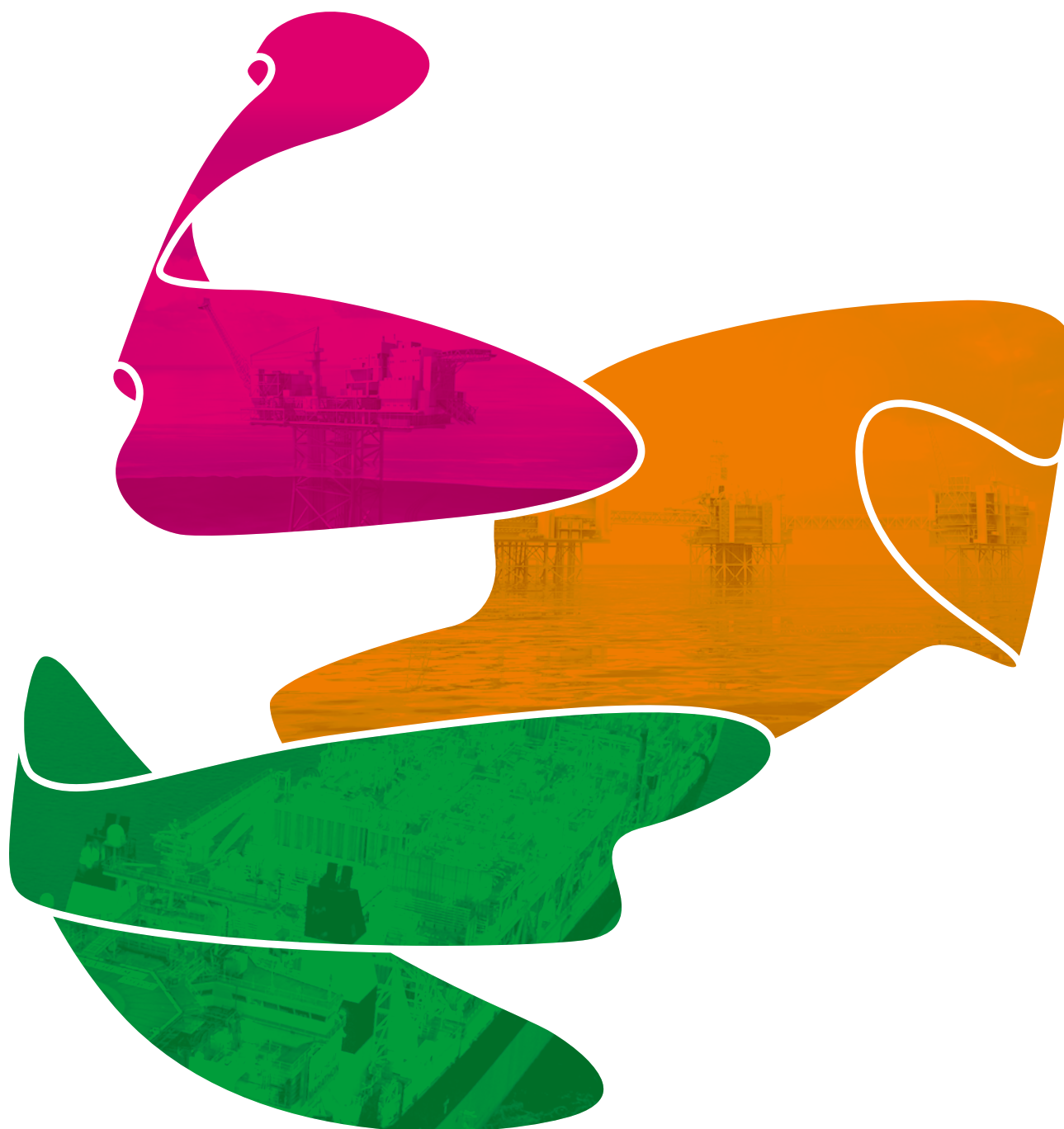


TRANSFORMASJONEN AV DET**NORSKE**



ÅRSRAPPORT 2014



HISTORIEN

Det norske er historien om et lite gründerselskap fra Trondheim som har vokst seg til å bli en stor aktør på norsk kontinentalsokkel. Gjennom børsnotering, fusjoner, oppkjøp og organisk 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 Pertra.

2006

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

2007

I oktober 2007 besluttet styrene i Pertra og DNO å gjennomføre sammenslåing av Pertra og den norske virksomheten i DNO, organisert gjennom selskapet NOIL Energy. Som et resultat av fusjonen endret Pertra 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 kunn gjorde 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.

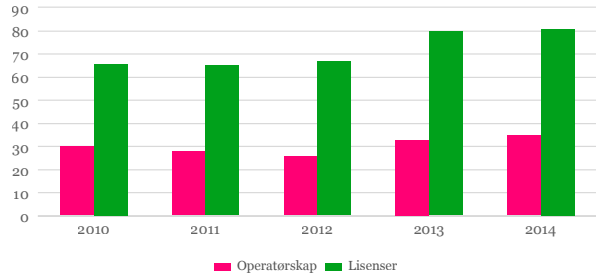
INNHold

	Introduksjon til Det norske
4	Fem år med Det norske
5	Nøkkeltall
6	Om Det norske
8	Årets viktigste hendelser
9	Nøkkeltall per kvartal
10	Et stort steg videre
12	Som hånd i hanske
16	Lisenser og leting
18	Ivar Aasen
24	Gigantprosjekt med store ringvirkninger
28	Produksjon
34	Finans
36	Helse, miljø og sikkerhet
40	Bedriftens samfunnsansvar
42	Et krevende år for oljebransjen
44	Organisasjon og arbeidsmiljø
48	Hovedledelsen
50	Styret
52	Ord og uttrykk
	Styrets årsberetning
56	Styrets årsberetning
72	Styrets redegjørelse og eierstyring og selskapsledelse
	Årsregnskap
84	Årsregnskap med noter
139	Erklæring fra styret og administrerende direktør
140	Revisors beretning

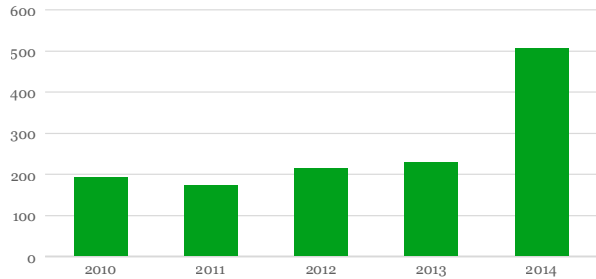


FEM ÅR MED DET NORSKE

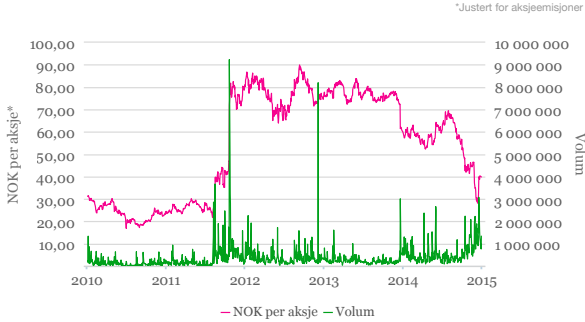
Antall lisenser og operatørskap



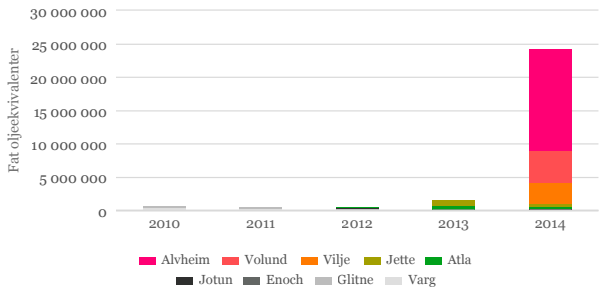
Antall ansatte



Utvikling i aksjen



Total produksjon



Nøkkeltall

	2014	2013	2012	2011	2010
Antall lisensandeler per 31.12.	79	80	67	65	66
Operatørskap	35	33	26	28	30

Produksjon totalt per år (fat o.e.)	5 704 900*	1 629 115	544 734	548 268	763 494
Gjennomsnittlig produksjon per dag (fat o.e.)	15 630*	4 463	1 488	1 502	2 092
Reserver (P50) per 31.12. (fat o.e.)	206 mill.	66 mill.	65 mill.	68 mill.	1 mill.

Driftsinntekter (millioner USD)	464	161	57	78	61
Driftsresultat før av- og nedskrivninger (millioner USD)	208	-185	-272	-151	-214
Driftsresultat (millioner USD)	-299	-379	-660	-192	-263
Resultat før skatt (millioner USD)	-376	-433	-678	-234	-287
Årets resultat (millioner USD)	-279	-93	-164	-66	-93

Letekostnader (millioner USD)	158	279	276	181	234
Totale leteutgifter (resultat- og balanseførte) (millioner USD)	199	282	284	323	405
Kontantstrøm før finansieringsaktiviteter (millioner USD)	-2 003	-321	-370	-47	-183

Bokført egenkapital (millioner USD)	652	524	671	614	522
Børsverdi per 31.12. (millioner USD)	1 087	1 543	2 085	1 878	512

Antall aksjer per 31.12.	202 618 602	140 707 363	140 707 363	127 915 786	111 111 111
Pålydende per aksje per 31.12. (NOK)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Aksjekurs per 31.12. (NOK)	39.87	66.70	82.50	88.00	27.00

Antall ansatte per 31.12.	507	230	214	173	193
---------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

*Produksjonsvolum fra Marathon Oil Norge AS er inntektsført fra 15.10.2014



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 kontinentalsokkel. 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 djerpe valg på norsk kontinentalsokkel. Vi har sett mulighetene, ikke begrensningene. Vi har gått lenger, der andre har gitt opp. Med vår historie, kompetanse og ambisjoner vil vi utfordre etablerte sannheter.

Vi skal fortsette å utforske og utnytte mulighetene på norsk kontinentalsokkel 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

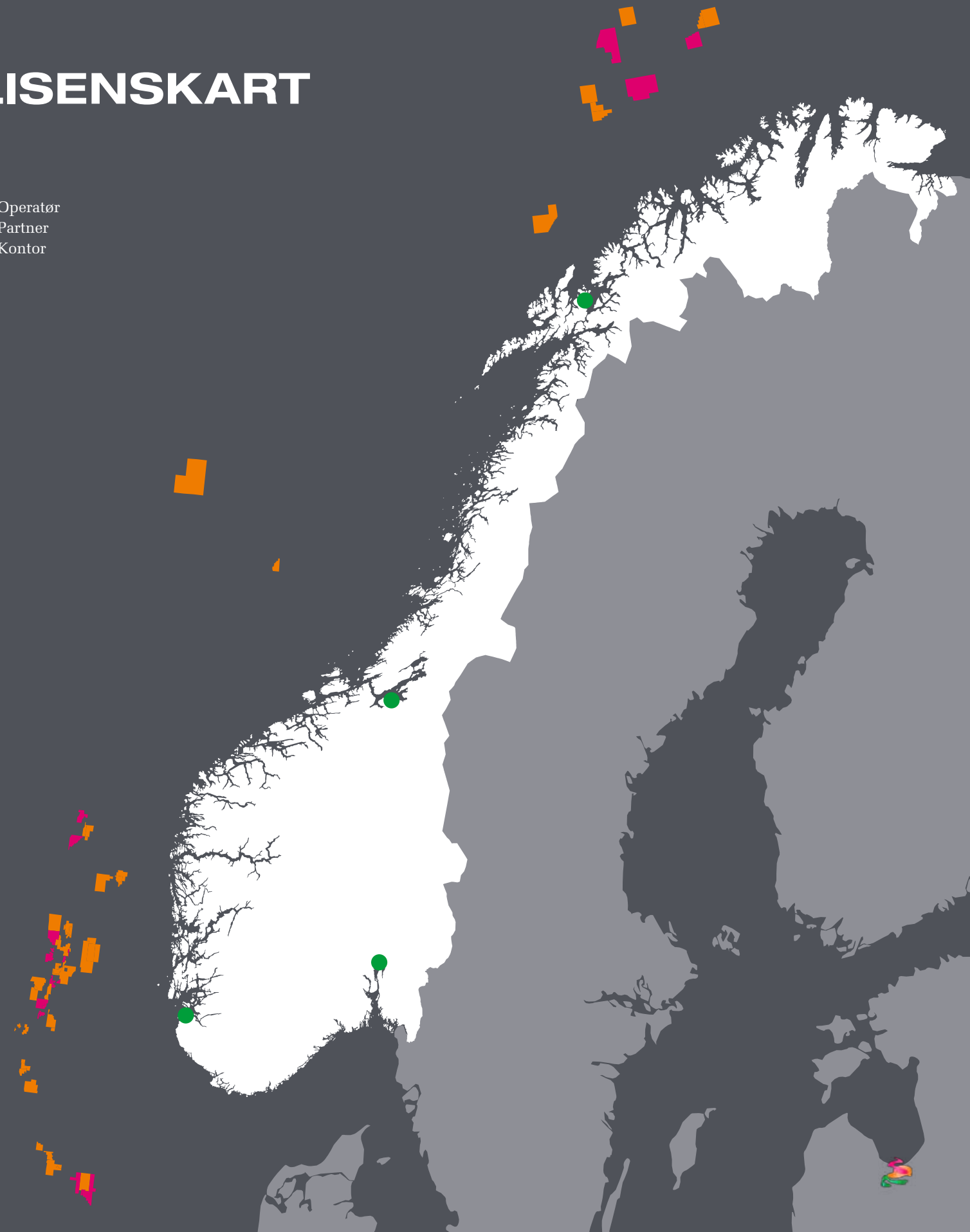
Vi bygger troverdighet og omdømme gjennom forutsigbarhet og trygghet.

ENGASJERT

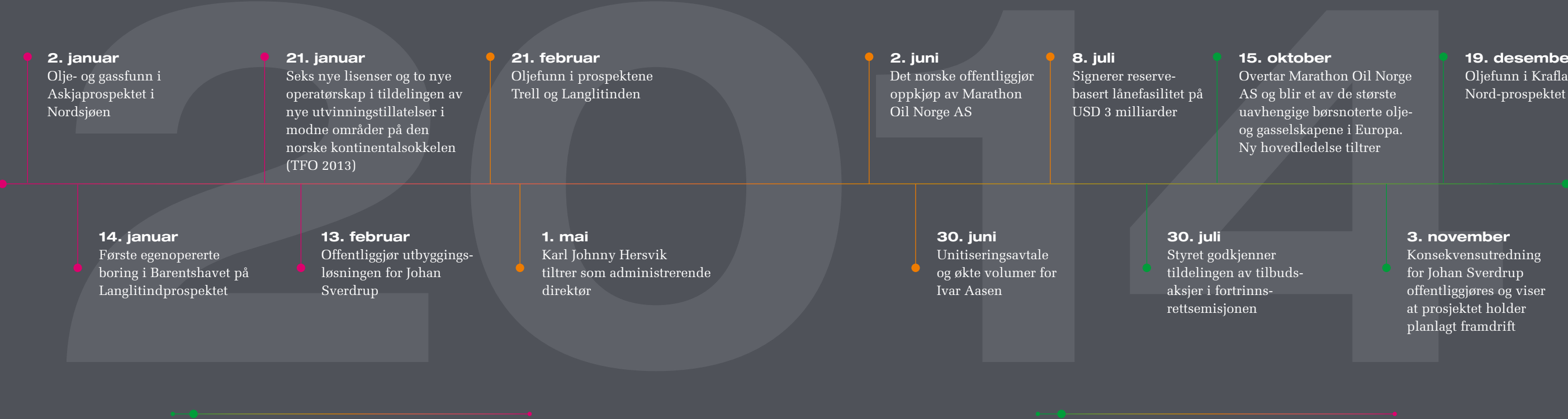
Vi er engasjerte i hverandre, i selskapet og i samfunnet rundt oss.

LISENSKART

- Operator
- Partner
- Kontor



ÅRETS VIKTIGSTE HENDELSER



Nøkkeltall per kvartal

	4. kvartal	3. kvartal	2. kvartal	1. kvartal
Total produksjon (fat oljeekvivalenter per dag)*	54 175	2 335	2 698	2 895
Olje- og gassproduksjon (tusen fat oljeekvivalenter)	4 984	215	245	261
Realisert oljepris (USD/fat)	74	104	108	107
Driftsinntekter (millioner USD)	346	18	74	26
Brutto driftsresultat (millioner USD)	239	-62	33	-2
Kontantstrøm fra produksjon (millioner USD)	299	10	16	18
Letekostnader (millioner USD)	50	70	20	18
Totale leteutgifter (kostnadsførte og balanseførte) (millioner USD)	33	91	50	25
Driftsresultat (millioner USD)	-184	-90	19	-44
Periodens nettoresultat (millioner USD)	-287	-17	27	-2
Antall lisenser (operatørskap)	79 (35)	70 (25)	74 (27)	77 (27)

*Produksjonsvolum fra Marathon Oil Norge AS er inkludert fra 15.10.2014



ET STORT STEG VIDERE

Ved inngangen til året fikk Det norske en ny visjon: «*Alltid videre for å skape verdier på norsk sokkel*». Visjonen illustrerer utålmodigheten og entusiasmen som har drevet selskapet gjennom sine første ni leveår. I 2014 tok vi et viktig steg videre.

Visjoner og verdier kan fort bli fine ord på et papir som henges på veggen eller legges bort i en skuff i det øyeblikket de er presentert. Jeg tror på organisasjoner som utfordrer hverandre mens de jobber mot ett og samme mål. Det ser jeg i Det norske. Hos oss er det å skape verdier ikke bare en visjon, men en vesentlig del av hverdagen.

I 2014 tok vi et stort og viktig løft da vi kjøpte Marathon Oil Norge AS. Med oppkjøpet fikk vi en kraftig øking i produksjonen og nesten en dobling av antall ansatte. Så vidt jeg vet er dette første gang et norsk selskap kjøper et amerikansk selskap ut av norsk kontinentalsokkel. Jeg er stolt over at vi gjennomførte oppkjøpet på fire og en halv måned uten at det gikk ut over verken sikkerhet og produksjon. Det viser en solid evne til å snu seg raskt rundt og omsette muligheter til konkrete resultater på kort tid når anledningen byr seg.

Det norske er godt posisjonert i Johan Sverdrup-feltet, det største industriprosjektet i nyere norsk historie. Prosjektet vil gi Det norske en solid kontantstrøm fra oppstarten i 2019. Dette gir oss et godt grunnlag for å utvikle selskapet videre og møte svingninger i oljeprisen fremover. I prosessen med unitisering og innlevering av plan for utbygging og drift for Johan Sverdrup mener vi at eierandelene i feltet må fordeles rettmessig basert på de virkelige verdiene i lisensene.

I 2014 økte ressursanslaget i Ivar Aasen-feltet. Vi holder stø kurs mot å levere første olje i fjerde kvartal 2016. Det norske er med vår posisjon på norsk kontinentalsokkel sikker på at vi vil levere gode resultater til våre eiere. Vi har sterk tro på at norsk kontinentalsokkel har et stort potensial og reviderer nå letestrategien for å utnytte dette potensialet.

Aker har som største eier, og med sterk industriell kompetanse og solide finansielle muskler, hatt stor betydning for vår evne til å utvikle oss i det tempoet vi har gjort de siste årene. Viljen til å gå foran i markedet for å sikre emisjonen da vi kjøpte Marathon Oil Norge AS viser med all tydelighet langsiktigheten i eierskapet hos vår største eier. I kombinasjon med den nye reservebaserte lånerammen på 3 milliarder amerikanske dollar og betydelig forbedret kontantstrøm, styrker dette selskapets finansielle robusthet.

Det norske var derfor godt rustet da endringer i oljepris slo inn for fullt og markedet ble mer utfordrende i fjor høst. Siden sommeren har oljeprisen falt nesten 50 prosent og ustabiliteten og usikkerheten i finansmarkedet har økt. Med dette som bakteppe er jeg stolt over at vi kan nyte godt av en prosjektbase i verdensklasse med lav break-even kostnad. Alvheim har en imponerende appetit og leverer en høy kontantstrøm til selskapet,



selv med dagens oljepris. Som operatør på Ivar Aasen og en sentral partner i Johan Sverdrup vil vi stå overfor betydelige investeringer de nærmeste årene. Dette er investeringer som vil kaste av seg i mange tiår fremover.

Vi jobber samtidig med tiltak for å styrke selskapet i dagens markedssituasjon og for å sikre at vi kommer ut av dette konjunkturfallet som et sterkere og mer robust selskap. Vi er derfor i full gang med å tilpasse organisasjonen, optimalisere arbeidsprosessene våre og redusere kostnader, slik at vi forsterker vår effektivitet og fleksibilitet.

Våre to store utbyggingsprosjekt, Ivar Aasen og Johan Sverdrup, er midt inne i investeringssyklusene sine og det å styrke våre finansielle robusthet er derfor viktig for å sikre verdiene i disse prosjektene. Vi jobber med å ytterligere øke vår finansielle fleksibilitet gjennom en mer diversifisert kapitalstruktur. I sum er jeg trygg på at dette vil gi oss et fortrinn som vil sette Det norske i stand til å ta nye store steg i fremtiden.

Vi skal alltid videre for å skape verdier på norsk sokkel!

Karl Johnny Hersvik
administrerende direktør



SOM HÅND I HANSKE

Med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS gjorde Det norske et kvantesprang som tar selskapet inn i en ny fase. Det integrerte selskapet er blant de største uavhengige, børsnoterte lete- og produksjons-selskapene i Europa.



Foto: Det norske

2. juni 2014 ble det kjent at Det norske oljeselskap ASA kjøper Marathon Oil Norge AS. Den 15. oktober var integrasjonen formelt gjennomført. To forskjellige selskaper var blitt til et større og sterkere selskap med 507 ansatte – nesten dobbelt så mange som før overtakelsen. Det norske er nå et selskap med fortsatt aktiv letevirsomhet, en betydelig utbygging som operatør for Ivar Aasen, og stor produksjon – først og fremst fra Alvheimområdet.

”Det norske blir en stor operatør og et robust selskap med ambisjoner på norsk kontinentalsokkel. Vi overtar en solid portefølje med høye produksjonsrater og betydelig operativ erfaring. Det utfyller kompetansen i Det norske innen leting og utbygging. Dette er et stort skritt videre for Det norske”, sa en stolt administrerende direktør, Karl Johnny Hersvik, etter overtakelsen.

Raskt gjennomført

Det tok bare fire og en halv måned fra oppkjøpet var kjent til de to selskapene hadde gjennomført den første fasen

av integrasjonen. 15. oktober var den nye organisasjonen på plass. Integrasjonen ble gjennomført samtidig med at operasjonene gikk som vanlig i begge selskapene innenfor både produksjon og utbygging. Alle myndighetskrav ble innfridd og overtakelsen ble godkjent av både norske og europeiske konkurransemyndigheter.

Strategisk viktig

De to selskapene passer svært god sammen. Marathon Oil Norge AS’ portefølje var solid med begrensede investeringsforpliktelser, lave historiske skattebalanser og høy produksjon på kort sikt. Dette passer godt med planlagt produksjonsstart for Ivar Aasen-feltet i fjerde kvartal 2016 og utviklingen av Johan Sverdrup-feltet med produksjonsstart i 2019. Marathon Oil Norge AS’ betydelige operative erfaring fra Alvheimfeltet utfyller kompetansen i Det norske. Aktiviteten er geografisk konsentrert med det meste av produksjonen fra en godt drevet Alvheim FPSO. Selskapets produserende felt er rik på olje, med 80 prosent oljebaserte reserver.

1393 %

ØKING I PRODUKSJON

120 %

ØKING I ANSATTE

212 %

ØKING I RESERVER

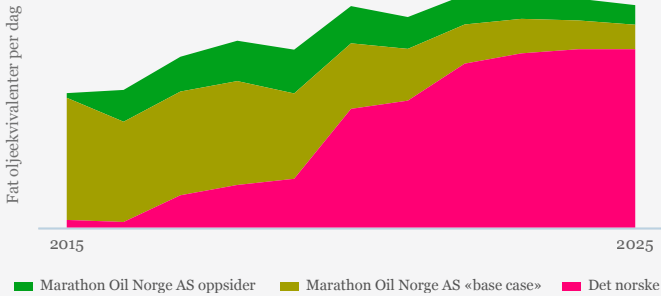


Finansiering

Det norske betalte 2,1 milliarder amerikanske dollar for aksjene i Marathon Oil Norge AS. Oppkjøpet ble finansiert med en kombinasjon av egenkapital og gjeld. Den nye reservebaserte lånerammen (RBL-fasiliteten) på 3 milliarder amerikanske dollar kom på plass, og den rullerende kredittfasiliteten (RCF) på 1 milliard amerikanske dollar er tilbakebetalt. Kontantvederlaget var basert på en brutto verdi på 2,7 milliarder amerikanske dollar (16,2 milliarder kroner), og var justert for gjeld, netto arbeidskapital og renter på netto kjøpesum.

I finansieringen av oppkjøpet ble også egenkapitalen styrket gjennom en fortrinnsrettet emisjon på 500 millioner amerikanske dollar (3 milliarder kroner). Selskapets største aksjonær, Aker ASA, tegnet seg for selskapets 49,99 prosent pro rata andel. Emisjonen ble overtegnet med 43 prosent.

Produksjonsprofil

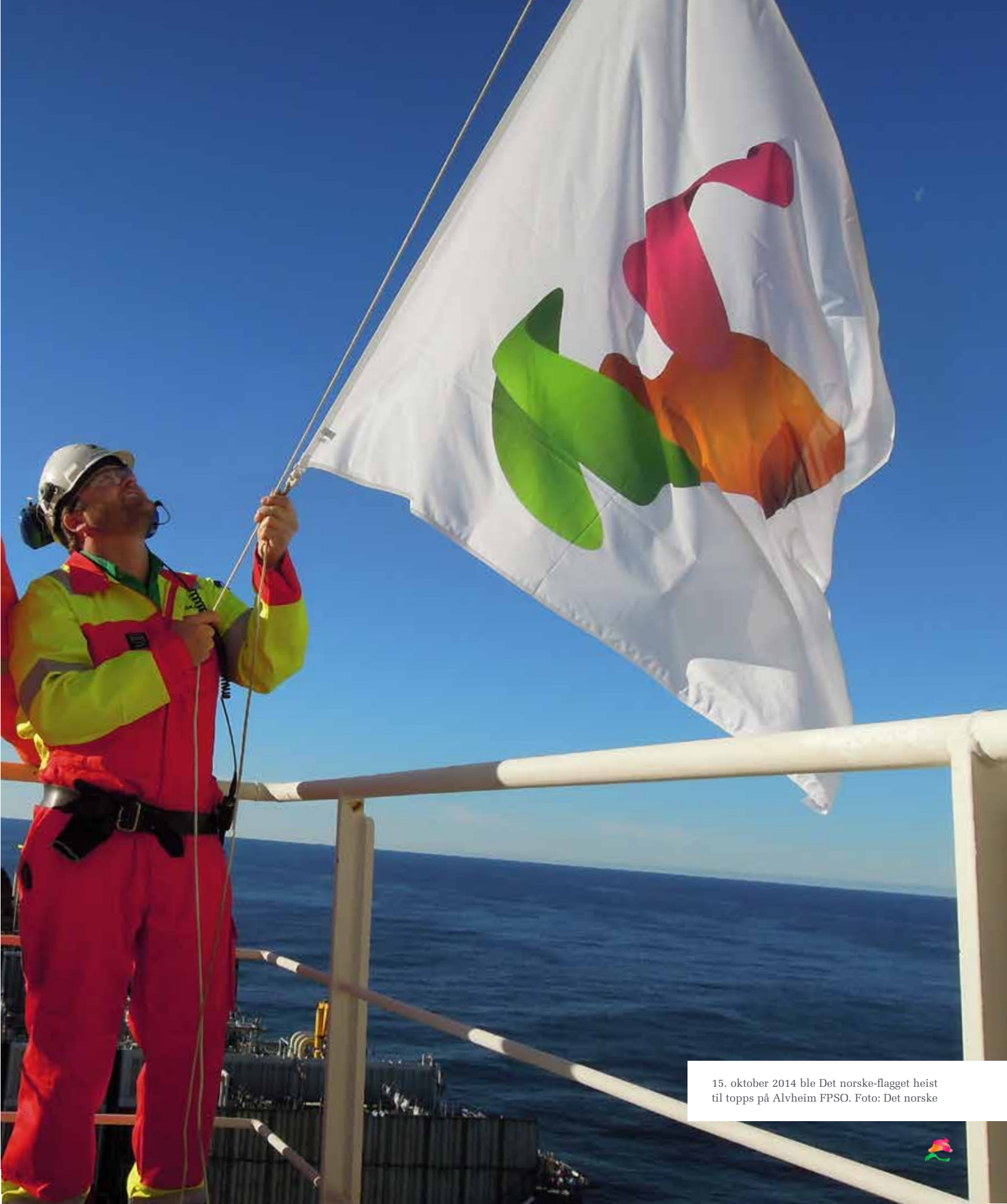
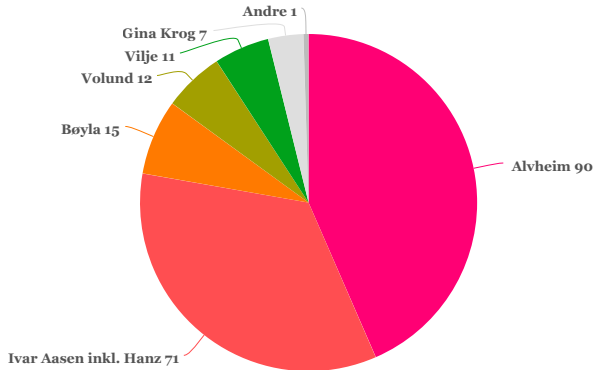


Et sterkt selskap

Ved årsslutt 2014 og etter integrasjonen av Marathon Oil Norge AS hadde Det norske 206 millioner fat oljeekvivalenter i påviste og sannsynlige reserver (2P). Etter innleveringen av PUD for Johan Sverdrup ble selskapets reserver doblet. Gitt den foreslåtte eierandelen i feltet på 11,8933 prosent har Det norske 279 millioner fat o.e. i reserver (2P) fra feltet. Ved årsslutt hadde det sammenslåtte selskapet betingede ressurser på 72 til 113 millioner fat oljeekvivalenter, i tillegg til Johan Sverdrup.

Reserver

Millioner fat o.e.



15. oktober 2014 ble Det norske-flagget heist til topps på Alvheim FPSO. Foto: Det norske



LISENSER OG LETING

Det norske har god tilgang til lisenser og operatørskap på norsk kontinentalsokkel og er en aktiv leteaktør. I 2014 var selskapets letevirkksomhet konsentrert til Nordsjøen.

Tilgang på areal er en viktig forutsetning for å finne olje og gass. Per 31. desember 2014 hadde Det norske eierandeler i 79 lisenser på norsk kontinentalsokkel. Selskapet var ved årsskiftet operatør for 35 av disse.

I løpet av året fikk Det norske tildelt seks nye lisenser i TFO 2013, to av disse som operatør. Med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS overtok Det norske andeler i tolv lisenser, hvorav ti som operatør.

Leting

Omtrent to tredjedeler av selskapets letemidler er investert i de modne områdene i Nordsjøen, der infrastrukturen er god og funnraten fremdeles er høy. De resterende ressursene investeres hovedsakelig i Barentshavet og i de mer umodne områdene i Nordsjøen.

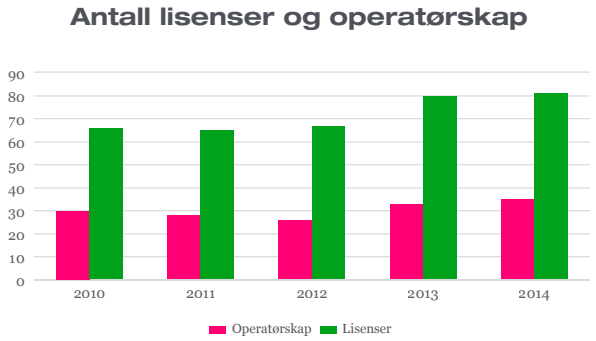
Flere funn

Leteåret startet godt med et olje- og gassfunn i prospektene Askja Vest og Askja Øst, i lisens 272 i Nordsjøen. I Askja Vest ble det påvist en 90 meters gasskolonne, mens det i Askja Øst ble påtruffet en oljekolonne på 40 meter.

I desember gjorde Det norske et funn i lisens 035 på Krafla Nord-prospektet i det samme området. Brønnen påtraff to oljekolonner på henholdsvis 20 og 80 meter.

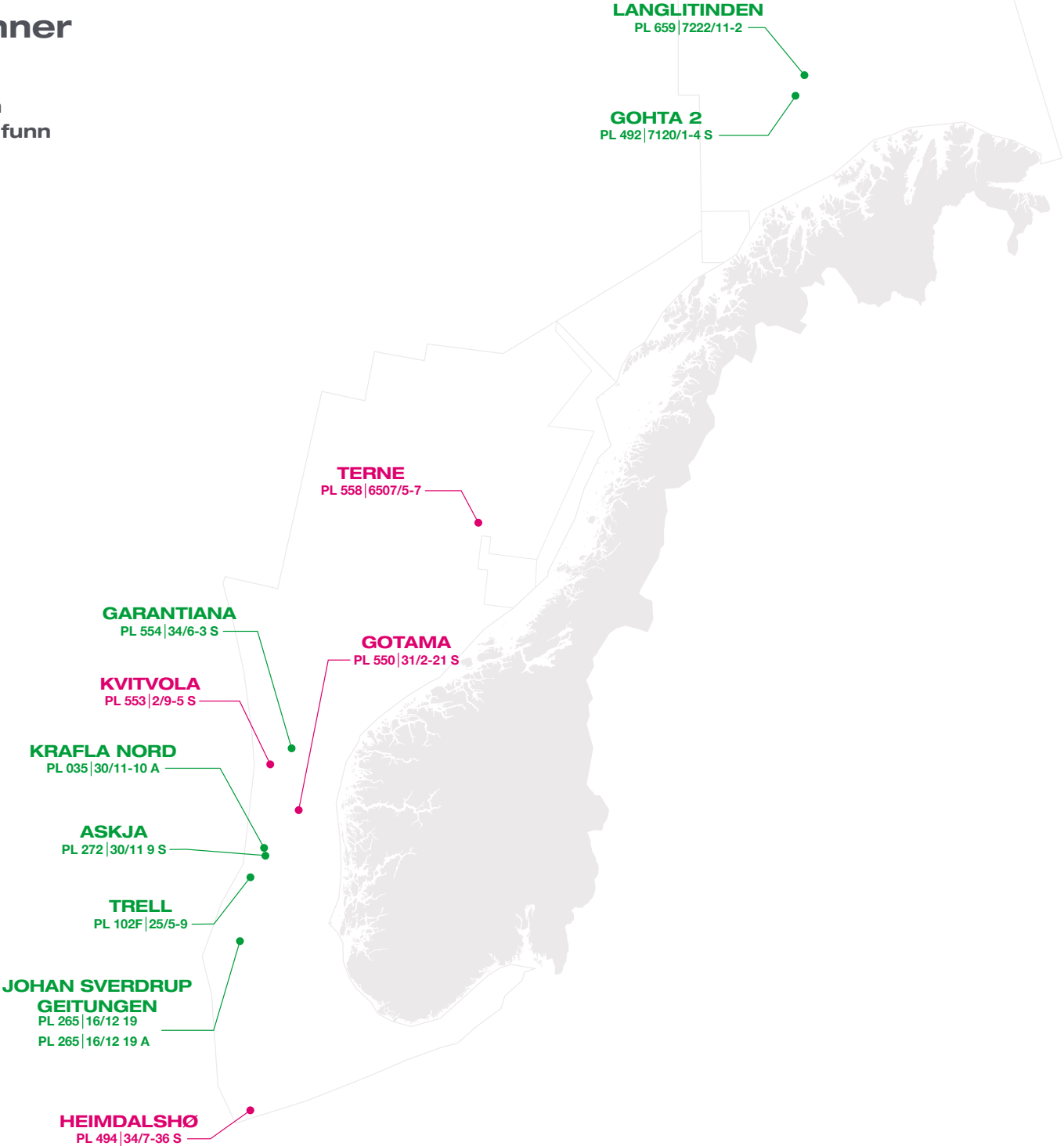
Rettighetshaverne i lisens 035 og 272 vil vurdere utbygging av funnene sammen med tidligere funn i lisensene. Foreløpig er størrelsen på disse funnene beregnet til mellom 140 og 220 millioner fat oljeekvivalenter.

I tillegg gjorde Det norske to ikke-kommersielle funn i 2014. I alt deltok selskapet i elleve brønner (Askja inkludert); åtte letebrønner og tre avgrensingsbrønner. Selskapet var operatør for tre av disse. Samlede leteutgifter utgjorde i 2014 omlag 157,5 millioner amerikanske dollar.



Brønner

- Funn
- Ikke funn



IVAR AASEN



Ivar Aasen har blitt større, fått flere partnere og utbyggingen går som planlagt.

I løpet av 2014 ble Ivar Aasen-feltet betydelig større. Reserveene økte fra 158 til 204 millioner fat, en økning på rundt 35 prosent. Dette kom som et resultat av oppjustering av reserveene og inkludering av to nye lisenser, 457 og 338, i feltutbyggingen. Gjennom oppkjøp av lisensandeler beholdt Det norske en eierandel i feltet på rundt 35 prosent. Det gir Det norske netto reserver på rundt 71 millioner fat oljeekvivalenter fra Ivar Aasen-feltet.

Den første oljen fra feltet kommer i fjerde kvartal 2016. Produksjonen vil være på rundt 70 000 fat oljeekvivalenter i 2020. På platå vil det tilføre Det norske rundt 24 000 fat per dag i produksjon. Ventet levetid for Ivar Aasen er 20 år, avhengig av oljepris og produksjonsutvikling.

Flere med

Utbyggingen av Ivar Aasen omfatter nå ressurser i fem lisenser: 001B, 028 B, 242, 338 og 457, og består av funnene Ivar Aasen, Hanz, West Cable og Asha. Lisenshaverne i de fem feltene signerte i juni 2014 avtale om fordelingen av eierskapet. Den såkalte unitiseringen omfatter forekomstene i Ivar Aasen, West Cable og Asha. Hanz-forekomsten i lisens 028 B omfattes ikke

av avtalen. Det norske er operatør for 028 B med en 35 prosent eierandel. Hanz skal bygges ut i fase to av Ivar Aasen-utbyggingen.

I gang på feltet

Aktiviteten på Ivar Aasen-feltet i Nordsjøen er nå i gang. Boringen av pilotbrønner startet første kvartal 2015, og utføres av riggen Maersk Interceptor. Riggen kom til Norge i oktober 2014 og ble da døpt i Stavanger. I slutten av desember var riggen klar på feltet. Boring av pilotbrønnene er viktig for å gi bedre kunnskap om reservoaret, om tykkelsen på reservoaret og om egenkapene. Informasjonen bidrar til at geomodeller og dreneringsstrategi kan avklares tidligere, og vil bidra til å optimalisere plasseringen av produksjons- og injeksjonsbrønnene.

Riggen Maersk Interceptor er på en femårskontrakt med Det norske, med opsjon på to års forlengelse. Maersk Interceptor er levert fra Keppel FELS-verftet i Singapore, og er med en høyde på 206 meter verdens største oppjekkbare rigg. Den er utformet for helårsdrift i Nordsjøen på vanddybder opp til 150 meter, og både oppetid og



Maersk Interceptor kom til Stavanger i oktober 2014. Foto: Jonny Engelsvoll

boreeffektiviteten er maksimert gjennom dobbel håndtering av røroperasjoner. På Ivar Aasen står den på 112 meters dyp med 38 meter mellom vannflaten og dekket.

På egne bein

Sommeren 2014 nådde prosjektet en viktig milepæl da en av hoveddelene av understellet til plattformdekket ble reist vertikalt («roll-up»). Senere er det gjennomført seks slike operasjoner, noe som gjorde at understellet i sin helhet sto på egne bein ved årsskiftet. Det siste store løftet ble gjennomført 12. desember. Understellet er ventet ferdig fra verftet til Saipem i Arbatax på Sardinia første kvartal 2015. Det skal plasseres på Ivar Aasen-feltet i andre kvartal 2015, og vil da rage 25 meter opp fra vannflaten.

Plattformdekket tar også gradvis form på verftet til SMOE i Singapore. Underdekket er sandblåst og malt. Hver dag tas det nye steg for en komplisert konstruksjon som skal seile til Utsirahøyden første halvår 2016.

Boligbygging

Boligkvarteret bygges av Apply Leirvik på Stord. Boligkvarteret bygges i tre moduler som skal være ferdige i 2015. Hit blir også helikopterdekket fra Singapore og livbåtene fra Kvinnherad fraktet for ferdigstillelse. Det totale arealet på boligkvarteret er på 3 267 kvadratmeter og skal inneholde 70 lugarer og en rekke fasiliteter. Planlagt avreise for boligkvarteret mot Nordsjøen er i mai 2016.





Stålunderstellet i Arbatax, klar for transport.
Foto: Det norske

Globalt prosjekt

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

I slutten av desember satte fraktebåter med utstyrspakker verdt omtrent 300 millioner kroner kursen mot Singapore. Til sammen var det avansert utstyr på over 500 tonn om bord, det meste

produsert i Norge. Leveransen av pakker fra Norge viser at norske leverandører er konkurransedyktige på det mest avanserte utstyret: kraner, pumper, tanker, aggregater, styringssystem og system for måling av olje og gass.

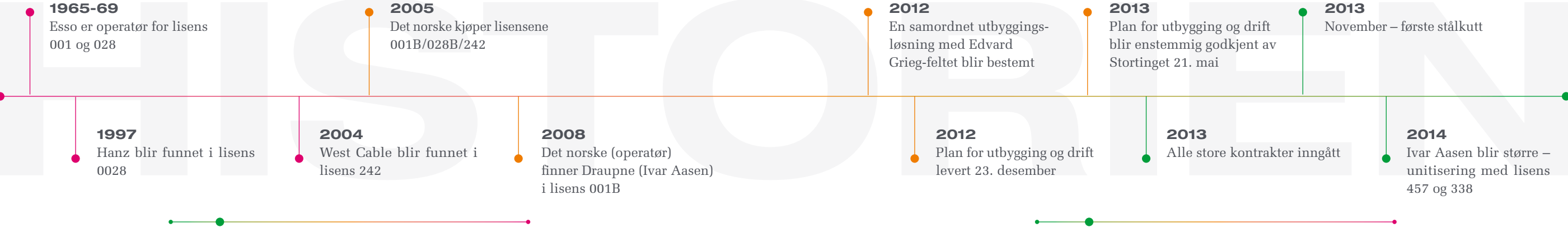
Samordnet

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.



Historien om Ivar Aasen-feltet

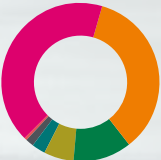
Ivar Aasen-feltet ligger på Utsirahøyden, i samme område som Johan Sverdrup-feltet og Edvard Grieg-feltet. Ivar Aasen ligger i den første lisensen som ble tildelt på norsk kontinentalsokkel i 1965, da med Esso som operatør.



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 bygger stålunderstellet på Sardinia. Prosjektering i Kingston og bygging på Sardinia
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
Prosafes har ansvar for boligkvarteret under arbeidet offshore
Maersk Drilling skal bore brønnene med riggen Maersk Interceptor
Schlumberger har kontrakten for brønnkomplettering

Partnere i Ivar Aasen



DET NORSKE (operator)	34,7862 %
STATOIL	41,4730 %
BAYERNGAS NORGE	12,3173 %
WINTERSHALL NORGE	6,4651 %
VNG NORGE	3,0230 %
LUNDIN NORWAY	1,3850 %
OMV NORGE	0,5540 %





Feltsenteret vil i første fase av utbyggingen bestå av prosessplattform, boreplattform, stigerørplattform og boligkvarter. Illustrasjon: Statoil

GIGANTPROSJEKT MED STORE RINGVIRKNINGER



Som partner i Johan Sverdrup-feltet er Det norske med på et av de største industriprosjektene i moderne tid. Feltet er det største oljefunnet på norsk kontinentalsokkel siden 1980-tallet og inneholder mellom 1,7 og 3,0 milliarder utvinnbare fat oljeekvivalenter.

Fredag 13. februar 2015 overleverte partnerskapet plan for utbygging og drift (PUD) for fase 1 til olje- og energiminister Tord Lien.

”Johan Sverdrup er et eksepsjonelt prosjekt som markerer optimisme for norsk kontinentalsokkel. Med en balansepris på mindre enn 40 dollar per fat vil det ha god lønnsomhet og sikre en solid kontantstrøm for Det norske i mange tiår fremover. Dette er en stor og viktig dag for Det norske”, sa administrerende direktør Karl Johnny Hersvik i forbindelse med overleveringen.

Unik produksjon

Feltet er planlagt for en levetid på 50 år og vil gi store positive ringvirkninger for samfunnet. Forventede utvinnbare reserver er anslått til mellom 1,7 og 3,0 milliarder fat oljeekvivalenter, hvorav mellom 1,4 og 2,4 milliarder fat oljeekvivalenter i fase 1. Når produksjonen er på topp vil Johan Sverdrup utgjøre omtrent 40 prosent av all norsk oljeproduksjon.

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

til staten som skatt. Prosjektet vil sikre mange norske arbeidsplasser. Foreløpige beregninger viser at nærmere 51 000 årsverk vil bli sysselsatt bare i første fase av utbyggingen i perioden 2014 – 2019. Når prosjektet går over i fase 1 drift, er det beregnet en sysselsetting på rundt 2 700 årsverk, som øker til 3 400 årsverk når feltet er fullt utbygget, planlagt fra 2022.

I løpet av første halvår 2015 skal Stortinget ta stilling til utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet. Planlagt oppstart er desember 2019.

Fordeling av eierandelene

Partnerskapet, bestående av Det norske, Statoil, Lundin Norway, Petoro og Maersk Oil, har anbefalt Statoil som operatør for alle faser av feltet. Det norske oljeselskap hadde ved innlevering av PUD ikke kommet til enighet med de øvrige partnerne om fordeling av eierandelene. De øvrige partnerne i feltet har derfor bedt Olje- og energidepartementet om å fastsette den endelige fordelingen av forekomstene i Johan Sverdrup. Inntil dette foreligger har Olje- og energidepartementet besluttet at Statoils forslag om fordeling skal legges til grunn.

”For Det norske har det hele tiden vært et avgjørende prinsipp at eierandelene i Johan Sverdrup skal fordeles

basert på en kombinasjon av volum og verdi. Når det ikke var mulig å komme til enighet med partnerskapet om dette, kan vi heller ikke signere en samordningsavtale”, uttalte Karl Johnny Hersvik i februar.

Det norske hadde før innlevering av PUD-en en 20 prosent eierandel i lisens 265 og en 22,22 prosent eierandel i lisens 502. Ved innleveringen av PUD var Det norskes eierandel i feltet foreslått av Statoil til 11,8933 prosent.

Første fase

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. Produksjonskapasiteten i første fase vil være mellom 315 000 og 380 000 fat oljeekvivalenter per dag. I de første årene, før vesentlig vannproduksjon starter, forventes effektiv kapasitet å være 380 000 fat per dag. Kostnadene for utbygging av første fase er beregnet til 117 milliarder kroner. Inkludert i dette er feltsenteret (med prosessplattform, boreplattform, stigerørplattform og boligkvarter), brønner, tre havbunnsrammer for vanninjeksjon, eksport av olje og gass, og kraftløsning. Estimater inneholder avsetning til uforutsette endringer og for eventuell prisøkning i markedet. Eksportløsningen for olje og gass er planlagt med ilandføring gjennom egne rør. Oljen skal





Kvaliteten på oljen fra Johan Sverdrup er i verdensklasse. Foto: Anette Westgaard, Statoil

transporteres til Mongstad-terminalen i Hordaland. Gassen skal transporteres via Statpipe til Kårstø i Rogaland for prosessering og videre transport. Johan Sverdrup fase 1 vil forsynes med kraft fra land.

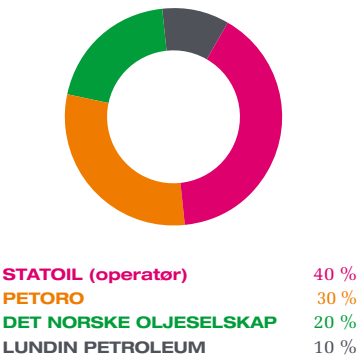
Fremtidige faser

Fremtidige utbyggingsfaser skal sikre god utnyttelse av områdene som til sammen utgjør Johan Sverdrup-feltet. Plan for utbygging av fremtidige faser forventes lagt fram for myndighetenes beslutning senest høsten 2017, og produksjonsstart er planlagt senest i 2022. Utbyggingen av fremtidige faser vil inkludere kraft fra land også til de omkringliggende feltene Ivar Aasen, Edvard Grieg og Gina Krog. Til de fremtidige utbyggingene er det knyttet usikkerheter, da verken konseptvalg eller investering er besluttet.

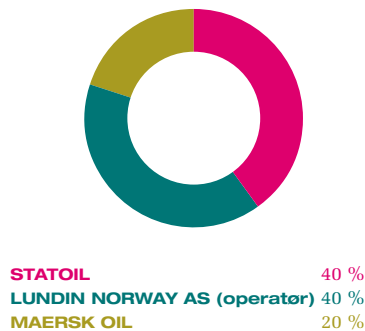
Største verdi

For Det norske har Johan Sverdrup stor betydning og utgjør store verdier. Feltet strekker seg over et område på mer enn 200 kvadratkilometer fordelt på tre lisenser. Det første funnet av feltet ble gjort i 2010 på Avaldsnes-prospektet i lisens 501. I august 2011 kom meldingen om et betydelig oljefunn i letebrønn 16/2-8 i nabolisensen 265, der Det norske har eierinteresser. Funnet ble gjort i prospektet Aldous Major Sør med en oljekolonne på 62 meter med svært gode egenskaper, og det ble klart at de to funnene henger sammen som ett gigantisk oljefelt. I alt har 32 brønner vært boret for å fastslå størrelsen og den ekstraordinære kvaliteten i feltet.

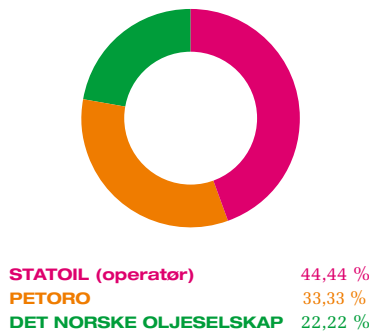
Partnere i lisens 265



Partnere i lisens 501



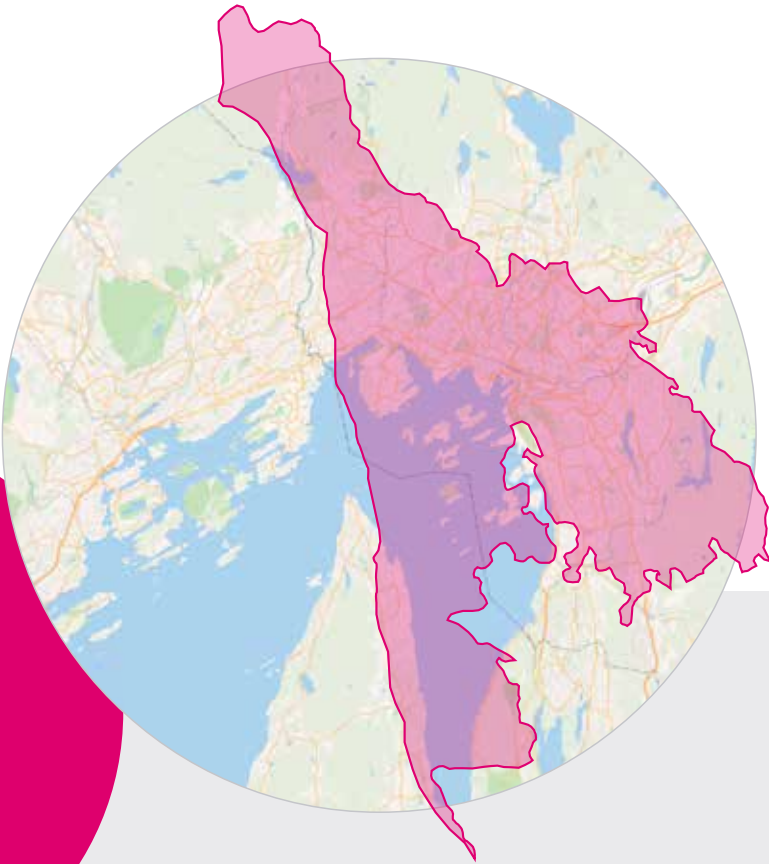
Partnere i lisens 502



Større enn Oslo

Johan Sverdrup-feltet strekker seg over 200 kvadratkilometer.

Her er feltet plassert over Oslo.



PRODUKSJON

Som operatør for Alvheim, Bøyla, Volund og Vilje har Det norske blitt en betydelig produsent av olje og gass. Det flytende produksjonsskipet Alvheim FPSO er et flaggskip, både for selskapet og området. Fra 1,63 millioner produserte fat oljeekvivalenter i 2013, økte produksjonen til Det norske betydelig, til 24,3 millioner fat oljeekvivalenter i 2014.

Veksten gjør at Det norske nå er et av de største uavhengige børsnoterte oljeselskapene i Europa, målt i produksjon.

Alvheimområdet

Sentrum for selskapets produksjon er Alvheimområdet i nordlige del av Nordsjøen. Området består av de produserende feltene Alvheim, Volund og Vilje. Fra og med 19. januar 2015 omfattet også Alvheimområdet det produserende Bøylafeltet. Alle disse fire feltene er bygget ut med undersjøisk infrastruktur og knyttet opp til produksjonsskipet Alvheim - et spesialdesignet FPSO-fartøy (en flytende enhet for produksjon, lagring og lossing).

Alvheimområdet bestod ved årsskiftet av sju boresentre knyttet opp til FPSO-en med tilknyttede strømningsrør. Området hadde da totalt 23 produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner. Oljen fra Alvheim blir transportert

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

Enestående produksjon

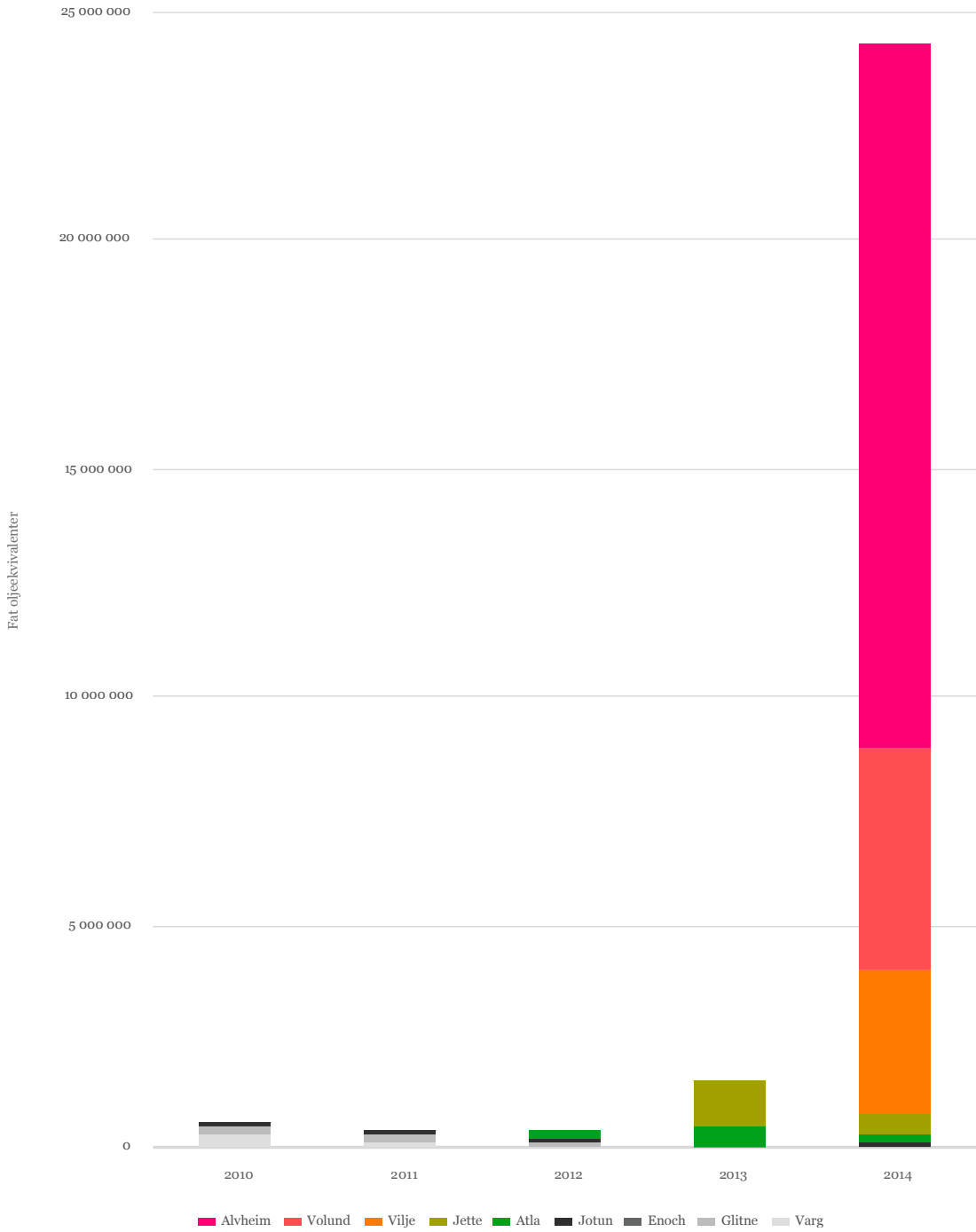
Produksjon fra Alvheimfeltet startet i juni 2008 fra reservoarene Kneler og Boa. I juli samme år startet produksjonen fra Viljefeltet, og i september 2009 startet produksjonen fra Volundfeltet. Alvheim FPSO produserer med regularitet i verdensklasse, og pålitelighets- og optimaliseringsarbeid har økt produksjonskapasiteten til produksjonsfartøyet fra de opprinnelige 120 000 fat olje per dag til mer enn 150 000 fat olje per dag. Ved slutten av 2014 nådde produksjonen fra Alvheim 280 millioner produserte fat olje brutto (309 millioner fat oljeekvivalenter brutto). Produksjonen fra Alvheim stod for 97 prosent av selskapets produksjon i 2014.



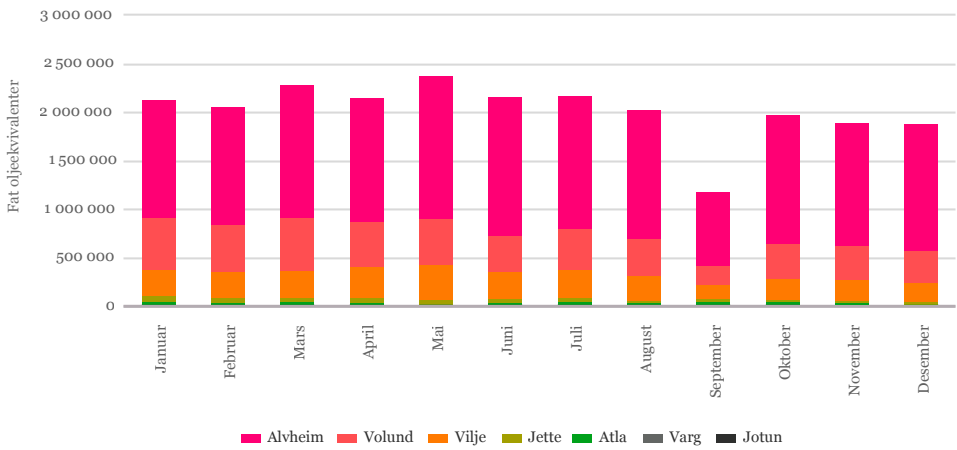
Alvheim FPSO. Foto: Det norske



Produksjon



Produksjon per måned



I februar 2015 vant Det norske prisen “Årets feltoperatør” for utmerket drift av Alvheimområdet. Prisen, Gullkronen 2015, ble delt ut av Rystad Energy og er en anerkjennelse av de beste selskapene og prestasjonene i industrien. Juryen kommenterte at “Det norske har levert på mange plan samtidig med reserveøkning, oppetid og HMS, og at selskapet er i gang med å bygge en ny hub i området”.

Bygges ut videre

Ved slutten av 2014 igangsatte Det norske utbyggingen av de mindre prospektene Viper og Kobra. De to funnene ligger mellom Alvheimfeltet og Volundfeltet, begge i lisens 203. De to reservoarene inneholder samlet om lag 9 millioner fat utvinnbare oljeekvivalenter. Viper og Kobra skal bygges ut med en firebrønns havbunnsinstallasjon med rørledning til Volundfeltet. Oppstart for boringen av brønnene er planlagt til sommeren 2016 og produksjonsstart er ventet i fjerde kvartal 2016. Brønnene skal

knyttes inn med en ny brønnramme via infrastrukturen på Volund tilbake til Alvheim FPSO.

I tillegg jobber Det norske med et brønnprogram for Alvheim som vil gi tre nye produksjonsbrønner med oppstart i løpet av 2015 og begynnelsen av 2016.

Produksjon fra flere

Det norske er også operatør for Jettefeltet, selskapets første egenopererte utbyggingsprosjekt som kom i produksjon i 2013.

Totalt hadde selskapet ved årsskiftet eierandeler i syv produserende felt. Selskapet er operatør for Alvheim (65 prosent eierandel), Vilje (46,9 prosent), Volund (65 prosent) og Jette (70 prosent). Selskapet er partner i Atla (10 prosent), Jotun (7 prosent) og Varg (5 prosent).



Fakta Alvheimområdet

Alvheim er navnet på Det norskes kjerneområde for produksjon og navnet 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 90 millioner fat oljeekvivalenter.

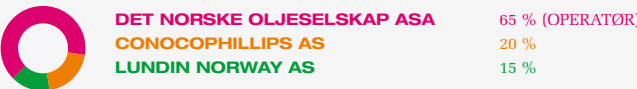
Utbyggingen av Alvheimfeltet har skjedd i flere faser. I første fase ble feltet bygget ut med ti produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner. I dag består Alvheimfeltet av 16 produksjonsbrønner og to vanninjeksjonsbrønner.

Lisenser: 088 BS, 203 og 036 C

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

Produksjonsstart: 2008

Partnere



Bøyla

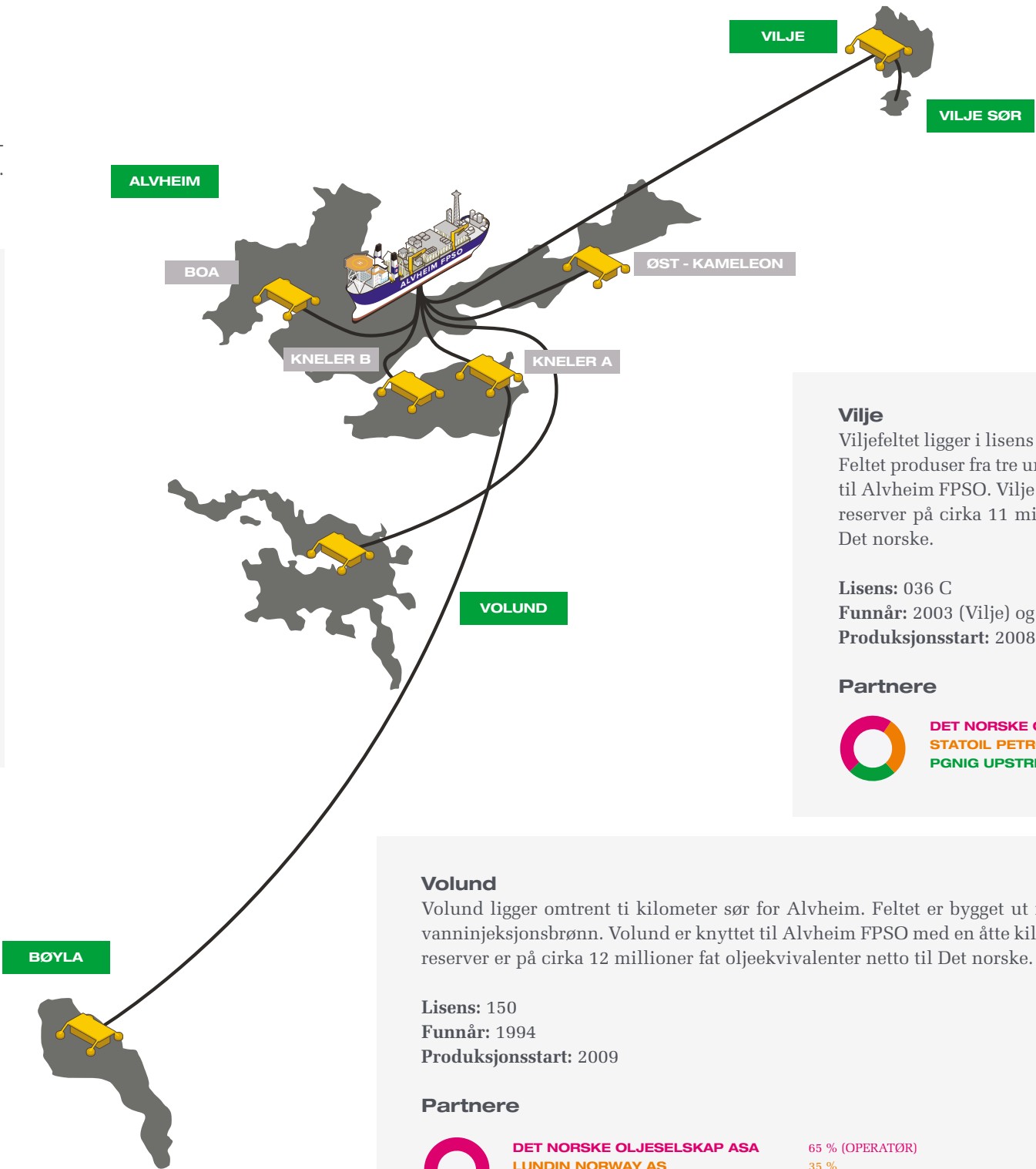
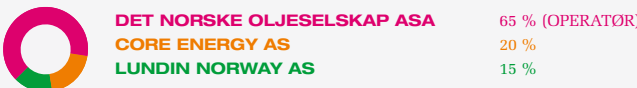
Bøyla er det fjerde feltet Det norske setter i produksjon i Alvheimområdet. Feltet er bygget ut med to produksjonsbrønner og én vanninjeksjonsbrønn, og er tilknyttet eksisterende infrastruktur på Alvheim FPSO med en 26 kilometer lang rørledning. Det er påvist utvinnbare reserver på totalt 23 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav 15 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

Lisens: 340

Funnår: 2009

Produksjonsstart: 2015

Partnere



Vilje

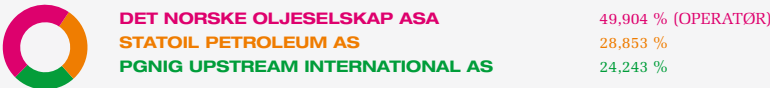
Viljefeltet ligger i lisens 036 C, 20 kilometer øst for Alvheim. Feltet produser fra tre undervannsbrønner som er koblet opp til Alvheim FPSO. Vilje er anslått til å inneholde utvinnbare reserver på cirka 11 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

Lisens: 036 C

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

Produksjonsstart: 2008

Partnere



Volund

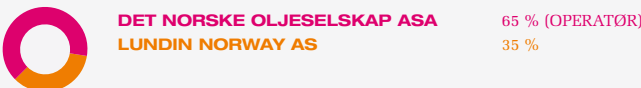
Volund ligger omtrent ti kilometer sør for Alvheim. Feltet er bygget ut med fire produksjonsbrønner og én vanninjeksjonsbrønn. Volund er knyttet til Alvheim FPSO med en åtte kilometer lang rørledning. Forventede reserver er på cirka 12 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

Lisens: 150

Funnår: 1994

Produksjonsstart: 2009

Partnere



FINANS

Tiltak for å styrke Det norskes finansielle robusthet har vært et viktig satsingsområde i 2014. Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS har sikret tilgang til produksjon og kontantstrøm og redusert selskapets finansieringsbehov for utbyggingene av Ivar Aasen-feltet og Johan Sverdrup-feltet.

Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS ble finansiert gjennom en kombinasjon av gjeld og egenkapital. En ny syvårig reservebasert lånefasilitet (RBL-fasilitet) på 3 milliarder amerikanske dollar kom på plass i juni og ble deretter inngått med et konsortium bestående av 17 banker. Denne avtalen erstattet og refinansierte selskapets tidligere gjeld. Den nye lånefasiliteten ble sikret av en pakke med sikkerhet i selskapets eierandeler i utbyggings- og produksjonslisenser i Norge. Lånet har en rente på LIBOR pluss en margin på 2,75 prosent per år, samt en margin på benyttet kreditt på 0,25 prosent eller 0,5 prosent, avhengig av hvor stor del av rettigheten Det norske benytter seg av.

Tilgjengelig opptreksbeløp i RBL-fasiliteten på 3 milliarder dollar blir satt to ganger per år og bestemmes av verdien på eiendelene som inngår i selskapets lånegrunnlag basert på visse forutsetninger. Ved årsslutt 2014 var lånebasen på 2,7 milliarder amerikanske dollar. Gitt at visse vilkår er oppfylt, kan RBL-fasiliteten økes til 4 milliarder dollar. Lånebetingelsene for RBL-fasiliteten inkluderer blant annet en fremmedkapitalprosent og en rentedekningsgrad i tillegg til kortsiktige og langsiktige likviditetsstester.

I tillegg til RBLen, har selskapet et obligasjonslån på 1,9 milliarder kroner utestående per årsslutt 2014. Lånet har forfall i 2020 og har rente på 3-måneders NIBOR pluss 5,0 prosent som betales kvartalsvis. Lånebetingelsene

inneholder blant annet en justert egenkapitalgrad på minimum 25 prosent og en minimums kontantbeholdning på NOK 250 millioner.

I juli styrket selskapet egenkapitalen gjennom en fortrinnsrettet emisjon på 3 milliarder kroner i ny kapital ved utstedelse av 61,9 millioner aksjer til en kurs på 48,50 kroner per aksje. De eksisterende aksjeeierne ble tildelt omsettelige tegningsretter som enten kunne avhendes i markedet eller bli benyttet til å tegne seg for aksjer i emisjonen. Den fortrinnsrettede emisjonen ble overtegnet med omtrent 43 prosent.

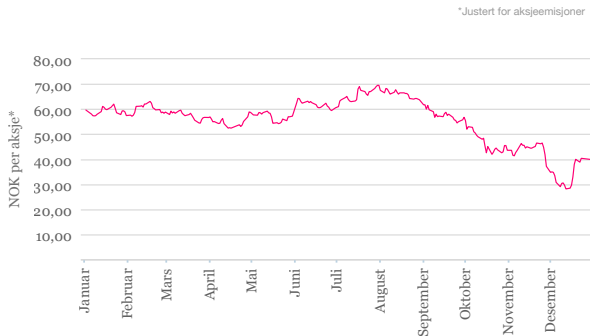
Begge disse finansieringsinitiativene, i tillegg til økte kontantstrømmer, styrket selskapets finansielle robusthet betraktelig etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Aksjen

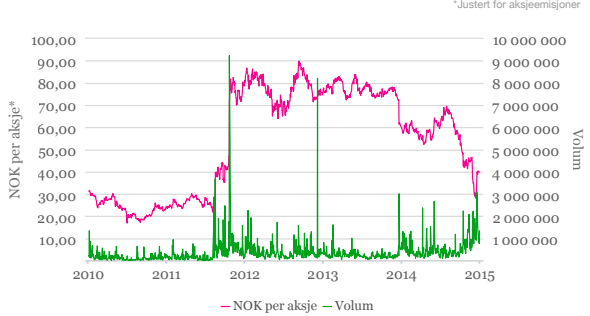
Det norske er notert på Oslo Børs med tickerkode DETNOR. Ved årsskiftet var aksjeverdien på 39,87 kroner per aksje, noe som tilsvarte en markedsverdi på 8,1 milliarder kroner. Dette var lavere enn markedsverdien ved inngangen på året og kom som en følge av svak prisutvikling i aksjen i andre halvår.

Aksjen er registrert på OBX-indeksen, og er med det en av de mest likvide aksjene på Oslo Børs. Ved årsskiftet var aksjene i Det norske fordelt på 7 693 aksjekonti. Eierskapet er likevel relativt konsentrert, i og med at

Aksjen



Utvikling av aksjen



de 20 største kontiene kontrollerer om lag 72 prosent av aksjekapitalen. Det norske har en sterk industriell eier, Aker Capital AS, som eier 49,99 prosent av aksjene i selskapet. Den geografiske fordelingen av aksjonærene har vært relativt stabil gjennom 2014. Ved utgangen av året var 88,6 prosent av de utestående aksjene kontrollert av norske statsborgere og selskaper registrert i Norge.

Det norske har som mål å legge til rette for at aksjen er attraktiv og lett omsettelig. Hver aksje har én stemme på generalforsamlingen og like rettigheter til utbytte. Selskapet er for øyeblikket ikke i posisjon til å betale utbytte.

Det norske ønsker å fremme åpenhet i samfunnet. Nomineekontoer skjuler hvem som virkelig eier aksjen, noe selskapet mener er uheldig. Per 31.12.2014 var ca. 9 prosent av aksjekapitalen registrert på nomineekontoer.

Endring av funksjonell valuta

Etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS endret Det norske selskapets funksjonelle valuta til amerikanske dollar (USD). Endringen i funksjonell valuta fra norske kroner (NOK) har effekt fra 15. oktober 2014, som var gjennomføringsdatoen for oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Balansen for 2014 ble konvertert til USD med valutakurs på 6,6161 per 15. oktober 2014.

20 største aksjonærer per 31.12.2014

	Antall aksjer	Andel
Aker Capital AS	101 289 038	49,99
Folketrygdefondet	11 221 352	5,54
Odin Norge	3 848 325	1,90
Verdipapirfondet DNB Norge (IV)	2 828 328	1,40
VPF Nodrea Norge Verdi	2 706 932	1,34
KLP Aksje Norge VPF	2 484 537	1,23
The Northern Trust Co.	2 448 577	1,21
Verdipapirfondet DNB Norge Selekti	2 422 966	1,20
Fondsfinans Spar	2 200 000	1,09
VPF Nordea Kapital	2 151 115	1,06
JP Morgan Chase Bank, NA	1 784 114	0,88
Tvenge	1 600 000	0,79
Danske Invest Norske Instit. II.	1 589 736	0,78
Kommunal Landspensjonskasse	1 573 682	0,78
Statoil Pensjon	1 264 905	0,62
Morgan Stanley & Co. LLC	1 188 849	0,59
Danske Bank	1 024 893	0,51
Credit Suisse Securities	981 828	0,48
KLP Aksje Norge Indeks VPF	926 955	0,46
SEB Private Bank S.A. (Extended)	889 025	0,44



HELSE, MILJØ OG SIKKERHET

Som arbeidsgiver og oppdragsgiver skal Det norske sørge for at all virksomhet foregår i henhold til de høyeste standardene for helse, miljø og sikkerhet (HMS) i oljebransjen. Vi skal være en pådriver for sunne holdninger og en kultur som fremmer HMS som det aller viktigste. Vår holdning er at alle uønskede hendelser kan unngås.

Samarbeid med norske myndigheter og tilsyn fra myndighetsorgan er viktig for at selskapet skal opprettholde denne standarden. Det norskes HMS- og kvalitetsprogram reflekterer derfor hovedprioriteringene til Petroleumstilsynet – barrierer, ledelse og storulykkerisiko, nordområdene og risikoutsatte grupper.

Det norske skal også sikre at alle leverandører forplikter seg til, og etterlever, selskapets krav og standarder. Dette gjør vi gjennom god kontakt og samarbeidsforum med leverandører, herunder god kontraktsoppfølging, kulturprogram for HMS og årlige HMS-konferanser.

Det norske fikk ingen pålegg fra Petroleumstilsynet i 2014. Petroleumstilsynet gjennomførte ni tilsyn i 2014 mot Det norske sine operasjoner og aktiviteter. Miljødirektoratet utførte to tilsyn mot Det norske sin virksomhet.

Det norske hadde ingen hendelser med alvorlige konsekvenser i sine aktiviteter i 2014.

Beredskap

Selskapets beredskapsorganisasjon består av en kontinuerlig operasjonell vaktordning som dekker all vår virksomhet i Norge og i utlandet. Et betydelig antall personer er på vakt til enhver tid for å håndtere en eventuell hendelse. Disse er godt skolert og trener jevnlig på håndtering av hendelser gjennom beredskapsøvelser.

I forbindelse med integrasjonen av Det norske og Marathon Oil Norge AS har selskapet jobbet mye med samordning av HMS, beredskap og styringssystemer. Et omfattende beredskapsprogram er implementert i den nye organisasjonen som blant annet inkluderer ukentlige treninger i høstmånedene for å sikre kontinuitet,

rolleforståelse og operasjonell kunnskap om selskapets nye og utvidede virksomhet.

Det norske er medlem i Operatørenes forening for beredskap (OFFB). Som en viktig del av beredskapsorganisasjonen i Det norske har OFFB deltatt i planlegging av og gjennomføring av øvelser.

Ivar Aasen

Det norske bygger ut Ivar Aasen-plattformen uten egne gassturbiner for kraftforsyning og er klar for å koble plattformen til et mulig fremtidig anlegg for kraft fra land til feltene på Utsirahøyden. Prosjektet har etablert et sett ufravikelige HMS-regler som alle kontraktører og prosjektmedarbeiderne forplikter seg til å følge. HMS er et naturlig tema på alle møter og det er også etablert et forum, HSE SUMMIT, hvor alle ledere fra kontraktspartnere og personell fra Det norske samles for å diskutere og enes om viktige spørsmål.

I 2014 ble det registrert fire hendelser som kunne medføre alvorlig skade; tre fallende gjenstander og én hendelse med arbeid i høyden uten sikring. Disse er gransket og endringer er gjennomført. Det er også registrert tre mindre skader som har ført til sykefravær. Med drøyt 4,6 millioner arbeidstimer gir det en skadefrekvens («Serious Incident Frequency») på 0,9, som vi anser å være et godt resultat.

Alvheim

Som operatør for Alvheim har Det norske fått en endring i selskapets påvirkning på miljøet. Feltet er bygget ut med tekniske løsninger som minimerer utslipp og potensielle miljøeffekter. Lukket fakkell, turbiner med lav NOx-teknologi, gjenvinning av avfallsvarme og design for reinjeksjon av produsert vann er eksempler på teknologi som er tatt i bruk.



Foto: Det norske

Storulykkerisiko

Det norske arbeider systematisk med forebygging av storulykker i selskapets virksomhet. I driften av Alvheim og i utbyggingen av Ivar Aasen arbeider selskapet systematisk med risikoreduserende tiltak. Sentralt i forebygging av storulykke på både Alvheim og Ivar Aasen er barrierestyring. God styring av tekniske, operasjonelle og organisatoriske barrierer og forankring på alle ledelsesnivå er helt avgjørende i dette arbeidet.

Det norske har solid oljevernkompetanse og deltar aktivt i Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO). NOFO er spesialtrenet for å håndtere oljevernaksjoner. Det norske har vært medlem i NOFO siden etableringen, og deltar med vaktgående personell i NOFOs operasjonsgruppe.

Miljø

Utslipp til miljøet og kjemikalieforbruk fra boreoperasjonene rapporteres årlig til Miljødirektoratet. Det norske arbeider for å redusere mengden kjemikalier og med å bytte ut mulige miljøfarlige kjemikalier. Det norske arbeider også for å redusere avfallsmengden.

Alle planlagte utslipp i 2014 var innenfor gitte tillatelser. I 2014 hadde selskapet akuttutslipp av brannskum (ca. 15 m³) og 900 liter hydraulikkolje fra Alvheim FPSO samt 2 m³ oljebasert slam fra boringen av letebrønnen Kvithola.

Det norske er medlem av næringslivets NOx-fond. Gjennom innbetaling bidrar selskapet til at midler gjøres tilgjengelige for tiltak som reduserer utslipp også i annen industri, og i skipsfart og fiskeri.

Mål for helse, miljø og sikkerhet

- Det norske skal drives slik at selskapet:
- Unngår skader på personell, miljø og økonomiske verdier
 - Unngår arbeidsrelatert sykdom
 - Sikrer anleggenes tekniske integritet
 - Unngår pålegg fra norske myndigheter



Foto: Det norske





Foto: Thor Nielsen

Etiske retningslinjer, samfunnsansvar – og engasjementet - er en viktig del av fundamentet i Det norske. Som selskap er vi bevisst vår påvirkning på samfunnet rundt oss.

Eierstyring

Det norske følger retningslinjene gitt i Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse. I tråd med anbefalingen er det vedtatt etiske retningslinjer for selskapet, selskapets ledelse og ansatte. Det norske legger stor vekt på å overholde lover og etiske retningslinjer. Samfunnsansvar demonstreres i måten vi opptrer på, i kvaliteten på arbeidet vårt, i våre produkter og i hele vår virksomhet. Selskapets etikk strekker seg imidlertid lenger enn bare etterlevelse.

Etiske retningslinjer og antikorrupsjon

Det norske har nulltoleranse for korrupsjon i alle aktiviteter. Selskapets etiske retningslinjer oppdateres årlig. Grunnlaget for innkjøp i Det norske er konkurrerende budgivning og prinsippet om ikke-diskriminering, like-

behandling og transparente anbudsprosesser. Selskapet er forpliktet til å benytte leverandører som konsekvent driver sin virksomhet i tråd med Det norskes verdier og gjeldende norsk lovgivning. Leverandørene må også oppfylle alle krav Det norske stiller innen helse, miljø, sikkerhet, samfunnsansvar, etikk, antikorrupsjon, kvalitetsstyringssystem, menneskerettigheter og arbeidsstandarder.

Det norske har i 2014 vektlagt arbeidet med etikk og antikorrupsjon ved å utføre risikovurderinger samt introdusere et antikorrupsjonsprogram for de ansatte. Videre har Det norske vurdert hvordan prinsippene i FNs Global Compact har innvirkning på selskapets aktiviteter. I 2015 vil dette arbeidet fortsette i samarbeid med Aker ASA.

Forskning

Forskning på forbedring av teknologi og utvikling av nye arbeidsmetoder er avgjørende for utviklingen av Det norske og bransjen. Det norske ønsker å heve kompetansen i bransjen, og er spesielt opptatt av utvikling av geologisk forståelse og forbedring av verktøy for analyse av geofysiske data.

I 2014 støttet Det norske forsknings- og utviklingsprosjekter til en verdi av 65 millioner kroner. Av i alt 69 prosjekter berørte 33 prosjekter problemstillinger knyttet til undergrunnen, mens 15 var relatert til utbygging. Drift, boring og brønnoperasjoner sto for 14 prosjekter, HMS og FoU-administrasjon for syv. Omtrent 80 prosent av forsknings- og utviklingsmidlene gikk til eksterne leverandører og forskningsinstitutter, hovedsakelig norske.

Det norske er involvert i flere forskningsprosjekter som ser på hvordan selskapet kan bidra til å utvikle kompetanse for oljeutvinning i nord. I fem år har selskapet bidratt til å kvalifisere nordnorsk leverandørindustri til oljenæringen. I løpet av 2014 ble fire nye bedrifter ISO-sertifisert av DNV GL, alle for ISO 9001 - en ISO-standard innen kvalitetsstyring og et spesielt godt verktøy for kvalitetssikring av produksjon og feil.

Sponsorater

Det norske er også opptatt av å være en betydelig samfunnsaktør i nærmiljøet. Selskapet støtter kultur, idrett og samfunnsnyttige tiltak, og prioriterer tiltak som er til glede for våre ansatte. I 2014 samarbeidet selskapet med Det Norske Teatret i Oslo, Oljemuseet i Stavanger, Trøndersk matfestival, Nidarosdomens Guttekor og Trondheim Jazzfestival. Som en del av oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS inngikk Det norske samarbeid med ishockeylaget Stavanger Oilers.

Et annet viktig samarbeidsprosjekt i 2014 var bygging av skoler i Rwanda. Gjennom partnerskapet med UNICEF støtter Det norske Schools for Africa-prosjektet og har siden oppstarten bidratt med bygging av flere enn ti skoler i Kamonyi-distriktet i Rwanda. Over 10 000 elever har gjennom prosjektet fått bedre skoler og læringsmiljø, og lærere har fått videreutdanning.

Av andre sponsorprosjekter støtter selskapet lokal breddeidrett, kultur og ulike samfunnsprosjekter initiert av de ansatte. I 2014 ga selskapet støtte til over 60 slike prosjekter, de fleste innen idrett og kultur for barn og unge i hele landet.

Utfyllende kommentarer om eierstyring og selskapsledelse finnes i Styrets årsberetning og årsregnskap.



Det norske har siden 2008 støttet UNICEF sitt Schools for Africa-prosjekt i Rwanda. Foto: Det norske



ET KREVENDE ÅR FOR OLJEBRANSJEN

Oljebransjen gjennomgikk omfattende endringer i 2014. Som et resultat av høye kostnader og fallende oljepriser intensiverte hele bransjen en prosess med nødvendige omstillinger. Kostnadskutt ble iverk-satt av både oljeselskapene og av leverandørindustrien. Behovet for videre omstilling er imidlertid fortsatt stort.

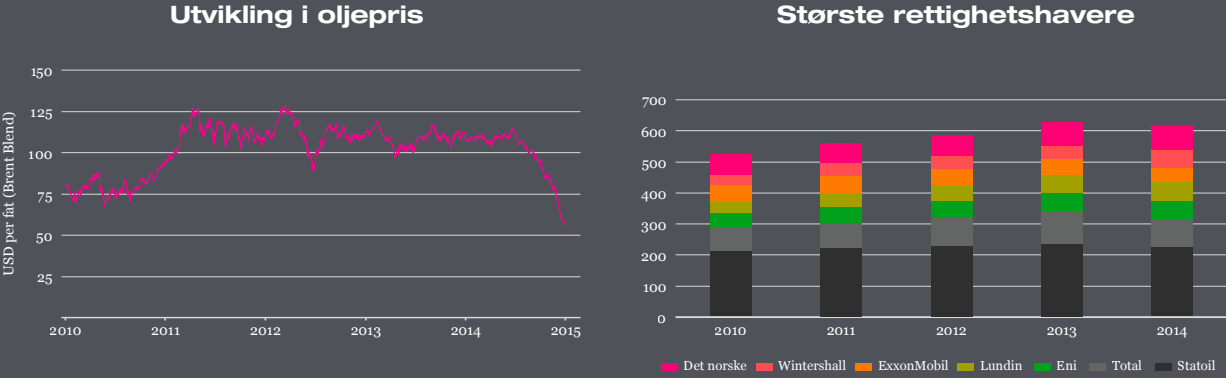
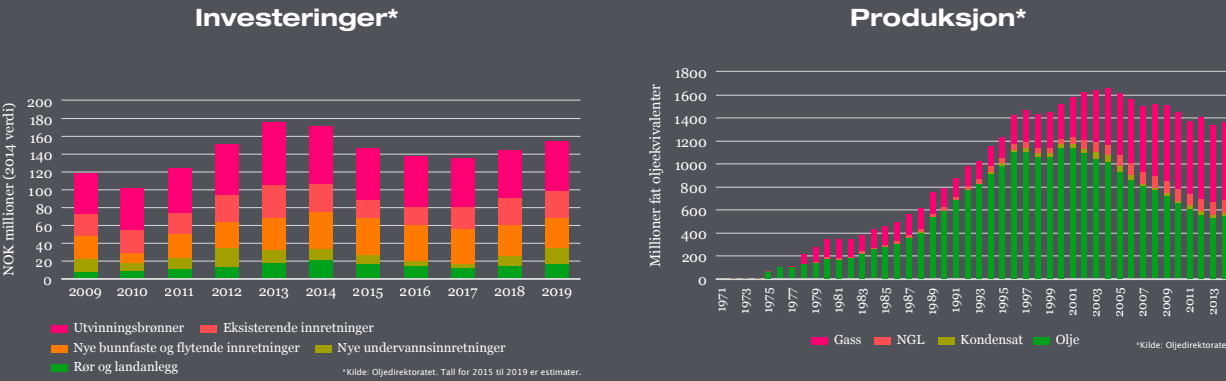
Det høye kostnadsnivået har lenge vært en utfordring for lønnsomheten i oljebransjen, og dette ble ytterligere forsterket av den dramatisk fallende oljeprisen. Omfat-tende omstillinger og kostnadskutt preget derfor bransjen i 2014 - en omstilling som ifølge Oljedirektoratet er helt nødvendig. Selv om kostnadskuttene på kort sikt kan innebære et lavere aktivitetsnivå, mener direktoratet at prosessen bransjen nå er inne i kan legge grunnlag for en solid robusthet og lønnsomhet på lang sikt.

Aktiviteten på norsk sokkel var likevel høy i 2014. 56 letebrønner ble påbegynt, og det ble gjort 22 nye funn – to flere enn i 2013. Åtte av funnene var i Nordsjøen, fem i Norskehavet og ni i Barentshavet. Ressursene i de nye funnene utgjør mellom 251 og 692 millioner fat olje/kondensat og 157-472 millioner fat o.e. utvinnbar gass.

Totalproduksjonen av olje og gass nådde 1363,7 mil-lioner fat oljeekvivalenter. Dette er 298,3 millioner fat mindre enn i rekordåret 2004, og 1,4 prosent mer enn i 2013. I 2014 økte oljeproduksjonen for første gang siden tusenårsskiftet. Den nådde 552,52 millioner fat, som er tre prosent mer enn året før. Det er 79 felt i drift på norsk kontinentalsokkel i dag. Fire nye felt ble satt i produksjon.

Elleve felt var under utbygging ved årsskiftet: ni i Nord-sjøen, ett i Norskehavet og ett i Barentshavet. Ifølge Oljedirektoratets foreløpige tall ble det investert 172 milliarder kroner i oljevirksomheten på norsk kontinen-talsokkel i 2014. Investeringene anslås å falle rundt 15 prosent fra 2014 til 2015 og med ytterligere åtte prosent til 2017, for deretter å flate ut og øke moderat fra 2018.

Fakta norsk kontinentalsokkel 2014



ORGANISASJON OG ARBEIDSMILJØ

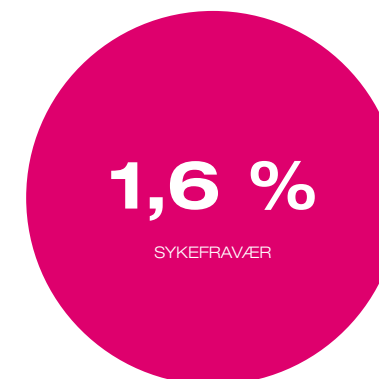
Foto: Kilian Munch

Ny hovedledelse, doubling av antall ansatte, nytt kontor i Stavanger, egen offshoreorganisasjon, omorganisering og strukturendringer. 2014 har vært et år med store organisatoriske endringer for Det norske.

Karl Johnny Hersvik tiltrådte som ny administrerende direktør 1. mai 2014. Et par måneder senere presenterte han sin nye hovedledelse, som trådte i kraft fra 15. oktober 2014. Den nye ledergruppen består hovedsakelig av ledere med bakgrunn fra Det norske og fra det tidligere Marathon Oil Norge AS. Endringen av ledergruppen var starten på en større omorganisering av selskapet med mål om en mer sømløs, effektiv og fleksibel organisasjon.

Store endringer for ansatte

Organisasjonsendringene har vært synlige på mange områder. Det norske sitt nest største kontor ligger nå i Stavanger, og selskapet har i tillegg fått en egen offshoreorganisasjon. I antall ansatte er organisasjonen nesten doblet, fra 279 til 507. Omorganiseringen har også gitt nye forretningsenheter og endring i avdelingsstrukturer.



Selskapet har gjennom integrasjonsprosessen jobbet godt med tillitsvalgte for å redusere usikkerhet og arbeidsrelatert stress. Flere tiltak er iverksatt for å sikre kontinuerlig informasjon og åpenhet rundt prosessene. Integrasjonsarbeidet pågår enda, og vil bli fulgt opp videre utover i 2015.

Av andre tiltak gjennomførte Det norske to samlinger på senhøsten der alle ansatte ble invitert til å bli bedre kjent med selskapet, den nye organisasjonen, og hverandre. Avdelingene har også gjennomført egne samlinger med bygging av selskapskultur og utviklingen av selskapet som tema.

Arbeidsmiljøet

Det norske gjennomfører en arbeidsmiljøundersøkelse annethvert år, sist i mars 2014. Det psykososiale og fysiske arbeidsmiljøet oppleves som godt, og de ansatte er motiverte og trives på jobb. Forbedringsområdene undersøkelsen avdekket er fulgt opp i løpet av året. Ny arbeidsmiljø- og organisasjonsundersøkelse planlegges gjennomført høsten 2015.

Det rekordlave sykefraværet bekrefter at folk trives sammen og trives med å jobbe i Det norske. Sykefraværet gikk ned til 1,6 prosent, fra 1,8 prosent i 2013 og 2,4 prosent i 2012.

Ansatte i Det norske er organisert i fagforeningene Tekna, Industri Energi og Lederne.

Utover oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS, ansatte Det norske 59 nye medarbeidere i 2014. Tre medarbeidere sluttet.

Likestilling

Selskapet jobber for et likestilt arbeidsmiljø som gir alle like muligheter ut fra kvalifikasjoner og uavhengig av kjønn, etnisitet, legning eller funksjonshemming. I desember 2014 utgjorde kvinneandelen 25 prosent av arbeidsstyrken. Kvinneandelen i styret er 40 prosent.

Faglig og sosial utvikling

Det norske er opptatt av kompetanseutvikling og oppfordrer alle ansatte til regelmessig oppdatering gjennom



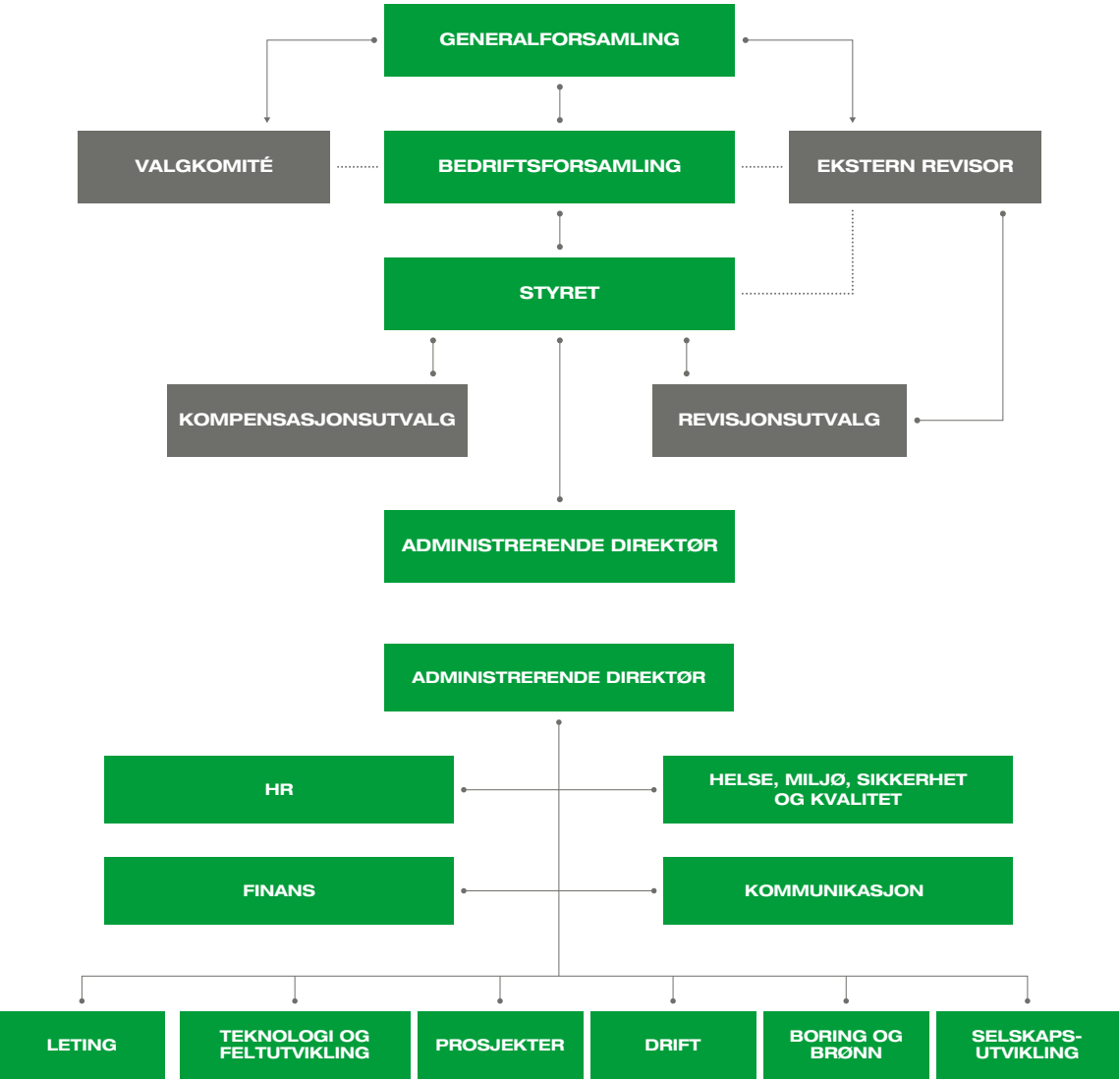
kurs, seminarer og mulighetene internt med rotasjon. Utviklingen av Det norske-skolen vil fortsette gjennom 2015. For nye ansatte gjennomfører selskapet et obligatorisk introduksjonskurs. Dette initiativet gjenspeiler selskapets innsats for å skape felles kunnskap, kultur og identitet.

Det norske har et aktivt bedriftsidrettslag, med lokallag på alle kontorstedene. Selskapet støtter opp om et bredt utvalg av aktiviteter, og oppmuntrer ansatte til å være i fysisk aktivitet. I 2014 var det over 30 aktive grupper spredt på selskapets kontorsteder i Norge og i utlandet.

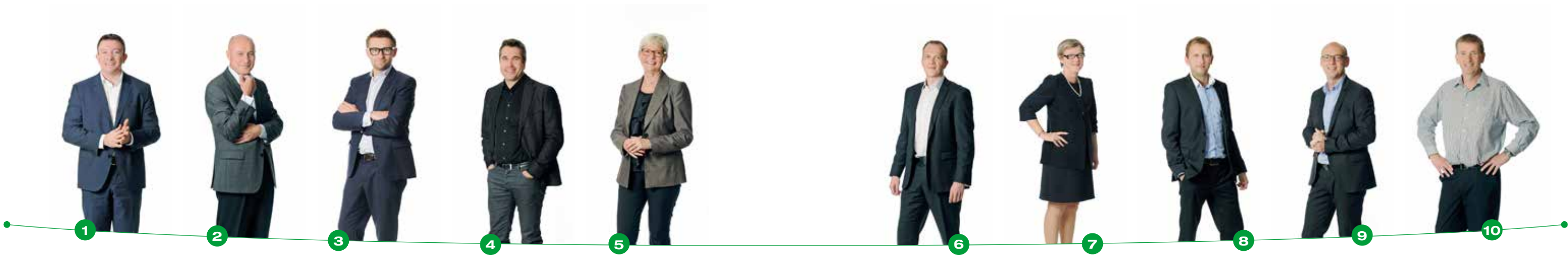


Foto: Thor Nielsen

ORGANISASJON OG STYRINGSMODELL



HOVEDLEDELSEN per 31.12.2014



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 teknologi og feltutvikling

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.

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.

Kjetil Ween (8) direktør boring og brønn

Kjetil Ween (født 1976) kommer fra stillingen som boresjef Norge i Marathon Oil Norge AS. Han har også vært boreingeniør på Alvheim og i Mexicogulfen og boresjef for Ekvatorial-Guinea. Han har i tillegg jobbet som boreingeniør for Schlumberger. Ween har en MBA og en BSc i International Finance fra Griffith University i Australia, i tillegg til en BSc i petroleumsteknologi fra Høgskolen i Stavanger.

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 Mexicogulfen i samme selskap. Han har også jobbet som prosjektleder og plattformsjef i BP. Solli er utdannet sivilingeniør elektro fra NTH/NTNU.

Bedriftsforsamling

Bedriftsforsamlingen besto i 2014 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 31.12.2014

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 teknologiselskaper 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.

Tom Røtjer (5)

styremedlem

Tom Røtjer (født 1953) er direktør for prosjekter i Norsk Hydro. Røtjer har hatt flere lederstillinger i Hydro siden 1980 og ansvaret for flere store utbyggingsprosjekt. Fra 2007 til 2012 var han konserndirektør for prosjekter og medlem av konsernledelsen i Hydro. I 2004 ble Røtjer prosjektdirektør for utbyggingen av det store gassfeltet Ormen Lange i Norskehavet og den tilhørende undervannsrørledningen Langeled. Han er sivilingeniør i maskinfag fra NTH (1977). Røtjer 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.

Inge Sundet (2)

styremedlem

Inge Sundet (født 1963) er leder B&B Ivar Aasen. Han har vært i Det norske siden 2008 og har innehatt flere funksjoner i boreavdelingen. Sundet er sivilingeniør maskin/NTNU (1988). Han var i Statoil fra 2001 til 2008, hvor han arbeidet primært med komplettering av brønner (Heidrun og Kristin). Han har også en periode offshore som boreleder. I perioden 1989–2001 var han ansatt som seniorforsker i SINTEF innen fagområdet sikkerhet og pålitelighet rettet mot oljebransjen. Sundet er norsk statsborger.

Gudmund Evju (4)

styremedlem

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.

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 2014 besto av Kjetil Kristiansen (leder), Finn Haugan og Hilde Myrberg.



ORD OG UTTRYKK

Arbeidsmiljøutvalg (AMU) – Arbeidsmiljøutvalg skal etter arbeidsmiljøloven opprettes i virksomheter hvor det jevnlig sysselsettes minst 50 arbeidstakere. Arbeidsmiljøutvalget skal virke for gjennomføringen av et fullt forsvarlig arbeidsmiljø i virksomheten.

Avgrensingsbrønn – Letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumsforkomst som allerede er påvist av en letebrønn.

Barrierer – Tekniske, operasjonelle og organisatoriske elementer som enkeltvis eller til sammen skal redusere muligheten for at konkrete feil, fare- og ulykkessituasjoner inntreffer, eller som begrenser eller forhindrer skader/ulempen.

Barrierestyring – Koordinerte aktiviteter for å etablere og opprettholde barrierer slik at de til enhver tid opprettholder sin funksjon.

Betingede ressurser – Utvinnbare petroleumsmengder som er påvist, men som det ennå ikke er tatt beslutning om og gitt tillatelse til å utvinne.

Blokk – Dette er en geografisk inndelingsenhet som brukes i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Sjøområdene innenfor kontinentalsokkelens yttergrense inndeles i blokker med en størrelse på 15 bredde-minutter og 20 lengde-minutter med mindre tilstøtende landområder, grenser mot andre staters kontinentalsokler eller andre forhold tilsier noe annet.

Boreprogram – Et boreprogram er en beskrivelse som inneholder brønn-/brønnbanespesifikke opplysninger om planlagt bore- og brønnaktivitet.

Brønn – En brønn er et hull som bores for å finne eller avgrense en petroleumsforkomst og/eller for å produsere petroleum eller vann til injeksjonsformål, injisere gass, vann eller annet medium, eller kartlegge eller overvåke brønnparametere. En brønn kan bestå av en eller flere brønnbaner og ha ett eller flere endepunkt.

Eierstyring og selskapsledelse – Prinsipper for god eierstyring og selskapsledelse (omtales også som Corporate Governance), kan beskrives

som retningslinjer som klargjør rolledelingen mellom eierne, styret og ledelsen i selskapet.

Fat olje – Et amerikansk rommål. Ett fat tilsvare 159 liter.

Felt – En eller flere petroleumsforkomster samlet som omfattes av en godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller er innvilget fritak fra PUD.

FNs Global Compact – Global Compact er FNs initiativ for samarbeid med næringslivet om en bærekraftig utvikling. Ideen bak Global Compact er at bedriftene slutter seg til ti grunnleggende prinsipper. Disse går ut på at bedriftene skal støtte og respektere de internasjonale menneskerettighetene og sentrale arbeidstakerrettigheter, fremme miljøansvar og motarbeide korrupsjon.

Forkastning – Bruddflate som skiller mellom to bergartslegemer som er forflyttet i forhold til hverandre.

FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) – En flytende plattform som brukes i petroleumsvirksomhet til havs for å prosessere og lagre petroleum under produksjon på et oljefelt. Som regel har FPSO-er form som et tankskip, men også bøyer som sevanbøyer og sparbøyer regnes som FPSO-er. De er utstyrt med ankere slik at skipet kan holde seg rett over brønnen

Funn – En eller flere petroleumsforkomster som er oppdaget og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum. Definisjonen omfatter både kommersielt og teknisk funn. Funnet får status som felt, eller inngår i et eksisterende felt, når plan for utbygging og drift (PUD) er godkjent av myndighetene.

Geomodell – Geomodeller benyttes i oljeindustrien for å beregne hvor mye olje som er i bakken, og hvor den ligger. Geomodellering brukes til å identifisere hvilke utvinningsløsninger som er sikre, økonomiske og effektive i forbindelse med utbyggingen av et reservoar.

Havbunnsramme – Et fundament og samtidig beskyttelsesstruktur for ventiltårer og annet utstyr på havbunnen.

Havbunnsseismikk – Havbunnsseismikk (OBS) innebærer å legge innsamlingssystemet på havbunnen i stedet for å taue det etter båt. At man legger systemet på bunnen gir bedre data, men koster mer tid og penger. Havbunnsseismikk er anerkjent som den beste teknologien til å avbilde geologien for leting etter olje og gass.

Hydrokarboner – Kjemiske forbindelser med molekylkjeder bestående av karbon- (C) og hydrogenatomer (H). Olje og gass består av hydrokarboner.

ISO-sertifisering – ISO-standarder er utgitt av International Standard Organization. Standardene er utviklet for å veilede virksomheter i kvalitetsstyring. ISO-sertifikat utstedes av godkjente sertifiseringsorganer, som f.eks. TI, Dovre, Nemko eller DNV.

Jura alder – Juratiden er en geologisk periode som ligger mellom 200 og 146 millioner år tilbake i tid. Perioden kom etter trias og ble fulgt av kritt. Jura er velkjent fordi dinosaurene var den dominerende dyregruppen på landjorden i denne perioden.

Konsekvensutredning (KU) – En studie utført for å bestemme effekten av en foreslått aktivitet eller et prosjekt på miljøet. Kredittfasilitet – Et tilsagn om låntrekk, eller løfte om lån. En slik fasilitet sikrer tilgang til likviditet.

Kritt alder – Kritt er en geologisk periode, en periode som ligger 146–66 millioner år tilbake i tid. Denne perioden er oppkalt etter bergarten kritt. På grunn av det høye havnivået og et generelt varmt klima i denne perioden er marine avleiringer som kritt slam den dominerende bergarten i Nordsjøområdet.

Kupongrente – Obligasjoner er ofte utstedt med fast rente, en såkalt kupongrente.

Lav-NOx teknologi – Teknologi som sikrer lavest mulig utslipp til atmosfæren. NOx er en fellesbetegnelse for nitrogenoksidene NO og NO2 (nitrogenoksid og nitrogendioksid).

Letebrønn – Brønn som bores for å påvise mulig forekomst av petroleum eller skaffe informasjon for å avgrense en påvist forekomst. Letebrønn er en fellesbetegnelse for undersøkelses- og avgrensningsbrønner.

Letefasilitet – Et tilsagn om lån, samme som en kredittfasilitet, hvor man kan låne med pant i neste års skatterefusjon for letekostnadene.

Letemodell – Et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen slik at produserbar petroleum kan påvises. Disse faktorene er: Reservoarbergart - en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares, felle - en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret og kildebergart - skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. En letemodell er bekreftet når det er påvist produserbar petroleum i letemodellen. Det er ikke en forutsetning at produksjonen må være lønnsom. Er det ennå ikke påvist produserbar petroleum i en letemodell er den ubekreftet.

LIBOR – (London Interbank Offered Rate), den renten som bankene krever for utlån seg imellom i interbankmarkedet, det vil si en pengemarkedsrente.

Lisens – Dette er det samme som en utvinningstillatelse. En utvinningstillatelse er en konsesjon, dvs. en rettighet til å drive leting etter petroleumssressurser og deretter produksjon i et angitt geografisk område på norsk sokkel i et begrenset tidsrom. Konsesjonen gis av myndighetene ved Olje- og energidepartementet til ett eller flere kvalifiserte oljeselskap. Samarbeidet mellom oljeselskapene i en lisens er regulert i avtaler vedtatt av myndighetene og signert av partene.

Løftegass – Gass som pumpes inn i brønnen dypt i vertikal seksjon av brønnen. Denne gassen produseres så tilbake sammen med olje og vann i brønnen. Effekten av løftegassen er at den bidrar til en lettere kolonne (lavere tetthet) som igjen letter og øker produksjonen av olje.

Modne områder – De modne områdene kjenne-tegnes ved kjent geologi og godt utbygd infrastruktur. Funnssannsynligheten er ofte relativt høy, men samtidig er også sannsynligheten for å gjøre store funn mindre. I disse områdene finnes det gjerne felt som er i en sen fase av sin levetid eller er nedstengte. De fleste nye prosjektene i modne områder ventes å være forholdsvis små og det vil ofte være nødvendig å knytte dem opp mot eksisterende felt for at de skal være lønnsomme.

NIBOR – Står for Norwegian Interbank Offered Rate. Dette er den renten norske banker er villige til å låne hverandre penger for i en spesifisert periode.

Nomineekonto – Hemmelig eierskap er praktisk mulig gjennom det som på fagspråket kalles nomineekontoer. Dette er kontoer som er eid av en utenlandsk bank på vegne av en eller flere investorer. Ofte er en nomineekonto igjen eid av annen nomineekonto. Slik er det vanskelig å få innsyn i eierskap.

Nordområdene – Et område som omfatter hele det sirkumpolare Arktis, inkludert Barents-regionen og Barentshavområdet.

Norsk kontinentalsokkel – Havbunnen og undergrunnen i de undersjøiske områder som strekker seg utover norsk sjøterritorium gjennom hele den naturlige forlengelse av landterritoriet til ytterkanten av kontinentalmarginen, men ikke kortere enn 200 nautiske mil fra grunnlinjene som sjøterritoriets bredde er målt fra, likevel ikke utover midtlinjen i forhold til annen stat.

Nullutslipp – Betyr at det som hovedregel ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer eller andre stoffer dersom utslippene kan føre til miljøskade (utførlig definisjon: St.meld. 25 (2002-2003)). Særskilte krav til utslipp i Barentshavet: Hovedregel er ingen uønskede utslipp under normal drift, uavhengig av om utslippet kan føre til miljøskade (utførlig definisjon: St.meld. 38 (2003-2004)).

Obligasjonslån – Når du kjøper obligasjoner, gir du et lån til en låntaker. Låntakeren betaler deg en fast eller flytende rente for lånet. Et obligasjonslån er gjerne på langsiktig basis, og regnes som mindre risikabelt enn kjøp av aksjer. OBX-indeksen - En aksjeindeks bestående av de 25 mest omsatte aksjene notert på Oslo Børs. Oljeekvivalent (o.e.) - Brukes når olje, gass, kondensat og NGL skal summeres. Begrepet er enten knyttet til den energimengden som blir frigjort ved forbrenning av de ulike petroleumstypene eller til salgsverdiene, slik at alt kan sammenlignes med olje.

Oljereservoar – Porøs bergartsformasjon, som oftest sandstein eller kalkstein, som inneholder utvinnbare mengder av petroleum og som lar seg produsere.

Operatør – En av rettighetshaverne i en lisens, og som på alle rettighetshaveres vegne forestår den daglige ledelse av lisensens arbeid. Operatøren utpekes av Olje- og energidepartementet, men kan endres, for eksempel i forbindelse med kjøp/salg av eierandeler.

Oppetid – I oljeindustrien refererer oppetid til den tiden en innretning produserer petroleum eller er tilgjengelig for å produsere petroleum. Det motsatte av oppetid er nedetid, eksempelvis tid som benyttes til vedlikehold.

Oppjekkbar rigg – En installasjon som brukes til petroleumsproduksjon og -boring til havs. Rigger flyter i sjøen når bena er jekket opp og taukes slik til boreposisjonen. Når denne nås, senkes bena ned til bunnen, hvorefter dekket jekkes opp til det står i riktig nivå.

Paleocen alder – Geologisk tidsavsnitt for om lag 66 – 56 millioner år siden.

Perm – Geologisk periode, tidsavsnitt for 299 til 251 millioner år siden. Flere av petroleumsfeltene i den sørlige del av Nordsjøen er knyttet til reservoarer i permiske bergarter eller strukturer knyttet til dem.

Petroleum – Betegnelsen omfatter alle flytende og gassformige hydrokarboner som finnes i naturlig tilstand i undergrunnen samt andre stoffer som utvinnes i forbindelse med slike hydrokarboner.

Petroleumsvirksomhet – All virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforkomster, herunder undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning samt planlegging av slike aktiviteter, likevel ikke transport av petroleum i bulk med skip.

Plan for utbygging og drift (PUD) – En plan som rettighetshaver til en petroleumsforkomst må få godkjent av Olje- og energidepartementet før utbyggingen kan ta til. Planen skal i henhold til petroleumsløven inneholde beskrivelser av den planlagte utbyggingen, bl.a. av økonomisk, teknisk, sikkerhetsmessig og miljømessig art. Planen skal beskrive utbyggingen fra start til slutt.

Platåproduksjon – Maksimal produksjon over tid.



Porøsitet – Forholdet mellom porevolumet og totalvolumet i en bergart.

Produksjonsrate – Den mengde olje /gass som produseres i et gitt tidsrom, for eksempel hvor mange fat olje som produseres per døgn.

Prospekt – En mulig petroleumsfelle med et kartleggbart, avgrenset bergartsvolum.

Reservebasert lånefasilitet (RBL-fasilitet) – En reservebasert belåning med sikkerhet i reservene i bakken.

Reserver – Dette omfatter gjenværende, utvinnbare, salgbare petroleumsmengder i petroleumsforkomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut og som myndighetene har godkjent PUD eller innvilget PUD-fritak for. Reserver omfatter også petroleumsmengder i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å utvinne, men der planene ikke er myndighetsbehandlet i form av en PUD-godkjennelse eller et PUD-fritak.

Rettet emisjon – Innhenting av egenkapital hvor bestemte investorer inviteres til å kjøpe aksjer.

Rettighetshaver – Fysisk eller juridisk person, eller flere slike personer, som etter petroleumsløven eller tidligere lovgivning innehar en tillatelse til undersøkelse, utvinning, transport eller utnyttelse. Er en tillatelse gitt til flere slike personer sammen, kan uttrykket rettighetshaver omfatte både rettighetshaverne samlet og den enkelte deltager. En rettighetshaver må være kvalifisert av myndighetene.

Sandstein – Sandstein er en sedimentær bergart dannet av sandkorn bundet sammen ved et bindemiddel. Noen sandsteiner er porøse, idet mellomrommet mellom sandkornene ikke er helt fylt av bindemidlet. Disse kan holde vann eller petroleum, og er viktige reservoarbergarter ved olje- og gassutvinning.

Seismiske (geofysiske) undersøkelser – Innsamling av seismiske profiler skjer ved at lydbølger sendes fra en kilde over eller i undergrunnen. Lydbølgene forplanter seg gjennom bergartslagene som så reflekteres opp til sensorer på havbunnen, i overflaten eller sensorer nede i et borehull. Fra dette kan man danne seg et bilde av geologien i undergrunnen. Den seismiske kartleggingen av norsk kontinentalsokkel startet i 1962.

Sidesteg – Dette er en boring ut fra en allerede eksisterende brønnbane mot nytt brønnmål eller en ny brønnbane fordi det teknisk ikke lar seg gjøre å bruke den første banen.

Stigerørplattform – En plattform som samler brønnstrømmen fra et sett produksjonsbrønner. Brønnstrømmene samles via en manifold for videre transport av petroleum til land eller annen installasjon.

Storulykke – En storulykke er definert som en akutt hendelse, for eksempel et større utslipp, en brann eller en eksplosjon, som umiddelbart eller senere medfører flere alvorlige personskader og/eller tap av menneskeliv, alvorlig skade på miljøet og/eller tap av større økonomiske verdier.

Ticker / tickerkode – Alle selskaper notert på Oslo Børs har en spesifikk navneforkortelse, også kalt ticker eller tickerkode.

Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) – Et system / årlig utlysningrunde for å tilby lisenser i modne områder på norsk kontinentalsokkel, med kjent geologi og god infrastruktur.

Tildelinger – Selskap som er godkjent operatører eller rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel kan søke om å få tildelt utvinningstillatelser. Tildelingene foregår gjennom konsesjonsrunder etter årlige tildelinger i forhåndsdefinerte områder. Det er myndighetene som beslutter

hvilke områder av norsk kontinentalsokkel som skal åpnes for petroleumaktivitet og hvilke selskaper som etter søknad skal gis utvinningstillatelser.

Trias alder – Geologisk periode som ligger mellom 250–200 millioner år tilbake i tid. Perioden kom etter perm og ble fulgt av jura.

Umodne områder – De umodne områdene kjennetegnes av begrenset kunnskap om geologien, manglende infrastruktur og ofte nye tekniske utfordringer. Usikkerheten knyttet til ressursgrunnlaget er større enn i modne områder. Samtidig er det fremdeles mulig å gjøre nye store funn.

Unitisering – Dette er en ordning for felles utnyttelse av en petroleumsforkomst som dekker mer enn én utvinningstillatelse. En unitiseringsavtale omfatter gjerne teknisk samarbeid om utbyggingsmåte, drift og fordeling av eierandeler, utgifter og andel av utvunnet petroleum.

Uoppgagede ressurser – De mengder petroleum som på et gitt tidspunkt er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring.

Utvinningsgrad – Forholdet mellom petroleumsmengde som kan utvinnes fra en forekomst og petroleumsmengde opprinnelig til stede i forekomsten.

Vanninjeksjon – For å presse mer olje ut av reservoaret, pumpes store mengder vann under selve oljereservoaret, for å opprettholde volumet og trykket på væskemengden i reservoaret. Det økte vannvolumet presser oljen foran seg mot produksjonsbrønnen og bidrar til å opprettholde et høyt trykk i reservoaret.

Kilde: De fleste definisjonene er hentet fra Oljedirektoratets oljeordliste

STYRETS ÅRBERETNING OG ÅRSREGNSKAP 2014



STYRETS ÅRSBERETNING

Kjære medaksjonærer

STYRETS ÅRSBERETNING

Et år i forandringens tegn

2014 var preget av store forandringer for Det norske olje-selskap ASA (“Det norske” eller “selskapet”). Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS, som gjorde selskapet til et av Europas største uavhengige olje- og gasselskaper, var en viktig milepæl. Sammen med Det norskets utbyggingsprosjekter gir de nye eiendelene selskapet en diversifisert og balansert base av eiendeler og en solid plattform for videre organisk vekst.

Netto P50-reserver ved årsslutt 2014 var beregnet til 206 millioner fat oljeekvivalenter, eller tre ganger mer enn i fjor. Etter at plan for utbygging og drift (PUD) av Johan Sverdrup ble sendt inn den 13. februar 2015, ble selskapets netto P50-reserver mer enn doblet.

Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS ble finansiert gjennom en kombinasjon av egenkapital og gjeld. En ny sjuårig reservebasert lånefasilitet på 3 milliarder dollar ble inngått med et konsortium av 17 banker, til erstatning for selskapets forrige banklån. I tillegg styrket selskapet sin egenkapitalbase gjennom en fortrinnsrettsemisjon som førte til en økning i egenkapitalen på 3 milliarder kroner. Disse finansieringsinitiativene, sammen med økte kontantstrømmer, bidro til en kraftig økning i selskapets finansielle robusthet etter oppkjøpet.

Gjennom en tid med utfordrende markedsforhold, drar Det norske nytte av å ha eiendeler i felt av verdensklasse med lave balansepriser. Feltene vi har i produksjon gir solide kontantstrømmer, og feltene under utbygging vil gi enda større avkastning når produksjonen kommer i gang. Selskapet treffer likevel tiltak for å gi virksomheten styrke til å tilpasse seg dagens markedsforhold og sikre at selskapet er i en god posisjon når forholdene bedrer seg. Letevirksomheten er redusert og fokuserer nå på kjerneområdene, samtidig som det nye kostnadseffektivitetsprogrammet vil strømlinjeforme prosessene og redusere kostnadene.

Det norske er nå midt inne i investeringsperioden på sine to største utbyggingsprosjekter, Ivar Aasen og Johan Sverdrup. Økonomisk soliditet er viktig for å trygge verdiene i disse prosjektene. Selskapet vurderer å diversifisere sin kapitalstruktur og gjøre tilpasninger i låneavtalene. Støtten selskapet har fra sine banker betraktes som solid, og selskapet er trygg på at det vil klare sine fremtidige forpliktelser.

Året 2014 markerte slutten på det omfattende avgrensningsprogrammet på Johan Sverdrup-feltet. Beslutningspunkt 2 (DG2) ble formelt passert i februar 2014 da valg av konsept for utbyggingen av første fase ble tatt. I den første utbyggingsfasen kan produksjonen komme opp i hele 380 000 fat per dag. Platåproduksjonen er estimert til mellom 550 000 og 650 000 fat per dag.

Unitiseringsforhandlingene mellom partene ble avsluttet i første kvartal 2015, og den 13. februar 2015 ble PUD sendt inn til Olje- og energidepartementet (OED). PUD beskrives nærmere i “Hendelser etter årets slutt”. Det norske undertegnet ikke unitiseringsavtalen. For Det norske har det alltid vært et viktig prinsipp at eierandelene i Johan Sverdrup skal fordeles på grunnlag av en kombinasjon av volum og verdi. Ettersom det viste seg umulig å komme til enighet om dette med partnerskapet, kunne selskapet ikke undertegne noen avtale. OED vil konkludere på fordelingen av eierandeler i feltet. Etter at OED har konkludert er det en mulighet å påklage avgjørelsen til Kongen i statsråd og vedtaket kan også prøves i domstolene.

Det norske har betydelige offshoreaktiviteter på norsk sokkel. Dessuten innebærer selskapets utbyggingsprosjekter at selskapet har arbeidstakere i forskjellige land på flere kontinenter. Derfor er HMS og samfunnsansvar viktig for styret i Det norske. Styret er derfor opptatt av sitt ansvar for å sørge for sikkerhet for mennesker og miljø og er opptatt av 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 den framtidige veksten på norsk sokkel. På kort sikt vil selskapet prioritere leting i eksisterende kjerneområder. Styret er bevisst på risikoene som er forbundet med prosjektgjennomføring og de skiftende forholdene på markedene vi opererer i. Styret prioriterer å

sikre kapitaldisiplin og risikoreduksjon der dette er mulig i hele organisasjonen.

Kursutvikling for aksjen og eierstruktur

I 2014 endte kursen på Det norske-aksjen på 39,87 kr aksjen, mot 60,29 kr aksjen ved årsslutt 2013. I løpet av året ble det utstedt 61,9 millioner aksjer gjennom en fortrinnsrettsemisjon som ble avsluttet i august. 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 petroleumsprovinsene 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 tok over som konsernsjef for Det norske i april 2014.

Selskapet hadde totalt 507 (230) ansatte ved utgangen av 2014. Som operatør for 35 lisenser og partner i ytterligere 44 lisenser er selskapet en betydelig lisenshaver på norsk sokkel.

Leting

Ser vi tilbake på de sju siste årene, har Det norske påvist ca. 600 millioner fat oljeekvivalenter gjennom boring og tatt del i noen av de største funnene på norsk sokkel. I tiden fremover vil selskapet prioritere infrastruktur-nær leting (ILX) i eksisterende kjerneområder, dvs. i Alvheimområdet og i Utsirahøyden-området. I begge disse områdene har vi fokus på å påvise ytterligere reserver som vil kunne sikre utnyttelsen av produksjonssystemene

som allerede er på plass. Det norske planlegger å delta i rundt fem letebrønner i 2015.

I 2014 deltok Det norske i ti lete- og avgrensingsbrønner, hvorav sju var undersøkelsesbrønner. Leteprogrammet for 2014 resulterte i funn i tre undersøkelsesbrønner, hvorav to ble vurdert som ikke kommersielle, og fire tørre brønner.

I slutten av 2014 ble det gjort et lite funn i Krafla Nord-prospektet i PL 035, hvor Det norske har en eierandel på 25 prosent. Brønnen på Krafla Main ble ferdigstilt i begynnelsen av 2015. Siden 2011 er det gjort fem funn i Krafla-området i PL 035 og PL 272: Krafla Main, Krafla Vest, Askja Vest, Askja Øst og Krafla Nord. Ut fra brønnresultatene og oppdaterte evalueringer av lisensene forventes de to lisensene å inneholde utvinnbare ressurser i området 140–220 millioner fat oljeekvivalenter.

I tillegg til funnene som ble gjort i 2014 i avgrensingsbrønnene på Geitungen i PL 265 og Gohta 2 i PL 492, ble det foretatt en vellykket avgrensning av Garantiana-funnet i PL 554, hvor Det norske har en eierandel på 10 prosent. Etter at avgrensingsbrønnen på Garantiana II var boret, ble ressurspotensialet for PL 554 oppdatert til mellom 40 og 90 millioner fat oljeekvivalenter.

I 2014 utgjorde total investering i leting om lag 199 (282) millioner dollar. Den viktigste grunnen til denne nedgangen er at avgrensingsprogrammet for Johan Sverdrup ble avsluttet i begynnelsen av 2014.

Utbygging

I 2014 deltok Det norske i fire feltutbyggingsprosjekter: Bøyla (65 prosent, operatør), Ivar Aasen (34,7862 prosent, operatør), Gina Krog (3,3 prosent, partner) og Johan Sverdrup (foreløpig eierandel 11,8933 prosent).

Bøyla

Bøylafeltet (65 prosent, operatør) ligger på 120 meters vanndyp, sør for Volundfeltet, ca. 28 km fra Alvheim. Feltet ble oppdaget i 2009, og 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 optimere horisontalseksjonen i produksjonsbrønnen i den vestlige strukturen. Feltet produserer via en produksjonsmanifold



på havbunnen med fire slisser og knyttet opp til Alvheim FPSO via produksjonsmanifolden på Kneler A.

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

Produksjonen på Bøyla kom i gang 19. januar 2015, og feltet produserte i snitt ca. 18 000 fat oljeekvivalenter daglig den første produksjonsmåned. Produksjonen på Bøylafeltet forventes å stenges i 2030 i forbindelse med stengingen av de andre feltene i Alvheimområdet.

Ivar Aasen

Ivar Aasen-feltet (34,7862 prosent eierandel, operatør) er Det norskes første store utbyggingsprosjekt som operatør. Vi nådde en viktig milepæl 21. mai 2013, da PUD ble godkjent av Stortinget. 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 millioner fat oljeekvivalenter. Ivar Aasen-utbyggingen omfatter produksjon av ressursene i 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 PL 028B, 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 norskes 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 og forventes å gi en produksjonsrate (brutto) på ca. 45 000 boepd. Hanz, som ligger lenger nord, vil bli bygget ut i fase 2, og produksjonen skal etter planen starte i 2019. Produksjonen er beregnet å nå toppen med ca. 75 000 boepd (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 2014 forløp de sentrale prosjekterings- og byggeaktivitetene i henhold til plan og budsjett. Plattformdekket bygges av SMOE i Singapore og er ventet å være klart for utskipping derfra i første halvår av 2016. Mustang er ansvarlig for prosjekteringen. Boligmodulen for Ivar Aasen bygges av Apply Leirvik på Stord. Stålunderstellet bygges av Saipem på Sardinia, mens Siemens er ansvarlig for kontroll- og kommunikasjonssystemene på plattformen. Det norske overtok riggen Maersk Interceptor i desember 2014, og boringen av geopilotbrønnene begynte i begynnelsen av 2015.

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 denne andelen i PL 029B har selskapet framforhandlet en unitiseringsavtale med de andre partnerne som gir Det norske en eierandel på 3,3 prosent.

Gina Krog skal bygges ut med en plattform med stålunderstell som knyttes opp til Sleipnerfeltet for gasseksport. Oljen skal transporteres med skytteltankere. Brutto investeringer er anslått til 31 milliarder kroner (nominell verdi), og feltet inneholder påviste og sannsynlige brutto reserver (P50/2P) på ca. 225 millioner fat oljeekvivalenter.

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup (11,8933 prosent foreløpig eierandel i unitiseringen, partner) er det største funnet på norsk sokkel siden 1980-årene. Feltet ligger på Utsirahøyden midt i Nordsjøen. Utvinnbare volumer er estimert til mellom 1,7 og 3 milliarder fat oljeekvivalenter, og feltutbyggingen vil bli et av de største industriprosjektene i moderne historie.

Fredag 13. februar 2015 ble PUD for fase 1 og to planer for anlegg og drift (PAD) overlevert til olje- og energiminister Tord Lien. Godkjenning fra Stortinget forventes i løpet av første halvår 2015, og produksjonsstart er ventet i slutten av 2019. Planen viser at feltet kan produsere i 50 år, og at prosjektet vil være av stor samfunnsøkonomisk betydning.

Oljefeltet Johan Sverdrup skal bygges ut i flere faser. Investeringene i fase 1 er estimert til 117 milliarder kroner (2015-kr). Brutto utvinnbare ressurser fra investeringene i fase 1 er anslått til mellom 1,4 og 2,4 milliarder fat oljeekvivalenter – som utgjør 80 prosent av det samlede ressursgrunnlaget. Investeringene i feltet, fullt utbygget, vil ligge mellom 170 og 220 milliarder kroner (2015-kr) for utvinnbare ressurser på mellom 1,7 og 3,0 milliarder fat oljeekvivalenter. Ambisjonen er en utvinningsgrad på 70 prosent, basert på avansert teknologi for økt oljeutvinning (IOR) i fremtidige faser. Produksjonskapasiteten i fase 1 er på 315 000–380 000 fat oljeekvivalenter per dag. Fullt utbygget kan feltet produsere 550 000–650 000 fat oljeekvivalenter per dag. PUD for fremtidige faser innlevert senest i annet halvår 2017, og produksjonsstart for fase 2 er planlagt til 2022.

Fase 1 består av fire plattformer forbundet med broer (prosesseingsplattform, boreplattform, stigerørplattform og egen boligplattform), i tillegg til tre havbunnsrammer for vanninjeksjon. Beregnede investeringer inkluderer også boring, eksport av olje og gass og kraft fra land, i tillegg til avsetninger for uforutsette endringer og for eventuell prisutvikling i markedet. Fase 1 inkluderer også en eksportløsning for olje og gass. Oljen vil bli ført i en egen rørledning til Mongstad-terminalen, mens gassen vil bli ilandført via Statpipe til Kårstø i Rogaland for prosessering og videre transport.

Partnerskapet, som består av Statoil, Lundin Norway, Petoro, Det norske oljeselskap og Maersk Oil, har anbefalt Statoil som operatør for alle faser av feltutbyggingen og driften. Det norske har ikke lyktes i å komme frem til en unitiseringsavtale med de andre partnerne. For Det norske har det alltid vært et viktig prinsipp at eierandelene i Johan Sverdrup skal fordeles på grunnlag av en kombinasjon av volum og verdi. Ettersom det viste seg umulig å komme til enighet om dette med partnerskapet, kunne selskapet ikke undertegne noen avtale. De andre partnerne har dermed bedt Olje- og energidepartementet om å konkludere med hensyn til unitiseringen av Johan Sverdrup. Etter at OED har konkludert er det en mulighet å påklage avgjørelsen til Kongen i statsråd og vedtaket kan også prøves i domstolene. Departementet har bestemt at inntil konklusjonen foreligger, skal Statoils forslag brukes som basis: Statoil 40,0267 prosent, Lundin Norway 22,12 prosent, Petoro 17,84 prosent, Det norske oljeselskap 11,8933 prosent og Maersk Oil 8,12 prosent. Etter at PUD for Johan Sverdrup var sendt inn, ble Det norskes netto P50-reserver doblet.

Viper-Kobra

Viper-Kobra (65 prosent, operatør) ligger på 120-130 meters dyp på Alvheimfeltet, ca. tre km sør for Kneler-strukturen. Funnet omfatter både Viper-funnet og Kobra-funnet, som antas å ha trykkommunikasjon. Viper-Kobra vil bli bygget ut med to brønner, en på Viper og en på Kobra. En ny undervannsmanifold med fire slisser vil bli installert og knyttet opp mot Volund-feltet. De to reservoarene inneholder ca. 4 millioner fat utvinnbar olje hver. Totale utvinnbare reserver er anslått til 9 millioner fat oljeekvivalenter, gassen inkludert. Planlagt oppstart for oljeproduksjonen er sent i 2016.

Andre prosjekter

I tillegg til de nevnte feltene er Det norske involvert i tidligfaseprosjekter som Frigg GD, Krafla og Frøy.

Produksjon

Per 31. desember 2014 hadde Det Norske produksjon på syv felt: Alvheim, inkludert Boa Unit (65 prosent, operatør), Volund (65 prosent, operatør), Vilje (46,9 prosent, operatør), Jette (70 prosent, operatør), Atla (10 prosent, partner), Jotun (7 prosent, partner) og Varg (5 prosent, partner). Bøylafeltet (65 prosent, operatør) begynte produksjonen i januar 2015.

Produksjonen i 2014 var på gjennomsnittlig 66,6 tusen fat oljeekvivalenter (mboepd), med 88 prosent olje og 12 prosent gass. Dette er en betydelig økning sammenlignet med produksjonen i 2013, på 4,5 mboepd, og skyldes inkluderingen av produksjon fra Alvheimområdet etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Alvheim (65 prosent, operatør) er et olje- og gassfelt der Det norske er operatør. Det ligger på mellom 120 og 130 meters dyp 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 Alvheimfeltet (strukturene Boa, Kneler og Kameleon/Kameleon Øst) Viper-Kobra-utbyggingen og Gekkofunnene. Alvheimfeltet 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. Alvheim FPSO kjennetegnes av høy regularitet – over 98 prosent oppetid (planlagt nedetid for vedlikehold ikke medregnet).



Den første produksjonen på Alvheim var i juni 2008. Feltene i Alvheimområdet 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, samt 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. 150 000 boepd, opp fra opprinnelig dimensjonerende kapasitet på 120 000 boepd.

Alvheimfeltene består av strukturene Kneler, Boa, Kameleon og Øst-Kameleon. Boa-reservoaret henger sammen med Alvheimfeltet. Reservoaret ligger ca. 2 300 meter under havflaten. Boa-reservoaret ligger på midtlinjen mellom norsk og britisk sektor. Det er unitisert med Maersk Oil & Gas og Verus Petroleum, som er eierne på britisk side.

Nettoproduksjon fra Alvheim, inkludert Boa, var i snitt 42,2 mboepd i 2014. Produksjonen fra Alvheimfeltet er beregnet til å vare til 2031, med påfølgende nedstengning mellom 2031 og 2033. Ved årsslutt var P50-reservene for Alvheim, Boa og Viper-Kobra beregnet til 89,5 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

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

Nettoproduksjon på Volund var i gjennomsnitt 13,4 mboepd i 2014. Volundfeltet forventes å være produktivt til 2028. Ved årsslutt 2014 var P50-reservene beregnet til 11,7 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

Viljefeltet (46,9 prosent, operatør) ligger på 120 meters dyp nord-øst for Alvheim. Viljefeltet produserer fra Heimdalformasjonen på ca. 2 100 meters dyp, en formasjon som består av sandstein fra midtre til sen paleocen. Feltet er knyttet til Alvheim FPSO

gjennom en rørledning. Produksjonen begynte i 2008. En tredje produksjonsbrønn, Vilje Sør, ble bygget ut som et havbunnsanlegg knyttet til Vilje, og produksjonen begynte i april 2014.

Nettoproduksjon på Vilje var i gjennomsnitt 8,7 mboepd i 2014. Produksjonen på Viljefeltet forventes å ta slutt i 2030, og nedstengning er planlagt i perioden 2031–2033, som faller sammen med forventet produksjonsslutt i Alvheimområdet. Ved årsslutt 2014 var P50-reservene beregnet til 10,5 millioner fat oljeekvivalenter netto til Det norske.

Jettefeltet (70 prosent, operatør) ligger på 127 meters dyp 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 som en undervannsinstallasjon knyttet opp til Jotun B-plattformen. Produksjonen på Jette fortsatte å falle i 2014. De to produserende brønnene ligger ikke langt fra olje-vannkontakten, og det hefter usikkerhet ved hvor fort vanninnholdet vil øke. Nettoproduksjon på Jette var i gjennomsnitt 1,2 mboepd i 2014. Feltet forventes å være i produksjon frem til 2015.

Atla (10 prosent, partner) er et oljefelt som ligger på 119 meters dyp 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 0,5 mboepd i 2014. Feltet forventes å ha kommersiell produksjon frem til 2017.

Jotun (7 prosent, partner) er et oljefelt som opereres av Exxon-Mobil og ligger på ca. 126 meters dyp 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 2014. Feltet forventes å være i produksjon frem til sent i 2016.

Vargfeltet (5 prosent, partner) er et oljefelt som opereres av Talisman og ligger på ca. 84 meters dyp i den sentrale delen av Nordsjøen. Reservoaret er 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 0,5 mboepd i 2014. Feltet forventes å være i produksjon frem til 2016.

Ved årsslutt 2014 var P50-reserver netto til Det norske fra Jette, Atla, Jotun, Varg og Enoch (sistnevnte har ikke produsert siden i begynnelsen av 2012) beregnet til 1,0 millioner fat oljeekvivalenter.

Forskning og utvikling

Det norske samarbeider med både ledende forskningsinstitusjoner og bedrifter for å støtte opp under utvikling av teknologi. Det var i alt 69 aktive prosjekter i 2014. Brutto forsknings- og utviklingsutgifter, før viderefakturering til lisenspartnere, var 10 (10) millioner dollar.

Årsregnskapet

(Alle tall i parentes gjelder for 2013.)

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

Endringer i regnskapsprinsipper

Anvendte regnskapsprinsipper er de samme som i foregående regnskapsår, bortsett fra utarbeidelse og presentasjon av konsernregnskap, felles ordninger og noteopplysninger om investeringer i andre foretak. Effekten av endringene er beskrevet i Note 1. Selskapet endret funksjonell valuta fra norske kroner til amerikanske dollar den 15. oktober 2014. Endringen er beskrevet nærmere i regnskapsprinsippene.

Resultatregnskap

Selskapets samlede driftsinntekter utgjorde 464 (161) millioner dollar. Petroleum fra produserende felt tilsvarte 5,7 (1,6) millioner fat oljeekvivalenter. Produksjonen i 2014 kom fra feltene

Alvheim (inkl. Boa), Volund, Vilje, Jette, Atla, Jotun og Varg, mens produksjonen i 2013 kom fra Jette, Atla, Jotun, Varg og Glitne. Gjennomsnittlig realisert oljepris var 78 dollar per fat, som er ned 27 prosent sammenlignet med en gjennomsnittlig pris på 107 dollar per fat i 2013.

Letekostnader utgjorde 158 (279) millioner dollar og relaterer seg i hovedsak til tørre og ikke-kommersielle brønner, seismikk og generell letevirksomhet.

Brutto lønns- og lønnsrelaterte kostnader før viderefakturering var 79 (76) millioner dollar. Netto lønns- og lønnsrelaterte kostnader var -17 (6) millioner dollar. Netto rapporterte lønns- og lønnsrelaterte kostnader er en kredit ettersom selskapet registrerte gevinst som følge av å ha avsluttet den ytelsesbaserte pensjonsordningen og reklassifiserte lønnsutgifter under leting, utbygging og produksjon. Lønns- og lønnsrelaterte kostnader er beskrevet i Note 9.

Avskrivninger utgjorde 160 (80) millioner dollar. Økningen skyldes hovedsakelig avskrivning av eiendeler i forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS i 2014 (Alvheim, Boa, Volund og Vilje).

Netto nedskrivning på 346 (113) millioner dollar knytter seg hovedsakelig til nedskrivning av goodwill. Hovedårsaken til de høye nedskrivningene i 2014 er nedjusterte forutsetninger om oljepris i tiden fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS og frem til 31.12.2014. I tillegg falt utsatte skatteforpliktelser på eiendeler bokført i forbindelse med oppkjøpet i 2014 som følge av avskrivningen av disse verdiene. Når utsatte skatteforpliktelser faller i forhold til opprinnelig regnskapsføring, blir mer goodwill eksponert for nedskrivning. Nedskrivningene er nærmere beskrevet i Note 15.

Andre driftskostnader utgjorde 49 (19) millioner dollar for selskapet. Mesteparten av de resterende driftskostnader relaterer seg til IT-kostnader, arealavgift og konsulenter. Øvrige driftskostnader er beskrevet i Note 10.

Selskapet fikk et driftsunderskudd på 299 (379) millioner dollar.



Resultat før skattekostnad var 376 (433) millioner dollar, og skatteinntekt på ordinært resultat utgjorde 96 (340) millioner dollar. Beskrivelse av skatteregler og beregning av skatt framgår av Note 1 og 12 i årsregnskapet.

Resultat etter skatt var 279 (93) millioner dollar.

Balanse

Sum eiendeler utgjorde ved årsskiftet 5 384 (1 733) millioner dollar, og økningen skyldtes hovedsakelig oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS og investeringer i utbyggingsprosjekter.

Egenkapitalen økte med 128 millioner dollar til 652 millioner dollar etter fortrinnsrettsemisjonen på 3 milliarder kroner og et negativt nettoresultat for perioden. Ved årsslutt hadde selskapet en egenkapitalandel på ca. 12 (30) prosent.

Per 31. desember beløp rentebærende gjeld seg til 2 290 (820) millioner dollar, bestående av DETNOR02-obligasjonen på 253 millioner dollar og benyttet trekk på den reservebaserte lånefasiliteten (“RBL”) på 2 037 millioner dollar. I forbindelse med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS etablerte selskapet en ny kredittfasilitet på 3 milliarder dollar. Denne fasiliteten erstattet selskapets eksisterende rullerende kredittfasilitet på 1 milliard dollar. For informasjon om vilkår, se Note 20.

Beholdningen av betalingsmidler var ved årsskiftet 296 (281) millioner dollar.

Kontantstrøm og likviditet

Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter utgjorde 263 (156) millioner dollar. Av dette utgjorde mottatt skatterefusjon ekskl. renter 191 (224) millioner dollar.

Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter utgjorde -2 266 (-477) millioner dollar. Dette er i hovedsak relatert til investeringer i varige driftsmidler på -583 (-255) millioner dollar, oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS for -1,514 (0) millioner dollar og investeringer i immaterielle eiendeler på -164 (-231) millioner dollar. Disse investeringene vil trolig føre til en framtidig økning i selskapets produksjon.

Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter utgjorde 2 024 (416) millioner dollar. Beløpet kan i hovedsak henføres til nedbetaling av gjeld og opptak av langsiktig gjeld.

Selskapet hadde betalingsmidler på i alt 296 (281) millioner dollar ved årets slutt.

Ved årsslutt 2014 hadde selskapet en justert egenkapitalgrad på 15,5 prosent, som er under nivået i lånebetingelsene på 25 prosent for obligasjonslånet DETNOR02. Et brudd på lånebetingelsene vil først forekomme når den justerte egenkapitalgraden er under 25 prosent på to etterfølgende balansedatoer og bruddet ikke er rettet opp innen rapporteringsdatoen for det påfølgende kvartalet. Arbeid pågår for å finne en løsning rundt lånebetingelsen om justert egenkapitalgrad i obligasjonslånet DETNOR02.

Fortsatt drift

I henhold til regnskapsloven § 3-3a bekrefter styret at årsregnskapet er utarbeidet under forutsetning 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 2015.

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 2014 eller resultatet for 2014, 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 143,0 (48,5) millioner fat oljeekvivalenter, mens netto P50/2P-reserver ved årsskiftet utgjør 205,6 (65,8) millioner fat oljeekvivalenter. Se Note 32 for en mer detaljert gjennomgang av ressursregnskapet. Reserver og betingede ressurser er verifisert av en uavhengig tredjepart.

Disponering av årsresultatet

Styret foreslår at årunderskuddet disponeres ved overføring av 323 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 nivået på 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 for en stor del av differansen mellom inntektene fra olje og gass som vi produserer, og driftskostnadene, skattekostnader relatert til utvinning (som er skattepliktige uten hensyn til salg), og kostnadene som påløper for transport og salg av oljen og gassen. 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. Ved årsslutt 2014 hadde vi ikke inngått noen derivatavtaler for oljeproduksjonen. Følgelig er selskapet spesielt eksponert for fallende priser i råvaremarkedet.

Kostnadene ved å produsere fra enkelte brønner og eiendeler kan også føre 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.

Dessuten kan et kraftig prisfall i forhold til historiske gjennomsnittspriser svekke vår evne til å refinansiere utestående obligasjoner i norske kroner 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. Fra tid til annen kan vi inngå avtaler for å få fast pris på olje- og gassproduksjonen vår for å utligne risikoen for innteksttap ved fall i råvareprisene. Men dersom råvareprisene stiger over nivåene fastsatt i slike avtaler, vil vi ikke få fordel av

oppgangen, og vi kan likevel bli nødt til å betale leverandører og andre i markedet med utgangspunkt i slik høyere pris. 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 meget 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 brønnevæske, eksplosjon, brann, feilinstallasjon eller feil bruk av utstyr, skade på utstyr eller utstyrssvikt, men er slett 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 kantre, synke, grunnstøte og skades i storm og uvær.

Skarp konkurranse på 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 Alvheimfeltene utgjorde nemlig 64,3 boepd, eller 96 prosent, av vår totale produksjon i året som ble avsluttet 31. desember 2014. Vi er spesielt utsatt i tilfelle produksjonsstans eller andre tekniske problemer på Alvheim FPSO ettersom alle feltene i Alvheimområdet 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 stor del av vår fremtidige produksjon vil komme fra feltene Gina Krog, 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 veldig 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 typer installasjoner som er i en tidlig fase, mens Ivar Aasen-utbyggingen er teknisk utfordrende og den første utbyggingen vi vil stå for som operatør for et felt. For eksempel er Johan Sverdrup-utbyggingen nå inne i sin første fase, som omfatter installasjon av fire faste plattformer og undervannsinfrastruktur. Brutto investeringer i første utbyggingsfase er beregnet til 117 milliarder kroner og forventes å stå 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 letekostnader er dessuten basert på et antall forutsetninger som kan vise seg å ikke holde stikk. Ethvert problem i forbindelse med leting, avgrensing eller utbygging av petroleumsoperasjoner eller ved at forutsetningene med hensyn til letekostnader ikke holder stikk, 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 skjøtter 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.

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

Våre reserver er vurdert i henhold til retningslinjene. Vi får vurderingen av reserver og ressurser utført årlig av en uavhengig tredjepart. Vurderingene omfatter et antall forutsetninger i tilknytning til faktorer som innledende produksjonsrater, utvinningsgrad, produksjonsfall, totale utvinnbare reserver, investerings tidspunkt og -beløp, produksjonens salgarhet,

fremtidige olje- og gasspriser, driftskostnader og lisensavgifter og andre offentlige avgifter som kan påløpe i løpet av reserve-nes 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 letevirsomheten som er planlagt i årene fremover. Reserver, ressurser og kontantstrømmer disse vil skape, inngår i disse 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.

Risiko i tilknytning til ytterligere integrasjon av Marathon Oil Norge AS

Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS innebar at to selskaper som tidligere hadde drevet virksomhet uavhengig av hverandre, nå måtte integreres. Denne prosessen var utfordrende og innebar, og innebærer fortsatt, betydelig risiko for at de planlagte synergiene ikke vil bli oppnådd. Vi har ingen garanti for at vi vil oppnå disse synergiene eller andre fordeler av integrasjonen. For eksempel er en av de største utfordringene ved integrasjonen av Marathon Oil Norge AS integreringen av datasystemene i de to selskapene, både med hensyn til maskinvare og med hensyn til programvare. Virksomheten vår avhenger av velfungerende datasystemer for sikre og effektive operasjoner. Det er forskjeller i applikasjonene mellom de to selskapene, så det er viktig å få på plass et felles system uten å forstyrre den pågående driften.

I henhold til kjøpsavtalen (SPA) i forbindelse med overtakelsen av Marathon Oil Norge AS har partene avtalt at Marathon Oil Corporation skal yte visse overgangstjenester i en viss tid, herunder blant annet markedsføring og salg av olje og gass, IT-tjenester og konto- og betalingstjenester. Dette ble gjort for å lette overgangen og fullføre utskillelsen av Marathon Oil Norge AS fra sitt tidligere morselskap. Mangel på samarbeid, manglende levering av disse tjenestene fra Marathon Oil Corporations side eller uforutsette problemer med å levere tjenestene kan gi økte integrasjonskostnader og påvirke både virksomhet, driftsresultat og finansiell stilling negativt.

I Marathon SPA har Marathon Oil Corporation gitt oss visse erklæringer, garantier og forsikringer med hensyn til Marathon

Oil Norge AS, og vi har gjennomført en begrenset aktsomhetsvurdering i forbindelse med oppkjøpet. Det er likevel risiko for at vi kan oppdage ting ved Marathon Oil Norge AS’ virksomhet som kan få negative konsekvenser for vår virksomhet, driftsresultat, 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 kan avhenge av mange faktorer, herunder effektiv integrasjon av Marathon Oil Norge AS’ virksomhet og om selskapets kontantstrøm fra driften 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-utbyggingen 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 prosjektenes størrelsesorden 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 vil være tilstrekkelige til å dekke gjeldsforpliktelsene og andre forpliktelser ved forfall, eller ikke kan føre til at selskapet blir mindre konkurransedyktig.



De generelle forholdene på finansmarkedet, børsklimaet, 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 reise 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 valuta-markedet. Oljen selges i dollar og gassen i britiske pund, mens driftskostnader og investeringer er i mange andre valutaer enn US dollar. Selskapet hadde ved utgangen av 2014 inngått en del terminkontrakter for valuta, men store svingninger i veks-

lingskursen mellom US dollar og norske kroner kan gå ut over selskapets likviditet. Selskapet forventer å bruke valutasikring mer aktivt i 2015.

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 i 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

Det norske HMS-mål er å drive vår virksomhet på en måte som sikrer at vi unngår skader på personell, miljøet og økonomiske verdier. Selskapet skal drive sin virksomhet slik at vi unngår arbeidsrelatert sykdom, sikrer anleggenes tekniske integritet og unngår pålegg fra norske myndigheter.

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.

Det er igangsatt arbeid med sikte på å utvikle en sterk, felles HMS-kultur i selskapet som følge av Det norske oppkjøp av Marathon Oil Norge AS. Dette arbeidet vil fortsette i 2015.

Helse, miljø og sikkerhet i våre operasjoner

2014 var et år preget av høy aktivitet for Det norske. Integrasjonen mellom Det norske og Marathon Oil Norge AS var en av de viktigste oppgavene, inklusive integrasjonen av HMS-systemer, beredskapsplaner og styringssystemer. Selskapet boret tre letebrønner, boret produksjonsbrønner på Alvheim og Bøyla, gjennomførte bygge- og installasjonsaktiviteter på Alvheimfeltet, inklusive flere bemannede undervannsoperasjoner, og drev Alvheim FPSO. Det var høy aktivitet også på Ivar Aasen-prosjektet ved flere norske og utenlandske verft og kontorer. HMSK har vært integrert i alle disse aktivitetene, og selskapet har oppnådd

solide HMS-resultater i 2014. Selskapets HMSK-program har også i 2014 gjenspeilet Ptils fire hovedprioriteringer (barrierer, ledelse og storulykkerisiko, nordområdene og risikoutsatte grupper).

Det norske mottok ingen pålegg eller varsler om pålegg fra Petroleumstilsynet (Ptil) knyttet til våre operasjoner i 2014. Ptil gjennomførte ni tilsyn med Det norske operasjoner/aktiviteter i 2014. Miljødirektoratet gjennomførte to tilsyn med Det norske virksomhet i 2014.

Totalt ble det rapportert 24 hendelser til Ptil i 2014. To av disse gjaldt mindre personskader uten alvorlige følger, tre gjaldt ikke-planlagte utslipp og fem gjaldt fallende gjenstander. Alle hendelsene ble undersøkt i tråd med prosedyrene og tiltak for forbedring ble implementert. Det blir lagt spesiell vekt på å unngå personskader i alle deler av organisasjonen, gitt selskapets ekstraordinært høye aktivitetsnivå.

Styringssystemet har vært gjennom en grundig revisjon etter at Det norske kjøpte opp Marathon Oil Norge AS. Beste praksis fra begge selskaper legges til grunn når nye HMSK-prosedyrer skal utarbeides, og det er nedlagt et stort arbeid for å harmonisere HMSK-prosesser og verktøyer.

Det norske arbeider aktivt for å redusere virksomhetens økologiske fotavtrykk, blant annet gjennom energioptimalisering og utskiftning av kjemikalier med mindre skadelige stoffer. Det norske arbeider også for å redusere avfallsmengden.

Beredskap

Det norske innarbeider sikkerhetstiltak mot uforutsette hendelser i alle sine operasjoner og aktiviteter. Selskapets styringssystem er det viktigste grunnlaget for dette arbeidet. All virksomhet innebærer likevel en risiko. Det norske har etablert et grundig, godt organisert beredskapssystem i tilfelle ulykker. Stedsspesifikke beredskapsanalyser gjennomføres i forkant av alle boreoperasjoner, herunder analyser av miljørisiko og beredskap. Dette utgjør en viktig del av planleggingen av beredskap knyttet til ulike forhåndsdefinerte ulykkesscenarier, herunder oljevernberedskap.

I 2014 har Det norske også fokusert på å etablere et beredskapssystem for våre virksomheter utenlands som er forbundet med utbyggingen av Ivar Aasen. Det er utarbeidet en beredskapsplan for Ivar Aasen-prosjektet, med spesifikke planer for hver lokasjon.

Da selskapet kjøpte opp Marathon Oil Norge AS' eiendeler og organisasjon i Norge, sto beredskapen sentralt i integrasjonsarbeidet. Det ble nedlagt mye arbeid for å sikre at selskapet ville være i stand til å håndtere enhver nødsituasjon som skulle kunne finne sted, fra og med integrasjonsdato 15. oktober. De to selskapene hadde to forskjellige modeller for den operative beredskap (andrelinje). Mens Marathon Oil Norge AS hadde en intern andrelinje, hadde Det norske sin andrelinje hos Operatørenes forening for beredskap (OFFB). Det ble tidlig besluttet at inntil videre skulle begge organisasjonene fortsette som før innenfor sitt ansvarsområde, med en felles tredje linje i Trondheim. I oktober ble det bestemt at den fremtidige løsningen for andrelinjeberedskap skulle ligge hos OFFB. OFFBs oppgave er å administrere og vedlikeholde andrelinjeberedskap på vegne av medlemsbedriftene og som sådan være en integrert del av de respektive selskapenes beredskapsorganisasjoner.

I 2014 gjennomførte Det norske fire halvdagsøvelser og en hel-dagsøvelse i regi av OFFB. I tillegg har OFFB organisert praktiske øvelser av mindre omfang og skrivebordsøvelser. Flere interne funksjonsspesifikke og oppgavespesifikke opplæringsaktiviteter for tredje linjeberedskap ble gjennomført i løpet av året.

Overtakelsen av Marathon Oil Norge AS' eiendeler har gjort at selskapet har økt sin beredskapskapasitet og fått sin kompetanse til å håndtere enhver form for hendelse betydelig styrket. Selskapet har til hensikt å opprettholde og fortsette å styrke denne kompetansen.

Ansatte og arbeidsforhold

Rekruttering

Det norske har fortsatt et høyt aktivitetsnivå på grunn av Ivar Aasen-prosjektet. Det betyr at selskapet har ansatt flere medarbeidere, spesielt innen forberedelser til drift (pre-ops), for å sikre riktig kompetanse og kapasitet for oppgavene knyttet til utbyggingsprosjektet.

Det norske har lenge samarbeidet med skoler, høyskoler, universiteter og næringslivet om å rekruttere og beholde både talentfulle og erfarne arbeidstakere i ledende stillinger. Den nye hovedledelsen var på plass 15. oktober 2014. I tillegg til Karl Johnny Hersvik ble to personer eksternt rekruttert til konsernledelsen i 2014 og fire kom fra Marathon Oil Norway AS som et ledd i oppkjøpet.



Status ansatte

Selskapet fikk dobbelt så mange ansatte i løpet av 2014, hovedsakelig på grunn av inkluderingen av de ansatte i Marathon Oil Norge AS etter oppkjøpet. Selskapet hadde totalt 507 (230) ansatte ved utgangen av 2014.

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 26,8 prosent av de ansatte i 2014 (30,4 prosent i 2013). Andelen kvinner i styret er 40 prosent (33,3 prosent i 2013). Andelen kvinner i hovedledelsen er 18,2 prosent (16,7 prosent i 2013), og i mellomlederstillinger med personalansvar var andelen 17,8 prosent (26,3 prosent i 2013).

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

Per 31. desember 2014 var 10,3 prosent av de ansatte av utenlandsk opprinnelse (5,7 prosent i 2013).

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 gjennomfører en arbeidsmiljøundersøkelse i selskapet annethvert år. Undersøkelsen ble sist gjennomført i 2014.

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

Det er styrets vurdering at arbeidsmiljøet i Det norske ved utgangen av 2014 var godt.

Sykefravær

Sykefraværet i Det norske var på 1,6 (1,8) prosent i 2014. Det omfatter også fravær grunnet egne barns sykdom.

Etikk

Det norskes 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.

Samfunnsansvar (CSR), etikk og antikorrupsjon

Samfunnsansvar er svært 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 våre styrende dokumenter og tilknyttede arbeidsprosesser. Selskapets medarbeidere skal være helt fortrolige med selskapets verdier, selskapets samfunnsansvar og forretningsetikk.

Aktiviteten 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 budgiving og prinsippet om ikke-diskriminering, likebehandling og transparente anbudsprosesser.

I 2014 fortsatte Det norske å legge vekt på etikk og antikorrupsjon ved å utføre risikovurderinger og introdusere et antikorrupsjonsprogram 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 vil Det norske vie samfunnsansvar, etikk og antikorrupsjon særlig oppmerksomhet i 2015, i samarbeid med Aker ASA. Eventuelle endringer i våre retningslinjer som implementeres skal være basert på dette arbeidet og på endringene i den nye regnskapsloven, blant annet når det gjelder rapportering av utslipp til miljøet.

Selskapet har etablert et godt samarbeid med skoler og utdannings- og forskningsinstitusjoner både direkte og via Norsk

Olje og Gass. I 2014 har Det norske blant annet bidratt aktivt til undervisningen 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. Gjennom sitt partnerskap med UNICEF støtter Det norske dessuten ”Schools for Africa”-prosjektet, og siden prosjektet startet, har selskapet bidratt til å bygge over ti skoler i Kamonyi-distriktet i Rwanda.

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.

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 hjemmeside **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, som er et krav som trådte i kraft fra regnskapsåret 2014. 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 82 i denne årsrapporten og på selskapets hjemmeside **www.detnor.no**.

Hendelser etter årsavslutning

Redeterminering av RBL-fasiliteten

I januar 2015 kunngjorde Det norske at selskapet ved utgangen av 2014 hadde fullført en halvårlig redetermineringsprosess sammen med sitt bankkonsortium under selskapets reservebaserte lånefasilitet på 3,0 milliarder dollar. Etter redetermineringsprosessen ble lånegrunnlaget redusert til 2,7 milliarder dollar. Av likviditetsstyringshensyn reduserte Det norske beløpet trukket under fasiliteten til 2,1 milliarder dollar ved årsslutt 2014.

Viper-Kobra-utbyggingen påbegynt

Det norske og lisenspartnerne vedtok å bygge ut Viper-Kobra, som består av to separate funn som er en del av Alvheimfeltet. De to reservoarene inneholder til sammen ca. 9 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav ca. 8 millioner fat olje. Produksjonsraten for brønnene er anslått til gjennomsnittlig 7 500 boepd daglig fra slutten av 2016.

Første olje på Bøyla

Produksjonen på Bøylafeltet i Alvheimområdet begynte 19. januar 2015. Totale utvinnbare reserver på feltet er beregnet til ca. 23 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav Det norskes andel utgjør 15 millioner fat oljeekvivalenter. Bøylafeltet er koblet til Alvheim FPSOs eksisterende infrastruktur via en 28 km lang rørledning.

TFO 2014

Den 20. januar 2015 ble Det norske tilbudt ni nye lisenser, hvorav to var operatørskap i Nordsjøen, i tildelingen av nye lisensandeler i konsesjonsrunden for forhåndsdefinerte områder 2014 (TFO). Det norske ble tildelt åtte lisenser i Nordsjøen og en i Barentshavet.



Boring i gang på Ivar Aasen

Boreriggen Maersk Interceptor begynte boreprogrammet på Ivar Aasen-feltet i Nordsjøen i januar 2015 med tre pilotbrønner med sikte på nærmere kartlegging av undergrunnen. Programmet går over tre år og omfatter til sammen 15 brønner i tillegg til de tre pilotbrønnene.

Vellykket avgrensing på Krafla

Boringen av avgrensningsbrønnen på Krafla resulterte i en oppjustering av ressursanslaget for Krafla Main på 50 til 82 millioner fat oljeekvivalenter. Siden 2011 er det gjort fem funn i Krafla-området i PL 035 og PL 272: Krafla Main, Krafla Vest, Askja Vest, Askja Øst og Krafla Nord. Ut fra brønnresultatene og oppdaterte evalueringer av lisensene forventes de to lisensene å inneholde utvinnbare ressurser i området 140 til 220 millioner fat oljeekvivalenter. Det norske har en eierandelandel som partner på 25 prosent i lisensen.

PUD for Johan Sverdrup innlevert

Fredag 13. februar 2015 ble planen for utbygging og drift (PUD) for fase 1 og to planer for anlegg og drift (PAD) sendt inn til Olje- og energidepartementet. Etter at OED har konkludert er det en mulighet å påklage avgjørelsen til Kongen i statsråd og vedtaket kan også prøves i domstolene. Planlagt produksjonsstart er i slutten av 2019, og investeringene for første fase er beregnet til 117 milliarder kroner (2015-kr).

Utsikter

Styret mener Det norske er godt posisjonert for videre vekst på norsk sokkel. I 2014 etablerte selskapet seg som et av Europas ledende uavhengige lete- og produksjonsselskaper. Alvheimområdet sikrer en betydelig produksjon på kort sikt til lave driftskostnader, som sammen med selskapets utbyggingsprosjekter utgjør en solid plattform for videre organisk vekst.

Selskapets hovedprioritet i tiden fremover er å ha fullt gjennomføringsfokus samtidig som vi øker opsjonaliteten for fremtiden. Å fullføre Ivar Aasen-prosjektet i tide og i henhold til budsjett, samt maksimere verdien på Alvheimområdet er nøkkelprioriteter for selskapet, og dette arbeidet følges tett opp av styret.

En viktig milepæl ble passert med overleveringen av PUD for Johan Sverdrup tidlig i 2015, noe som bekreftet tidslinjen til produksjonsstart sent i 2019. Med en balansepris på mindre enn 40 dollar pr. fat vil det ha god lønnsomhet og sikre en solid kontantstrøm for Det norske i mange tiår fremover. Styret ser nå frem til godkjenning av PUD før sommeren og å oppnå en løsning på unitiseringen.

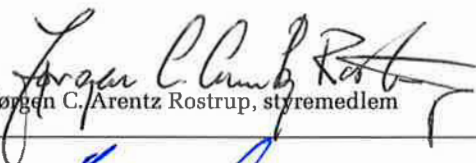
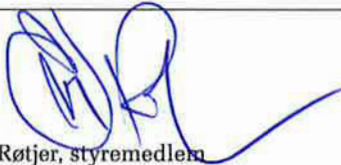
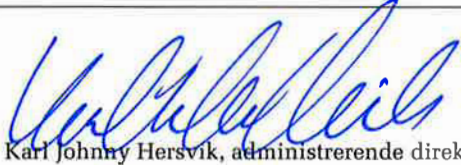
I betraktning av dagens utfordrende makromiljø treffer selskapet tiltak for å styrke virksomheten for å tilpasse seg markedsforholdene og sikre at selskapet er i en god posisjon når forholdene bedrer seg.

Kostnadseffektivitetsprogrammet som nå innføres i alle fagfelt, gjøres for å øke produktiviteten og redusere kostnader. Store kostnadsreduksjoner er allerede identifisert, og ambisjonen er å kutte utgiftene i 2015 med over 100 millioner dollar. Letevirksomheten er redusert og fokuserer nå på kjerneområdene.

Gjennom oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS har selskapet vesentlig styrket sin finansielle robusthet. Selskapet arbeider imidlertid også for å øke sin finansielle fleksibilitet. Selskapet vurderer å diversifisere sin kapitalstruktur i tiden fremover og gjøre tilpasninger i låneavtalene. Støtten selskapet har fra sine banker betraktes som solid, og selskapet er trygg på at det vil klare å finansiere planlagte fremtidige utbygginger.

Styret i Det norske oljeselskap ASA

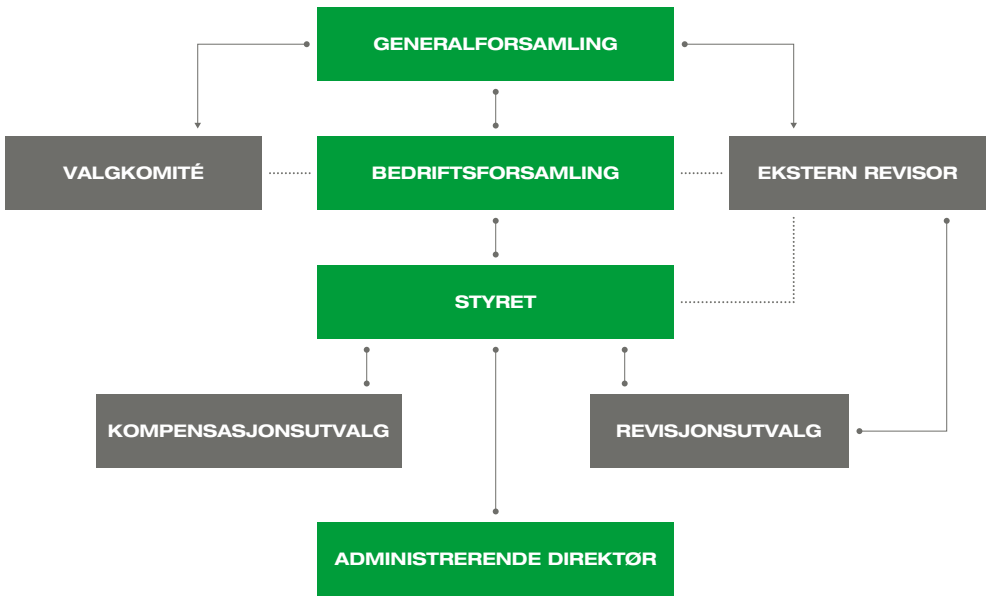
Trondheim, 11. mars 2015

 Sverre Skogen, styreleder	 Anne Marie Cannon, nestleder
 Kitty Hall, styremedlem	 Kjell Inge Røkke, styremedlem
 Jørgen C. Arentz Rostrup, styremedlem	 Tom Røtjer, styremedlem
 Inge Sundet, styremedlem	 Gudmund Evju, styremedlem
 Kristin Gjertsen, styremedlem	 Gro Kielland, styremedlem
 Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør	



STYRETS REDEGJØRELSE FOR EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE

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. EIERSTYRING OG SELSKAPSLEDELSE I PRAKSIS

Styret fastsetter selskapets mål og strategi, mens hovedledelsens oppgave er å implementere strategien for å nå målene.

Styret i Det norske har ansvar for aktivt å etterleve standardene for god eierstyring og selskapsledelse. Styret foretar regelmessig en gjennomgang av selskapets prinsipper for eierstyring og selskapsledelse.

Regelverk

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.ncgb.no. Etterlevelse 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 etterlever dette regelverket. 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.

Etiske retningslinjer

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

Bedriftens samfunnsansvar er i tråd med de etiske retningslinjene, som er etablert som prinsipper for hvordan selskapet og dets ansatte skal opptre overfor andre.

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 åpenhet 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 aktiviteter. 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 sponsorater finnes på <http://www.detnor.no/en/about-det-norske/sponsorship>.

Generelt skal selskapet nå sine mål i samsvar med de vedtatte etiske retningslinjene, som finnes på <http://www.detnor.no/en/samfunnsansvar/sponsorater>.

2. MÅL OG STRATEGI

I henhold til Det norskens 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".

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

- ANSVARLIG – Vi setter sikkerheten først og vil skape verdier for eierne og samfunnet.
- SØKENDE – Vi er nysgjerrige og strekker oss for å skape nye og bedre løsninger.
- FORUTSIGBAR – Vi bygger troverdighet og omdømme gjennom forutsigbarhet og trygghet.
- ENGASJERT – Vi er engasjerte i hverandre, selskapet og samfunnet rundt oss.

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.

Den 15. oktober 2014 sluttførte Det norske oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Gjennom dette oppkjøpet ble Det norske et stort og robust E&P-selskap med nærmere 500 ansatte og aktiviteter fra leting til utbygging og produksjon. Målet etter produksjon er Det



norske et av Europas ledende uavhengige olje- og gasselskaper. Det er innført nye styringssystemer og ny IT-struktur, og den nye hovedledelsen var på plass 15. oktober 2014. De to selskapene har siden avtalen ble inngått, gjennomført en ambisiøs integrasjonsprosess på bare fire og en halv måned.

Det norskes olje- og gassvirksomhet er forbundet med risiko. Effektive operasjoner som utføres på en måte som sikrer at vi unngår skader på personell, miljøet og økonomiske verdier, er selskapets høyeste prioritet.

Ytterligere opplysninger om våre vedtekter er tilgjengelig på <http://www.detnor.no/en/investors/corporate-governance/articles-of-association>

Ytterligere opplysninger om lisenser og virksomhet er tilgjengelig på <http://www.detnor.no/en/our-assets/portfolio>

3. SELSKAPSKAPITAL OG UTBYTTE

Styret skal optimalisere kapitalstrukturen 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.

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

Selskapets bokførte egenkapital var ved utgangen av 2014 på 652 millioner dollar, som utgjorde 12 prosent av totalbalansen på 5 384 millioner dollar. I løpet av tredje kvartal 2014 styrket selskapet egenkapitalen ved å utstede 61,9 millioner nye aksjer gjennom en fortrinnsrettsemisjon. Alle aksjonærene mottok omsettelige tegningsretter som sikrer likebehandling.

Den finansielle likviditeten anses å være god. Per 31. desember 2014 var selskapets beholdninger av betalingsmidler 296 millioner dollar. I tillegg utgjorde ubenyttet trekk på kredittfasiliteter 600 millioner dollar. I april 2014 ga generalforsamlingen styret fullmakt til å øke aksjekapitalen med inntil 14 070 730 kroner, eller ti prosent av utestående aksjekapital på tidspunktet for generalforsamlingen. Målet var å styrke selskapets egenkapital. Per 31. desember 2014 var fullmakten ikke benyttet.

Generalforsamlingen i april 2014 ga styret fullmakt til å kjøpe tilbake selskapsaksjer tilsvarende ti prosent av den totale aksjekapitalen. Fullmakten gjelder fram til den ordinære generalforsamlingen i 2015. Per 31. desember 2014 var fullmakten ikke benyttet.

4. LIKEBEHANDLING AV AKSJONÆRER OG TRANS-AKSJONER MED NÆRSTÅENDE

Det norske er opptatt av å likebehandle alle aksjonærer. Selskapet har et betydelig finansieringsbehov for å støtte utbyggingsplanene i årene som kommer. 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 framgå.

Selskapet har én aksjeklasse med like rettigheter for alle aksjonærer.

Per 31. desember 2014 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.

Styret ser det som positivt for Det norske at Aker ASA engasjerer seg aktivt i saker av stor betydning for selskapet og aksjeeierfellesskapet. 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.

Det norske styrker og supplerer Det norskes 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 aksjelikviditet for å veie opp for en aksjonærstruktur med mange langsiktige investorer.

Det norske har utarbeidet prosedyrer for å sikre at avtaler med Aker-kontrollerte selskaper og andre nærstående inngås på kommersielle vilkår og i henhold til prinsippet om armlengdes avstand. Transaksjonene med Aker-kontrollerte selskaper er beskrevet i redegjørelsen om transaksjoner med nærstående.

Transaksjoner i egne aksjer

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.

Fare for interessekonflikter

Selskapets ansatte er forhindret fra å drive økonomisk virksomhet som kan konkurrere med Det norskes. 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.

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.

6. GENERALFORSAMLING

Generalforsamlingen i Det norske

Generalforsamlingen er selskapets høyeste 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 selskapslovgivningen. Generalforsamling vil bli avholdt 13. april 2015. 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.

Dagsorden for og gjennomføring av generalforsamlingen

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

På generalforsamlingen i april 2015 vil styret utpeke en uavhengig person som kan stemme på vegne av aksjonærene som deres godkjente representant. Styret kan beslutte at det skal være mulig for aksjonærene å avgi sine stemmer skriftlig, herunder via elektronisk kommunikasjon, i en gitt periode før generalforsamlingen. Det skal anvendes tilfredsstillende metoder for å verifisere avsenderen. Det vil bli truffet egnede tiltak for at aksjonærene kan stemme på hver enkelt av kandidatene til verv i selskapets organer.

Det norskes generalforsamlinger ledes vanligvis av styreleder, eller den styreleder utpeker. I henhold til anbefalingen skal styret ha ordninger på plass for å sikre at møteleder på generalforsamlingen er uavhengig, og selskapet vil søke å oppfylle dette kravet for fremtiden.

Selskapets etiske retningslinjer 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.

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

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 2013 ble Kjetil Kristiansen 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.

Komitémedlem Kjetil Kristiansen er fra 1.8.14 direktør HR i Det norske. Han kom fra samme stilling i Aker ASA. Kjetil Kristiansen har dermed en interessekonflikt og vil trekke seg fra vervet som leder av valgkomiteen på neste generalforsamling. De to andre medlemmene av valgkomiteen er uavhengige av styret og ledergruppen i selskapet.

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 lønn til – styret og valgkomiteen. Komiteens anbefaling skal være velbegrunnet.

For sitt arbeid i 2015 tar valgkomiteen sikte på å legge ut på selskapets nettsted en anmodning om å sende inn forslag til kandidater til styret, og vil også sende ut brev til selskapets største aksjonærer der de anmodes om å komme med innspill eller forslag.

8. BEDRIFTSFORSAMLING OG STYRE: SAMMENSETNING OG UAVHENGIGHET

Etter å ha passert 200 ansatte etablerte Det norske en bedriftsforsamling på generalforsamlingen i 2013. Bedriftsforsamlingen har 12 medlemmer, hvorav åtte velges av generalforsamlingen og fire av og blant de ansatte. Det er opp til bedriftsforsamlingen å

velge styremedlemmer og styreleder. Bedriftsforsamlingen skal dessuten overvåke styrets og daglig leders forvaltning av selskapet.

Styret i Det norske hadde per 31. desember 2014 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. 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.

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>

9. STYRETS ARBEID

Styret har myndighet og ansvar for å overvåke selskapets forretningsdrift og ledelse. Styret har som mål å skape verdier for aksjonærene både på kort og lang sikt, og sikre at Det norske overholder sine løpende forpliktelser. Mens administrerende direktør er ansvarlig for virksomhetens daglige ledelse, erkjenner styret sitt ansvar som forvalter av selskapet. Styret jobber aktivt med:

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

I 2014 avholdt styret til sammen 16 styremøter, herunder et strategimøte.

Styret er bevisst på de betydelige risikoer som er knyttet til selskapets operasjoner, og særlig med overgangsperioden som selskapet befinner seg i. 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 medlemmer bidrar med vesentlig erfaring, kunnskap og kapasitet til fordel for selskapet. Gjennom regelmessige møter med ledelsen holdes styret godt informert om virksomhetens utvikling og resultater. Rolledelingen mellom styret og ledelsen er klart definert gjennom styreinstruks og instruks for administrerende direktør, som spesifiserer ansvarsområder og administrative rutiner. Generalforsamlingen velger styreleder. Det norskes styre velger selv nestleder. Nestlederen fungerer i styrelederens sted i dennes fravær.

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 var fulltallig på alle sine møter i 2014, med følgende unntak: på fem møter hadde ett medlem forfall, og på to møter hadde to medlemmer forfall. Forfallet fordelte seg på flere styremedlemmer.

Styret gjennomførte en formell evaluering av sitt eget arbeid i 2014, 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 Aker og selskapets ledelse.

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 fram til mars 2013. Revisjonsutvalget har regelmessige møter og gjennomgår kvaliteten på alle kvartals- og årsrapportene før de gjennomgås av styret og offentliggjøres. Utvalget avholdt syv møter i 2014. 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). Revisjonsutvalget har også gått gjennom regnskapsspørsmål som har oppstått i kjølvannet av sammenslåingen av Det norske og Marathon Oil Norge AS, og sett på forbedringer i finansiell rapportering. Utvalget har vurdert resultatene for 2014 og kan med glede konstatere framgang på de utvalgte temaene som ble identifisert som prioritetsområder for året. Disse er hovedsakelig knyttet til avslutningen av regnskapet og forbedret dokumentasjon av rutiner for internkontroll av finansiell rapportering.

Kompensasjonsutvalget

Styret har også et kompensasjonsutvalg bestående av følgende tre styremedlemmer:

- Sverre Skogen
- Tom Røtjer
- 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. Det ble i 2014 nedsatt underutvalg for å støtte ledelsen i sentrale oppgaver som finansiering og unitiseringsforhandlingene i forbindelse med Johan Sverdrup.

10. RISIKOSTYRING OG INTERN KONTROLL

Risikostyring

God internkontroll og risikostyring bidrar til oversiktlig og kvalitetssikret rapportering til fordel for selskapet og aksjonærenes langsiktige interesser. 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 fra myndigheter som Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet, samt fra lisenspartnerne.

I 2014 deltok Det norske i finansiell revisjon av 16 lisenspartnere, mens to av selskapets operatørlisenser og én lisens der vi utførte boring på vegne av andre, var gjenstand for revisjon. Vi kjøpte også inn flere rapporter om finansiell revisjon av partneropererte lisenser. I tillegg til finansielle revisjoner gjennomførte myndighetene og lisenspartnere revisjoner av Det norskes styringssystem og planleggingen og utførelsen av våre boreoperasjoner og utbyggingsprosjekter. Disse revisjonene fra eksterne parter er med og bidrar til kvalitetskontrollen av selskapets interne systemer De er også verdifulle i arbeidet for å identifisere risikoer og svakheter, og er dermed en hjelp for selskapet i dets pågående arbeid for å forbedre styringssystemet.

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 2015. Disse prosessene er fastsatt i selskapets HMSK-plan for 2015.

Ivar Aasen-prosjektet har opprettet særlige rutiner og prosedyrer for prosjekt- og risikostyring i tråd med industriens praksis for utførelse av feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Interne revisjoner og verifikasjoner på selskapsnivå berammes i den årlige HMSK-planen. Som en integrert del av planen for prosjektgjennomføring driver Ivar Aasen-prosjektet i tillegg en omfattende overvåkingsvirksomhet, herunder revisjoner og kvalitetsoppfølging av leverandører.

En vesentlig del av selskapets produksjon kommer fra Alvheimområdet. Produksjonen på Alvheimfeltene utgjorde nemlig ca. 96 prosent av Det norskes totale produksjon i året som ble avsluttet 31. desember 2014. Selskapet er spesielt utsatt i tilfelle produksjonsstans eller andre tekniske problemer på Alvheim FPSO ettersom alle feltene i Alvheimområdet produseres via Alvheim FPSO. Dette er bakgrunnen for at Det norske har tegnet forsikring mot “tapt produksjon”, slik at konsekvensene av en eventuell produksjonsstans på Alvheim FPSO begrenses. På det årlige strategimøtet i 2014 gjennomgikk styret sin risikostyringsstrategi, herunder hvordan den skal implementeres i alle selskapets aktiviteter. Styret ser risiko i sammenheng med bygging av en bærekraftig organisasjon samtidig som man skal oppfylle de strengeste krav til selskapsledelse, sikkerhet og ansvarlighet som de mange interessentene stiller.

Det norskes interne prosedyrer 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. Styrende dokumenter og policy-dokumenter ligger på nivå 2, prosedyrer på nivå 3 og retningslinjer og støttedokumentasjon på nivå 4.

Sentrale policy-dokumenter for 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 styres.

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.

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 rettvisende 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 2014 ble følgende hovedrisikoområder knyttet til finansiell rapportering identifisert:



- **Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS** – Kompleksitet i forbindelse med kjøpsprisallokeringen (PPA) for oppkjøpet
- **Funksjonell valuta** – Implikasjoner ved endringen i selskapets funksjonelle valuta i oktober 2015
- **Balanseførte letekostnader** – Risiko for manglende rapportering av tørre brønner og brønner som ennå ikke er vurdert
- **Nedskriving 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 framdrift
- **Omdannelse til et fullverdig lete- og produksjonsselskap** – Risiko for at selskapet ikke har en hensiktsmessig organisasjon og gode nok prosedyrer og systemer for finansiell rapportering

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 fram 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” en 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 2014, identifiserte styrker, svakheter, muligheter og trusler. Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS gjorde 2014 til et overgangså. Målene for 2015 blir dermed å innføre et felles regnskapssystem og integrere Marathon Oil Norge AS’ tidligere system fullt ut i Det norskes system samtidig som vi tar vare på det beste av internkontrollen fra begge selskaper.

Ytterligere forbedringer relatert til intern kontroll vil bli gjennomført i 2015.

11. GODTGJØRELSE TIL STYRET

Styremedlemmenes godtgjørelse er ikke resultatbasert, men basert på et fast årlig beløp som reduseres forholdsmessig ved fravær fra møter. Ingen aksjonærvalgte styremedlemmer har pensjonsordning eller avtale om etterlønn fra selskapet. Informasjon om alle godtgjørelser utbetalt til de enkelte styremedlemmene er presentert i Note 8 til årsregnskapet.

Valgkomiteen foreslår styrets kompensasjon 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 2014.

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.

Godtgjørelse 2014

For 2014 hadde selskapet en bonusordning basert på selskapets resultater som er oppad begrenset til 20 prosent av årslønnen. Den årlige bonusen fastsettes skjønnsmessig av styret og gjelder for alle ansatte i selskapet med unntak av hovedledelsen. Alle ansatte får den samme prosentmessige bonus i forhold til sin lønn. I henhold til anbefalingen skal bonusordninger være prestasjonsrettede og forankret i målbare forhold som den ansatte kan påvirke. Styret besluttet at bonusen for 2014 skulle være 16,5 prosent, basert på en helhetlig vurdering av selskapets resultater. I tillegg til resultatbonus hadde selskapet i 2014 et aksjespareprogram, som ble avsluttet i 2015. Med virkning fra 15. oktober 2014 gikk selskapet over fra en ytelsesbasert pensjonsordning til en innskuddsbasert ordning. Pensjonsordningen er begrenset oppad til 12G for alle ansatte, inkludert hovedledelsen. Tidligere ansatte i Marathon Oil Norge AS beholdt sin bonusordning igjennom 2014. Bonusordningen var basert på

KPI-er på selskapsnivå, avdelingsnivå, samt på individuelt nivå med et bonuspotensiale fra 6 til 80 prosent av årlig fastlønn.

Hovedledelsen hadde en bonusordning som var basert på måloppnåelse både på selskapsnivå og på individuelt nivå, med mulig utbetaling fra 40 til 100 prosent av fastlønnen. Administrerende direktør hadde en tilsvarende ordning med mulig bonusoppnåelse på 100 prosent av fastlønnen. I tillegg hadde administrerende direktør et langsiktig bonusprogram som relaterer seg til utvikling i selskapets aksjekurs.

Godtgjørelse 2015

Etter integreringen med Marathon Oil Norge AS er det gjort visse endringer i godtgjørelsene i selskapet. Bonusen for alle ansatte med unntak av hovedledelsen er oppad begrenset til to måneders lønn. Samlet bonusnivå beregnes ved en blanding av resultatindikatorer for hele selskapet (50 prosent) og resultatindikatorer for den enheten den enkelte er ansatt i (50 prosent). 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 hovedledelsen som har ansvar for drift, deltar i et treårig insentivprogram som er knyttet til Det norske-aksjens relative kursutvikling i forhold til OBX-indeksen. Pensjonsordningen fortsatte å være en innskuddsbasert ordning begrenset oppad til 12G for alle ansatte, inkludert hovedledelsen.

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.

Styret erkjenner også at det er utfordringer knyttet til å vurdere selskapets underliggende verdier. Kommunikasjonen til investorer søker å skape et balansert bilde av risikoene og mulighetene knyttet til selskapets aktiva.

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 gjennom Cision.

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 framtidige 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 konsernets resultater og utsikter. Dette gjøres for å sikre at alle berørte parter i markedet blir behandlet likt.

14. SELSKAPSOVERTAKELSER

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 framsatt, 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 framsetter 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.

15. REVISOR

På generalforsamlingen i mai 2014 ble KPMG AS valgt som ny revisor for Det norske, til erstatning for Ernst & Young.

Generalforsamlingen velger revisor og godkjenner revisors godtgjørelse. Styret avholder møte med revisor minst én gang i året 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. Revisor yter selskapet visse konsulenttjenester, men disse anses ikke å være i strid med dens plikter som revisor. Selskapet har ikke utarbeidet retningslinjer for bruk av revisor til oppdrag som ikke inngår i den lovpålagte revisjon, men dette står på dagsordenen for 2015.

Rapportering om betalinger til myndigheter

Denne rapporten er utarbeidet i henhold til lov om årsregnskap mv § 3-3 d), som er et nytt krav med virkning for regnskapsår påbegynt 1. januar 2014 og senere. Dette nedfeller krav om at selskaper som driver virksomhet innen utvinningsindustrien skal utarbeide og offentliggjøre en årlig rapport med opplysninger om sine innbetalinger til myndigheter på land- og prosjektnivå. Finansdepartementet har utstedt en forskrift (F20.12.2013 nr. 1682 – ”forskriften”) som fastsetter at rapporteringsplikten bare skal gjelde for regnskapspliktige over en gitt størrelse og beta-

linger over gitte terskelverdier. I tillegg fastsetter forskriften at rapporten skal inneholde andre opplysninger enn betalinger til myndigheter, samt gir nærmere regler om definisjoner, offentliggjøring og konsernrapportering.

Denne rapporten inneholder informasjon om virksomheten i hele regnskapsåret 2014 for Det norske oljeselskap AS, inkludert det tidligere Marathon Oil Norge AS før det ble en del av Det norske-konsernet.

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 den norske kontinentalsokkel, anses kun betalinger til de norske myndighetene 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. Som beskrevet i skattenoten (Note 12 til regnskapet), ble Det norske oljeselskap AS (tidligere Marathon Oil Norge AS) konsolidert for skatteformål fra 1. januar 2014. Skatteinnbetalingene i 2014 relaterer seg delvis til inntektsskatt 2013 (de tre siste avdragene) og til inntektsskatt for 2014 (de tre første avdragene), i tillegg til mindre betalinger som vedrører tidligere år. Totale skatteinnbetalinger beløp seg til 8 676 306 328 kroner. Renter på skatteinnbetalinger utgjorde i tillegg 17 710 970 kroner.

CO₂-avgift

CO₂-avgift er delvis inkludert i pris på drivstoff/riggleie som betales til eksterne riggselskaper. For selskapets opererte lisenser har Det norske kun betalt CO₂-avgift for Alvheimfeltet. 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 Alvheimlisensen i 2014 beløp seg til 71 476 536 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 2014:

Navn på felt/lisens	Arealavgift betalt i 2014 (NOK)
Alvheim	10 960 000
Volund	1 781 000
Bøyla	4 278 904
Vilje	760 000
Ivar Aasen	1 920 000
PL 001B	1 357 151
PL 026B	680 000
PL 027D	175 624
PL 027ES	2 144 376
PL 028B	1 200 000
PL 103B	1 370 000
PL 242	2 877 000
PL 364	4 384 000
PL 460	6 439 000
PL 504	685 310
PL 504 BS	170 000
PL 504CS	408 000
PL 553	7 005 677
Sum	48 596 042

Det norske betalte i tillegg renter relatert til betalingene av arealavgift på 14 728 kroner.

Annen rapporteringspliktig informasjon

Når et foretak er pliktig til å rapportere betalinger som nevnt over, er det også påbudt å rapportere foretakets investeringer, salgsinntekt, produksjonsvolum og kjøp av varer og tjenester fordelt på de enkelte land hvor foretaket driver virksomhet innen utvinningsindustrien. Som nevnt over, så opererer Det norske utelukkende på norsk kontinentalsokkel. Dette rapporteringskravet anses dermed å være oppfylt av regnskapet som spesifisert i det nedenstående:

- Totale nettoinvesteringer utgjorde USD 2 266 144 000, som spesifisert i kontantstrømanalysen i regnskapet. Dette inkluderer kontantbetalinger relatert til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.
- Salgsinntekt i 2014 utgjorde USD 464 230 000, som spesifisert i Note 8 til regnskapet.
- Total produksjon i 2014 var 5 704 901 fat oljeekvivalenter, se Note 8 til regnskapet.
- For informasjon om kjøp av varer og tjenester, refereres det til resultatregnskapet og tilhørende noter.

I og med at ovenstående informasjon er lenket direkte til tallene i regnskapet, inkluderer ikke denne delen av rapporten virksomhet i Det norske oljeselskap AS, tidligere Marathon Oil Norge AS, før kjøpsdato, dvs. 15. oktober 2014.



ÅRSREGNSKAP MED NOTER

OVERSIKT OVER ÅRSREGNSKAP MED NOTER	SIDE
Resultatregnskap	85
Oppstilling av totalresultat	85
Oppstilling av finansiell stilling	86
Oppstilling av endring i egenkapital	88
Oppstilling over kontantstrømmer	89
Note 1: Sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper	90
Note 2: Betydelige transaksjoner og hendelser	102
Note 3: Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS	103
Note 4: Datterselskaper	105
Note 5: Segmentinformasjon	105
Note 6: Utforskningskostnader	106
Note 7: Varelager	106
Note 8: Petroleumsinntekter	106
Note 9: Kostnader ved og retningslinjer for ytelser til ledende ansatte og styret, samt totale lønnskostnader	107
Note 10: Andre driftskostnader	109
Note 11: Finansposter	110
Note 12: Skatt	111
Note 13: Resultat per aksje	113
Note 14: Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler	113
Note 15: Nedskrivninger	116
Note 16: Kundefordringer	120
Note 17: Andre kortsiktige fordringer	120
Note 18: Langsiktige fordringer	121
Note 19: Andre langsiktige eiendeler	121
Note 20: Betalingsmidler	121
Note 21: Aksjekapital og aksjonærinformasjon	122
Note 22: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser	123
Note 23: Avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser	125
Note 24: Derivater	125
Note 25: Obligasjonslån	125
Note 26: Annen rentebærende gjeld	126
Note 27: Annen kortsiktig gjeld	126
Note 28: Forpliktelser, leieavtaler og garantier	127
Note 29: Transaksjoner med nærstående parter	129
Note 30: Finansielle instrumenter	130
Note 31: Investering i felleskontrollerte driftsordninger	136
Note 32: Klassifisering av reserver og betingede ressurser (urevidert)	137
Note 33: Hendelser etter balansedagen	139
Erklæring fra styret og administrerende direktør	139

RESULTATREGNSKAP

1. januar - 31. desember (USD 1000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2014	2013	2014	2013
Petroleumsinntekter		411 996	158 782	325 034	158 782
Andre driftsinntekter		52 235	1 824	52 206	1 824
Driftsinntekter	8	464 230	160 606	377 241	160 606
Utforskningskostnader	6	157 578	278 554	157 497	278 554
Produksjonskostnader	8	66 754	42 474	59 173	42 474
Lønn og lønnsrelaterte kostnader	9	-17 042	6 470	-1 987	6 470
Avskrivninger	14	160 254	80 063	142 562	80 063
Nedskrivninger	15	346 420	113 346	346 420	113 346
Andre driftskostnader	10	49 193	18 698	49 826	18 698
Driftskostnader		763 157	539 605	753 491	539 605
Driftsresultat		-298 927	-378 999	-376 251	-378 999
Renteinntekter		7 009	6 934	7 003	6 934
Annen finansinntekt		19 435	168	22 899	168
Rentekostnader		83 845	51 359	82 898	51 359
Annen finanskostnad		19 296	9 844	10 428	9 844
Netto finanskostnader (-)/inntekter (+)	11	-76 697	-54 101	-63 423	-54 101
Resultat før skattekostnad		-375 624	-433 100	-439 674	-433 100
Skattekostnad (+)/skatteinntekt (-)	12	-96 485	-339 753	-160 535	-339 753
Årets resultat		-279 139	-93 347	-279 139	-93 347
Tidsveiet gjennomsnittlig antall aksjer i perioden		165 811 098	140 707 363		
Resultat etter skatt per aksje	13	-1,68	-0,66		

OPPSTILLING AV TOTALRESULTAT

1. januar - 31. desember (USD 1000)	Note	Konsern		Morselskap	
		2014	2013	2014	2013
Periodens resultat		-279 139	-93 347	-279 139	-93 347
Poster som ikke skal reklassifiseres over resultatet (etter skatt)					
Omregningsdiff. ved endring av presentasjonsvaluta til USD		-43 069	-53 906	-43 069	-53 906
Aktuariell gevinst/tap pensjon	22	-897	152	-897	152
Totalt resultat		-323 105	-147 101	-323 105	-147 101



OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

(Alle tall i USD 1000)	Note	Konsern		Morselskap	
		31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
EIENDELER					
Immaterielle eiendeler					
Goodwill	14,15	1 186 704	52 784	1 186 704	52 784
Aktiverte leteutgifter	14,15	291 619	337 969	291 619	337 969
Andre immaterielle eiendeler	14,15	648 788	106 235	648 788	106 235
Utsatt skattefordel	12		103 625		103 625
Varige driftsmidler					
Varige driftsmidler	14,15	2 549 271	436 834	2 549 271	436 834
Finansielle anleggsmidler					
Langsiktige fordringer	18	8 799	20 618	8 799	20 618
Andre langsiktige eiendeler	19	3 598	46 912	4 619	46 912
Sum anleggsmidler		4 688 778	1 104 976	4 689 799	1 104 976
Varer					
Varelager	7	25 008	6 720	25 008	6 720
Fordringer					
Kundefordringer	16	186 461	22 062	186 461	22 062
Andre kortsiktige fordringer	17	184 592	82 091	184 592	82 091
Andre kortsiktige plasseringer		3 289	3 957	3 289	3 957
Beregnet skatt til utbetaling	12		231 972		231 972
Betalingsmidler					
Betalingsmidler	20	296 244	280 942	295 222	280 942
Sum omløpsmidler		695 594	627 745	694 573	627 745
SUM EIENDELER		5 384 372	1 732 720	5 384 372	1 732 720

OPPSTILLING AV FINANSIELL STILLING

		Morserskonsern		Morselskap	
(Alle tall i USD 1000)	Note	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Egenkapital					
Aksjekapital	21	37 530	27 656	37 530	27 656
Overkurs	21	1 029 617	564 736	1 029 617	564 736
Annen egenkapital		-415 485	-68 292	-415 485	-68 292
Sum egenkapital		651 662	524 100	651 662	524 100
Avsetning for forpliktelser					
Pensjonsforpliktelser	22	2 021	10 933	2 021	10 933
Utsatt skatt	12	1 286 357		1 286 357	
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	23	483 323	136 188	483 323	136 188
Avsetning for andre forpliktelser		12 044	128	12 044	128
Langsiktig gjeld					
Obligasjonslån	25	253 141	406 592	253 141	406 592
Annen rentebærende gjeld	26	2 037 299	334 814	2 037 299	334 814
Langsiktige derivater	24	5 646	8 129	5 646	8 129
Kortsiktig gjeld					
Kortsiktig lån			78 579		78 579
Leverandørgjeld		152 258	74 368	152 258	74 368
Offentlige trekk og avgifter		6 758	3 876	6 758	3 876
Betalbar skatt	12	189 098		189 098	
Kortsiktige derivater	24	25 224		25 224	
Fjernings- og nedstengingsforpliktelser	23	5 728	24 225	5 728	24 225
Annen kortsiktig gjeld	27	273 813	130 789	273 813	130 789
Sum gjeld		4 732 710	1 208 620	4 732 710	1 208 620
SUM EGENKAPITAL OG GJELD		5 384 372	1 732 720	5 384 372	1 732 720

Styret og administrerende direktør i Det norske oljeselskap ASA
Trondheim, 11. mars 2015

Sverre Skogen, styreleder

Anne Marie Cannon, nestleder

Kitty Hall (Katherine Jessie Martin), styremedlem

Gudmund Evju, styremedlem

Kristin Gjertsen, styremedlem

Gro Kielland, styremedlem

~~Tom Rotjer, styremedlem~~

Kjell Inge Røkke, styremedlem

Jørgen C. Arentz Røstrup, styremedlem

Inge Sæmdet, styremedlem

Karl Johnny Hersvik, administrerende direktør



OPPSTILLING AV ENDRING I EGENKAPITAL - KONSERN OG MORSELSKAP

Note Aksjekapital Overkurs			Annen egenkapital				Sum annen egenkapital	Sum egenkapital
			Innskutt annen EK	Andre inntekter og kostnader		Opptjent egenkapital		
				Aktuariell gevinst/(tap)	Omregnings-differanser			
(Alle tall i USD 1000)								
Egenkapital per 31.12.2012	25 278	555 034	646 757	-393		-555 474	90 889	671 201
Omregningsdifferanse knyttet til endring i presentasjonsvaluta til USD*	2 378	9 702	-73 674	18	5 573	56 004	-12 080	
Egenkapital per 01.01.2013	27 656	564 736	573 083	-375	5 573	-499 471	78 809	671 201
Periodens totalresultat 1.1.2013 - 31.12.2013				152	-53 906	-93 347	-147 101	-147 101
Egenkapital per 31.12.2013	27 656	564 736	573 083	-223	-48 334	-592 818	-68 292	524 100
Emisjon	9 874	469 249			-24 350		-24 350	454 773
Transaksjonskostnader, emisjon		-4 368			261		261	-4 107
Totalresultat 1.1.2014 - 31.12.2014				-897	-43 069	-279 139	-323 105	-323 105
Avvikling ytelsespensjon				1 016		-1 016		
Egenkapital per 31.12.2014	21	37 530	1 029 617	573 083	-105	-115 491	-872 972	651 662

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

OPPSTILLING OVER KONTANTSTRØMMER

1. januar - 31. desember (USD 1 000)		Konsern		Morselskap	
		Note	2014	2013	2014
Kontantstrømmer fra operasjonelle aktiviteter					
Resultat før skattekostnad		-375 624	-433 100	-439 674	-433 100
Betalte skatter i perioden		-109 068	-4 524	-109 068	-4 524
Periodens mottatte skattefordring		190 532	224 337	190 532	224 337
Avskrivninger	14	160 254	80 063	142 562	80 063
Nedskrivninger	15	346 420	113 346	346 420	113 346
Kalkulatorisk rente i nåverdiberegning av fjerningsforpliktelser	23	12 410	7 277	11 462	7 277
Gevinst/tap ved bytte av lisensandel uten kontanteffekt		-49 765	125	-49 765	125
Verdiendring på derivat til virkelig verdi over resultatet	11	10 616	540	993	540
Amortisering av rente- og etableringskostnader	11	26 711	15 052	26 711	15 052
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner	6	99 061	195 770	99 069	195 770
Endring i lager, kreditorer og debitorer		-530 150	24 126	-485 603	24 126
Endring i fjerningsforpliktelser		-1 952			
Endring i andre kortsiktige tidsavgrensningsposter		483 345	-67 200	487 562	-67 200
NETTO KONTANTSTRØM FRA OPERASJONELLE AKTIVITETER		262 791	155 812	221 201	155 812
Kontantstrømmer fra investeringsaktiviteter					
Utbetaling ved fjerning og nedstenging av oljefelt	23	-14 087	-6 251	-13 968	-6 251
Utbetaling ved investering i varige driftsmidler	14	-583 200	-254 502	-559 443	-254 502
Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (netto kontantvederlag av kjøpet)	3	-1 513 591		-1 496 890	
Utbetaling ved investering i aktiverte leteutgifter og andre immaterielle eiendeler	14	-164 128	-231 230	-164 136	-231 230
Salgssum ved salg av varige driftsmidler/lisenser	14	8 862	14 714	8 862	14 714
NETTO KONTANTSTRØM FRA INVESTERINGSAKTIVITETER		-2 266 144	-477 270	-2 225 575	-477 270
Kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter					
Emisjon		474 755		474 755	
Nedbetaling av kortsiktig gjeld		-162 434	-255 232	-162 434	-255 232
Nedbetaling av obligasjonslån (detnor 01)		-87 536		-87 536	
Nedbetaling av langsiktig gjeld		-1 147 934	-371 806	-1 147 934	-371 806
Etableringskostnader		-67 350		-67 350	
Opptak av langsiktig gjeld		2 897 354	804 713	2 897 354	804 713
Opptak av kortsiktig gjeld		116 829	238 217	116 829	238 217
NETTO KONTANTSTRØM FRA FINANSIERINGSAKTIVITETER		2 023 684	415 892	2 023 684	415 892
Netto endring i betalingsmidler					
Beholdning av betalingsmidler ved periodens begynnelse	20	280 942	207 348	280 942	207 348
Omregningsdifferanser på betalingsmidler ved periodens begynnelse		-5 029	-20 839	-5 029	-20 839
BEHOLDNING AV BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT		296 244	280 942	295 222	280 942
Spesifikasjon av betalingsmidler ved periodens slutt					
Bankinnskudd og kontanter	20	291 346	278 337	290 325	278 337
Bundne bankinnskudd	20	4 897	2 605	4 897	2 605
SUM BETALINGSMIDLER VED PERIODENS SLUTT		296 244	280 942	295 222	280 942



NOTER

GENERELL INFORMASJON

Det norske oljeselskap ASA ("Det norske") er et oljeselskap involvert i leting, utbygging og drift av olje- og gassfelt 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 Føniks, Munkegata 26, 7011 Trondheim.

Aker Capital AS er selskapets største aksjonær med en eierandel på 49,99 prosent per 31. desember 2014. 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 oljeselskap AS (tidligere Marathon Oil Norge AS), etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS pr. 15. oktober 2014. Alle eiendeler og forpliktelser i Marathon Oil Norge AS ble overført til Det norske som tingsutbytte 30. oktober 2014. Den eneste forskjellen mellom konsernregnskapet og morselskapets selskapsregnskap er derfor resultatene i perioden 15. oktober til 31. oktober 2014. For mer informasjon om datterselskaper, se note 4.

Årsregnskapet ble godkjent av styret 11. mars 2015 og vil bli presentert for godkjenning på generalforsamlingen den 13. april 2015.

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.

Alle beløp er avrundet til nærmeste tusen, dersom ikke annet er angitt.

1.2 FUNKSJONELL VALUTA OG PRESENTASJONSVALUTA

Etter oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS har selskapet foretatt en vurdering av kravene i IAS 21 angående funksjonell valuta og konkludert med at funksjonell valuta endres fra NOK til USD med effekt fra 15. oktober 2014 som forklart i 1.3 under. Konsernet endret også presentasjonsvaluta til USD fra samme dato. Endringen i presentasjonsvaluta er behandlet som en frivillig prinsippendring som i henhold til IAS 8 er gjort retrospektivt ved å omregne sammenligningstall til USD som om dette alltid har vært presentasjonsvalutaen. Endring i presentasjonsvaluta anses å være en frivillig prinsippendring som i henhold til IAS 1 krever en tredje oppstilling av finansiell stilling fra begynnelsen av sammenligningsperioden, det vil si 1. januar 2013. Imidlertid vil den eneste effekten være at NOK balansene omregnes til USD med kursen denne dagen. Selskapet mener nytten av denne informasjonen for brukerne av regnskapet til Det norske vil være begrenset, og har derfor valgt å ikke presentere en tredje oppstilling av finansiell stilling. Se punkt 1.4 og oppstilling over endringer i egenkapital for ytterligere beskrivelse av metoden for omregning til presentasjonsvaluta.

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: I nedskrivningstester allokeres 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.

Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS har medført regnskapsføring av både teknisk og ordinær goodwill som beskrevet i note 3. Ordinær goodwill fra transaksjonen på USD 290 millioner, som representerer skattesynergier og verdi av samlet arbeidsstyrke, har blitt allokert til alle KGE-er som oppnår fordelene disse synergiene vil medføre for hele konsernet. Teknisk goodwill fra transaksjonen på USD 1186 millioner reflekterer utsatt skatt innregnet på Alvheim KGE (se note 3) og har blitt allokert til denne KGE.

Ved nedskrivningstesten for teknisk goodwill har utsatt skatt fra oppkjøpet 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 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. Estimatenes 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. Der endringer har virkninger for fremtidige perioder, fordeles effekten av endringene på innværende og fremtidige rapporteringsperioder. 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. Estimatenes er basert på Det norskas 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 kontraktsfestede prisendringer.

Påviste og sannsynlige reserver og produksjonsvolumer benyttes til beregning av avskrivninger av olje- og gassfelt ved bruk av produksjonsenhetsmetoden. 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 1.811 og 1.912 for nærmere beskrivelse.

Måling av virkelig verdi:

Med jevne mellomrom må virkelig verdi av ikke-finansielle eiendeler og forpliktelser fastsettes, for eksempel når selskapet kjøper en virksomhet 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 økonomisk 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, 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 13 ”Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler” og note 14 ”Nedskrivning av goodwill og andre eiendeler”.

Nedstengnings- og fjerningsforpliktelser:

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. Estimatenes inkluderer blant annet kostnader basert på et antatt fjerningskonsept, anslag på utgiftene til marine operasjoner, leie av tungløftlektere 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 23 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 11 for detaljer vedrørende utsatt skatt og betalbar skatt.

1.4 **TRANSAKSJONER 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 transaksjonskurser, 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 **INNTEKTSFØRING**

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.

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. En felleskontrollert driftsordning er en type felleskontrollert ordning hvor partene som har felles kontroll over ordningen har rettigheter til eiendelene og svarer for forpliktelsene knyttet til ordningen.

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 31. desember, 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 enkelteiendel 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.

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 petroleumsskatteloven. Kjøper er derfor ikke berettiget til å kreve fradrag for vederlaget med virkning for beskatningen gjennom avskrivninger. 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.

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). 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 finansieringsforpliktelser. 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

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 fratrasket 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. Estimateringen 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 fratrasket salgskostnader.

Driftsmidler knyttet til oljevirksomheten

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: boreoperasjonen 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 (inklusive 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 - 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 letelisenser 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 avsluttet 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 gjenvinnbar verdi av den kontantstrømgenererende enheten som goodwill er relatert til. Nedskrivning foretas dersom gjenvinnbart beløp er lavere enn balanseført verdi av feltet/lisensen inklusive tilhørende goodwill og utsatt skatt som beskrevet i pkt. 1.8 og 1.9. 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

- Utlån og fordringer

- Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet

- Andre finansielle forpliktelser.

Selskapet klassifiserer kortsiktige finansielle eiendeler til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet eller holdt for salg. 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 verdsettingsmetoder. 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 verdsettingsmetoder.

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 regnes 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 utforskningsaktiviteter 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 vesentlige 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. Leiebetalinger 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 kapitalisert rente 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

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. Netto realiserbar verdi er lik gjenanskaffelseskost for materialer.

1.21 KONTANTER OG KONTANTEKVIVALENTER

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 rentemetode; 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 innværende 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 årlig 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 i den grad skattepostene relaterer seg direkte til egenkapitaltransaksjoner.

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 petroleumsskatteoven. Av inntekt fra sokkelvirksomhet skal det betales alminnelig selskapsskatt og en særskatt. Satsen for alminnelig selskapsskatt var 28 prosent frem til 1.1.2014, da den ble endret til 27 prosent. Satsen for særskatt var 50 prosent frem til samme dato, da den ble endret til 51 prosent.

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 allokeres 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.

1.24 ANSATTEYTELSER

Ytelsesbaserte pensjonsordninger

Alle ansatte hadde frem til 30. september 2014 en pensjonsordning som ble administrert og forvaltet gjennom et norsk livsforsikringsselskap. Beregningen av estimert pensjonsforpliktelse for ytelsesbasert pensjon ble basert på eksterne aktuarietoder, 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). 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 er inntektsført i tråd med dette. En innskuddsplan har erstattet ytelsesordningen, og selskapet betaler innskudd for fulltidsansatte tilsvarende 3-5 prosent av den ansattes lønn. 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 nedstengings- og fjerningsforpliktelse regnskapsfører selskapet nåverdien av fremtidige utgifter til nedstenging 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 nedstenging 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 kredittrisikoelement.

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 gjenomsnitt 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

Betingede forpliktelser er ikke regnskapsført. 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 lav.

En betinget eiendel innregnes dersom det er så godt som sikkert at betingelsen vil inntreffe, men blir opplyst om dersom det foreligger en viss sannsynlighet for at en fordel vil tilfalle selskapet.

1.29 ENDRINGER I REGNSKAPSSTANDARDER 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 2014 relevant for konsernet:

IFRS 10 Konsernregnskap

IFRS 10 erstatter de delene av IAS 27 som omhandler konsoliderte regnskaper. I tillegg inkluderer den forholdene som er omtalt i SIC-12 ”Konsolidering - foretak for særskilte formål”. IFRS 10 innfører én enkelt kontrollmodell som skal anvendes for alle foretak. Endringene som introduseres gjennom IFRS 10 stiller krav om at ledelsen utviser betydelig skjønn for å avgjøre hvilke enheter som er kontrollert og følgelig skal konsolideres, sammenlignet med til tilsvarende krav som var i IAS 27. I følge standarden kontrollerer en investor et foretak når investor er eksponert for eller har rettigheter til variabel avkastning fra sitt engasjement i foretaket det er investert i. Følgelig har investor mulighet til å påvirke avkastingen gjennom sin makt over foretaket det er investert i. Standarden har ikke hatt effekt for konsernet.

IFRS 11 Felleskontrollerte ordninger / IAS 28 Investeringer i tilknyttede foretak og felleskontrollert virksomhet

Anvendelsen av IFRS 11 og IAS 28 har ikke påvirket konsernets regnskapsføring av interesser i felleskontrollerte ordninger ettersom konsernet har fastsatt at interessene i felleskontrollerte ordninger som tidligere ble klassifisert som felleskontrollerte eiendeler, skal klassifiseres som felleskontrollerte driftsordninger i henhold til IFRS 11. Konsernets tidligere metode for regnskapsføring av felleskontrollerte ordninger er derfor fortsatt i overenstemmelse med IFRS 11.

IFRS 12 Opplysninger om interesser i andre foretak

IFRS 12 inneholder alle tilleggsopplysningskrav som tidligere lå i IAS 27 relatert til konsoliderte regnskaper, i tillegg til tilleggsopplysningskravene som tidligere var inkludert i IAS 31 og IAS 28 ”Investeringer i tilknyttede foretak”. Disse tilleggsopplysningene er knyttet til et foretaks andel i datterforetak, felleskontrollerte ordninger, tilknyttede foretak og ikke-konsoliderte strukturerte foretak. Det er krav om enkelte nye tilleggsopplysninger. En av de mest vesentligste endringene som introduseres i IFRS 12, er at foretaket skal opplyse om vesentlige vurderinger og forutsetninger som er foretatt med henblikk på å fastsette hvorvidt det har kontroll over et annet foretak. De nye tilleggsopplysningene vil bidra til at brukerne av regnskapet kan gjøre sin egen vurdering av de finansielle implikasjonene i situasjoner hvor ledelsen kunne kommet til en annen konklusjon vedrørende konsolidering - ved å gi tilleggsopplysninger om ikke-konsoliderte enheter. Standarden har ikke hatt vesentlig effekt på konsernet.

IAS 36 Verdifall på eiendeler

Endringen medfører at det må gis opplysninger om det gjenvinnbare beløpet på eiendeler som har blitt nedskrevet, dersom dette er fastsatt til virkelig verdi redusert for salgskostnader. Endringen anses ikke å ha noen stor betydning for Det norske, da selskapet ikke verdsetter noe til virkelig verdi redusert for salgskostnader. Endringen har også fjernet kravet om opplysninger om gjenvinnbart beløp for hver kontantgenererende enhet som har fått allokert goodwill eller evigvarende immaterielle eiendeler. Slike opplysninger er i stedet påkrevet når det er foretatt en nedskrivning eller en nedskrivning er reversert.

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 det siste delprosjektet i IFRS 9, og standarden er nå ferdigstilt. IFRS 9 innebærer endringer knyttet til klassifisering og måling, sikringsbokføring og nedskrivning. IFRS 9 vil erstatte IAS 39 Finansielle instrumenter - Innregning og måling. Standarden vil gjelde med virkning fra regnskapsår som starter 1. januar 2018 eller senere, men er foreløpig ikke godkjent av EU. Retrospektiv anvendelse er påkrevd, men sammenligningstall er ikke obligatorisk. Tidliganvendelse av forrige versjon av IFRS 9 er tillatt hvis standarden er implementert før 1. februar 2015. Implementering av IFRS 9 kan ha en effekt på klassifisering og måling av konsernets finansielle eiendeler, men forventes ikke å påvirke klassifisering og måling av konsernets finansielle forpliktelser.

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 2017 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.

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.

Årlig forbedringsprosjekt 2010-2012, 2011-2013 og 2012-2014:
Endringene er i hovedsak gjort for å fjerne inkonsistens og klargjøre ordlyden i standarder og fortolkninger. Det er gitt separate overgangsregler for hver standard (og 2012-2014 syklus er foreløpig ikke godkjent av EU). Endringene forventes ikke å gi vesentlig effekt for konsernet.

Note 2 Betydelige transaksjoner og hendelser

Viktige hendelser i 2014
2014 var et overgangsår for selskapet, som følge av oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Med oppkjøpet ble selskapet en sterk aktør innenfor utforskning og produksjon (E&P) med vesentlig produksjon og en diversifisert eiendelsportefølje.

Den formelle partneravgjørelsen om utbyggingskonsept for Johan Sverdrup ble fattet, og programmet for avgrensningsboring ble fullført. Diskusjonene om unitiseringen på feltet fortsatte, og forberedelsene til levering av utbyggingsplan gikk videre. Ivar Aasen-partnerskapet signerte unitiseringsavtale og utbyggingsaktivitetene fortsatte i Norge, Singapore og Italia med sikte på produksjonsstart mot slutten av 2016. Utbyggingen av Bøyla ble ferdigstilt, og Alvheim FPSO ble klargjort for å motta produksjon fra feltet. Produksjonen begynte i januar 2015. Selskapet deltok også i et funn på Krafla Nord.

Selskapet sikret en lånefasilitet på opptil USD 3 milliarder i form av en syvårig reservebasert lånefasilitet, i tillegg til NOK 3 milliarder i ny egenkapital gjennom emisjon.

Note 3 Oppkjøp av Marathon Oil Norge AS

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

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

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

Kundefordringer blir regnskapsført til brutto pålydende beløp, siden fordringene er mot store og betalingsdyktige kunder. Historisk har det ikke vært noen nedskrivninger av kundefordringer i Marathon Oil Norge AS.

Innregnede eiendeler og forpliktelser på overtakelsestidspunktet var som følger:

		Konsern 15.10.2014
(USD 1 000)	Note	
Aktiverte leteutgifter	14	37 899
Andre immaterielle eiendeler	14	515 966
Varige driftsmidler	14	1 641 117
Varelager		17 714
Kundefordringer		83 206
Andre kortsiktige fordringer		71 436
Betalingsmidler		589 107
Sum eiendeler		2 956 445
Pensjonsforpliktelser		12 071
Utsatt skatt	12	911 363
Fjerningsforpliktelser - langsiktig	23	336 246
Andre avsetninger for forpliktelser		16 825
Leverandørgjeld		2 520
Offentlige trekk og avgifter		2 893
Fjerningsforpliktelser - kortsiktig	23	4 651
Andre omløpsmidler		129 531
Kortsiktige derivater		13 393
Betalbar skatt	12	910 332
Sum gjeld		2 339 825
Sum identifiserbare netto eiendeler til virkelig verdi		616 620
Goodwill ved oppkjøp	14	1 486 086
Sum betalt vederlag ved oppkjøp		2 102 706

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-verdivurderingen i kjøpsprisallokeringen, i henhold til retningslinjer i IFRS 3.

Fra overtakelsestidspunktet (15. oktober 2014) til 31. desember 2014, bidro Marathon Oil Norge AS med driftsinntekter på USD 338 millioner til konsernet og USD 79 millioner til konsernresultatet (før nedskrivninger på USD 340 millioner knyttet til oppkjøpet, se note 6). Dersom transaksjonen hadde funnet sted ved årets begynnelse (1. januar 2014), ville konsernets inntekt og resultat for regnskapsåret 2014 vært henholdsvis USD 2 395 millioner og USD 45 millioner. Oppkjøpet har ingen effekter på andre inntekter og kostnader (OCI) i 2014.

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

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

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

Avstemming av goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS (USD 1 000)	15.10.2014
Goodwill relatert til utsatt skatt - teknisk goodwill	1 196 458
Goodwill relatert til synergier - ordinær goodwill	289 628
Sum goodwill	1 486 086
Nedskrivninger, se note 15	340 594
Netto goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS per 31.12.2014	1 145 492

Ingen del av goodwill vil være skattemessig fradragsberettiget.

Morselskap

Det ble gjennomført et tingsutbytte den 31. oktober 2014 fra Det norske oljeselskap AS til Det norske oljeselskap ASA, hvor alle eiendeler og forpliktelser som tidligere tilhørte Marathon Oil Norge AS ble overført til Det norske. Regnskapsføringen av tingsutbyttet var basert på konsernkontinuitet, slik at regnskapsførte verdier ble videreført på konsernnivå i henhold til kjøpsprisallokeringen fra 15. oktober 2014 vist i tabellen ovenfor. Den eneste gjenværende eiendelen i Det norske oljeselskap AS etter tingsutbyttet, er et bankinnskudd på USD 1,0 millioner som tilsvarer selskapets aksjekapital.

Ved overføring av tingsutbyttet erstattet verdien av eiendelene og forpliktelsene i Marathon Oil Norge AS verdien av selskapets aksjer i selskapsregnskapet til Det norske oljeselskap ASA. Samtidig var regnskapsført verdi av netto eiendeler i Marathon Oil Norge AS USD 22,8 millioner høyere på tidspunktet for tingsutbyttet enn ved datoen for kjøpsprisallokeringen. Dette beløpet tilsvarer netto overskudd i konsernregnskapet i perioden mellom kjøpsprisallokeringstidspunktet og tingsutbyttet, og er bokført som annen finansinntekt (utbytte fra datterselskap – se note 11) i selskapsregnskapet for Det norske oljeselskap ASA.

Note 4: Datterselskaper

Selskapet har tre datterselskaper:

- Det norske oljeselskap AS, tidligere Marathon Oil Norge AS (100 prosent): Dette er selskapet som ble oppkjøpt av Det norske i oktober 2014. All aktivitet i selskapet ble overført til Det norske som tingsutbytte 31.oktober 2014. Ved årsslutt 2014 er selskapets eneste gjenværende eiendel betalingsmidler på USD 1,0 millioner som tilsvarer selskapets aksjekapital på USD 1,0 millioner.

- Alvheim AS: 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 produksjonsfasilitetene og den faktiske verdien av produksjonsfasilitetene tilfaller partnerne av Alvheimfeltet. Det norske eier 65 prosent av Alvheim AS, noe som samsvarer med eierandelen i Alvheimfeltet.

- Sandvika Fjellstue AS (100 prosent) eier et konferansesenter i Sandvika i Verdal, som brukes av Det norske.

Alvheim AS og Sandvika Fjellstue AS er, ut fra en vesentlighetsbetraktning, ikke konsolidert i konsernregnskapet. Aktiviteten i Det norske oljeselskap AS er inkludert i konsernregnskapet fra oppkjøpsdatoen 15.oktober 2014, se note 2. 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. Overføringen ble regnskapsført etter konsernkontinuitet, og var basert på de samme virkelige verdiene som ble lagt til grunn i kjøpsprisallokeringen beskrevet nærmere i note 3. Således er det ingen forskjeller mellom oppstillingen av finansiell stilling i konsernregnskapet og selskapsregnskapet, med unntak av klassifiseringen av 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 2014 knytter seg i all vesentlighet til to hovedkunder som sto for 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	
	2014	2013	2014	2013
Seismikk, brønndata, feltstudier og andre letekostnader	24 846	53 207	24 833	53 207
Viderebelastning av riggkostnader	-11 087	-20 241	-11 087	-20 241
Utforskningskostnader fra deltakelse i lisenser inkl. seismikk	28 097	25 751	28 061	25 751
Kostnadsføring av balanseførte letebrønner tidligere år*	40 175	94 145	40 183	94 145
Kostnadsføring av årets balanseførte letebrønner	58 886	101 625	58 886	101 625
Lønns- og driftskostnader klassifisert som utforskningskostnad	14 104	20 759	14 064	20 759
Forsknings- og utviklingskostnader relatert til leteaktivitet	2 556	3 309	2 556	3 309
Sum utforskningskostnader	157 578	278 554	157 497	278 554

De deler av lønns- og driftskostnader som er henførbare til drifts- og utforskningsaktiviteter er klassifisert og vist som henholdsvis produksjons- / utforskningskostnad og varige driftsmidler.

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

Note 7: Varelager

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

Note 8: Petroleumsinntekter

Spesifikasjon av inntekter (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Inntektsførte oljeinntekter	368 443	134 619	289 030	134 619
Inntektsførte gassinntekter	39 665	20 036	32 139	20 036
Tariffinntekter	3 888	4 127	3 865	4 127
Sum petroleumsinntekter	411 996	158 782	325 034	158 782

Spesifikasjon av produserte volumer (fat)				
Olje	4 800 457	1 263 889	3 883 864	1 263 889
Gass	904 444	365 226	751 574	365 226
Sum produserte volumer	5 704 901	1 629 115	4 635 438	1 629 115
Petroleumsinntekter	411 996	158 782	325 034	158 782
Produksjonskostnader	66 754	42 474	59 173	42 474
Netto inntekter fra produksjonen	345 241	116 308	265 861	116 308

Produksjonskostnader omfatter kostnader knyttet til leie, drift og vedlikehold av produksjonsskip/plattformer, samt brønnintervensjon og workoveraktiviteter, CO2-avgifter, m.m. Produksjonskostnadene inkluderer også avsetning for mulige tap på kontrakter. Andel av lønns- og administrasjonskostnader som er henførbare til drift er reklassifisert og vist som produksjonskostnad, se note 10.

Andre driftsinntekter består i all hovedsak av gevinst knyttet til bytte av lisensandeler. I juni 2014 inngikk Det norske to avtaler om bytte av lisensandeler som inkluderte PL 457, noe som økte selskapets andel i Ivar Aasen-feltet. I henhold til selskapets regnskapsprinsipper skal bytte av eiendeler måles til virkelig verdi, med mindre transaksjonen mangler kommersiell substans eller virkelig verdi ikke kan måles pålitelig. I disse byttene er virkelig verdi beregnet for eiendelene som mottas ved å benytte diskontering av estimerte framtidige kontantstrømmer.

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

Note 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	
	2014	2013	2014	2013
Lønnskostnader	78 739	58 030	78 784	58 030
Pensjonskostnader	-15 529	6 558	184	6 558
Arbeidsgiveravgift	12 682	8 208	12 138	8 208
Andre personalkostnader	2 753	2 757	2 274	2 757
Lønn og lønnsrelaterte kostnader som er viderefakturert lisenser eller klassifisert som utforsknings-, utbyggings- eller produksjonskostnader	-95 688	-69 083	-95 367	-69 083
Sum lønnskostnader	-17 042	6 470	-1 987	6 470

Selskapets pensjonsordning er i løpet av året endret fra kollektiv ytelsesordning til innskuddsordning, gjeldende fra 1. oktober 2014 for alle ansatte. I tillegg ble den overtatte ytelsesbaserte pensjonsforpliktelsen fra Marathon Oil Norge AS gjort opp etter oppkjøpet. Effekten av oppgjørene er at pensjonsforpliktelsen er fraregnet, og pensjonsmidlene er benyttet til å utstede fripoliser til alle ansatte som oppgjør for forpliktelsen. Avviklingen medførte en gevinst på USD 26 millioner, som er innregnet i lønnskostnadene. Dette forklarer at lønnskostnader er en netto inntekt for selskapet i 2014. Se også note 22 for ytterligere detaljer om periodens pensjonskostnad.

Antall sysselsatte årsverk i regnskapsåret	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Europa	333,0	220,6	333,0	220,6
Sørøst- Asia	4,0	1,5	4,0	1,5
Sum	337,0	222,1	337,0	222,1

Antall ansatte ved årets begynnelse var 230. Per 31. desember 2014 var antall ansatte 507.

Ytelser til ledende ansatte i 2014 (USD 1 000)	Lønn	Aksje-sparing og bonus ⁶⁾	Natural- ytelser	Periodisert pensj.- kostn.	Annet	Samlet godtgjørelse	Antall aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel 31.12.
Karl Johnny Hersvik (administrerende direktør) ¹⁾	539	503	9	19	56	1 106	0	0,00 %
Øyvind Bratsberg (direktør teknologi og feltutvikling)	680	505	12	31	63	1 261	49	0,02 %
Alexander Krane (finansdirektør)	474	268	10	31		752	12	0,01 %
Gro G. Haatvedt (direktør leting) ²⁾	260	201	3	19	476	939	0	0,00 %
Odd R. Heum (direktør asset Johan Sverdrup) ³⁾	349	177	4	29		529	90	0,04 %
Bård Atle Hovd (direktør Ivar Aasen Prosjekt) ⁵⁾	686	235	3	34		924	16	0,01 %
Anita Utseth (direktør forretningsstøtte / fungerende letedirktør) ³⁾	315	116	5	40		436	72	0,04 %
Kjetil Kristiansen (direktør HR) ²⁾	135	76	2	8		213	0	0,00 %
Rolf J. Broske (direktør kommunikasjon) ⁷⁾	177	63	5	24		244	3	0,00 %
Geir Solli (direktør drift) ⁴⁾	77	232	14	7		322	0	0,00 %
Kjetil Ween (direktør boring og brønn) ⁴⁾	51	111	8	6		171	0	0,00 %
Elke R. Njaa (direktør utviklingsprosjekter) ⁴⁾	52	124	9	7		185	0	0,00 %
Leif G. Hestholm (direktør HMS) ⁴⁾	50	122	6	6		179	0	0,00 %
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2014	3 843	2 733	90	262	595	7 261	243	0,00 %

¹⁾ Tiltrådte 1. april 2014. Beløp inkludert under "annet" er relatert til signeringsbonus.

²⁾ Tiltrådte 1. august 2014. Beløp inkludert under "annet" er relatert til signeringsbonus.

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.

Ytelser til ledende ansatte i 2013: (USD 1 000)	Lønn	Aksje-sparing og bonus ³⁾	Natural- ytelser	Periodisert pensj.- kostn.	Annet	Samlet godt- gjørelse	Antall aksjer totalt (i 1 000)	Eierandel 31.12.
Erik Haugane (administrerende direktør) ¹⁾	552	229	14	160	59	853	360	0,26 %
Øyvind Bratsberg (viseadm. dir./fung. dagl.leder)	573	223	4	40		800	44	0,03 %
Alexander Krane (finansdirektør)	354	40	5	39		399	2	0,00 %
Bjørn Martinsen (direktør leting) ²⁾	296	96	4	41	39	436	15	0,01 %
Odd Ragnar Heum (direktør asset Johan Sverdrup)	352	98	5	37		455	59	0,04 %
Bård Atle Hovd (direktør utbygging)	469	133	5	44		606	7	0,01 %
Anita Utseth (direktør forretningsstøtte / fung.lededirektør.)	313	81	3	51		397	46	0,03 %
Sum godtgjørelse til ledende ansatte i 2013	2 909	901	39	411	98	3 947	534	0,38 %

¹⁾ Fratrådt 31. juli 2013. Som kompensasjon utbetales 70 prosent av lønn fra 60 til 67 år. Det er avsatt i regnskapet for denne forpliktelsen, og kostnaden er beregnet etter samme aktuariemessige forutsetninger som selskapets øvrige pensjonsforpliktelser. På fratreddesdato eide han 565 032 aksjer i selskapet.

²⁾ Fratrådt 15. oktober 2013. Beløpet i kolonnen "Annet" er feriepenger opptjent og utbetalt i 2013.

³⁾ Opptjent i 2012 og utbetalt i 2013.



		Honorar	Antall aksjer totalt (i 1000)	Eierandel per 31.12.2014
Navn	Kommentarer			
Sverre Skogen	Styreleder fra 17. april 2013. Leder av kompensasjonsutvalget.	153		0,00 %
Anne Marie Cannon	Nestleder styret fra 17. april 2013. Medlem av revisjonsutvalget.	105	4	0,00 %
Jørgen C. Arentz Rostrup	Styremedlem fra 17. april 2013. Leder av revisjonsutvalget.	98	4	0,00 %
Kitty Hall (Kat J. Martin)	Styremedlem fra 17. april 2013.	76		0,00 %
Tom Røtjer	Styremedlem fra 19. april 2012. Medlem av kompensasjonsutvalget.	69	7	0,00 %
Kjell Inge Røkke ¹⁾	Styremedlem fra 17. april 2013.	33		0,00 %
Gro Kielland	Styremedlem fra 20. mars 2014.	33		0,00 %
Gudmund Evju	Ansattevalgt styremedlem fra 20. mars 2014.	17	89	0,06 %
Inge Sundet	Ansattevalgt styremedlem fra 8. august 2012.	31	15	0,01 %
Kristin Gjertsen	Ansattevalgt styremedlem fra 20. mars 2014. Medlem av kompensassjonsutvalget.	32	6	0,00 %
Terje Solheim (1. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 20. mars 2014.	3	1	0,00 %
Tormod Førland (2. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 20. mars 2014.	3	36	0,03 %
Camilla Oftebro (3. vara)	Ansattevalgt varamedlem fra 20. mars 2014.	3		0,00 %
Kjetil Kristiansen	Leder valgkomité fra 17. april 2013.	11		0,00 %
Finn Haugan	Medlem valgkomité.	5		0,00 %
Hilde Myrberg	Medlem valgkomité.	5		0,00 %

Medlemmer før generalforsamlingen i april 2014:

Ståle Gjersvold	Vamedlem. Fratrådt 20. mars 2014.	22		0,00 %
Bjørn Thore Ribesen	Ansattevalgt styremedlem. Fratrådt 20. mars 2014.	10	17	0,01 %
Peder Garten	Ansattevalgt varamedlem. Fratrådt 20. mars 2014.	5	3	0,00 %
Kjell Martin E. Edin	Ansattevalgt varamedlem. Fratrådt 20. mars 2014.	21	2	0,00 %
Øyvind Eriksen	Medlem valgkomité. Fratrådt 20. mars 2014.	19		0,00 %
Tonje Foss	Ansattevalgt styremedlem. Fratrådt 20. mars 2014.	14		0,00 %
Sum honorar		769	185	0,13 %

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 2014

Lederlønnspolitikken for 2014 fulgte de retningslinjer som var inntatt i årsberetningen for 2013, og som ble fremlagt for rådgivende avstemning på den ordinære generalforsamlingen i april 2014.

Retningslinjer for 2015 og frem til ordinær generalforsamling i 2016

Styret har etablert retningslinjer for 2015 og frem til ordinær generalforsamling i 2016 for avlønning av administrerende direktør og andre ledende ansatte. Retningslinjene vil bli behandlet på selskapets ordinære generalforsamling i 2015.

Ledende ansatte mottar en grunnlønn med en årlig justering. Ledende ansatte i selskapet deltar i de samme generelle ordningene som gjelder for alle ansatte i selskapet vedrørende aksjespareprogram, ytelsesbasert pensjonsordning og andre naturalytelser som f.eks. fri avis, fri internettilgang hjemme og støtte til trening. I spesielle tilfeller kan det ytes en godtgjørelse ved ansettelse blant annet for å kompensere for opptjent bonus hos tidligere arbeidsgiver.

Justeringer i grunnlønn for administrerende direktør fastsettes av styret. Justeringer i grunnlønn for øvrige ledende ansatte fastsettes av administrerende direktør innenfor ramme for lønnsoppgjør fastsatt av styret. Se kommentar under "Ytelser til ledende ansatte i 2014".

Det er opp til styret å avgjøre om det skal utbetales prestasjonsbonus, basert på resultatene foregående år. For 2014 er det vedtatt bonus på 16,5 prosent av grunnlønn. Denne er utbetalt i februar 2015.

For å styrke rekrutteringen av nyansatte til selskapet og imøtekomme tilsvarende ordninger hos konkurrerende selskaper, er det 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 2014 USD 4,2 millioner. Tilsvarende tall for 2013 var USD 5,4 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.

Virkningen for selskapet for gjennomføringen av ovenstående retningslinjer er at selskapets regnskapsresultat påvirkes av kostnadene ved de nevnte ordninger.

Note 10: Andre driftskostnader

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Kontorkostnader, inkludert leie av lokaler	9 133	10 209	9 133	10 209
IT-kostnader	17 463	15 198	17 234	15 198
Annonsering og profilering	1 218	1 598	1 591	1 598
Reisekostnader	4 858	2 881	4 901	2 881
Tilrettelegger- og konsulenthonorar og godtgjørelse til revisor	32 445	5 711	32 413	5 711
Driftskostnader belastet lisenser/klassifisert som varige driftsmidler, utforskningskostnader eller produksjonskostnader	-38 819	-33 589	-37 544	-33 589
Forberedelse til drift på utbyggingslisenser	8 458	5 149	8 458	5 149
Arealavgift	6 758	9 822	6 758	9 822
Andre driftskostnader	7 679	1 719	6 880	1 719
Andre driftskostnader	49 193	18 698	49 826	18 698

Økningen i tilrettelegger-, konsulent- og revisjonshonorar sammenlignet med 2013 er hovedsakelig knyttet til kostnader som følge av oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS.

Selskapets godtgjørelse til revisor er inkludert i andre driftskostnader og fordeles som følger:

Revisors godtgjørelse (alle tall eks. mva)	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester - KPMG	113		113	
Honorar for lovpålagte revisjonstjenester - EY	109	166	109	166
Andre attestasjonstjenester - EY	3	5	3	5
Skatterådgivning - KPMG	1		1	
Skatterådgivning - EY	19	37	19	37
Revisjonsrelaterte tjenester - EY	13		13	
Revisjonsrelaterte tjenester - PWC	177		148	
Andre tjenester utover revisjon - EY	12	24	12	24
Andre tjenester utover revisjon - PWC	19		17	
Sum godtgjørelse til revisor	466	231	434	231

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

Note 11: Finansposter

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Renteinntekter	7 009	6 934	7 003	6 934
Sum renteinntekter	7 009	6 934	7 003	6 934
Avkastning på finansielle plasseringer	72	168	72	168
Valutagevinst	19 363			
Utbytte fra datterselskaper			22 827	
Sum annen finansinntekt	19 435	168	22 899	168
Rentekostnader	85 107	57 872	85 108	57 872
Kapitaliserte renter utbyggingsprosjekter	-40 383	-21 565	-40 383	-21 565
Amortiserte lånekostnader	39 122	15 052	38 173	15 052
Sum rentekostnader	83 845	51 359	82 898	51 359
Valutatap		7 269	754	7 269
Realisert tap på derivater	8 671	2 027	8 671	2 027
Verdiendring derivater	10 616	540	993	540
Verdinedgang finansielle plasseringer	9	9	9	9
Sum annen finanskostnad	19 296	9 844	10 428	9 844
Netto finansinntekter (+) / kostnader (-)	-76 697	-54 101	-63 423	-54 101

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

Kapitaliseringsraten (vektet gjennomsnittsrente) som er benyttet for å fastsette andelen av lånekostnaden til kapitalisering er 8,2 prosent. Tilsvarende tall for 2013 var 9,1 prosent.

Note 12 - Skatt

Skattesatsen for alminnelig selskapsskatt ble endret fra 28 til 27 prosent fra 1. januar 2014. Satsen for særskatt ble samtidig endret fra 50 til 51 prosent. I tillegg ble friinntekten, som er et særlig inntektsfradrag i grunnlag for beregning av særskatt, endret 5. mai 2013 til 5,5 prosent per år i fire år, totalt 22 prosent av investeringen. Før denne datoen var friinntekten 7,5 prosent per år i fire år, totalt 30 prosent av investeringen. Overgangsregler tillater friinntekt etter gamle satser for prosjekt hvor PUD-søknad ble innlevert innen 5. mai 2013. Gamle satser gjelder t.o.m. året for produksjonsstart for prosjektet.

Oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS ble gjennomført med skattemessig kontinuitet. Leterefusjonskravet som tidligere oppstod i Det norske er nettet mot skatteverdier overtatt fra Marathon Oil Norge AS, og netto betalbar skatt for 2014 gjenfinnes som kortsiktig gjeld i balansen.

Skattegrunnlag (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Resultat før skattekostnad	-375 624	-433 100	-439 674	-433 100
Permanente forskjeller	309 846	-23 980	282 349	-23 980
Endring midlertidige forskjeller	-465 750	52 042	-455 352	52 042
Grunnlag for alminnelig inntekt (27 %)	-531 528	-405 038	-612 677	-405 038
Årets friinntekt	-102 611	-54 986	-99 185	-54 986
Finansposter underlagt 27 % ordinær skatt	-415 675	44 980	-396 044	44 980
Grunnlag for særskatt (51 %)	-1 049 814	-415 044	-1 107 906	-415 044

Spesifikasjon av årets skatteinntekt (-) / skattekostnad (+) (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Årets betalbare skatt / skatt til gode	-581 667	-240 456	-633 204	-240 456
Endringer i skatterefusjon knyttet til tidligere år	-916	-2 851	-916	-2 851
Årets skatteinntekt / kostnad	-582 583	-243 306	-634 119	-243 306
Endring utsatt skatt knyttet til tidligere år	1 738	26	1 738	26
Endring utsatt skatt	484 360	-96 472	471 847	-96 472
Utsatt skatteinntekt (+) / kostnad (-)	486 098	-96 446	473 585	-96 446
Netto skattekostnad (+) / skatteinntekt (-)	-96 485	-339 753	-160 535	-339 753
Effektiv skattesats i %	26 %	78 %	37 %	78 %

Spesifikasjon av årets skatteinntekt (-) / skattekostnad (+) (USD 1 000)	Skatte prosent	Konsern		Morselskap	
		2014	2013	2014	2013
27 % selskapsskatt av resultat før skattekostnad	27 %	-101 418	-121 268	-124 875	-121 268
51 % særskatt av resultat før skattekostnad	51 %	-191 568	-216 550	-235 875	-216 550
Renter på underskudd til fremføring			-3 567		-3 567
Skatteeffekt av friinntekt	51 %	-51 537	-27 493	-49 790	-27 493
Skatteeffekt av finansposter - 27 %	51 %	98 055	19 935	103 673	19 935
Utsatt skatt på årets nedskrivning ført direkte i balanseoppstillingen			15 255		15 255
Permanente forskjeller - gevinst på bytte av lisenser (se note 8)	78 %	-38 530		-38 530	
Permanente forskjeller - nedskrivning av goodwill	78 %	267 006	-3 252	267 006	-3 252
Omregningsdifferanse monetære poster i NOK	78 %	-36 133		-21 128	
Omregningsdifferanse monetære poster i USD	78 %	-159 660		-174 796	
Revaluering av skatteverdier*	78 %	113 461		113 461	
Andre forhold (andre permanente forskjeller og endringer knyttet til tidligere år)	78 %	3 840	-2 813	320	-2 813
Sum årets skatteinntekt (-) / skattekostnad (+)		-96 485	-339 753	-160 535	-339 753

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

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

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



Skatteeffekten av midlertidige forskjeller og fremførbare underskudd (USD 1 000)	Anvendt skattesats	Konsern		Morselskap	
		2014	2013	2014	2013
Balanseførte letekostnader	78 %	-227 463	-263 616	-227 463	-263 616
Andre immaterielle eiendeler	78 %	-459 953	-57 930	-459 953	-57 930
Andre immaterielle eiendeler	27 %	-96	-106	-96	-106
Varige driftsmidler	78 %	-975 581	54 667	-975 581	54 667
Over-/underløft av olje	78 %	-20 683	-2 254	-20 683	-2 254
Pensjonsforpliktelse	78 %	-1 741	8 528	-1 741	8 528
Andre avsetninger etter god regnskapsskikk	78 %	395 006	139 677	395 006	139 677
Andre avsetninger etter god regnskapsskikk	27 %	18	38	18	38
Etableringskostnad kortsiktig lån	78 %		-985		-985
Etableringskostnad kortsiktig lån	27 %		-633		-633
Etableringskostnad obligasjonslån	78 %		-345		-345
Etableringskostnad obligasjonslån	27 %	-667	-1 053	-667	-1 053
Etableringskostnad kredittfasilitet	78 %	-21 513	-4 767	-21 513	-4 767
Etableringskostnad kredittfasilitet	27 %	-9 482	-3 092	-9 482	-3 092
Finansielle instrumenter	27 %	8 249	2 131	8 249	2 131
Kontraktsrettigheter	78 %	27 550		27 550	
Underskudd til fremføring	27 %		78 827		78 827
Underskudd til fremføring	51 %		154 464		154 464
Annet			76		76
Sum utsatt skatt (-) / utsatt skattefordel (+)		-1 286 357	103 625	-1 286 357	103 625

Avstemming av endring i utsatt skatt (-) / utsatt skattefordel (+) (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Utsatt skatt / utsatt skattefordel 1.1	103 625	-22 744	103 625	-22 744
Endring utsatt skatt	-484 360	96 540	-471 847	96 540
Utsatt skatt knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS	-911 363		-923 876	
Utsatt skatt på årets nedskrivning ført direkte i balanseoppstillingen		15 255		15 255
Utsatt skatt relatert til nedskrivning og avgang av lisenser	14 938	17 556	14 938	17 556
Utsatt skatt knyttet til OCI og egenkapital	4 999	-539	4 999	-539
Omregningsdifferanse*	-14 195	-2 443	-14 195	-2 443
Sum utsatt skatt (-) / utsatt skattefordel (+)	-1 286 357	103 625	-1 286 357	103 625

Avstemming av skatt til gode (+) / betalbar skatt (-) (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Skatt til gode / betalbar skatt 1.1	231 972	228 826	231 972	228 826
Årets skatt	581 667	240 456	633 204	240 456
Betalbar skatt knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS	-910 332		-937 304	
Betalt skatt	-81 464	-219 814	-81 464	-219 814
Endringer knyttet til tidligere år	-528	6 956	-528	6 956
Revaluering av betalbar skatt	19 574		-4 991	
Omregningsdifferanse*	-29 988	-24 451	-29 988	-24 451
Sum skatt til gode (+) / betalbar skatt (-)	-189 098	231 972	-189 098	231 972

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.2.

Note 13: Resultat per aksje

Resultat per aksje er beregnet som forholdet mellom årets resultat som tilfaller aksjeeierne i morselskapet som var på USD -279,1 millioner (USD -93,3 millioner i 2013) og vektet gjennomsnittlig utestående ordinære aksjer gjennom regnskapsåret, som var på 165,5 millioner (140,7 millioner i 2013). 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		Morselskap	
	2014	2013	2014	2013
Årets resultat som tilfaller innehavere av ordinære aksjer i selskapet	-279 139	-93 347	-279 139	-93 347
Gjennomsnittlig antall ordinære aksjer gjennom året (i 1 000)	165 811	140 707	165 811	140 707

Resultat per aksje i USD	-1,68	-0,66
--------------------------	-------	-------

Note 14: Varige driftsmidler og immaterielle eiendeler

VARIGE DRIFTSMIDLER	Felt under utbygging	Produksjons-anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Totalt
2014 - KONSERN (USD 1 000)				
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
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2014		702 112	18 449	720 561
Omregningsdifferanse*	-53 206	-6 495	-1 115	-60 816
Balanseført verdi 31.12.2014	1 324 556	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)	Felt under utbygging	Produksjons-anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor-maskiner o.l.	Totalt
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
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2014		688 063	18 377	706 440
Omregningsdifferanse*	-53 206	-6 495	-1 115	-60 816
Balanseført 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 1.2.



	Felt under utbygging	Produksjons- anlegg inkl. brønner	Inventar, kontor- maskiner o.l.	Totalt
2013 - KONSERN OG MORSELSKAP (USD 1 000)				
Anskaffelseskost 31.12.2012	568 365	221 449	22 647	812 461
Tilgang	231 078	47 502	5 158	283 738
Reklassifisering	-489 131	491 340		2 209
Anskaffelseskost 31.12.2013	310 313	760 291	27 805	1 098 409
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2013		587 289	15 984	603 273
Omregningsdifferanse*	-39 561	-17 184	-1 558	-58 303
Balanseført verdi 31.12.2013	270 752	155 819	10 263	436 834
Årets avskrivninger		73 494	3 362	76 856
Årets nedskrivninger	-306 219	402 299		96 080

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

Aktiverte leteutgifter er reklassifisert til "Felt under utbygging" når feltet går inn i utbyggingsfasen. Felt under utbygging omklassifiseres til "Produksjonsanlegg" ved produksjonsstart. Produksjonsanlegg, inklusive brønner, avskrives etter produksjonsenhetsmetoden. Inventar, kontormaskiner o.l. avskrives lineært over levetiden, 3-5 år.

Fjernings- og nedstengningskostnad inngår som en del av kostpris på produksjonsanlegg og felt under utbygging, og har økt med USD 341,0 millioner i 2014 (i all hovedsak relatert til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS) og USD 28,2 millioner i 2013, se note 23.

IMMATERIELLE EIENDELER					
2014 - KONSERN (USD 1 000)	Andre immaterielle eiendeler		Totalt	Goodwill	Aktiverte letebrønner
	Lisenser o.l.	Software			
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
Akk. 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		Totalt	Goodwill	Aktiverte letebrønner
	Lisenser o.l.	Software			
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
Akk. 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	

2013 - KONSERN OG MORSELSKAP (USD 1 000)					
	Andre immaterielle eiendeler		Totalt	Goodwill	Aktiverte letebrønner
	Lisenser o.l.	Software			
Anskaffelseskost 31.12.2012	198 409	8 117	206 526	115 796	390 826
Tilgang	20 755	497	21 251		215 011
Avgang/kostnadsførte tørre brønner	79		79		233 117
Tilbakeleverte lisenser	54 999		54 999	30 444	
Reklassifisering til varige driftsmidler					-2 209
Anskaffelseskost 31.12.2013	164 086	8 614	172 700	85 354	370 511
Akk. av- og nedskrivninger 31.12.2013	44 426	7 387	51 813	24 593	
Omregningsdifferanse*	-14 196	-457	-14 653	-7 977	-32 543
Balanseført verdi 31.12.2013	105 465	770	106 234	52 784	337 969
Årets avskrivninger	2 844	363	3 207		
Årets nedskrivninger	21 217		21 217	11 303	

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.2.

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

Regnskapsført verdi av lisenser per 31. desember 2014 er relatert til lete- og evalueringslisenser, utbyggingsfasen og produksjonsfasen med henholdsvi USD 114,0 millioner, USD 104,0 millioner, og USD 403,4 millioner. Tilsvarende tall for 2013 var henholdsvis USD 82,1 millioner, USD 20,0 millioner og USD 6,7 millioner.

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

Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet - KONSERN (USD 1 000)	2014	2013
Avskrivning av varige driftsmidler	141 097	76 856
Avskrivning av immaterielle eiendeler	19 156	3 207
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	160 254	80 063
Avstemming av avskrivninger i resultatregnskapet - MORSELSKAP (USD 1 000)	2014	2013
Avskrivning av varige driftsmidler	126 977	76 856
Avskrivning av immaterielle eiendeler	15 585	3 207
Sum avskrivninger i resultatregnskapet	142 562	80 063



Note 15 Nedskrivninger

Nedskrivningstester

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

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

Når balanseført verdi av en eiendel eller en kontantgenererende enhet overstiger gjenvinnbart beløp, gjennomføres nedskrivning. Gjenvinnbart beløp er det høyeste av eiendelens virkelige verdi fratrukket kostnad ved å selge, og eiendelens bruksverdi. Nedskrivningstestene i 2014 er basert på bruksverdier. I vurderingen av bruksverdi benyttes forventede framtidige kontantstrømmer, neddiskontert til netto nåverdi ved bruk av en diskonteringsrente etter skatt som reflekterer markedsbasert tidsverdi av penger, samt risiko spesifikk for eiendelen. Diskonteringsrenten er utledet fra et vektet kapitalavkastningskrav (WACC) for markedsaktører. Framtidige kontantstrømmer projiseres ut fra estimert levetid på feltene. Denne kan overstige fem år.

For produserende lisenser og lisenser i utbyggingsfase er gjenvinnbart beløp beregnet ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer etter skatt. Nedenfor følger en oversikt av de sentrale forutsetningene som er benyttet ved nedskrivningstestene per 31. desember 2014.

Olje- og gasspriser

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

Nominell oljepris basert på forwardkurven i nedskrivningstesten er som følger:

(i reelle priser)						
ÅR	2015	2016	2017	2018	2019	Fra 2020
USD/FAT O.E.	61,73	68,85	72,84	75,49	77,51	85,00

Olje- og gassreserver

Framtidige kontantstrømmer blir fastsatt på grunnlag av produksjonsprofilen sett i forhold til antatt påviste og sannsynlige gjenværende reserver. Gjenvinnbart beløp er sensitivt for endringer i reservene. For ytterligere informasjon vedrørende reserver, se note 1 avsnitt 1,3 som omhandler sentrale regnskapsprinsipper, estimer 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 9,1 prosent. I nedskrivningstesten for 2013 var tilsvarende diskonteringsrente 10,7 prosent. I 2013 var den risikofrie renten basert på NOK, mens den i 2014 er basert på USD, i tråd med endringen i funksjonell valuta.

Valutakurser

Ettersom Det norskes funksjonelle valuta ble endret til USD fra 15. oktober 2014, er selskapet regnskapsmessig eksponert for valutakursendringer i kontantstrømmer i andre valutaer enn USD. Kontantstrømmer av vesentlig størrelse blir fakturert og betalt i norske kroner og inkluderer en stor andel av fremtidig CAPEX og OPEX i tillegg til skattebetalinger til den norske stat. På samme måte som forventet framtidig oljepris benyttes forwardkurven for valutakurser fra 2015 til 2019, mens selskapets langsiktige forventninger legges til grunn for perioden fra 2020 og framover. Dette resulterer i at følgende valutakurser benyttes i nedskrivningstestene for 2014:

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

Inflasjon

Den langsiktige inflasjonsraten antas å være 2,5 prosent. Dette tilsvarer Norges Banks langsiktige inflasjonsmål og er derfor ansett å være et rimelig estimat for inflasjonsraten til kostnadsnivået. En inflasjonsrate på 2,5 prosent er litt høyere enn inflasjonsmålet til den amerikanske sentralbanken som har et inflasjonsmål på 2,0 prosent. Veksten i oljeprisen har oversteget den generelle prisstigningen (inflasjonen) i flere tiår og selskapet forventer at denne utviklingen kan vedvare i tiden fremover siden olje og gass er en ikkefornybar energikilde med begrenset tilbud.

Nedskrivningstester for eiendeler unntatt goodwill

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

I fjerde kvartal ble fjerningsestimatene for flere felt redusert. Enkelte av disse feltene var tidligere nedskrevet til null, og reduksjonen i fjerningseiendelen fikk dermed en umiddelbar effekt i resultatregnskapet i form av reversert nedskrivning. Effekten av reduserte fjerningsestimer motvirkes av reduserte priser og andre endringer i forutsetninger fra tidligere nedskrivningstester. Jette hadde en lavere produksjon enn prognostisert i første kvartal 2014. På grunn av dette gjennomgikk selskapet feltets reserver og nedjusterte reservene, noe som medførte en nedskrivningskostnad.

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

Kontantgenererende enhet (USD 1 000)	Nedskrivning / reversering		Gjenvinnbart beløp / balanseført verdi
	Immaterielle eiendeler	Varige driftsmidler	
Glitne		-15 242	
Jotun Unit		-12 051	
Jette		20 478	38 210
Varg		-1 741	
Atla		5 243	4 048
Fulla (PL 362)	4 709		
Freke/Dagny (PL 029B)	2 708		
Totalt	7 417	-3 313	42 258

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

Nedskrivningstest goodwill

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

Goodwill (USD 1 000)	
Teknisk goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (se note 2)	1 196 458
Ordinær goodwill fra oppkjøp av Marathon Oil Norge AS (se note 2)	289 628
Teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger	48 537

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

Nedskrivningstest ordinær goodwill

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

Nedskrivningstest på teknisk goodwill fra oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS

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

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

Nedskrivningen er forskjellen mellom gjenvinnbart beløp og regnskapsført verdi.

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

Hovedårsaken til nedskrivningen er de reduserte prisforventningene fra overtakelsesdatoen til 31. desember 2014. Som følge av avskrivninger ble også utsatt skatt knyttet til eiendelene som ble innregnet i forbindelse med oppkjøpet redusert i fjerde kvartal. Som gjengitt i tabellen ovenfor, reduserer utsatt skatt (fra overtakelsestidspunktet) netto balanseført verdi før nedskrivninger. Når utsatt skatt fra opprinnelig innregning reduseres, blir mer goodwill eksponert for nedskrivninger. Framover vil avskrivninger på verdiene fra kjøpsprisallokeringen (se note 3) resultere i redusert utsatt skatteforpliktelse.

Sensitivitetsanalyse

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

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

Nedskrivningstest - teknisk goodwill fra tidligere virksomhetssammenslutninger

Teknisk goodwill er inkludert i balanseførte verdier for to felt (Fulla og Freke/Dagny) hvor immaterielle eiendeler har blitt nedskrevet i 2014. Siden gjenvinnbart beløp for disse feltene antas å være lik null, har gjenværende teknisk goodwill blitt skrevet ned til null og utgjorde tilsammen USD 3,2 millioner for Fulla og USD 1,9 millioner for Freke/Dagny. Videre har gjenstående goodwill på tilsammen USD 2,2 millioner for produksjonsfeltet Atla blitt nedskrevet i 2014, noe som har gitt en samlet nedskrivning fra tidligere virksomhetssammenslutninger på USD 7,3 millioner.

Nedskrivningstest i 2013

Nedskrivning av varige driftsmidler var relatert til Jette, Varg, Jotun og Glitne med henholdsvis USD 59, 23, 11 og 3 millioner. Nedskrivningen skylles i hovedsak reduksjon i reserver og økning i estimatet for fjerningsforpliktelser. Nedskrivningene knyttet til immaterielle eiendeler/lisensrettigheter og goodwill på USD 21 og 11 millioner var i hovedsak knyttet til tilbakelevering av PL 522 og PL 322. De resterende nedskrivningene var knyttet til ulike letelisenser som er eller er i ferd med å bli tilbakelevert.

Følgende antagelser er lagt til grunn:

* diskonteringsrente på 10,7 prosent nominelt etter skatt (vektet gjennomsnittlig kapitalavkastningskrav - WACC)

* en langsiktig inflasjonsforventing på 2,5 prosent

*en langsiktig forventning til valutakurs på NOK/USD 6,00

* oljepriser er basert på forwardkurve, og siste produksjonsår for nåværende produserende felter forventes å være år 2017.

Oppsummering av nedskrivninger/reverseringer

Følgende nedskrivninger (reverseringer) er regnskapsført:

(USD 1 000)	Konsern og morselskap	
	2014	2013
Nedskrivning av andre immaterielle eiendeler/lisensrettigheter	7 417	21 217
Nedskrivning/reversering av varige driftsmidler	-3 313	96 080
Nedskrivning av goodwill	347 919	11 303
Utsatt skatt	-5 604	-15 255
Sum nedskrivninger	346 420	113 346



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	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Fordringer vedrørende salg av olje og gass	182 384	11 652	182 384	11 652
Fordringer vedrørende lisenstransaksjoner	285	211	285	211
Utfakturering knyttet til kostnadsrefusjoner inkludert rigg	3 792	10 200	3 792	10 200
Sum kundefordringer	186 461	22 062	186 461	22 062

Aldersfordelingen av kundefordringene per 31.12:						
År (USD 1 000)	Totalt	Ikke forfalt	<30 d	30-60d	60-90d	>90d
2013	22 062	7 754	13 767	-17	29	530
2014	186 461	116 838	62 741	6 869		14

Note 17: Andre kortsiktige fordringer

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

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

Note 18: Langsiktige fordringer

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

Det fysiske produksjonsvolumet fra Atla er høyere enn det kommersielle volumet. Dette er forårsaket av høyt trykk fra Atlafeltet, som midlertidig har redusert produksjonen fra nabofeltet Skirne. Skirne-partnerne har derfor tidligere mottatt og solgt olje og gass fra Atla, men i 2014 startet Skirne å tilbakelevere volumer til Atla-partnerne. Inntekter ble innregnet basert på fysisk produksjonsvolum verdsatt til markedsverdi, på samme måte som for over-/underløft. Denne utsatte kompensasjonen er regnskapsført 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	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Aksjer i Det norske oljeselskap AS			1 021	
Aksjer i Alvheim AS	10		10	
Aksjer i Sandvika Fjellstue AS	1 814	1 972	1 814	1 972
Investeringer i datterselskaper	1 824	1 972	2 845	1 972
Rentereserve kredittfasilitet		42 810		42 810
Husleiedepositum	1 774	2 129	1 774	2 129
Sum andre langsiktige eiendeler	3 598	46 912	4 619	46 912

For informasjon vedrørende aksjer i datterselskap, se note 4.

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	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Kontanter		1		1
Bankinnskudd	291 346	278 336	290 325	278 336
Bundne midler (skattetrekk)	4 897	2 605	4 897	2 605
Sum betalingsmidler	296 244	280 942	295 222	280 942

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



Note 21: Aksjekapital og aksjonærinformasjon

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

Alle aksjene i selskapet har lik stemmerett.

I løpet av 2014 har selskapet utstedt NOK 3 milliarder i ny egenkapital gjennom en rettet emisjon. 61 911 239 nye aksjer ble utstedt til kurs NOK 48,50, med pålydende NOK 1,00 og overkurs på kr 47,50.

Oversikt over de 20 største aksjonærene registrert hos VPS per 31.12.14:	Antall aksjer (i 1 000)	Eierandel
AKER CAPITAL AS	101 289	49,99 %
FOLKETRYGDFONDET	10 421	5,14 %
ODIN NORGE	3 325	1,64 %
VERDIPAPIRFONDET DNB NORGE (IV)	2 828	1,40 %
VPF NORDEA NORGE VERDI	2 722	1,34 %
KLP AKSJE NORGE VPF	2 485	1,23 %
THE NORTHERN TRUST CO.	2 449	1,21 %
VERDIPAPIRFONDET DNB NORGE SELEKTI	2 423	1,20 %
FONDSFINANS SPAR	2 200	1,09 %
VPF NORDEA KAPITAL	2 151	1,06 %
JP MORGAN CHASE BANK, NA	1 784	0,88 %
MORGAN STANLEY & CO. LLC	1 723	0,85 %
TVENGE	1 600	0,79 %
DANSKE INVEST NORSKE INSTIT. II.	1 590	0,78 %
KOMMUNAL LANDSPENSJONSKASSE	1 574	0,78 %
MORGAN STANLEY & CO. INTERNATIONAL	1 265	0,62 %
STATOIL PENSJON	1 265	0,62 %
DANSKE BANK	1 025	0,51 %
KLP AKSJE NORGE INDEKS VPF	927	0,46 %
SEB PRIVATE BANK S.A.	889	0,44 %
ANDRE	56 684	27,98 %
Sum	202 619	100 %

Note 22: Pensjoner og andre langsiktige ansatteytelser

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

Pensjonsordning

Selskapets pensjonsordning er i løpet av året endret fra kollektiv ytelsesordning til innskuddsordning, gjeldende fra 1. oktober 2014 for alle ansatte. Basert på aktuarberegninger er avviklingen av ytelsesordningen regnskapsført per 30. september 2014. I tillegg ble ytelsesordningen fra Marathon Oil Norge AS oppgjort med gevinst etter oppkjøpet. Den regnskapsmessige konsekvensen av avviklingen er at tidligere brutto pensjonsforpliktelse nullstilles, og midler benyttes til utstedelse av fripoliser til den enkelte ansatte. I resultatregnskapet er effekten av avviklingen inntektsført som en del av lønns- og pensjonskostnadene med USD 25,7 millioner.

Tidligere administrerende direktør har en usikret førtidspensjonsordning. Forpliktelsen er beregnet etter aktuarmessige forutsetninger med utgangspunkt i veiledning per 31. desember 2014 og 2013.

AFP-ordning

Selskapet innførte 1. september 2011 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 2014 er USD 0,6 millioner. Innbetaling i 2015 forventes å bli på samme nivå, men noe høyere ettersom ansatte overtatt fra Marathon Oil Norge AS vil inngå med innbetaling for hele året.

Komponenter i innregnet pensjonskostnad (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Årets pensjonsopptjening og andre kostnader		29	5 642	6 137	5 642	6 166
Gevinst ved avvikling av ytelsesordninger			-25 751		-25 751	
Finanskostnad	104	90	121	227	224	317
Periodens netto pensjonskostnad	104	119	-19 988	6 364	-19 884	6 483
Pensjonskostnad innskuddspensjon inkl. arb.g.avg.					3 709	20
Pensjonskostnad avtalefestet pensjonsordning (AFP)					647	371
Sum pensjonskostnad					-15 529	6 875

Oppst. over andre innt. og kostn. (OCI) i perioden E= estimatavvik tap (+) gevinst (-) (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
E - endring diskonteringsrente	582	-30	5 277	-1 009	5 859	-1 039
E - endring i andre økonomiske forutsetninger	-495		-2 250	-2 971	-2 745	-2 971
E - endring i dødelighetstabell		29		1 161		1 191
E - Endring i andre forhold DBO	3	588	921	2 869	924	3 457
E - Endring i andre forhold pensjonsmidler			-209	-1 509	-209	-1 509
Fonds- og rentegaranti kostnader			246	179	246	179
OCI tap (+) gevinst (-) i perioden (før skatt)	90	588	3 986	-1 279	4 076	-692



Periodens endringer i brutto pensjonsforpliktelse (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 1.1.	2 859	2 611	23 560	19 234	26 420	21 845
Årets pensjonsopptjening		29	5 586	6 137	5 586	6 166
Rentekostnad	104	90	694	630	798	720
Pensjonsutbetalinger	-509	-220	-15	-7	-524	-228
Arbeidsgiveravgift av innbetalt premie			-998	-662	-998	-662
Periodens aktuarielle tap (gevinst)	90	588	3 945	81	4 035	669
Avvikling av ytelsesordning			-33 030		-33 030	
Omregningsdifferanse*	-524	-239	258	-1 852	-266	-2 091
Brutto pensjonsforpliktelser (PBO) 31.12.	2 021	2 859	0	23 560	2 021	26 419

Periodens endringer i brutto pensjonsmidler (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Brutto pensjonsmidler 1.1.			15 487	10 115	15 487	10 115
Forventet avkastning på pensjonsmidler			517	403	517	403
Periodens aktuarielle (tap) gevinst			-41	1 360	-41	1 360
Pensjonsutbetalinger			-15	-7	-15	-7
Premieinnbetalinger			8 079	5 358	8 079	5 358
Arbeidsgiveravgift av innbetalt premie			-998	-662	-998	-662
Avvikling av ytelsesordning			-23 029		-23 029	
Omregningsdifferanse*				-1 079		-1 079
Virkelig verdi pensjonsmidler 31.12.			0	15 487	0	15 487

Netto pensjonsmidler/forpliktelse 31.12. (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Netto pensjonsmidler(+)/forpliktelse(-) 31.12.	-1 771	-2 506		-7 076	-1 771	-9 582
Arbeidsgiveravgift	-250	-353		-998	-250	-1 350
Netto pensjonsmidler (+)/forpliktelse (-) 31.12.	-2 021	-2 859		-8 073	-2 021	-10 932

Endringer i perioden (USD 1 000)	Usikret ordning		Sikret ordning		Sum	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Netto balanseførte pensjonsmidler (+)/forpliktelse (-) 1.1.	-2 859	-2 611	-8 073	-9 112	-10 933	-11 724
Overtatt pensjonsforpliktelse Marathon Oil Norge AS			-16 618		-16 618	
Årets pensjonskostnad	-194	-707	15 744	-6 364	15 551	-7 071
Innbetalinger	509	220	8 079	5 351	8 587	5 571
Omregningsdifferanse*	524	239	868	2 052	1 392	2 291
Netto pensjonsmidler (+)/forpliktelse (-) 31.12.	-2 021	-2 859	0	-8 073	-2 021	-10 932

Økonomiske forutsetninger	2014	2013
Diskonteringsrente	2,30 %	4,00 %
Avkastning på pensjonsmidler	2,30 %	4,00 %
Lønnsvekst	2,75 %	3,75 %
G-regulering	2,50 %	3,50 %
Pensjonsregulering	1,50 %	1,75 %

Aktuarmessige forutsetninger	2014	2013
Anvendt dødelighetstabell	K2013 BE	K2013 BE
Anvendt uføretariff	IR-02	IR-02
Frivillig avgang før 40 år		4-8 %
Frivillig avgang etter 40 år		0-2 %

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.2.

Note 23: Avsetning for fjernings- og nedstengningsforpliktelser

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Avsetning per 1.1	160 413	131 180	160 413	131 180
Fjernings- og nedstengningsforpliktelser knyttet til oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS	340 897		341 727	
Påløpte fjerningskostnader	-14 087	-6 251	-13 968	-6 251
Kalkulatorisk rente - nåverdiberegning	12 410	7 277	11 462	7 277
Omregningsdifferanse*	-10 674	-1 028	-10 674	-1 028
Endring i estimat og påløpt gjeld per nye felt	93	29 236	93	29 236
Sum avsetning for fjernings- og nedst.forpliktelser	489 051	160 413	489 051	160 413
Fordeling mellom langsiktige og kortsiktige forpliktelser				
Kortsiktige	5 728	24 225	5 728	24 225
Langsiktige	483 323	136 188	483 323	136 188
Sum avsetning for fjernings- og nedst.forpliktelser	489 051	160 413	489 051	160 413

*Omregningsdifferanser oppstår som følge av differansen mellom gjennomsnittskurser og sluttkurser i omregningen fra NOK til USD, som beskrevet i sammendrag av IFRS regnskapsprinsipper, avsnitt 1.2.

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 inflasjon på 2,5 prosent og nominell diskonteringsrente etter skatt på 3,89 prosent og 5,66 prosent.

Note 24: Derivater

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

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

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

Note 25: Obligasjonslån

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

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

²⁾Lånet løper fra juli 2013 til juli 2020 og har en rente på 3 mnd. NIBOR + 5 prosent. Hovedstolen forfaller i juli 2020 og det er kvartalsvise rentebetalinger. Lånet er usikret. Ett av vilkårene for lånet er at justert egenkapital skal opprettholdes på minimum 25 prosent. Brudd på lånevilkåret foreligger kun dersom justert egenkapitalandel er under 25 prosent i to påfølgende kvartaler og dersom egenkapitalkravet ikke er innfridd i påfølgende kvartal. Ledelsen har igangsatt arbeid for å undersøke muligheten for å gjøre enkelte justeringer i låneavtalen.



Note 26: Annen rentebærende gjeld

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

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

Renten på kredittfasiliteten er fra 1-6 mnd. LIBOR pluss en margin på 2,75 prosent. Det betales en utnyttelsesprovisjon på 0,5 prosent. I tillegg betales en rammeprovisjon på 1,1 prosent av ubenyttet kreditt.

Tilgjengelig ramme på låne-/ kredittfasiliteter (USD 1 000)	Morselskap	
	31.12.2014	31.12.2013
Tilgjengelig trekkramme	2 693 000	1 000 000
Benyttet trekk	2 100 000	344 126
Ubenyttet trekkramme på låne-/ kredittfasiliteter	593 000	655 874

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

Note 27: Annen kortsiktig gjeld

Spesifikasjon av annen kortsiktig gjeld (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Kortsiktig gjeld relatert til "overcall" i lisenser	195	33 210	195	33 210
Annen kortsiktig gjeld fra lisenser	163 369	51 066	163 369	51 066
Overløft av petroleum	7 508	1 576	7 508	1 576
Virkelig verdi av kontrakter knyttet til oppkjøpet*	22 903		22 903	
Annen kortsiktig gjeld	79 838	44 937	79 838	44 937
Sum annen kortsiktig gjeld	273 813	130 789	273 813	130 789

*Den negative kontraktsverdien er relatert til en riggkontrakt inngått av Marathon Oil Norge AS, som var forskjellig fra dagens markedsvilkår på tidspunktet for oppkjøpet. Den virkelige verdien ble basert på forskjellen mellom markedspris og kontraktspris. Balansen er delt mellom kortsiktig og langsiktig gjeld basert på kontantstrømmer i kontrakten, og er redusert 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: Forpliktelser, leieavtaler og garantier

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.

Leieavtaler for riggkontrakter er som følger (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Minimum leiebetaling	49 700	67 709	44 978	67 709
Innbetalinger på fremleieavtaler	-10 624	-21 200	-10 624	-21 200
Sum	39 076	46 509	34 355	46 509

Leieavtaler for IT-tjenester og kontorlokaler er som følger (USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Minimum leiebetaling	13 373	11 377	13 373	11 377
Innbetalinger på fremleieavtaler	-708	-901	-708	-901
Sum	12 664	10 476	12 664	10 476

Fremtidige leieforpliktelser i henhold til uoppsigelige operasjonelle leieavtaler

Riggkontrakter

Selskapet har en leieavtale fram til 2016 om leie av Transocean Winner, som nå borer på Alvheimområdet. 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. Av fremtidige leieforpliktelser per 31. desember 2013 forfalt USD 105,0 millioner til betaling innen ett år.

Leieforpliktelser knyttet til eierskap i lisenser

På vegne av partnerne i Ivar Aasen har selskapet i 2013 inngått en avtale med Maersk Drilling om leveranse av en oppjekkbare rigg til utbyggingsprosjektet på Ivar Aasen. Rikken skal brukes til å bore produksjonsbrønner på Ivar Aasen-feltet. Kontraktsperioden er på fem år, med opsjon for inntil 7 år.

Selskapets andel av operasjonelle leieforpliktelser og andre langsiktige forpliktelser knyttet til lisenser i olje- og gassfelt er vist i tabellen nedenfor. Forpliktelsene knyttet til de ovennevnte riggkontrakter, hvor det er tatt beslutning om rigg, er inkludert.

Selskapets andel av forpliktelser som er nevnt ovenfor forventes å forfalle som følger:

(USD 1 000)	Konsern		Morselskap	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Innen ett år	140 322	27 202	140 322	27 202
Ett til fem år	253 398	207 881	253 398	207 881
Etter fem år		43 075		43 075
Sum	393 719	278 158	393 719	278 158

På vegne av partnerne i Ivar Aasen har selskapet inngått flere forpliktelser knyttet til utbyggingsprosjektet på Ivar Aasen-feltet. Det norskes forpliktelser eksklusiv riggkontrakten beløper seg til USD 369 millioner. Videre har selskapet inngått ytterligere forpliktelser (utover leasing) for Alvheimfeltet tilsvarende ca. USD 234 millioner per årsslutt 2014. Dette beløpet er ikke inkludert i noen av tabellene.

Leieforpliktelser 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	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Innen ett år	13 263	13 119	13 263	13 119
Ett til fem år	37 254	56 501	37 254	56 501
Etter fem år	2 083	5 482	2 083	5 482
Sum	52 600	75 101	52 600	75 101

Selskapet har en leieavtale for kontorlokaler i Oslo som utløper i 2018. Selskapet har fremleid deler av disse lokalene. 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 kan ikke sies opp i løpet av denne perioden.

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 2014 på USD 4,2 millioner. Tilsvarende beløp for 2013 var på USD 5,4 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 blitt stilt i forbindelse ved etablering av kredittfasiliteter.

Usikre forpliktelser

Selskapet vil gjennom sin virksomhet være involvert i tvister, inkludert skattetvister. Potensielle skattekrav knyttet til skattemessig inntekt av Marathon Oil Norge AS før 1. januar 2014 vil bli refundert fra Marathon Group. Selskapet gjør avsetninger i regnskapet for sannsynlige forpliktelser basert på selskapets beste estimer og i tråd med IAS 37. Ledelsen er av den oppfatning at ingen tvister vil føre til betydelige forpliktelser for selskapet.

Note 29: Transaksjoner med nærstående parter

Eiere med kontroll

Aker (Aker Capital AS) er ved utgangen av 2014 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 datterselskaper som er tilknyttede selskap til Aker ASA. Det norskes andel av transaksjoner i 2014 og 2013 er inkludert i tabellen under.

Transaksjoner med nærstående parter gjennomføres etter armlengdeprinsippet.

Nærstående part (USD 1 000)	Fordringer (+) / gjeld (-)	Konsern		Morselskap	
		31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Aker Geo	Leverandørgjeld	296		296	
Aker Business Services	Leverandørgjeld	35		35	
Aker Subsea Solutions	Leverandørgjeld	596		596	

Nærstående part (USD 1 000)	Inntekter (-) / kostnader (+)	Konsern		Morselskap	
		2014	2013	2014	2013
Aker Achievements	Andre personellkostnader	46		46	
Aker ASA	Programvare og styrehonorar	1 069	246	1 069	246
Aker Business Services	Utviklingskostnader	1 072		1 072	
Aker Engineering	Utviklingskostnader	576		576	
Aker Geo	Utforskningskostnader	349		349	
Aker Kværner	Andre driftskostnader	1 084		1 084	
Aker Pharma Holdco	Andre driftskostnader	107		107	
Aker Solutions	Utviklingskostnader	10 488	9 365	10 488	9 365
Andre Aker selskaper			299		299



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 har styrket selskapets evne til å oppnå gode betingelser og vilkår på fremmedkapital.

Selskapets egenkapitalandel (egenkapital i forhold til totalkapital) per 31. desember er vist i tabellen under.

	Konsern		Morselskap	
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013
Egenkapital per 31.12	651 662	524 100	651 662	524 100
Totalkapital	5 384 372	1 732 720	5 384 372	1 732 720
Egenkapitalandel	12,1 %	30,2 %	12,1 %	30,2 %

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.

Det er flere betingelser knyttet til våre lånefasiliteter. Disse er blant annet:

- 1) Gjeldsgrad, forholdet mellom total netto gjeld/konsernets Ebitdax (Resultat før renter, skatt, avskrivninger og utforskningskostnader) skal være lavere enn 3,5.
- 2) Rentedekningsgrad: Ebitda /rentekostnader skal være over 3,5.
- 3) Likviditet, kort- og langsiktig kontantstrømsprognose.

Selskapet har oppfylt alle overnevnte krav i 2014.

I tillegg er det lånevilkår knyttet til obligasjonslånet. Disse vilkårene inkluderer:

- 1) Justert egenkapital på minimum 25 prosent.
- 2) Likviditet, kontanter eller tilgjengelig kreditt på minimum NOK 250 millioner.

Selskapet har oppfylt alle overnevnte krav i 2013. Ved årsslutt 2014, var den justerte egenkapitalandelen under 25-prosentskravet. Imidlertid regnes det å være brudd på lånevilkåret først når andelen er under 25 prosent i to etterfølgende kvartaler, og dette ikke er brakt i orden innen avslutning av det påfølgende kvartal. Ledelsen har igangsatt arbeid for å undersøke muligheten for å gjøre enkelte justeringer i låneavtalen.

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 finansielle forpliktelser - konsern og morselskap

	Finansielle eiendeler til virkelig verdi		Finansielle forpliktelser til virkelig verdi	Finansielle forpliktelser	
	Øremerket ved	Lån og	Øremerket ved	målt til	
31.12.2014	førstegangsinnregning	fordringer	førstegangsinnregning	amortisert kost.	Sum
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 rentebærende gjeld					
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.

	Finansielle eiendeler til virkelig verdi		Finansielle forpliktelser til virkelig verdi	Finansielle forpliktelser	
	Øremerket ved	Lån og	Øremerket ved	målt til	
31.12.2013	førstegangsinnregning	fordringer	førstegangsinnregning	amortisert kost.	Sum
Eiendeler					
Andre kortsiktige finansielle eiendeler	3 957				3 957
Kundefordringer		22 062			22 062
Andre kortsiktige fordringer ¹⁾		57 932			57 932
Beregnet skatt til utbetaling		231 972			231 972
Andre langsiktige eiendeler		46 912			46 912
Betalingsmidler		280 942			280 942
Sum finansielle eiendeler	3 957	639 821			643 778
Forpliktelser					
Derivater			8 129		8 129
Leverandørgjeld				74 368	74 368
Obligasjonslån				406 592	406 592
Kortsiktig lån				78 579	78 579
Annen rentebærende gjeld				334 814	334 814
Annen kortsiktig gjeld				134 665	134 665
Sum finansielle forpliktelser			8 129	1 029 017	1 037 146

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 og et obligasjonslån, begge med flytende rente. I tillegg har selskapet finansielle instrumenter som kundefordringer, leverandørgjeld o.l. som er direkte knyttet til virksomhetens daglige drift. For sikringsformål har selskapet inngått tre rentebytteavtaler for å bytte fra flytende til fast rente.

Selskapet benytter ikke finansielle instrumenter, herunder finansielle derivater, for omsetningsformål. 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 og valutarisiko

Inntekter i Det norske kommer fra salg av petroleumsprodukter og inntektsstrømmene er derfor eksponert mot endringer i olje- og gasspris. Før oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS var produksjonen av olje og gass på et begrenset nivå, og selskapet har 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.

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 kan benyttes. Valutaposisjoner begrenses til å redusere valutarisiko knyttet til ordinær drift av selskapet.

Betalingsmidler er i NOK, USD, SGD, EUR, GBP, CHF og DKK. Alle plasseringer i bankinnskudd skal utføres på konto med rente- og kursnotering i NOK, EUR eller USD.

Tabellene under viser selskapets følsomhet for potensielle endringer i NOK-kurs i 2014 og USD-kurs i 2013 med alle andre variabler holdt konstant på konsernets resultat før skatt (på grunn av endringer i virkelig verdi av monetære eiendeler og forpliktelser oppstilling over finansiell stilling per 31. desember). Selskapet endret funksjonell valuta fra NOK til USD fra 15. oktober 2014, og følsomhetsanalysen er derfor vist for NOK i 2014 og USD for 2013.

NOK/USD	Endring i valutakurs	31.12.2014
Effekt på resultat før skatt	+ 10 % - 10 %	-29 121 29 121

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

Eksponering relatert til:	31.12.2014
Fordringer, bankinnskudd, andre kortsiktige fordringer og plasseringer	309 770
Leverandørgjeld, betalbar skatt og andre kortsiktige forpliktelser	-493 987
Obligasjonslån	-253 414
Nettoeksponering i NOK	-437 631

USD/NOK	Endring i valutakurs	31.12.2013
Effekt på resultat før skatt	+ 10 % - 10 %	-11 983 11 983

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

Eksponering relatert til:	31.12.2013
Fordringer, bankinnskudd, andre kortsiktige fordringer og plasseringer	87 213
Leverandørgjeld og andre kortsiktige forpliktelser	-19 858
Annen rentebærende gjeld	-187 184
Nettoeksponering i USD	-119 828

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

(ii) 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 2014 en total låneforpliktelse på USD 2,3 milliarder, fordelt på et langsiktig obligasjonslån og en reservebasert kredittfasilitet. Formålet med den reservebaserte kredittfasiliteten er å finansiere oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS, samt selskapets lete- og utviklingsaktiviteter. Tilsvarende forpliktelser per 31. desember 2013 var på USD 820 millioner.

Vilkårene for selskapets lån er beskrevet i note 25 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				31.12.2014	31.12.2013
Effekt på resultat før skatt:		+ 100	-18 232	9 952	
		- 100	18 167	-10 110	

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 3,6 millioner i følsomheten angitt i tabellen over.

(iii) Likviditetsrisiko / likviditetsstyring

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

Selskapet skal til enhver tid ha tilgjengelig likviditet plassert på ordinære bankkonti som minimum dekker forventede utbetalinger til operasjonelle aktiviteter og investeringsaktiviteter for to måneder frem i tid.

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 scenarioer 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 driftsbankkonti 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 er hovedsakelig plassert i bank per 31. desember 2014.

Selskapet har en beholdning av betalingsmidler per 31. desember 2014 på USD 296 millioner (2013: USD 280 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.

Den reservebaserte lånefasiliteten er en syvårig sikret lånefasilitet på USD 3,0 milliarder og inkluderer i tillegg en ikke-bindende trekkrettighet på USD 1,0 milliarder. Ved kjøpet av Marathon Oil Norge AS den 15. oktober 2014 trakk Det norske USD 2,65 milliarder på lånet. Ved årsslutt fullførte selskapet en halvårlig redetermineringsprosess med banksyndikatet. Etter dette er tilgjengelig beløp redusert til USD 2,693 milliarder. Det norske har et opptrekk på USD 2,1 milliarder ved årsslutt 2014.



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

		Kontraktsmessige kontantstrømmer				
31.12.2014	Regnskapsført verdi	Innen 1 år	1-2 år	2-5 år	over 5 år	SUM
Ikke-derivative finansielle forpliktelser:						
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
Derivative finansielle forpliktelser:						
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

	Regnskapsført verdi	Kontraktsmessige kontantstrømmer				SUM
31.12.2013		Innen 1 år	1-2 år	2-5 år	over 5 år	
Ikke-derivative finansielle forpliktelser:						
Obligasjonslån	406 592	29 176	29 176	161 904	351 941	572 197
Letefasilitet	78 579	88 453				88 453
Kredittfasilitet	334 814	22 616	22 616	413 693		458 925
Leverandørgjeld og andre forpliktelser	209 033	209 033				209 033
Derivative finansielle forpliktelser:						
Derivater	8 129	3 903	3 106	1 109		8 117
Sum per 31.12.2013	1 037 146	353 181	54 898	576 706	351 941	1 336 726

(iv) 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 kredittrisikoeksponering er representert ved balanseført verdi av de finansielle eiendelene i balansen. Selskapet anser sin maksimale risikoeksponering 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 er bekreftet av finansinstitusjonen som er motpart i kontrakten. Se note 24 for detaljert informasjon om derivatene.

"Markedsbaserte finansielle plasseringer" gjelder et ansvarlig lån. 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 0,7 millioner (2013; Økning på USD 0,2 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 og annen kortsiktig gjeld.

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.

Virkelig verdi på rentebærende gjeld er beregnet ved bruk av markedsrenter.

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

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).

Virkelig verdi på finansielle instrumenter:	31.12.2014		31.12.2013	
	Regnskapsført verdi	Virkelig verdi	Regnskapsført verdi	Virkelig verdi
Finansielle eiendeler til virkelig verdi over resultatet:				
Markedsbaserte finansielle eiendeler	3 289	3 289	3 957	3 957
Sum finansielle eiendeler	3 289	3 289	3 957	3 957

Virkelig verdi på finansielle instrumenter:	31.12.2014		31.12.2013	
	Regnskapsført verdi	Virkelig verdi	Regnskapsført verdi	Virkelig verdi
Finansielle forpliktelser til virkelig verdi over resultatet:				
Derivater	30 870	30 870	8 129	8 129
Finansielle forpliktelser målt til amortisert kost:				
Obligasjonslån	253 141	250 114	406 592	415 824
Annen rentebærende gjeld	2 037 299	2 037 299	334 814	334 814
Sum finansielle forpliktelser	2 321 310	2 318 283	749 534	758 767

Virkelig verdihierarki:

Selskapet klassifiserer virkelig verdimålinger 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 (ujusterte) 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).

Selskapet har ingen eiendeler eller forpliktelser i nivå 3.

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

31.12.2013			
Finansielle instrumenter innregnet til virkelig verdi	Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
Finansielle eiendeler eller forpliktelser målt til virkelig verdi med verdiendringer over resultatet:			
Derivater		8 129	
Markedsbaserte finansielle plasseringer	3 957		

I løpet av rapporteringsperioden er det ingen endringer i virkelig verdimåling 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 per 31.12.:

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

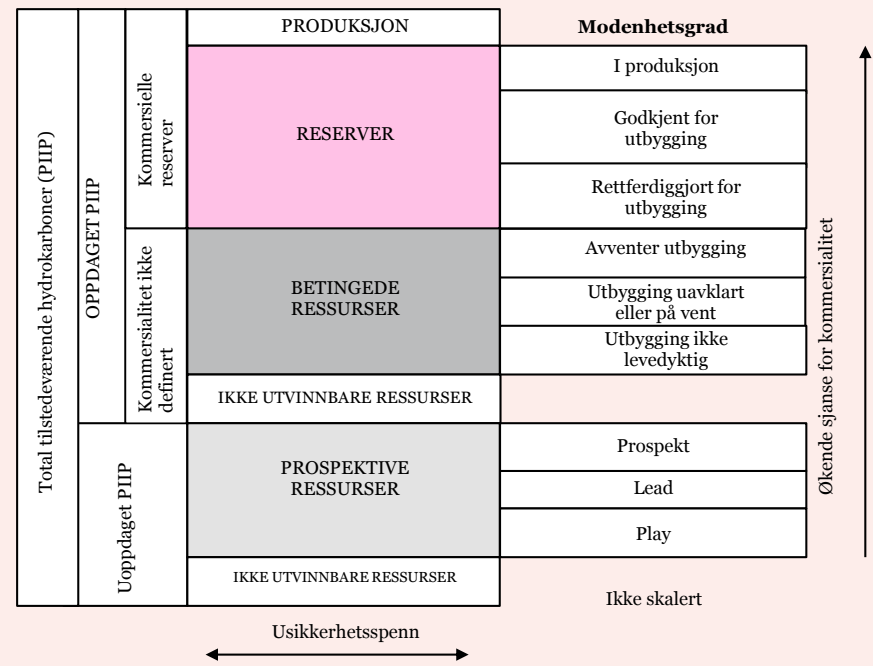
Utvinningsstillatelser der Det norske er operatør			Utvinningsstillatelser der Det norske er partner		
Lisens	31.12.2014	31.12.2013	Lisens	31.12.2014	31.12.2013
PL 001B	35,0 %	35,0 %	PL 019C	30,0 %	30,0 %
PL 026B***	62,1 %	62,1 %	PL 019D	30,0 %	30,0 %
PL 027D	100,0 %	100,0 %	PL 029B	20,0 %	20,0 %
PL 027ES	40,0 %	40,0 %	PL 035	25,0 %	25,0 %
PL 028B	35,0 %	35,0 %	PL 035B	15,0 %	15,0 %
PL 036 C ***	65,0 %	0,0 %	PL 035C	25,0 %	25,0 %
PL 036 D ***	46,9 %	0,0 %	PL 038	5,0 %	5,0 %
PL 088 BS ***	65,0 %	0,0 %	PL 038D	30,0 %	30,0 %
PL 103B	70,0 %	70,0 %	PL 038E **	5,0 %	0,0 %
PL 150 ***	65,0 %	0,0 %	PL 048B	10,0 %	10,0 %
PL 150 B ***	65,0 %	0,0 %	PL 048D	10,0 %	10,0 %
PL 169C	50,0 %	50,0 %	PL 102C	10,0 %	10,0 %
PL 203 ***	65,0 %	0,0 %	PL 102D	10,0 %	10,0 %
PL 203 B ***	65,0 %	0,0 %	PL 102F	10,0 %	10,0 %
PL 242	35,0 %	35,0 %	PL 102G	10,0 %	10,0 %
PL 340 ***	65,0 %	0,0 %	PL 265	20,0 %	20,0 %
PL 340 BS ***	65,0 %	0,0 %	PL 272	25,0 %	25,0 %
PL 364	50,0 %	50,0 %	PL 332 *	0,0 %	40,0 %
PL 414 *	0,0 %	40,0 %	PL 362	15,0 %	15,0 %
PL 414B *	0,0 %	40,0 %	PL 438	10,0 %	10,0 %
PL 450 *	0,0 %	80,0 %	PL 442	20,0 %	20,0 %
PL 460	100,0 %	100,0 %	PL 453S*	0,0 %	25,0 %
PL 494	30,0 %	30,0 %	PL 457 ***	40,0 %	0,0 %
PL 494B	30,0 %	30,0 %	PL 492	40,0 %	40,0 %
PL 494C	30,0 %	30,0 %	PL 502	22,2 %	22,2 %
PL 497 *	0,0 %	35,0 %	PL 522	10,0 %	10,0 %
PL 497B *	0,0 %	35,0 %	PL 531*	0,0 %	10,0 %
PL 504	47,6 %	47,6 %	PL 533	20,0 %	20,0 %
PL 504BS	83,6 %	83,6 %	PL 535*	0,0 %	10,0 %
PL 504CS	21,8 %	21,8 %	PL 535B*	0,0 %	10,0 %
PL 512 *	0,0 %	30,0 %	PL 550	10,0 %	10,0 %
PL 542 *	0,0 %	45,0 %	PL 551	20,0 %	20,0 %
PL 542B *	0,0 %	45,0 %	PL 554	10,0 %	20,0 %
PL 549S*	0,0 %	35,0 %	PL 554B	10,0 %	20,0 %
PL 553	40,0 %	40,0 %	PL 554C **	10,0 %	0,0 %
PL 573S*	0,0 %	35,0 %	PL 558 ***	10,0 %	20,0 %
PL 626	50,0 %	50,0 %	PL 563*	0,0 %	30,0 %
PL 659 ***	20,0 %	30,0 %	PL 567	40,0 %	40,0 %
PL 663	30,0 %	30,0 %	PL 568	0,0 %	20,0 %
PL 677	60,0 %	60,0 %	PL 571	0,0 %	40,0 %
PL 709	40,0 %	40,0 %	PL 574	10,0 %	10,0 %
PL 715	40,0 %	40,0 %	PL 613	20,0 %	35,0 %
PL 724**	40,0 %	0,0 %	PL 619	30,0 %	30,0 %
PL 736 S ***	65,0 %	0,0 %	PL 627	20,0 %	20,0 %
PL 748**	40,0 %	0,0 %	PL 667	30,0 %	30,0 %
Antall	35	33	PL 672	25,0 %	25,0 %
*Tilbakeleverte lisenser eller Det norske har trukket seg ut av lisensen. **Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) i 2013. Tilbudene ble kunngjort i 2014. ***Andel ervervet/endret gjennom lisenstransaksjon.			PL 676S	10,0 %	20,0 %
			PL 678BS **	25,0 %	0,0 %
			PL 678S	25,0 %	25,0 %
			PL 681	16,0 %	16,0 %
			PL 706	20,0 %	20,0 %
			PL 730 **	30,0 %	0,0 %
			Antall	44	47

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

Det norske oljeselskap ASAs reserver og betingede ressurser har blitt klassifisert i henhold til SPE (Society of Petroleum Engineers’) klassifiseringssystem “Petroleum Resources Management System”. Dette systemet tilfredsstiller kravet fra Oslo Børs med hensyn til rapportering av reserver og betingede ressurser.

Figur 1 beskriver hovedprinsippene ved ressursklassifiseringssystemet.

Figur 1- SPEs klassifiseringssystem som brukes av Det norske



I tråd med tidligere års praksis har selskapets reserver og betingende ressurser blitt sertifisert av en uavhengig tredjepart, AGR Petroleum Service AS.

Reserver, utbygde og ikke-utbygde

Det norske oljeselskap ASA har eierinteresser i 14 felt/prosjekter som inneholder reserver, se tabell 1. Av disse feltene er åtte i underklassen «I produksjon» og seks er i underklassen «Godkjent for utbygging». Legg merke til at deler av Alvheimfeltet er klassifisert i underklassen «Rettferdiggjort for utbygging». Grunnen til dette er at disse reservene representerer planlagt (nå godkjent) infill borekampanje. Legg også merke til at Boa er en del av Alvheimfeltet. Grunnen til at Boa rapporteres separat er at en del av denne delen av Alvheim strekker seg over på UK kontinentalsokkel. En unitiseringsavtale med UK-partnerne har resultert i en netto andel på 57,622 prosent (65*o.8865) til Det norske. Andelen for resten av Alvheim er 65,0 prosent.

Underklasse “I produksjon”/utbygd:

- Varg - operatør Talisman, Det norske 5 prosent
- Jotun - operatør ExxonMobil, Det norske 7 prosent
- Atla - operatør Total, Det norske 10 prosent
- Jette - operatør Det norske, Det norske 70 prosent
- Alvheim - operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Boa (del av Alvheim) - operatør Det norske, Det norske 57,623 prosent
- Vilje - operatør Det norske, Det norske 46,907 prosent
- Volund - operatør Det norske, Det norske 65 prosent

Underklasse “Godkjent for utbygging”/ikke utbygd:

- Enoch – operatør Talisman, Det norske 2 prosent
- Ivar Aasen Unit– operatør Det norske, Det norske 34,7862 prosent
- Hanz – operatør Det norske, Det norske 35 prosent
- Gina Krog – operatør Statoil, Det norske 3,3 prosent
- Viper/Kobra – operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Bøyla – operatør Det norske, Det norske 65 prosent

Underklasse “Godkjent for utbygging”/ikke utbygd:

- Alvheim Kameleon Phase 3 – operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Alvheim East Kam 4 – operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Alvheim Kneler 1 – operatør Det norske, Det norske 65 prosent
- Alvheim Boa Kam North – operatør Det norske, Det norske 64,4178 prosent

Sum netto påviste reserver (P90/1P) per 31. desember 2014 til Det norske er anslått til 142,95 millioner fat oljeekvivalenter. Sum netto påviste og sannsynlige reserver (P50/2P) er anslått til 205,64 millioner fat oljeekvivalenter. Splitten mellom væske og gass og mellom de ulike underkategorier er gitt i tabell 1.

Endringer fra 2013 er oppsummert i tabell 2. Hovedårsaken for økte netto reserveestimat for Det norske sammenlignet med rapport per 31. desember 2013 er oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS. Reservene forbundet med oppkjøpet av Marathon Oil Norge AS representerer 84 prosent av økningen av netto påviste reserver (1P/P90) og 90 prosent av økning i netto påviste pluss sannsynlige reserver (2P/P50).



I 2014 ble Ivar Aasenfeltet unitisert. Ved fjorårets rapportering bestod Ivar Aasenfeltet av funnene Ivar Aasen (tidligere Draupne), West Cable-funnet og Hanz-funnet. I årets rapport er Hanz rapportert separat. Grunnen til dette er at PL 001B lisensen (Ivar Aasen funnet) i løpet av 2014 har blitt unitisert med lisensene PL 457 og PL 338B. Også West Cable (PL442) ble inkludert i unitiseringsavtalen som beskriver Ivar Aasen Unit med en andel til Det norske på 34,7862 prosent.

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)
31.12.2014	%										
Varg	5,0 %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,47	0,02	0,16	2,70	0,14
Jotun	7,0 %	0,00			0,00	0,00	0,00			0,00	0,00
Atla	10,0 %	0,45		0,70	4,85	0,48	0,51		0,79	5,49	0,55
Jette	70,0 %	0,28			0,28	0,20	0,36			0,36	0,25
Alvheim	65,0 %	39,39		0,26	41,05	26,68	62,45		1,19	69,95	45,47
Boa	57,6 %	13,51		0,24	14,99	8,64	18,84		0,33	20,93	12,06
Vilje	46,9 %	12,89			12,89	6,05	22,37			22,37	10,49
Volund	65,0 %	11,58		0,11	12,24	7,96	16,76		0,20	18,03	11,72
Totalt						50,01					80,68

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)
31.12.2014	%										
Enoch Unit	2,0 %	1,71			1,71	0,03	2,61			2,61	0,05
Ivar Aasen	34,8 %	113,15	0,81	4,51	151,22	52,60	144,59	0,85	4,71	184,42	64,15
Hanz	35,0 %	12,11	0,05	0,26	14,34	5,02	16,14	0,07	0,36	19,28	6,75
Gina Krog	3,3 %	82,33	2,61	9,59	173,84	5,74	106,63	3,30	12,43	224,17	7,40
Viper/Kobra	65,0 %	4,60		0,07	5,04	3,28	7,82		0,12	8,58	5,58
Bøyla	65,0 %	11,70		0,09	12,27	7,98	21,32		0,19	22,54	14,65
Totalt						74,65					98,58

Rettferdiggjort 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)
31.12.2014	%										
Alvheim Kam Phase 3	65,0 %	0,00		3,01	18,96	12,32	0,00		3,30	20,73	13,48
Alvheim East Kam L4	65,0 %	2,32		0,06	2,67	1,73	4,07		0,10	4,67	3,04
Alvheim Kneler 1	65,0 %	2,30		0,03	2,47	1,60	5,18		0,06	5,55	3,61
Alvheim Boa Kam North	62,4 %	3,81		0,06	4,22	2,63	9,06		0,15	10,02	6,26
Totalt						18,29					26,38

Totale reserver 31.12.2014	142,95	205,64
Totale reserver 31.12.2013	48,53	65,76

Tabell 2 - Aggregerte reserver, produksjon, nye utbygginger og justeringer

Netto endring i reserver (mill. fat oljeekviv.)	I produksjon		Godkjent for utbygging		Rettferdiggjort for utbygging		Totalt	
	1P/P90	2P/P50	1P/P90	2P/P50	1P/P90	2P/P50	1P/P90	2P/P50
Balanse per 31.12.2013	1,37	3,57	47,18	62,25	0,00	0,00	48,55	65,82
Produksjon	-4,06	-4,06	0,00	0,00	0,00	0,00	-4,06	-4,06
Kjøp/salg	49,33	79,74	11,26	20,23	18,29	26,38	78,87	126,35
Utvitelser og funn	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nye utbygginger	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Revisjon av tidligere estimat	3,37	1,43	16,23	16,10	0,00	0,00	19,61	17,53
Balanse per 31.12.2014	50,01	80,68	74,67	98,58	18,29	26,38	142,97	205,64
Endring	48,64	77,11	27,49	36,33	18,29	26,38	94,42	139,82

Note 33: Hendelser etter balansedagen

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

Produksjonsstart på Bøylafeltet

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

Vellykket avgrensing på Krafla

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

Oppdatering vedrørende Johan Sverdrup

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

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

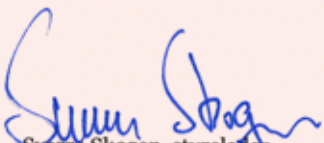
Erklæring fra styret og administrerende direktør

I henhold til verdipapirhandelloven § 5-5 med tilhørende forskrifter bekreftes det at selskapets årsregnskap for 2014 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 gjeld, finansielle stilling og resultat som helhet.

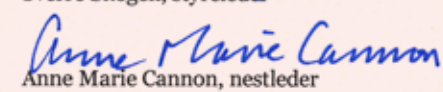
Årsberetningen gir etter vår beste overbevisning en rettviseende oversikt over utviklingen, resultatet og stillingen til selskapet, sammen med en beskrivelse av de mest sentrale risiko- og usikkerhetsfaktorer selskapet står ovenfor. Videre bekrefter vi etter vår beste overbevisning at rapporten "Betaling 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

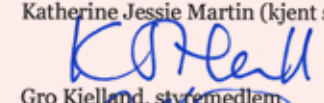
Trondheim, 11. mars 2015



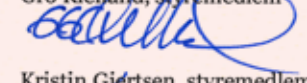
Sverre Skogen, styreleder



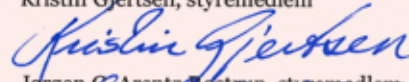
Anne Marie Cannon, nestleder



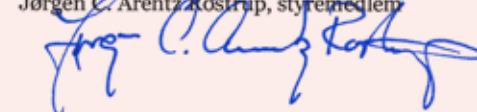
Katherine Jessie Martin (kjent som Kitty Hall), styremedlem



Gro Kielland, styremedlem



Kristin Gjertsen, styremedlem



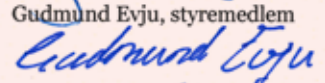
Jørgen C. Arentz Røstrup, styremedlem



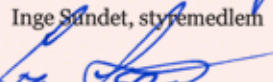
Tom Røtjor, styremedlem



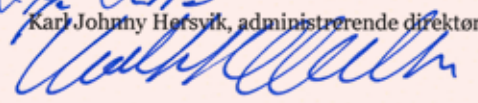
Kjell Inge Røkke, styremedlem



Gudmund Evju, styremedlem



Inge Sændet, styremedlem



Karl Johnny Hørsvik, administrerende direktør

138

144

ÅRSRAPPORT 2014

139

144



KPMG AS
P.O. Box 7000 Majorstuen
Sørkedalsveien 6
N-0306 Oslo

Telephone +47 04063
Fax +47 22 60 96 01
Internet www.kpmg.no
Enterprise 935 174 627 MVA

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 2014, 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 regnskapsestimaterne 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.

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 2014 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.

Offices in:

Oslo	Haugesund	Stavanger
Alta	Kjevik	Stord
Årstad	Kristiansund	Strøme
Bergen	Larvik	Tromsø
Bodo	Mo i Rana	Trondheim
Elverum	Molde	Tynset
Finnnes	Narvik	Tanaberg
Grimstad	Sandefjord	Ålesund
Hamar	Sandnessjøen	

KPMG AS, a Norwegian member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Statsautoriserte revisorer - medlemmer av Den norske Revisorforening.



Revisors beretning 2014
Det norske oljeselskap ASA

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 bokføringsskikk i Norge.

Oslo, 11. mars 2015
KPMG AS

Mona Irene Larsen

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

Bryggetorget 1

Aker Brygge

0250 Oslo

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: Rolf Ottesen Trykkeri



I oktober 2014 var den nye organisasjonen samlet i Trondheim. Foto: Kilian Munch