endringer i reservene. For ytterligere informasjon vedrørende reserver, se note 1 avsnitt 1.4 som omhandler sentrale regnskapsprinsipper, estimater og forutsetninger.

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

Ettersom Det norske funksjonelle valuta ble endret til USD i 2014, er selskapet regnskapsmessig eksponert for valutakursendringer i kontantstrømmer i andre valutaer enn USD. På samme måte som forventet framtidig oljepris, benyttes forwardkurven for valutakurser fra 2016 til 2020, mens selskapets langsiktige forventninger legges til grunn for perioden fra 2021 og framover. Dette resulterer i at følgende valutakurser benyttes i nedskrivningstestene ved årsslutt 2015:

År	2016	2017	2018	2019	2020	Fra 2021
NOK/USD	8,80	8,73	8,65	8,56	8,46	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 i 2015 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 ved årsslutt 2015:

Kontantgenererende enhet (USD 1 000)	Nedskrivning / (reversering)		Gjennvinnbart beløp / bokført verdi
	Immateriell	Varige	
Jette	-	-12 350	1 534
Gina Krog	-	11 984	75 216
Andre KGE'er	2 832	3 457	-
Sum	2 832	3 092	76 750

Nedskrivningstest goodwill

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

Goodwill (USD 1 000)	
Gjenværende teknisk goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS per 1. januar 2015	855 864
Ordinær goodwill	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 Alvheim FPSO er vurdert til å være inkludert i én og samme KGE ("Alvheim 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 organisasjonsmessige synergier. 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 gjennvinnbart beløp overstiger bokført verdi med betydelig margin. Således gjennomføres ingen nedskrivning av ordinær goodwill.

Nedskrivningstest på teknisk goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS

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

Bokført verdi av Alvheim KGE er kalkulert som følger:

(USD 1 000)	
Balanseført verdi av oljefelt og varige driftsmidler	1 923 766
+ Teknisk goodwill	855 864
- Utsatt skatt knyttet til teknisk goodwill	-1 091 797
Netto bokført verdi av goodwill før nedskrivninger	1 687 833

Nedskrivningen er forskjellen mellom gjennvinnbart beløp og bokført verdi.

(USD 1 000)	
Netto bokført verdi som spesifisert ovenfor	1 687 833
Gjennvinnbart beløp (inkludert "tax amortization benefit")	1 265 425
Nedskrivning	422 408

Som gjengitt i tabellen overfor, reduserer utsatt skatt (fra overtakelsestidspunktet) netto balanseført verdi før nedskrivninger. Når utsatt skatt fra opprinnelig innregning reduseres, blir mer goodwill eksponert for nedskrivninger. Dette kan medføre fremtidige nedskrivninger selv om andre forutsetninger holdes konstant. I 2015 er hovedårsaken til nedskrivningen reduksjon i priser, samt en overordnet oppdatering av andre relevante forutsetninger.

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%	-235,5	235,5
Produksjonsprofil (reserver)	+/- 5%	-60,7	60,7
Diskonteringsrente	+/- 1% poeng	33,6	-35,2
Valutakurs USD/NOK	+/- 1,0 NOK	14,4	-17,2
Inflasjon	+/- 1% poeng	-40,5	37,5

Nedskrivningstest i 2014

På samme måte som i 2015, var nedskrivninger i 2014 hovedsakelig relatert til teknisk goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Metodikk for nedskrivningstest var lik som i 2015, som beskrevet i denne noten.

Følgende forutsetninger ble lagt til grunn i 2014:

- diskonteringsrente på 9,1 prosent nominelt etter skatt (vektet gjennomsnittlig kapitalavkastningskrav - WACC)
- en langsiktig inflasjonsforventning på 2,5 prosent
- en langsiktig forventning til valutakurs på NOK/USD 7,00 (forward kurven første fem år)
- langsiktig oljepris på 85 USD/fat (forward kurven første fem år).

Oppsummering av nedskrivninger/reverseringer

Følgende nedskrivninger/(reverseringer) er regnskapsført:

(USD 1 000)	Konsern og morselskap	
	2015	2014
Nedskrivning av andre immaterielle eiendeler/lisensrettigheter	2 832	7 417
Nedskrivning/reversering av varige driftsmidler	3 092	-3 313
Nedskrivning av teknisk goodwill	424 544	347 919
Utsatt skatt	-	-5 604
Sum nedskrivninger	430 468	346 420



Note 16: Kundefordringer

Selskapets kunder er store og kredittverdige oljeselskaper. Kundefordringer består hovedsakelig av fordringer vedrørende salg av olje og gass, salg og bytte av lisenser og fremleie av lokaler, samt viderefakturering av kostnader tilhørende andre lisenspartnere.

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

Aldersfordelingen av kundefordringene per 31. desember for konsernet er som følger:

År (USD 1 000)	Sum	Ikke forfalt	<30 d	30-60d	60-90d	>90d
2014	186 461	116 838	62 741	6 869	-	14
2015	85 546	84 453	764	-	-	329

Note 17: Andre kortsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla*	5 673	5 866	5 673	5 866
Forskuddsbetalinger, inkludert riggforskudd	21 634	41 682	21 634	41 682
Tilgode merverdiavgift	6 121	7 986	5 429	7 986
Underløft av petroleum (opptjent inntekt)	3 696	22 896	3 696	22 896
Påløpt inntekt fra salg av petroleum	1 866	-	1 866	-
Andre fordringer, hovedsakelig fra lisenser	66 200	106 162	60 922	106 162
Sum andre kortsiktige fordringer	105 190	184 592	99 221	184 592

* For mer informasjon om fordringer knyttet til utsatt volum på Atla, se note 18.

Note 18: Langsiktige fordringer

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Fordringer knyttet til utsatt volum på Atla	3 782	8 799	3 782	8 799
Sum langsiktige fordringer	3 782	8 799	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-partnere har derfor tidligere mottatt og solgt olje og gass fra Atla, men i 2014 startet Skirne å tilbakelevere volumer til Atla-partnere. Inntekter blir innregnet basert på fysisk produksjonsvolum verdsatt til markedsverdi, på samme måte som for over/underløft. Denne utsatte kompensasjonen er bokført som langsiktig eller kortsiktig fordring, avhengig av tidspunkt for når det forventes tilbakelevering av olje og gass.

Note 19: Andre langsiktige eiendeler

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Aksjer i Det norske oljeselskap AS	1 021	-	1 021	1 021
Aksjer i Alvheim AS	10	10	10	10
Aksjer i Det norske Exploration AS	-	-	93 804	-
Aksjer i Det norske oil AS	-	-	123 885	-
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 814	1 814	1 814
Investeringer i datterselskaper	2 845	1 824	220 534	2 845
Husleiedepositt	1 512	1 774	1 512	1 774
Andre langsiktige eiendeler	8 272	-	8 272	-
Sum andre langsiktige eiendeler	12 628	3 598	230 317	4 619

For informasjon vedrørende aksjer i datterselskap, se note 4.

Morselskap

Aktiviteten i Det norske Exploration AS (tidligere Svenska Petroleum Exploration AS) ble overført til selskapet i en konsernintern transaksjon 30. november 2015. Aktiviteten ble verdsatt basert på aksjeprisen ved oppkjøpet, tilsvarende en pris på USD 93,8 millioner. Vederlaget for aktivitetsoverdragelsen ble hovedsakelig gjort opp ved at Det norske Exploration AS ga et utbytte til morselskapet i februar 2016. Det ble beregnet en rente på syv prosent for perioden fra aktiviteten ble overført 30. november til endelig oppgjør for transaksjonen ble gjennomført.

Note 20: Betalingsmidler

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

Spesifikasjon av betalingsmidler (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Bankinnskudd	86 201	291 346	75 156	290 325
Bundne midler (skattetrekk)	4 398	4 897	4 143	4 897
Sum betalingsmidler	90 599	296 244	79 299	295 222

Selskapet har ubenyttet beløp tilgjengelig for opptrekk på kredittfasilitetene, som er ytterligere beskrevet i note 26.



Note 21: Aksjekapital og aksjonærinformasjon

(USD 1 000)	Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014
Aksjekapital	37 530	37 530
Antall aksjer (antall i 1 000)	202 619	202 619
Pålydende per aksje er NOK	1,00	1,00

Alle aksjene i selskapet har lik stemmerett.

Oversikt over de 20 største aksjonærene registrert hos VPS per 31. desember 2015:	Antall aksjer (i 1 000)	Eierandel
AKER CAPITAL AS	101 289	49,99 %
FOLKETRYGDFONDET	13 146	6,49 %
VERDIPAPIRFONDET DNB NORGE (IV)	4 099	2,02 %
VPF NORDEA KAPITAL	2 881	1,42 %
VERDIPAPIRFONDET DNB NORGE SELEKTI	2 829	1,40 %
VERDIPAPIRFONDET KLP AKSJENORGE	2 718	1,34 %
VPF NORDEA AVKASTNING	2 496	1,23 %
CLEARSTREAM BANKING S.A.	2 250	1,11 %
JP MORGAN CHASE BANK, NA	2 185	1,08 %
DANSKE INVEST NORSKE INSTIT. II.	2 022	1,00 %
VPF NORDEA NORGE VERDI	1 778	0,88 %
KOMMUNAL LANDSPENSJONSKASSE	1 704	0,84 %
STATOIL PENSJON	1 698	0,84 %
THE NORTHERN TRUST CO.	1 674	0,83 %
TVENGE	1 500	0,74 %
DNB LIVSFORSIKRING ASA	1 422	0,70 %
DNB NOR MARKETS, AKSJEHAND/ANALYSE	1 357	0,67 %
STATE STREET BANK AND TRUST CO.	1 249	0,62 %
VERDIPAPIRFONDET ALFRED BERG GAMBA	1 102	0,54 %
STATE STREET BANK AND TRUST CO.	1 100	0,54 %
ANDRE	52 121	25,72 %
Sum	202 619	100 %

Note 22: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser

Selskapet er pliktig til å ha tjenestepensjonsordning etter lov om obligatorisk tjenestepensjon. Selskapets pensjonsordninger tilfredsstiller kravene i denne loven.

Pensjonsordning

Selskapets pensjonsordning ble i løpet av 2014 endret fra kollektiv ytelsesordning til innskuddsordning, gjeldende fra 1. oktober 2014 for alle ansatte. Tidligere administrerende direktør har en usikret førtidspensjonsordning. I 2015 ble det inngått to pensjonsavtaler for ledende ansatte hvor deltagerne er garantert en pensjon tilsvarende 66 prosent av lønn ved fylte 67 år. Forpliktelsen er beregnet etter aktuarmessige forutsetninger med utgangspunkt i veiledning per 31. august 2015.

AFP-ordning

Selskapet innførte 1. september 2011 en avtalefestet pensjonsordning (AFP). I samsvar med IAS 19.148, regnskapsføres denne ordningen som en innskuddsordning da det ikke foreligger tilstrekkelig informasjon til å gjøre foretaket i stand til å regnskapsføre ordningen som en ytelsesbasert pensjonsordning. Dette medfører at innbetalt premie kostnadsføres og det innregnes ingen pensjonsforpliktelse. Totalt kostnadsført i 2015 er USD 0,8 millioner (USD 0,6 millioner i 2014). Innbetaling i 2016 forventes å bli på samme nivå.

Komponenter i innregnet pensjonskostnad (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Årets pensjonsopptjening og andre kostnader	297		-	5 642	297	5 642
Gevinst ved avvikling av ytelsesordninger	-		-	-25 751	-	-25 751
Finanskostnad	42	104	-	121	42	224
Periodens netto pensjonskostnad	339	104	-	-19 988	339	-19 884
Pensjonskostnad innskuddspensjon inkl. arb.g.avg.					7 904	3 709
Pensjonskostnad avtalefestet pensjonsordning (AFP)					750	647
Sum pensjonskostnad					8 994	-15 529

Oppst. over andre innt. og kostn. (OCI) i perioden E = estimatavvik tap (+)/gevinst (-) (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
E - endring diskonteringsrente	-43	582	-	5 277	-43	5 859
E - endring i andre økonomiske forutsetninger	-10	-495	-	-2 250	-10	-2 745
E - endring i dødelighetstabell	-	-	-	-	-	-
E - endring i andre forhold DBO	-31	3	-	921	-31	924
E - endring i andre forhold pensjonsmidler	-	-	-	-209	-	-209
Fonds- og rentegaranti kostnader	-	-	-	246	-	246
OCI tap (+) gevinst (-) i perioden (før skatt)	-83	90	-	3 986	-83	4 076

Periodens endringer i brutto pensjonsforpliktelse (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 1.1.	2 021	2 859	-	23 560	2 021	26 420
Årets pensjonsopptjening	297	-	-	5 586	297	5 586
Rentekostnad	42	104	-	694	42	798
Pensjonsutbetalinger	-385	-509	-	-15	-385	-524
Arbeidsgiveravgift av innbetalt premie	-	-	-	-998	-	-998
Periodens aktuarielle tap (gevinst)	-83	90	-	3 945	-83	4 035
Avvikling av ytelsesordning	-	-	-	-33 030	-	-33 030
Omregningsdifferanse*	-253	-524	-	258	-253	-266
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 31.12.	1 638	2 021	-	-	1 638	2 021

* Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.3.



Periodens endringer i brutto pensjonsmidler (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Brutto pensjonsmidler 1.1.	-	-	-	15 487	-	15 487
Forventet avkastning på pensjonsmidler	-	-	-	517	-	517
Periodens aktuarielle (tap) gevinst	-	-	-	-41	-	-41
Pensjonsutbetalinger	-	-	-	-15	-	-15
Premieinnbetalinger	-	-	-	8 079	-	8 079
Arbeidsgiveravgift av innbetalt premie	-	-	-	-998	-	-998
Avvikling av ytelsesordning	-	-	-	-23 029	-	-23 029
Virkelig verdi pensjonsmidler 31.12.	-	-	-	-	-	-

Netto pensjonsmidler (+)/forpliktelse (-) (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Netto pensjonsmidler(+)/forpliktelse(-) 31.12.	-1 436	-1 771	-	-	-1 436	-1 771
Arbeidsgiveravgift	-202	-250	-	-	-202	-250
Netto pensjonsmidler (+)/forpliktelse (-)	-1 638	-2 021	-	-	-1 638	-2 021

Endringer i perioden (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Netto balanseførte pensjonsmidler (+)/forpliktelse (-) 1.1.	-2 021	-2 859	-	-8 073	-2 021	-10 933
Overtatt pensjonsforpliktelse Marathon Oil Norge AS	-	-	-	-16 618	-	-16 618
Årets pensjonskostnad	-256	-194	-	15 744	-256	15 551
Innbetalinger	385	509	-	8 079	385	8 587
Omregningsdifferanse*	253	524	-	868	253	1 392
Netto pensjonsmidler (+)/forpliktelse (-) 31.12.	-1 638	-2 021	-	-	-1 638	-2 021

Økonomiske forutsetninger	2015	2014
	Diskonteringsrente	2,50 %
Avkastning på pensjonsmidler	2,50 %	2,30 %
Lønnsvekst	2,75 %	2,75 %
G-regulering	2,50 %	2,50 %
Pensjonsregulering	1,50 %	1,50 %

Aktuarmessige forutsetninger	2015	2014
	Anvendt dødelighetstabell	K2013 BE
Anvendt uføretariff	IR-02	IR-02

* Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.3.

Note 23: Obligasjonslån

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ¹⁾	208 744	253 141	208 744	253 141
Hovedstol lån Norsk Tillitsmann ²⁾	294 696	-	294 696	-
Sum	503 440	253 141	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 mnd. 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 mottok obligasjonseierne en økt rente på 1,5 prosent til 3 mnd. 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.

Se note 26 for informasjon angående lånebetingelser (covenants).

Note 24: Avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Avsetning per 1.1	489 051	160 413	489 051	160 413
Fjernings- og nedstengningsforpliktelser knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS	-	340 897	-	341 727
Påløpte fjerningskostnader	-12 508	-14 087	-12 508	-13 968
Kalkulatorisk rente - nåverdberegning	26 351	12 410	26 351	11 462
Omregningsdifferanse*	-	-10 674	-	-10 674
Endring i estimat og påløpt gjeld på nye felt	-79 569	93	-79 569	93
Sum avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser	423 325	489 051	423 325	489 051
Fordeling mellom langsiktige og kortsiktige forpliktelser				
Kortsiktige	10 520	5 728	10 520	5 728
Langsiktige	412 805	483 323	412 805	483 323
Sum avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser	423 325	489 051	423 325	489 051

* Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.3.

Hoveddelen av selskapets fjernings- og nedstengningsforpliktelser 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 3,91 prosent og 5,93 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 25: Derivater

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

Selskapet har benyttet ulike sikringsinstrumenter. Råvarederivater er benyttet for å sikre risikoen for en oljeprisnedgang. Selskapet benytter rentebytteavtaler for å sikre sin renteesponering. Valutaterminer er benyttet for å veksle om USD til utenlandsk valuta, hovedsakelig NOK, EUR, GBP og SGD, for å sikre kostnader i disse valutaene. Per i dag blir alle derivatene regnskapsført til markedsverdi med endringer i virkelig verdi over resultatet. I resultatregnskapet blir gevinst på råvarederivater presenter som andre driftsinntekter, mens endringer i andre derivater blir presentert som finansielle poster.



Note 26: Annen rentebærende gjeld

Spesifikasjon av annen rentebærende gjeld (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Reservebasert lånefasilitet	2 118 935	2 037 299	2 118 935	2 037 299
Sum annen rentebærende gjeld	2 118 935	2 037 299	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 mnd. LIBOR pluss en margin på 2,75 prosent. Det betales en utnyttelsesprovisjon på 0,5 prosent. I tillegg betales en rammeprovisjon på 1,1 prosent av ubenyttet kreditt.

Selskapet ferdigstilte ved slutten av desember 2015 en halvårlig redetermineringsprosess med banksyndikatet. Det tilgjengelige opptreksbeløpet på USD 2,9 milliarder var uforandret siden redetermineringsprosessen i juni 2015, men en økning fra tilsvarende beløp på USD 2,7 milliarder per desember 2014.

En rullerende kredittfasiliteten («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.

Følgende betingelser er knyttet til våre lånefasiliteter:

- 1) Gjeldsgrad, forholdet mellom total netto gjeld/konsernets EBITDAX (Resultat før renter, skatt, avskrivninger og utforskningskostnader) skal være lavere enn 3,5.
- 2) Rentedeckningsgrad: EBITDA/rentekostnader skal være over 3,5.
- 3) Dokumentasjon av positiv kontantstrøm i kortsiktige og langsiktige likviditetsprognoser.

Ved utgangen av 2015 tilfredstilte selskapet de ulike lånebetingelsene i tilknytning til rentebærende gjeld. Gjeldsgrad (som definert ovenfor) var på 2,2x, under grensen på 3,5x og rentedeckningsgraden var på 8,7x, over grensen på 3,5x. Disse grenseverdiene vil forverres dersom oljeprisen holder seg lav. Selskapet har derfor innledet drøftelser med sine kreditorer med sikte på å oppnå lettelse i lånebetingelser knyttet til selskapets gjeld.

Det usikrede obligasjonslånet som ble etablert i mai 2015 (se note 23) har ingen finansielle lånevilkår.

Tilgjengelig ramme på låne-/ kredittfasiliteter (USD 1 000)	Konsern og morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014
Tilgjengelig trekkramme	3 451 000	2 693 000
Benyttet trekk	2 170 000	2 100 000
Ubenyttet trekkramme på låne-/ kredittfasiliteter	1 281 000	593 000

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

Note 27: Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	33 444	195	31 212	195
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	184 010	163 369	177 643	163 369
Overløft av petroleum	17 088	7 508	17 088	7 508
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet*	12 009	22 903	12 009	22 903
Annen kortsiktig gjeld**	64 125	79 838	61 120	79 838
Sum annen kortsiktig gjeld	310 675	273 813	299 072	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 15. oktober 2014. Den virkelige verdien ble basert på forskjellen mellom markedspris og kontraktspris. Balansen ble delt mellom kortsiktig og langsiktig gjeld basert på kontantstrømmer i kontrakten, og amortiseres over levetiden av kontrakten, som avsluttes i 2016.

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

Note 28: Leieavtaler, finansieringsforpliktelser, garantier og betingede forpliktelser

Selskapet har inngått operasjonelle leieavtaler knyttet til riggkontrakter, kontorlokaler og IT-tjenester. De fleste leieavtalene har en opsjon om forlengelse. Leieavtalene inneholder ikke restriksjoner på selskapets utbyttepolitikk eller finansiering.

Leieforpliktelser knyttet til eierskap i lisenser:*Riggkontrakter*

Selskapet har en leieavtale fram til juli 2016 om leie av Transocean Winner, som nå borer i Alveimområdet. Selskapet har inngått en ny leieavtale for Transocean Artic, for boring i Alveimområdet, fra desember 2016 til august 2017. Lisenspartnerne har godkjent boreplanene for riggen som strekker seg over hele leieperioden og derfor presenteres kun Det norske's andel av forpliktelsene. I tillegg hadde selskapet en leieavtale for Transocean Barents som utløp i juli 2014. Riggkontrakten ble brukt til leteboring på selskapets lisenser og fremleie til andre selskap. Det er ingen gjenværende leieforpliktelser knyttet til Transocean Barents per 31. desember 2014.

På vegne av partnerne i Ivar Aasen har selskapet i 2013 inngått en avtale med Maersk Drilling om leveranse av en oppjekkbar rigg til utbyggingsprosjektet på Ivar Aasen. Riggens skal brukes til å bore produksjonsbrønner på Ivar Aasen-feltet. Kontraktperioden er på fem år, med opsjon for inntil syv år. Som for Transocean Winner, har lisenspartnerne godkjent boreplaner for riggen og disse strekker seg over hele leieperioden og derfor presenteres kun Det norske's andel av forpliktelsene.

I tillegg har selskapet leieforpliktelser knyttet til sine eierskap i partneropererte olje- og gassfelt.

Leieavtaler for riggkontrakter er som følger:

(USD 1 000)*	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Minimum leiebetaling	156 551	49 700	156 551	44 978
Innbetalinger på fremleieavtaler	-	-10 624	-	-10 624
Sum	156 551	39 076	156 551	34 355

Fremtidige leieforpliktelser for rigg og annen operasjonell leieavtaler er som følger:

(USD 1 000)*	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Innen ett år	116 777	140 322	116 777	140 322
Ett til fem år	175 953	253 398	175 953	253 398
Etter fem år	-	-	-	-
Sum	292 729	393 719	292 729	393 719

* Alle tall representerer Det norske's eierandel siden riggekostnad er fullt ut allokert til lisensene for den forventede boreperioden.

På vegne av partnerne i Ivar Aasen har selskapet inngått flere forpliktelser knyttet til utbyggingsprosjektet på Ivar Aasen-feltet. Det norske's forpliktelser eksklusiv riggkontrakten beløper seg til USD 110 millioner. Tilsvarende beløp for 2014 var USD 369 millioner. Videre har selskapet inngått ytterligere forpliktelser (utover leasing) for Alveimområdet tilsvarende ca. USD 146 millioner per årsslutt 2015 (USD 234 millioner i 2014). Det er også ytterligere forpliktelser på til sammen USD 824 millioner relatert til ikke-opererte lisenser. Disse beløpene er ikke inkludert i noen av tabellene.

Leieforpliktelser - leie av kontorlokaler og IT-tjenester

Selskapets forpliktelser i forbindelse med ikke-kansellerbar leie av kontorlokaler og IT-tjenester er som følger:

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Minimum leiebetaling	12 835	13 373	12 835	13 373
Innbetalinger på fremleieavtaler	-391	-708	-391	-708
Sum	12 444	12 664	12 444	12 664

Minimum fremtidig forpliktelser i forbindelse med leie av kontorlokaler og IT-tjenester er som følger:

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Innen ett år	4 757	13 263	4 757	13 263
Ett til fem år	11 550	37 254	11 550	37 254
Etter fem år	6 299	2 083	6 299	2 083
Sum	22 606	52 600	22 606	52 600



Selskapet har inngått en ny leieavtale for kontorlokaler i Oslo som utløper i 2027. Den gamle leieavtalen utløper i 2016. Selskapet har to leieavtaler i Trondheim og én i Harstad, hvorav den lengste både i Harstad og Trondheim utløper i 2020. Selskapet har en leieavtale for kontorlokaler i Stavanger som utløper i 2016. I 2013 ble det inngått en ny kontrakt for IT-tjenester. Leieperioden er fem år og kontrakten inneholder muligheten for forlengelse.

Erstatningsansvar/forsikring

Som andre rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel har selskapet et ubegrenset ansvar for skadeforvoldelse, inkludert forurensing. Selskapet har forsikret sitt pro rataansvar på norsk sokkel på linje med øvrige oljeselskaper. Anleggene og ansvaret er dekket av en driftsforsikringspolise.

Garantier

Selskapet har etablert en låneordning som innebærer at de faste ansatte kan låne inntil 30 prosent av brutto årslønn til skattemessig normrente. Selskapet betaler differansen mellom markedsrente og den til enhver tid gjeldende skattemessige normrente. Långiver er én utvalgt bank, og selskapet kausjonerer for de ansattes lån. Selskapets samlede kausjon for ansatte er per 31. desember 2015 på USD 1,6 millioner. Tilsvarende beløp for 2014 var på USD 4,2 millioner.

Det norske har gitt en garanti til utleier KLP på USD 1,7 millioner til dekning av husleie for selskapets lokaler i Oslo. Garantier har også blitt stilt i forbindelse med etablering av kredittfasiliteter.

Usikre forpliktelser

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, inkludert skattetvister. Selskapet gjør avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser basert på selskapets beste estimater og i tråd med IAS 37. Ledelsen er av den oppfatning at ingen av tvistene vil føre til betydelige 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. I 2012 svarte selskapet på varselet om endring av ligning ved å sende inn detaljerte kommentarer og har siden hatt ytterligere korrespondanse med oljeskattekontoret angående varselet.

Note 29: Transaksjoner med nærstående parter

Eiere med kontroll

Aker (Aker Capital AS) er ved utgangen av 2015 den største aksjonæren i Det norske, med en eierandel på 49,99 prosent. Oversikt over de 20 største aksjonærene fremkommer i note 21.

Informasjonsplikt om ledelsen

For nærmere informasjon vedrørende godtgjørelse til nøkkelpersoner i ledelsen, se note 9.

Transaksjoner med nærstående parter

I forbindelse med utbyggingsprosjektene har selskapet inngått avtaler med Aker Solutions og andre datterselskaper av Aker ASA. Det norske andel av transaksjoner i 2015 og 2014 er inkludert i tabellen under.

Transaksjoner med nærstående parter gjennomføres etter armlengdeprinsippet.

Nærstående part (USD 1 000)	Gjeld	Konsern		Morselskap	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Aker Business Services	Leverandørgjeld	-	35	-	35
Aker Engineering	Leverandørgjeld	26	-	26	-
Aker Geo	Leverandørgjeld	-	296	-	296
Aker Solutions	Leverandørgjeld	88	-	88	-
Aker Subsea Solutions	Leverandørgjeld	279	596	279	596

Nærstående part (USD 1 000)	Kostnader	Konsern		Morselskap	
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Aker Achievements	Andre personellkostnader	40	46	40	46
Aker ASA	Programvare og styrehonorar	640	1 069	640	1 069
Aker Business Services	Utviklingskostnader	952	1 072	952	1 072
Aker Engineering	Utviklingskostnader	137	576	137	576
Aker Geo	Utforskningskostnader	619	349	619	349
Aker Kværner	Andre driftskostnader	3	1 084	3	1 084
Aker Pharma Holdco	Andre driftskostnader	148	107	148	107
Aker Solutions	Utviklingskostnader	637	10 488	637	10 488
Aker Subsea Solutions	Utviklingskostnader	22 919	-	22 919	-

Se note 19 for informasjon vedrørende transaksjoner med Det norske's datterselskaper.

Note 30: Finansielle instrumenter

Kapitalstyring og egenkapital

Hovedformålet med selskapets styring av kapitalstrukturen er å maksimere avkastningen til eierne ved å sikre konkurransedyktige betingelser for både egen- og fremmedkapital.

Selskapet ønsker å optimalisere kapitalstrukturen ved å balansere egenkapitalavkastningen mot långivernes krav til sikkerhet og likviditet. Selskapet ønsker å ha et godt omdømme i alle låne- og egenkapitalmarkeder, inkludert obligasjons- og bankmarkedet.

Størrelsen på selskapets ressursbase har stor betydning for selskapets kapitaltilgang og lånebetingelser. Økningen i ressurser og rapporterte reserver etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS i 2014 har betydelig styrket selskapets evne til å oppnå gode betingelser og vilkår på fremmedkapital.

Selskapet overvåker endringer i finansieringsbehov, risiko, eiendeler og kontantstrøm. Kapitalsammensetningen vurderes løpende. For å opprettholde ønsket kapitalstruktur vurderer selskapet flere typer instrumenter som å refinansiere gjeld, kjøpe eller utstede nye aksjer eller gjeldsinstrumenter, salg av eiendeler eller tilbakebetaling av kapital til eierne.

Kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser

Selskapet har følgende finansielle eiendeler og forpliktelser: finansielle eiendeler og forpliktelser til virkelig verdi over resultatet, utlån og fordringer, samt andre forpliktelser. De to sistnevnte er regnskapsført til amortisert kost, mens den første er regnskapsført til virkelig verdi.

Kategorier av finansielle eiendeler og forpliktelser - konsern og morselskap

31.12.2015	Finansielle eiendeler til virkelig verdi		Finansielle forpliktelser til virkelig verdi		Sum
	Øremerket ved førstegangsinnregning	Lån og fordringer	Øremerket ved førstegangsinnregning	Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost.	
Eiendeler					
Andre kortsiktige finansielle eiendeler	2 907	-	-	-	2 907
Kundefordringer	-	85 546	-	-	85 546
Andre kortsiktige fordringer ¹⁾	-	83 556	-	-	83 556
Derivater	45 217	-	-	-	45 217
Andre langsiktige eiendeler	-	12 628	-	-	12 628
Betalingsmidler	-	90 599	-	-	90 599
Sum finansielle eiendeler	48 124	272 329	-	-	320 453
Forpliktelser					
Derivater	-	-	75 518	-	75 518
Leverandørgjeld	-	-	-	51 078	51 078
Obligasjonslån	-	-	-	503 440	503 440
Reservebasert lånefasilitet	-	-	-	2 118 935	2 118 935
Annen kortsiktig gjeld	-	-	-	319 735	319 735
Sum finansielle forpliktelser	-	-	75 518	2 993 188	3 068 706

¹⁾ Forskuddsbetalinger er ikke inkludert i andre kortsiktige fordringer, da de ikke er å anse som finansielle instrumenter.

31.12.2014	Finansielle eiendeler til virkelig verdi		Finansielle forpliktelser til virkelig verdi		Sum
	Øremerket ved førstegangsinnregning	Lån og fordringer	Øremerket ved førstegangsinnregning	Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost.	
Eiendeler					
Andre kortsiktige finansielle eiendeler	3 289	-	-	-	3 289
Kundefordringer	-	186 461	-	-	186 461
Andre kortsiktige fordringer ¹⁾	-	142 910	-	-	142 910
Andre langsiktige eiendeler	-	3 598	-	-	3 598
Betalingsmidler	-	296 244	-	-	296 244
Sum finansielle eiendeler	3 289	629 213	-	-	632 502
Forpliktelser					
Derivater	-	-	30 870	-	30 870
Leverandørgjeld	-	-	-	152 258	152 258
Obligasjonslån	-	-	-	253 141	253 141
Reservebasert lånefasilitet	-	-	-	2 037 299	2 037 299
Annen kortsiktig gjeld	-	-	-	469 669	469 669
Sum finansielle forpliktelser	-	-	30 870	2 912 367	2 943 237

¹⁾ Forskuddsbetalinger er ikke inkludert i andre kortsiktige fordringer, da de ikke er å anse som finansielle instrumenter.



Finansiell risiko

Selskapet har finansiert virksomheten med en reservebasert lånefasilitet (se note 26) og to obligasjonslån (se note 23). I tillegg har selskapet finansielle instrumenter som kundefordringer, leverandørgjeld o.l. som er direkte knyttet til virksomhetens daglige drift. For sikringsformål har selskapet ulike sikringsinstrumenter, men sikringsbokføring blir ikke brukt. Råvarederivater blir brukt for å redusere risiko knyttet til reduksjon i oljepriser. Valutakontrakter og opsjoner blir brukt til å redusere valutarisiko relatert til kostnader. Selskapet anvender rentebytteavtale i utenlandsk valuta som et ledd i å håndtere sin eksponering mot renteendringer.

De viktigste finansielle risiki selskapet er eksponert for er relatert til oljepris, valuta, renter og kapitalbehov.

Selskapets risikostyring, herunder den finansielle risikostyring, skal sikre at risiko av betydning blir identifisert, analysert og håndtert på en systematisk og kostnadseffektiv måte. Etablerte styringsrutiner gir et godt grunnlag for rapportering og oppfølging av den risiko selskapet er eksponert for.

(i) Oljepriserisiko

Inntekter i Det norske kommer fra salg av petroleumsprodukter og inntektsstrømmene er derfor eksponert for endringer i olje- og gasspris. Før oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS var produksjonen av olje og gass på et begrenset nivå, og selskapet hadde som følge av dette valgt ikke å foreta sikring mot oljepriserisiko. Etter oppkjøpet er selskapets produksjon av olje og gass vesentlig, og med nåværende ustabile makroforhold vil selskapet vurdere sikring av olje- og gasspris som en del av den løpende risikostyringen. Selskapet har inngått salgsoptaksjoner med salgpris på USD 55 per fat for rundt 20 prosent av estimert oljeproduksjon i 2016, tilsvarende 67 prosent av etter-skatt verdi.

Tabellen under viser råvarederivatenes følsomhet for potensielle endringer i fremtidig forwardpris for olje per 31. desember 2015, forutsatt at øvrige forutsetninger forblir konstante. Beregningen er basert kun på forwardkurven for 2016, siden selskapet ikke har sikret produksjon etter 2016. Effekten presentert nedenfor gjelder kun endring av virkelig verdi på råvarederivater og inkluderer ikke andre resultateffekter som følge av endringer i oljepriser.

	Økning/reduksjon i oljepris	31.12.2015
Effekt på resultat før skatt:	+ 30%	-47 084
	- 30%	44 613

(ii) Valutarisiko

Selskapets inntekter fra salg av olje og gass er i dollar (USD) og pund (GBP), mens kostnadene i hovedsak er fordelt mellom NOK, USD, SGD, EUR, GBP, CHF og DKK. Utvikling i valutakurser og oljepriser innebærer både direkte og indirekte en økonomisk risiko for selskapet, men siden en del av kostnadene er i amerikanske dollar, reduseres noe av denne risikoen. Valutaderivater benyttes kun til å redusere valutarisiko knyttet til ordinær drift av selskapet.

Tabellen under viser resultateffekten av endringer i USD/NOK-kurs. Andre valutakurser er ikke inkludert siden denne eksponeringen anses som uvesentlig.

USD/NOK	Endring i valutakurs	31.12.2015	31.12.2014
Effekt på resultat før skatt:*	+ 10%	32 383	-29 121
	- 10%	-35 715	29 121

* Sensitivitetene presentert over inkluderer effekten av valutaderivater.

Tabellen under viser selskapets eksponering for NOK per 31. desember:

Eksponering relatert til:	31.12.2015	31.12.2014
Fordringer, bankinnskudd, andre kortsiktige fordringer og plasseringer	192 536	309 770
Leverandørgjeld og andre kortsiktige forpliktelser	-251 506	-493 987
Obligasjonslån	-215 689	-253 414
Nettoeksponering i USD	-274 658	-437 631

Selskapet er også eksponert for endringer i andre valutakurser som GBP/USD, EUR/USD, CHF/USD, SGD/USD og DKK/USD, men beløpene er ikke vesentlige.

(iii) Renterisiko

Selskapet er utsatt for renterisiko på låneopptak, samt ved plassering av likvide midler. Lån med flytende rente gir en renterisiko for selskapets fremtidige kontantstrømmer. Selskapet har per 31. desember 2015 en total låneforpliktelse på USD 2,6 milliarder, fordelt på to langsiktige obligasjonslån og en reservebasert kredittfasilitet. Tilsvarende forpliktelser per 31. desember 2014 var på USD 2,3 milliarder.

Vilkårene for selskapets lån er beskrevet i note 23 og 26. Renterisiko vedrørende de likvide midlene er relativt begrenset. Følgende tabell viser selskapets sensitivitet for potensielle endringer i rentenivået, som er rimelig sannsynlig:

Endring i rentenivå i basispunkter		31.12.2015	31.12.2014
Effekt på resultat før skatt:	+ 100 poeng	-24 932	-18 232
	- 100 poeng	24 864	18 167

For å beregne sensitivitet av renteendringer, er flytende rente blitt endret med + / - 100 basispunkter.

Tabellen viser effekten på resultatet i 2015 knyttet til endringer i forventet fremtidig rente. Slike endringer i forventet fremtidig rentenivå påvirker virkelig verdi av rentebytter på balansedagen. Den flytende renten vi mottar i rentebytteavtaler er knyttet til en tilsvarende flytende rentebetaling for lånet/obligasjonen, og endringer i virkelig verdi på rentebytteavtaler har redusert renterisikoen med USD 2,2 millioner i følsomheten angitt i tabellen over.

(iv) Likviditetsrisiko / likviditetsstyring

Likviditetsrisiko er risikoen for at selskapet ikke vil være i stand til å betjene sine finansielle forpliktelser etterhvert som de forfaller.

Det utarbeides i tillegg løpende prognoser på kort (12 mnd.) og lang sikt (fem år) for å planlegge selskapets likviditetsbehov. Disse planene oppdateres fortløpende for ulike scenarier og inngår som en del av det løpende beslutningsgrunnlaget for ledelsen og styret i selskapet.

Den overskytende likviditet er definert som en portefølje bestående av likvide midler utover midler plassert på ordinære driftsbankonti og ubenyttede trekkrammer. Overskuddslikviditet inkluderer dermed høyrentekonti og finansielle plasseringer i banker, pengemarkedsinstrumenter og obligasjoner.

For overskuddslikviditeten er kravet til lav likviditetsrisiko (dvs. risiko for realisering på kort varsel) generelt viktigere enn maksimal avkastning.

Selskapets mål for plassering og forvaltning av overskuddskapital er lav risikoprofil med god likviditet.

Selskapets overskuddslikviditet per 31. desember 2015 er hovedsakelig plassert i bank. Selskapet har en beholdning av betalingsmidler per 31. desember 2015 på USD 91 millioner (2014: USD 296 millioner). Selskapet vil ha fokus på styring av likviditetsrisiko fremover. Vesentlige utviklingskostnader kombinert med inntekter fra produksjon må styres fra dag til dag med hensyn til styring av likviditetsrisiko.

Tabellen nedenfor viser en oversikt over forfallsstrukturen for selskapets finansielle forpliktelser, basert på udiskonterte kontraktuelle betalinger:

31.12.2015	Regnskapsført verdi	Kontraktmessige kontantstrømmer				Sum
		Innen 1 år	1-2 år	2-5 år	over 5 år	
<i>Ikke-derivative finansielle forpliktelser:</i>						
Obligasjonslån	503 440	47 886	47 841	355 056	343 819	794 602
Reservebasert kredittfasilitet	2 118 935	84 986	84 986	258 096	2 238 142	2 666 210
Leverandørgjeld og andre forpliktelser	51 078	51 078	-	-	-	51 078
<i>Derivative finansielle forpliktelser:</i>						
Derivater	75 518	13 506	4 980	57 032	-	75 518
Sum per 31.12.2015	2 748 971	197 456	137 806	670 184	2 581 961	3 587 408

31.12.2014	Regnskapsført verdi	Kontraktmessige kontantstrømmer				Sum
		Inne 1 år	1-2 år	2-5 år	over 5 år	
<i>Ikke-derivative finansielle forpliktelser:</i>						
Obligasjonslån	253 141	16 537	16 537	49 611	253 141	335 826
Reservebasert kredittfasilitet	2 037 299	86 689	86 689	260 066	2 273 378	2 706 822
Leverandørgjeld og andre forpliktelser	152 258	152 258	-	-	-	152 258
<i>Derivative finansielle forpliktelser:</i>						
Derivater	30 870	25 224	5 646	-	-	30 870
Sum per 31.12.2014	2 473 568	280 707	108 872	309 677	2 526 519	3 225 775



(v) Kredittrisiko

Risiko for at motparter ikke har økonomisk evne til å oppfylle sine forpliktelser anses som liten, da det historisk sett ikke har vært tap på fordringer. Selskapets kunder er store og kredittverdige oljeselskaper, og det har derfor ikke vært nødvendig å foreta avsetninger for tap på krav.

I forvaltningen av selskapets likvide midler prioriteres lav kredittrisiko. Likvide midler plasseres i bankinnskudd, obligasjoner og fond som representerer gjennomgående lav kredittrisiko.

Maksimal kreditrisikospesning er representert ved balanseført verdi av de finansielle eiendelene i balansen. Selskapet anser sin maksimale risikospesning å være balanseført verdi av kundefordringer og andre kortsiktige fordringer og plasseringer, se note 16 og 17.

Fastsettelse av virkelig verdi

Virkelig verdi på valutaterminkontrakter er fastsatt ved bruk av valutakurser ved slutten av rapporteringsperioden. Virkelig verdi på rentebytteavtaler er fastsatt ved bruk av forventet flytende rente ved slutten av perioden. Virkelig verdi på derivater er fastsatt ved bruk av Brent forwardkurven ved slutten av rapporteringsperioden. Virkelig verdi er bekreftet av finansinstitusjonen som er motpart i kontrakten. Se note 25 for detaljert informasjon om derivatene.

"Markedsbaserte finansielle plasseringer" gjelder et ansvarlig lån utstedt av Sparebanken Midt-Norge. Virkelig verdi av dette er fastsatt ved bruk av ligningskurs beregnet av Norges Fondsmeglerforbund. Denne eiendelen har i løpet av året hatt en verdireduksjon på USD 0,4 millioner (2014; reduksjon på USD 0,7 millioner), og tapet er i resultatregnskapet ført som "Annen finanskostnad".

Følgende av selskapets finansielle instrumenter er ikke verdsatt til virkelig verdi: betalingsmidler, kundefordringer, andre kortsiktige fordringer, andre langsiktige fordringer, kortsiktige lån, annen kortsiktig gjeld, obligasjoner og andre rentebærende forpliktelser.

Balanseført verdi av betalingsmidler og lån er tilnærmet lik virkelig verdi på grunn av at disse instrumentene har kort forfallstid. Tilsvarende er balanseført verdi av kundefordringer, andre fordringer, leverandørgjeld og annen kortsiktig gjeld tilnærmet lik virkelig verdi da de inngås til "normale" betingelser. Andre finansielle anleggsmidler består hovedsakelig av depositum, og er derfor tilnærmet lik virkelig verdi.

Det antas at rentemarginen for RBL-fasiliteten for alle vesentlige formål ville vært den samme dersom lånet hadde blitt etablert per 31. desember 2015. Av den grunn antas virkelig verdi å sammenfalle med regnskapsført verdi.

Obligasjonslånene fra september 2013 og mai 2015 er notert på Oslo Børs, og virkelig verdi fastsettes til børskurs per 31. desember 2015.

Under følger en sammenligning av balanseførte verdier og virkelig verdi for selskapets finansielle instrumenter, med unntak av de finansielle instrumentene der balanseført verdi er en rimelig tilnærming til virkelig verdi (for eksempel kundefordringer og leverandørgjeld).

	31.12.2015		31.12.2014	
	Regnskapsført verdi	Virkelig verdi	Regnskapsført verdi	Virkelig verdi
Virkelig verdi på finansielle instrumenter:				
<i>Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost:</i>				
Obligasjonslån	503 440	484 139	253 141	250 114
Annen rentebærende gjeld	2 118 935	2 118 935	2 037 299	2 037 299
Sum finansielle forpliktelser	2 622 375	2 603 074	2 290 440	2 287 414

Virkelig verdihierarki:

Selskapet klassifiserer virkelig verdimalinger ved å bruke et virkelig verdihierarki som reflekterer signifikansen av den input som brukes i utarbeidelsen av målingene. Hierarkiet har følgende nivåer:

Nivå 1 - input er noterte priser (justerte) i aktive markeder for identiske eiendeler eller forpliktelser.

Nivå 2 - input er annet enn noterte priser inkludert i nivå 1 som er observerbare for eiendeler eller forpliktelser, enten direkte (dvs. som priser) eller indirekte (dvs. utledet fra priser).

Nivå 3 - input for eiendeler eller forpliktelser som ikke er basert på observerbare markedsdata (ikke-observerbar input).

31.12.2015	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Finansielle instrumenter innregnet til virkelig verdi			
<i>Finansielle eiendeler eller forpliktelser målt til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet:</i>			
Derivater	-	120 735	-
Markedsbaserte finansielle plasseringer	2 907	-	-

31.12.2014	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Finansielle instrumenter innregnet til virkelig verdi			
<i>Finansielle eiendeler eller forpliktelser målt til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet:</i>			
Derivater	-	30 870	-
Markedsbaserte finansielle plasseringer	3 289	-	-

I løpet av rapporteringsperioden er det ingen endringer i virkelig verdimaling som medfører overføringer mellom nivåene.

Note 31: Investering i felleskontrollerte driftsordninger

Investering i felleskontrollerte driftsordninger (olje- og gasslisenser) er innregnet ved å rapportere Det norske sin andel av relaterte inntekter, kostnader, eiendeler, gjeld og kontantstrøm under de respektive poster i selskapets regnskaper.

Selskapet har følgende investeringer i lisenser på norsk sokkel:

Opererte felt:	31.12.2015	31.12.2014	Ikke-opererte felt:	31.12.2015	31.12.2014
Alvheim	65,0 %	65,0 %	Atla	10,0 %	10,0 %
Bøyla	65,0 %	65,0 %	Enoch	2,0 %	2,0 %
Ivar Aasen Unit	34,8 %	34,8 %	Gina Krog	3,3 %	3,3 %
Jette Unit	70,0 %	70,0 %	Johan Sverdrup ****	11,6 %	11,6 %
Vilje	46,9 %	46,9 %	Jotun	7,0 %	7,0 %
Volund	65,0 %	65,0 %	Varg	5,0 %	5,0 %

Utvinningstillatelser der Det norske er operatør:

Lisens:	31.12.2015	31.12.2014	Lisens:	31.12.2015	31.12.2014
PL 001B	35,0 %	35,0 %	PL 019C	30,0 %	30,0 %
PL 026B	62,1 %	62,1 %	PL 019D	30,0 %	30,0 %
PL 027D	100,0 %	100,0 %	PL 029B	20,0 %	20,0 %
PL 027ES *	0,0 %	0,0 %	PL 035 *****	50,0 %	25,0 %
PL 028B	35,0 %	35,0 %	PL 035B *****	40,0 %	15,0 %
PL 036C	65,0 %	65,0 %	PL 035C *****	50,0 %	25,0 %
PL 036D	46,9 %	46,9 %	PL 038	5,0 %	5,0 %
PL 088BS	65,0 %	65,0 %	PL 038D	30,0 %	30,0 %
PL 103B	70,0 %	70,0 %	PL 038E	5,0 %	5,0 %
PL 150	65,0 %	65,0 %	PL 048B	10,0 %	10,0 %
PL 150B	65,0 %	65,0 %	PL 048D	10,0 %	10,0 %
PL 169C	50,0 %	50,0 %	PL 102C	10,0 %	10,0 %
PL 203	65,0 %	65,0 %	PL 102D	10,0 %	10,0 %
PL 203B	65,0 %	65,0 %	PL 102F	10,0 %	10,0 %
PL 242	35,0 %	35,0 %	PL 102G	10,0 %	10,0 %
PL 340	65,0 %	65,0 %	PL 265	20,0 %	20,0 %
PL 340BS	65,0 %	65,0 %	PL 272 *****	50,0 %	25,0 %
PL 364	50,0 %	50,0 %	PL 362*****	40,0 %	15,0 %
PL 460	100,0 %	100,0 %	PL 438	10,0 %	10,0 %
PL 494	30,0 %	30,0 %	PL 442*****	60,0 %	20,0 %
PL 494B	30,0 %	30,0 %	PL 457	40,0 %	40,0 %
PL 494C	30,0 %	30,0 %	PL 457BS	40,0 %	40,0 %
PL 504	47,6 %	47,6 %	PL 492	40,0 %	40,0 %
PL 504BS *	0,0 %	0,0 %	PL 502	22,2 %	22,2 %
PL 504CS *	0,0 %	0,0 %	PL521*****	25,0 %	0,0 %
PL 553 *	0,0 %	0,0 %	PL 522 *	0,0 %	0,0 %
PL 626	50,0 %	50,0 %	PL 533 ***	35,0 %	35,0 %
PL 659	20,0 %	20,0 %	PL 550	10,0 %	10,0 %
PL 663	30,0 %	30,0 %	PL 551	20,0 %	20,0 %
PL 677	60,0 %	60,0 %	PL 554 *****	30,0 %	10,0 %
PL 709	40,0 %	40,0 %	PL 554B *****	30,0 %	10,0 %
PL 715	40,0 %	40,0 %	PL 554C *****	30,0 %	10,0 %
PL 724	40,0 %	40,0 %	PL 558 *	0,0 %	0,0 %
PL 724B **	40,0 %	40,0 %	PL 567	40,0 %	40,0 %
PL 736S	65,0 %	65,0 %	PL583 *****	45,0 %	0,0 %
PL 748 ***	30,0 %	40,0 %	PL 574	10,0 %	10,0 %
PL 777 **	40,0 %	40,0 %	PL 613	20,0 %	20,0 %
PL 790 ***	30,0 %	50,0 %	PL 619 *	0,0 %	0,0 %
Antall	34	34	PL 627	20,0 %	20,0 %
			PL 627B **	20,0 %	20,0 %
			PL 653	30,0 %	30,0 %
			PL 667 *	0,0 %	0,0 %
			PL 672	25,0 %	25,0 %
			PL 676BS *	0,0 %	0,0 %
			PL 676S *	0,0 %	0,0 %
			PL 678BS ***	0,0 %	25,0 %
			PL 678C ***	0,0 %	25,0 %
			PL 678S	25,0 %	25,0 %
			PL 681	16,0 %	16,0 %
			PL689 *****	20,0 %	0,0 %
			PL690 *****	30,0 %	0,0 %
			PL 694 **	20,0 %	20,0 %
			PL 706 *	0,0 %	0,0 %
			PL722 ***	10,0 %	0,0 %
			PL 730	30,0 %	30,0 %
			PL 730B	30,0 %	30,0 %
			PL 778 **	20,0 %	20,0 %
			PL797 *****	25,0 %	0,0 %
			PL 804 **	30,0 %	30,0 %
			Antall	50	46

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

** Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i 2014. Tilbudene ble kunngjort i 2015.

*** Andel ervervet/endret gjennom lisenstransaksjon.

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

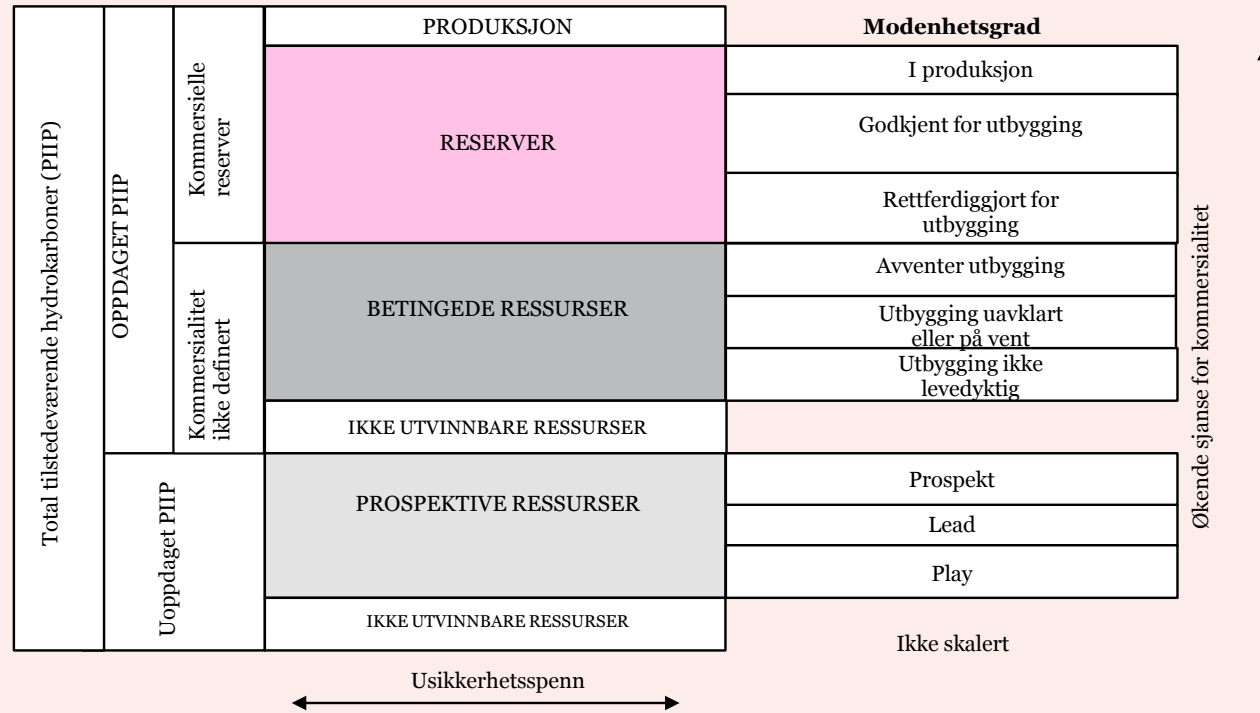
***** Tilgang gjennom kjøp av Svenska (PL521 er tilbakelevert).



Note 32: Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)

Det norske oljeselskap ASAs reserver og betingede ressurser har blitt klassifisert i henhold til Society of Petroleum Engineer's (SPE) "Petroleum Resources Management System". Dette systemet tilfredsstiller kravet fra Oslo Børs med hensyn til klassifisering og rapportering av reserver og betingede ressurser. Figur 1 beskriver hovedprinsippene ved ressursklassifiseringssystemet.

Figur 1- SPEs klassifiseringssystem som brukes av Det norske



En uavhengig tredjepart, AGR Reservoir Services, har sertifisert alle selskapets reserver med unntak av de mindre produserende feltene Jette, Atla og Enoch.

Reserver, utbygde og ikke-utbygde

Det norske oljeselskap ASA har en eierandel i 17 felt/prosjekter som inneholder reserver, se Tabell 1. Av disse feltene/prosjekter, er ni klassifisert i underkategorien "I Produksjon"/utbygde reserver og åtte er i underkategorien "Godkjent for utbygging" / ikke utbygde reserver. Merk at feltene Alvheim og Volund har reserver i både underkategorien "I Produksjon" og i underkategorien "Godkjent for Utbygging".

Underklasse "I produksjon"/utbygd:

- Alvheim - operatør Det norske, Det norske 65 prosent (norsk sokkel)
- Volund - operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Vilje - operatør Det norske, Det norske 46,907 prosent
- Bøyla – operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Jette – operatør Det norske, Det norske 70 prosent
- Varg – operatør Talisman, Det norske 5 prosent
- Jotun - operatør ExxonMobil, Det norske 7 prosent
- Atla – operatør Total, Det norske 10 prosent
- Enoch – operatør Talisman, Det norske 2 prosent

Underklasse "Godkjent for utbygging"/ikke utbygd:

- Alvheim Kameleon fase 3 – operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Alvheim infill brønn Boa Kam Nord – operatør Det norske, Det norske 65 prosent (norsk sokkel)
- Ivar Aasen Unit– operatør Det norske, Det norske 34.7862 prosent
- Volund infill wells - operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Gina Krog – operatør Statoil, Det norske 3.3 prosent
- Hanz – operatør Det norske, Det norske 35 prosent
- Viper/Kobra – operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Johan Sverdrup– operatør Statoil, Det norske 11.5733 prosent

Sum netto påviste reserver (P90/1P) per 31. desember 2015 er estimert til 374 millioner fat olje-ekvivalenter. Sum netto påviste pluss sannsynlige reserver (P50/2P) er anslått til 498 millioner fat olje-ekvivalenter. Fordelingen mellom væske og gass, og mellom de forskjellige underkategorier er gitt i Tabell 1.

Plan for Utbygging og Produksjon (PUD) for Johan Sverdrup Fase 1 ble godkjent av norske myndigheter i januar 2015. Reservene fra fase 1 er i år derfor kategorisert i underklassen "Godkjent for Utbygging"/ under utbygging. Reservoarsimuleringer viser at mer enn 80 prosent av reservene fra en full feltutbygging vil bli produsert gjennom en fase 1 utbygging. Selv om en PUD for framtidige faser ennå ikke er levert, har Det norske valgt å inkludere alle reserver fra en full feltutvikling i underkategori "Godkjent for Development"/under utvikling. Flere utbyggingsløsninger for fremtidige faser er under evaluering i Johan Sverdrup partnerskap og et konseptvalg vil bli tatt høsten 2016. Men reservene fra en fremtidig utbygging er i stor grad uavhengig av valgt løsning. Selv en "minimum utbygging" som inkluderer kun nye brønner i flankeområdene og marginal eller ingen CAPEX brukt på å øke produksjonskapasiteten i forhold til fase 1 kapasiteter, vil gi omtrent de samme reservene som en stor/dyr utbygging med ytterligere prosesskapasitet installert i tillegg til brønner i flankeområdene. Investeringer knyttet til økt prosesskapasitet er derfor i stor grad knyttet til akselerasjon av produksjon og dermed økt nåverdi og ikke for å øke reservene.

Selv om Jotun og Varg-feltene vil produsere marginale volumer i 2016, har Det norske ikke inkludert reserver fra disse feltene i selskapets reservegrunnlaget per 31. desember 2015. Grunnen til dette er at både påviste og påviste pluss sannsynlige produksjonsprofiler for begge feltene indikerer negativ kontantstrøm per 31 desember 2015. Dette er i henhold til SPE's "Petroleum Resources Management System".

Endringer fra 2014 reserverrapport er oppsummert i Tabell 2. Hovedårsaken til økt netto reserveestimat er at Johan Sverdrup er klassifisert som reserver i 2015. Per 31. desember 2015 representerer Johan Sverdrup 64 prosent og 61 prosent av henholdsvis netto påviste reserver (1P/ 90) og netto påviste pluss sannsynlige reserver (2P/P50).

Med unntak av Johan Sverdrup er det kun små endringer i reserveestimatene i forhold fjorårets rapportering. To infill brønner på Volund ble sanksjonert i 2015 og har blitt inkludert i "Godkjent for Utbygging". I tillegg har to brønner blitt boret og ferdigstilt på Alvheim i 2015. Reserver assosiert med disse brønnene har flyttet fra "Godkjent for Utbygging" og inngår nå i Alvheim basis reserve-estimatet ("I Produksjon"). Også Bøyla kom i produksjon i 2015 og er derfor reklassifisert fra "Godkjent for Utbygging" til "I Produksjon"

Fremtidig oljeprisforutsetning for reservene gitt i Tabell 1 er 60 USD/fat. Gjennomsnittlig oljepris i perioden 1. oktober 2014 til 01. oktober 2015 var 60,3 USD/fat. En sensitivitet med en høyere oljepris på 70 USD/fat hadde bare mindre effekt på netto totale reserver til Det norske. Også et lavere pris scenario med en oljepris på 50 USD/fat har blitt testet. Dette ga kun marginalt lavere reserveestimer sammenlignet med anvendte prisforutsetninger.

Det norske hadde en gjennomsnittlig netto produksjon på 60 tusen fat oljeekvivalenter (mboepd) i 2015.

Tabell 1 - Reserver per felt

I produksjon	Andel	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
		Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekviv. (millioner fat)	Nto. olje ekviv. (millioner fat)	Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekviv. (millioner fat)	Nto. olje ekviv. (millioner fat)
31.12.2015	%										
Alvheim Norway	65,0 %	55,7	0,0	0,6	59,7	38,8	74,5	0,0	1,2	81,8	53,2
Vilje	46,9 %	9,6	0,0	0,0	9,6	4,5	17,5	0,0	0,0	17,5	8,2
Volund	65,0 %	8,8	0,0	0,1	9,2	6,0	16,1	0,0	0,2	17,5	11,4
Bøyla	65,0 %	10,1	0,0	0,1	10,5	6,8	16,3	0,0	0,1	17,1	11,1
Atla	10,0 %	0,2	0,0	0,3	1,9	0,2	0,4	0,0	0,5	3,5	0,4
Jotun	7,0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Varg	5,0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jette	70,0 %	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1
Enoch	2,0 %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0
Sum						56,4					84,4

Godkjent for utbygging	Andel	1P / P90 (lavt estimat)					2P / P50 (beste estimat)				
		Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekviv. (millioner fat)	Nto. olje ekviv. (millioner fat)	Bto. olje/kond. (millioner fat)	Bto. NGL Mtonn	Bto. gass (Bto. m3)	Bto. olje ekviv. (millioner fat)	Nto. olje ekviv. (millioner fat)
31.12.2015	%										
Alvheim Kam fase 3	65,0 %	0,0	0,0	2,1	13,1	8,5	0,0	0,0	3,3	21,1	13,7
Alvheim infill Boa Kam Nord	65,0 %	3,7	0,0	0,1	4,1	2,6	8,7	0,0	0,1	9,6	6,3
Viper/Kobra	65,0 %	4,6	0,0	0,1	4,9	3,2	7,8	0,0	0,1	8,5	5,5
Volund Infill	65,0 %	6,6	0,0	0,1	7,2	4,7	10,6	0,0	0,2	11,6	7,5
Ivar Aasen	34,8 %	108,5	0,8	4,4	145,4	50,6	146,4	0,9	4,7	186,3	64,8
Hanz	35,0 %	12,1	0,1	0,3	14,6	5,1	14,4	0,1	0,4	17,7	6,2
Gina Krog	3,3 %	80,4	2,4	7,7	157,6	5,2	105,6	3,2	11,5	216,4	7,1
Johan Sverdrup	11,6 %	1 925,6	4,7	11,3	2 052,9	237,6	2 452,0	6,0	14,5	2 615,4	302,7
Sum						317,5					413,8

Sum reserver 31.12.2015 **373,9** **498,2**

Sum reserver 31.12.2014 **143,0** **205,6**



Tabell 2 - Aggregerte reserver, produksjon, nye utbygginger og justeringer

Netto endring i reserver (mill. fat oljeekviv.)	I produksjon		Godkjent for utbygging		Sum	
	1P/P90	2P/P50	1P/P90	2P/P50	1P/P90	2P/P50
Balanse per 31.12.2014	50,0	80,7	93,0	125,0	143,0	205,6
Produksjon	-21,9	-21,9	-	-	-21,9	-21,9
Kjøp/salg	-	-	-	-	-	-
Utvidelser og funn	-	-	-	-	-	-
Nye utbygginger	3,3	6,6	231,0	288,9	234,3	295,6
Revisjon av tidligere estimat	24,9	18,9	-6,5	-0,2	18,4	18,7
Balanse per 31.12.2015	56,4	84,4	317,4	413,7	373,7	498,0
Endring	6,4	3,7	224,4	288,7	230,8	292,4

Note 33: Hendelser etter balansedagen

Selskapet har identifisert følgende hendelser som har funnet sted i perioden mellom balansedagen og rapporteringsdato.

Oppkjøp av lisensporteføljen til Noreco Norway AS

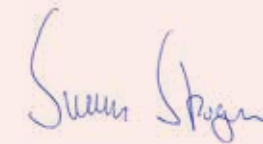
Den 2. mars 2016 annonserte Det norske at selskapet hadde inngått en avtale med Noreco Norway AS om å overta Noreco's norske lisensportefølge. Porteføljen består av syv lisenser på norsk kontinentalsokkel, inkludert en eierandel på 20% i Gotha-funnet (PL492) i Barentshavet. Overtagelsen forutsetter myndighetsgodkjenning, og betinger godkjenning fra Noreco's obligasjonseiere.

Erklæring fra styret og administrerende direktør

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets årsregnskap for 2015 etter vår beste overbevisning er utarbeidet i samsvar med IFRS som er fastsatt av EU, med krav til tilleggsopplysninger som følger av regnskapsloven. Opplysningene i regnskapet gir et rettviseende bilde av selskapets og konsernets gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet.

Årsberetningen gir etter vår beste overbevisning en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet og stillingen til selskapet, sammen med en beskrivelse av de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer selskapet står ovenfor. Videre bekrefter vi etter vår beste overbevisning at rapporten "Betaling til myndigheter", som er inkludert i en egen seksjon i denne årsrapporten, er utarbeidet i samsvar med kravene i verdipapirhandellovens §5-5a med tilhørende forskrift.

Styret og administrerende direktør i Det norske oljeselskap ASA
Trondheim, 9. mars 2016



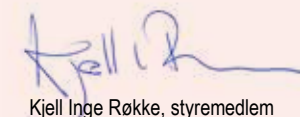
Sverre Skogen, styreleder



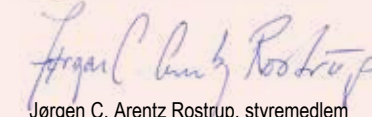
Anne Marie Cannon, nestleder



Katherine Jessie Martin (kjent som Kitty Hall), styremedlem



Kjell Inge Røkke, styremedlem



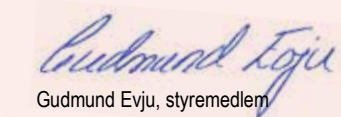
Jørgen C. Arentz Rostrup, styremedlem



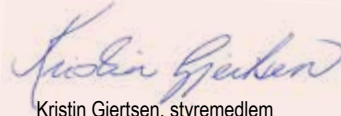
Kjell Pedersen, styremedlem



Terje Solheim, styremedlem



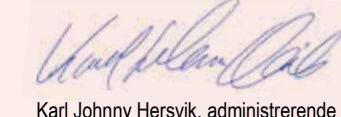
Gudmund Evju, styremedlem



Kristin Gjertsen, styremedlem



Gro Kielland, styremedlem



Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør





KPMG AS
P.O. Box 7000 Majorstuen
Sørkedalsveien 6
N-0306 Oslo

Telephone +47 04063
Fax +47 22 60 96 01
Enterprisen 935 174 627 MVA
Internet www.kpmg.no

Til generalforsamlingen i Det norske oljeselskap ASA

REVISORS BERETNING

Uttalelse om årsregnskapet

Vi har revidert årsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA, som består av selskapsregnskap og konsernregnskap. Selskaps- og konsernregnskapet består av oppstilling over finansiell stilling per 31. desember 2015, resultatregnskap og oppstilling over totalresultat, oppstilling over endringer i egenkapitalen og kontantstrømpoppstilling for regnskapsåret avsluttet per denne datoen, og en beskrivelse av vesentlige anvendte regnskapsprinsipper og andre noteopplysninger.

Styrets og daglig leders ansvar for årsregnskapet

Styret og daglig leder er ansvarlig for å utarbeide årsregnskapet og for at det gir et rettviseende bilde i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU, og for slik intern kontroll som styret og daglig leder finner nødvendig for å muliggjøre utarbeidelsen av et årsregnskap som ikke inneholder vesentlig feilinformasjon, verken som følge av misligheter eller feil.

Revisors oppgaver og plikter

Vår oppgave er å gi uttrykk for en mening om dette årsregnskapet på bakgrunn av vår revisjon. Vi har gjennomført revisjonen i samsvar med lov, forskrift og god revisjonsskikk i Norge, herunder International Standards on Auditing. Revisjonsstandardene krever at vi etterlever etiske krav, og planlegger og gjennomfører revisjonen for å oppnå betryggende sikkerhet for at årsregnskapet ikke inneholder vesentlig feilinformasjon.

En revisjon innebærer utførelse av handlinger for å innhente revisjonsbevis for beløpene og opplysningene i årsregnskapet. De valgte handlingene avhenger av revisors skjønn, herunder vurderingen av risikoene for at årsregnskapet inneholder vesentlig feilinformasjon, enten det skyldes misligheter eller feil. Ved en slik risikovurdering tar revisor hensyn til den interne kontrollen som er relevant for selskapets utarbeidelse av et årsregnskap som gir et rettviseende bilde. Formålet er å utforme revisjonshandlinger som er hensiktsmessige etter omstendighetene, men ikke for å gi uttrykk for en mening om effektiviteten av selskapets interne kontroll. En revisjon omfatter også en vurdering av om de anvendte regnskapsprinsippene er hensiktsmessige, og om regnskapsestimatene utarbeidet av ledelsen er rimelige, samt en vurdering av den samlede presentasjonen av årsregnskapet.

Etter vår oppfatning er innhentet revisjonsbevis tilstrekkelig og hensiktsmessig som grunnlag for vår konklusjon.

KPMG AS, a Norwegian limited liability company and member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG IBCA"), a Swiss entity.

Statsautorisert revisor og medlemmer av Den norske Revisjonsforbund

Offices in:

Oslo	Honfær	Skien	Tondheim
Aita	Haugesund	Sandnes	Tyngset
Arendal	Kjevik	Sindnessjøen	Tromsø
Bergen	Kristiansand	Stavanger	Ålesund
Bodø	Levanger	Storø	
Drammen	Mo i Rana	Strøme	
Finnsås	Vidre	Tromsø	



Revisors beretning 2015
Det norske oljeselskap ASA

Konklusjon

Etter vår mening er årsregnskapet avgitt i samsvar med lov og forskrifter, og gir et rettviseende bilde av selskapet og konsernet Det norske oljeselskap ASAs finansielle stilling per 31. desember 2015 og av deres resultater og kontantstrømmer for regnskapsåret, som ble avsluttet per denne datoen i samsvar med International Financial Reporting Standards som fastsatt av EU.

Uttalelse om øvrige forhold

Konklusjon om årsberetningen og redegjørelsene om eierstyring og selskapsledelse, samt samfunnsansvar

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, mener vi at opplysningene i årsberetningen og redegjørelsene om eierstyring og selskapsledelse, samt samfunnsansvar om årsregnskapet, forutsetningen om fortsatt drift og forslaget til dekning av tap er konsistente med årsregnskapet og er i samsvar med lov og forskrifter.

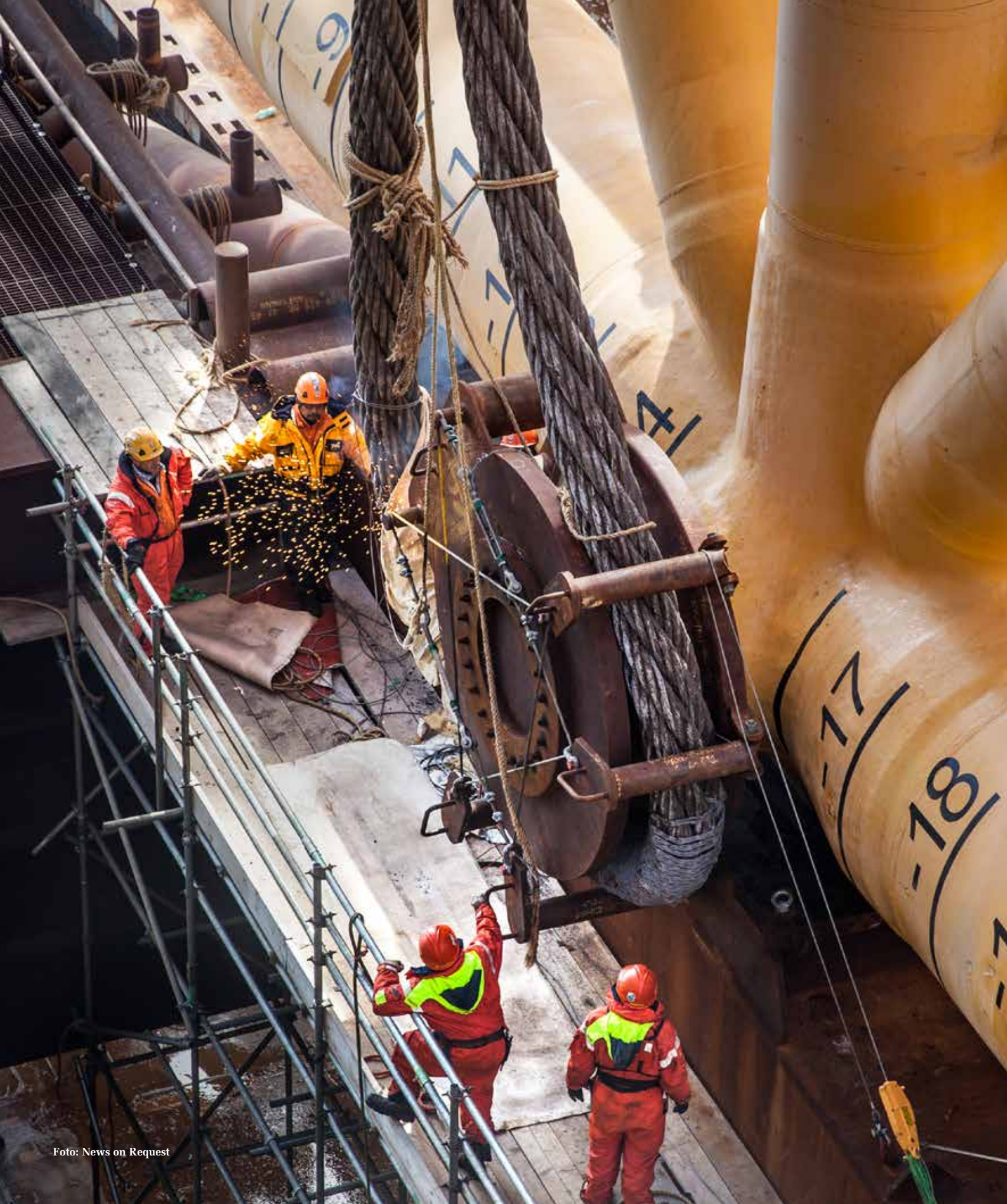
Konklusjon om registrering og dokumentasjon

Basert på vår revisjon av årsregnskapet som beskrevet ovenfor, og kontrollhandlinger vi har funnet nødvendig i henhold til internasjonal standard for attestasjonsoppdrag (ISAE) 3000 «Attestasjonsoppdrag som ikke er revisjon eller forenklet revisorkontroll av historisk finansiell informasjon», mener vi at ledelsen har oppfylt sin plikt til å sørge for ordentlig og oversiktlig registrering og dokumentasjon av selskapets regnskapsopplysninger i samsvar med lov og god bokføringskikk i Norge.

Oslo, 9. mars 2016
KPMG AS

Mona Irene Larsen
Statsautorisert revisor





KONTAKT OSS

Telefon: (+47) 90 70 60 00

E-post: detnor@detnor.no

www.detnor.no

Besøksadresser:

Hovedkontoret i Trondheim:

Det norske oljeselskap ASA

Føniks, Munkegata 26

7011 Trondheim

Oslo:

Det norske oljeselskap ASA

Oksenøyveien 10

1366 Lysaker

Stavanger:

Det norske oljeselskap ASA

Fjordpiren

Laberget 22 - Hinna Park

4020 Stavanger

Harstad:

Det norske oljeselskap ASA

Havnebygget

Rikard Kaarbøsgate 2, 3. etg.

9405 Harstad

Design:  **HEADSPIN**
ADVERTISING

Trykk: Skipnes Kommunikasjon AS





detrnor.no